POTENSI BATUAN INDUK SERPIH GUMAI DI AREA BD, KABUPATEN BATANGHARI, PROVINSI SUMATRA SELATAN

by Basuki Rahmad

Submission date: 09-Apr-2019 03:38PM (UTC+0700)
Submission ID: 1108845291
File name: Potensi_Batuan_Induk_Formasi_Gumai09042019.pdf (4.55M)
Word count: 2790
Character count: 17844

Seminar Nasional Kebumian XI, Yogyakarta, 3 – 4 November 2016
Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta
NO. ISBN 978-602-19765-3-1

POTENSI BATUAN INDUK SERPIH GUMAI DI AREA BD, KABUPATEN BATANGHARI, PROVINSI SUMATRA SELATAN

Listriyanto[1], Sutanto[2], Basuki Rahmad[3], Hendaryono[4], Sugeng Widada[5]
[1]Staff Pengajar Prodi Teknik Perminyakan, UP45 Yogyakarta
[2,3,4,5] Staf Pengajar Prodi Teknik Geologi, UPN "Veteran" Yogyakarta
e-mail: listriyanto.pd@gmail.com, swgeoupn@yahoo.co.id

Abstrak

Identifikasi interval batuan yang mungkin berpotensi sebagai batuan induk merupakan langkah awal eksplorasi yang penting, oleh sebab itu perlu dilakukan penelitian tentang potensi batuan sedimen yang mengandung bahan organik dengan kadar tertentu, yang oleh panas dan waktu dapat menghasilkan hidrokarbon dalam bentuk minyak atau gas secara tepat. Telitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi fasies dan potensi batuan induk hidrokarbon Formasi Gumai di Area BD, Kabupaten Batanghari, Sumatra Selatan.

Analisis fasies berdasarkan singkapan dan data sumur Supra-1 menunjukkan bahwa Formasi Gumai diendapkan pada lingkungan laut dangkal sampai delta. Analisis geokimia guna mengetahui potensi dan kualitas batuan induk dilakukan pada data 1 sumur dan 1 sampel singkapan Serpih Gumai. Analisis potensi dan kualitas batuan induk dari data sumur menunjukkan kandungan TOC 0,68% - 1,42% termasuk baik, Indeks Hidrogen mencapai 350 mg HC/g TOC, Ro (0,54) dan T_{max} 440 menunjukkan hidrokarbon telah mencapai tingkat awal kematangan termal, berasal dari kerogen tipe II/III cenderung menghasilkan minyak dan gas. Analisis potensial dan kualitas batuan induk dari sampel singkapan adalah TOC 2,61% menunjukkan kualitas sangat baik. Rock-Eval menunjukkan bahwa serpih berpotensi sedang sebagai batuan induk hidrokarbon (S2 = 4,87 kg/ton). Nilai Ro (<0,5) menunjukkan tingkat kematangan hidrokarbon belum tercapai. Nilai HI yang relatif rendah mencerminkan bahwa batuan ini jika mencapai kematangan akan cenderung menghasilkan gas. Nilai Hidrogen Indeks 76 umumnya berasal dari kerogen tipe III yang secara dominan mengandung unsur organisme darat dan laut.

Kata kunci : fasies, batuan induk, potensi, kualitas, dan kematangan

PENDAHULUAN

Sampai saat ini minyak dan gas bumi masih merupakan sumber energi utama, tetapi jumlah cadangannya semakin menipis. Padahal dengan kemajuan industri dan meningkatnya jumlah kendaraan bermotor akan meningkatkan konsumsi migas. Oleh karena itu, kegiatan eksplorasi geologi untuk menemukan lapangan-lapangan migas baru terus ditingkatkan oleh Pemerintah Indonesia.

Asal hidrokarbon di Sumatra Selatan, menurut beberapa peneliti seperti diuraikan oleh Ginger (1994) menyebutkan bahwa Formasi Talang Akar di *Central Palembang Sub-Basin* dan *Jambi Sub-Basin* berdasarkan beberapa data sumur telah dipercaya sebagai batuan induk potensial, di sumur Senyerang-1 misalnya, di bagian utara cekungan, nilai TOC Talang Akar bagian Atas bervariasi mencapai 36% dengan nilai Hydrogen Index (HI) antara 200 dan 350 mgHC/g. Di Area Benakat Gully nilai TOC serpih mencapai 5% dan nilai HI pada rentang 110 – 400 mgHC/g.

Potensi batuan induk secara setempat juga dijumpai pada serpih marin Formasi Gumai, beberapa sumur di cekungan bagian utara telah dilaporkan nilai TOC mencapai 8% dan HI 350 mgHC/g. Hal ini membuka kemungkinan bahwa batuan selain Formasi Talang Akar dapat bertindak sebagai batuan induk.

Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk mengidentifikasi fasies dan potensi batuan induk hidrokarbon Formasi Gumai di Area BD, Analisis dilakukan dengan cara mengidentifikasi litologi penyusun formasi tersebut, tingkat kekayaan material organik (TOC – *total organic carbon*) serta tingkat kematangannya berdasarkan data permukaan dan data bawah permukaan. Secara geologis, lokasi penelitian terletak di *Jambi Sub-Basin* (Sub-Cekungan Jambi) yang merupakan bagian dari *(South Sumatra Basin)* Cekungan Sumatra Selatan (Gambar 1).

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

Menurut Simandjuntak dkk, 1994 dalam Peta Geologi lembar Muara Bungo (GRDC, 1994) disebutkan bahwa Formasi Gumai terdiri dari serpih berlapis baik berwarna abu-abu kehijauan, dengan lensa batupasir glaukonitan berwarna abu-abu kebiruan dijumpai pada bagian tengah, dan tuf berwarna coklat kekuningan terdapat pada bagian atas, tebal lebih dari 350 m. Gambar 2 menunjukkan bahwa Formasi Gumai di bawah permukaan melampar secara luas. Secara stratigrafi, Formasi Gumai diendapkan selaras di atas Formasi Talang Akar dan ditutupi oleh Formasi Air Benakat (Gambar 3).

DATA DAN METODOLOGI

Data diperoleh dengan pengamatan di lapangan pada Formasi Gumai serta pengambilan sampel serpih, yaitu sampel SX-1 dengan cara sistematika sampling selanjutnya dianalisa di laboratorium untuk analisis, dan didukung data bawah permukaan. Data permukaan untuk pembuktian adalah Karbon Organik Total (TOC), Pirolisis Rock-Eval, dan kematangan dari Reflektansi Vitrinite (Ro).

Data bawah permukaan adalah sumur Supra-1 digunakan untuk menentukan batas formasi, fasies dan analisis geokimia Formasi Gumai. Hasil interpretasi seismik juga digunakan untuk menentukan pelamparan bawah permukaan.

Data permukaan dan data bawah permukaan kemudian diintegrasikan untuk menentukan potensi batuan induk Serpih Gumai di area penelitian.

1) Preparasi sampel

Preparasi dimaksudkan untuk memperoleh sampel bersih dengan mencuci menggunakan air dingin dan digerus hingga diperoleh ukuran fragmen sebesar kacang polong untuk persiapan kerogen atau ditumbuk halus untuk analisis kimia.

2) TOC

Kandungan karbon organik total dengan menghaluskan sampel, penanganan dilakukan secara hati-hati untuk melepaskan sebagian mineral karbonat menggunakan asam klorida hangat, dan menganalisis residu kandungan karbon dengan Leco Carbon Sulfur Determinator. Hal ini berlaku untuk parameter batuan induk bahwa sampel kurang dari 0,5% berat TOC tidak dapat menghasilkan hidrokarbon yang cukup secara komersial dan karena itu dianggap sebagai *non-source*; sampel antara 0,5 dan 1% berat TOC dinilai sedang; sampel 1.0 dan 2% berat dinilai dianggap baik, sementara sampel lebih dari 2 sampai 4% dianggap sebagai sangat baik, dan bila lebih dari 4% berat dinilai istimewa (Peters & Cassa, 1994).

3) Rock Eval Pirolisis

Pirolisis *rock-eval* dilakukan pada sampel batuan dimaksudkan untuk membedakan jenis bahan organik dan untuk mengevaluasi potensi batuan. Data dari hidrokarbon dinyatakan sebagai mg/g dengan parameter dasar sebagai berikut:

- S1 mewakili kuantitas minyak (hidrokarbons bebas) yang hadir pada batuan dan kira-kira analog dengan bitumen yang dapat diekstraksi dengan menggunakan pelarut.
- S2 merupakan jumlah hidrokarbon yang terbentuk oleh kerogen dalam sampel selama pirolisis antara suhu 300°C dan 600°C.
- S3 adalah karbon dioksida yang dikeluarkan dari kerogen selama pirolisis
- T_{max}, adalah temperature puncak S_2 dalam satuan °C.

4) Pantulan Vitrinit

Analisa ini berdasarkan pada kemampuan daya pantul cahaya vitrinit. Kerogen yang telah matang akan membawa perubahan pada vitrinit dan hal ini akan diiringi dengan kemampuan partikel tersebut untuk memantulkan cahaya yang jatuh padanya. Kemampuan daya pantul ini merupakan fungsi temperature, artinya dengan perubahan waktu pemanasan dan temperatur akan menyebabkan warna vitrinit berubah di bawah sinar pantul.

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

Sampel batuan diletakkan di atas kaca preparat dan direkatkan dengan *epoxyresin*. Kemudian digosokkan dengan kertas korondum kasar sampai halus dan terakhir dengan menggunakan alumina. Selanjutnya sampel batuan tersebut diuji dalam minyak immersi (indeks bias=1,516) dengan menggunakan mikroskop dan suatu *micro photomultiplier* dan *digital voltmeter attachment*. Kemudian dilakukan kalibrasi terhadap vitrinit berdasarkan suatu standart yang terbuat dari gelas.

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

a) Fasies Pengendapan

Penentuan fasies pengendapan Formasi Gumai di daerah telitian didasarkan pada data singkapan dan data Sumur Supra-1. Berdasarkan profil singkapan di **Area BD** (Gambar 4) menunjukkan bahwa Formasi Gumai yang tersingkap di lokasi ini tersusun oleh perselang-selingan batupasir gampingan dan serpih gampingan yang menunjukkan suatu pola penebalan ke atas. Ciri batupasir pada profil ini adalah : berwarna abu-abu, pasir halus sampai sedang, tersusun oleh kuarsa, feldspar, karbonatan. Strutur sedimen yang teramati adalah, massif, dan laminasi parallel. Serpih pada singkapan ini menunjukkan warna coklat sampai hitam, bersifat karbonatan, menunjukkan struktur paralel laminasi.

Dalam Sumur Supra-1 Formasi Gumai dijumpai pada interval kedalaman 970-1372,5 m. Berdasarkan karakteristik litologinya, Formasi Gumai dalam sumur ini bisa dibagi menjadi Formasi Gumai Bawah dan Formasi Gumai Atas. Formasi Gumai Bawah tertembus pada interval kedalaman 1100-1372,5 m, tersusun oleh perselingan batulempung dan batulanau dengan sisipan batulempung organik. Formasi Gumai Atas tertembus pada interval kedalaman 970-1100 m dan tersusun oleh perselingan batupasir gampingan dengan serpih gampingan. Bagian bawah formasi ini tersusun oleh serpih tebal dengan sisipan batulempung organik dan bagian atas tersusun oleh perselingan serpih dan batupasir Secara keseluruhan litologi penyusun Formasi Gumai menunjukkan pola pengkasaran ke atas (Gambar 5).

Dijumpainya material karbonatan baik pada batupasir maupun serpih menunjukkan pengendapan formasi ini terjadi di lingkungan marin (Selley, 1985). Hasil analisis palinologi pada Formasi Gumai menunjukkan adanya kandungan *Avicennia* dan *Acrostichum aureum* yang mengindikasikan lingkungan marin. Dari penjelasan tersebut dapat disimpulkan bahwa pengendapan Formasi Gumai di lokasi ini terjadi pada daerah marin. Kemungkinan bagian bawah formasi ini diendapkan pada lingkungan marin pada daerah *lower shoreface* dengan tingkat energi yang rendah, sedangkan bagian atas formasi ini diendapkan pada daerah *middle-upper shoreface* dengan tingkat energi yang tinggi (Gambar 5). Proses pengendapan Formasi Gumai terjadi pada kondisi progradasional.

b) Analisis TOC

Potensi batuan diperoleh dari analisis TOC dan Rock-Eval Pirolisis. Ringkasan analisis geokimia pada **Tabel** 1. Sampel terdiri serpih abu-abu dan abu-abu kecoklatan, TOC dalam sampel SX-1 yaitu 2,61%, memiliki kuantitas baik untuk menghasilkan hidrokarbon.

Secara umum telah dapat diterima bahwa sampel dengan kandungan TOC > 0.5% mempunyai potensi yang cukup untuk menghasilkan minyak bumi secara komersial, oleh karena itu ditetapkan sebagai batuan induk. Sampel dengan kandungan TOC > 1.0% mempunyai nilai yang cukup atau sedang sebagai batuan induk, sedangkan untuk TOC antara 1.0% - 2.0% merupakan nilai di atas rata-rata (kaya) sebagai batuan induk **Tabel** 1. Berdasarkan hasil analisis di atas, sampel SX-1 mempunyai nilai > 2.0% TOC atau sangat baik.

Sedangkan nilai TOC berdasarkan data Sumur Supra-1 yang diperoleh dari empat sampel antara 0,68 – 1,03 % (kuantita sedang).

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

c) Analisis Pirolisis

Data yang diperoleh dari Rock-eval pirolisis diinterpretasikan dengan cara berikut (Tissot dan Welte, 1984; Rad, 1984; Espitalie *et al.*, 1985:. Bordenave, 1993):

- S1 data tidak digunakan, kecuali pada nilai S1 tinggi yang terkait dengan nilai S2 rendah sehingga ditafsirkan sebagai adanya migrasi hidrokarbon.
- nilai S2 adalah indikator kualitas batuan :

miskin	< 2,5 kg / ton
Sedang	2,5 - 5 kg / ton
Baik	S2 > 5 kg / ton

- Tingkat kematangan (T_{max}) bahan organik didefinisikan dengan :

tidak matang	< 435°C
matang	435°C - 470°C
lewat matang	> 470°C

- *Production Index* (PI) digunakan untuk sampel dengan kekayaan yang sedang atau baik, terkait dengan nilai T_{max} sebagai berikut:

T_{max}	PI	Kematangan
< 435°C	<0.1	Belum matang
>435°C	0.1-0.2	Awal matang
	>0.2	Telah terkontaminasi

- Kualitas batuan induk (*hydrocarbon proneness*) juga dapat dideterminasi menggunakan *hydrogen index* (HI) sebagai berikut :

Source Quality	HI (mgHC/g TOC
Oil-prone	>300
Gas-oil prone	200 – 300
Gas prone	110 – 200
Non –source	<100

Diagram rinci untuk menafsirkan hasil analisis pirolisis dapat dilihat pada **Tabel** 1 dan Gambar 4. Hasil analisis pirolisis *rock-eval* menunjukkan bahwa sampel permukaan SX-1 nilai S1 adalah 0,6 mg/g, sedangkan kandungan kerogen (S2) > 2,5 mg/g batuan, merupakan nilai yang dikategorikan sebagai kategori sedang sebagai batuan potensial untuk menghasilkan hidrokarbon ketika mencapai tahap tingkat kematangan termal.

d) Pantulan Vitrinit

Dalam Penelitian ini Preparasi dan pengukuran dilakukan dengan *Australian Standard* 2856 (1986) and ASTM (2009), dari sampel diperoleh hasil pengukuran sebagai berikut :

Standard Deviation (%)	: 0.01
Maximum Reflectance (%)	: 0.22
Minimum Reflectance (%)	: 0.16
Mean Reflectance (%)	: 0.19

Parameter yang digunakan untuk menentukan tingkat kematangan berdasarkan pantulan vitrinit ditunjukkan sebagai berikut :

- Kisaran kematangan Hidrokarbon berdasarkan angka pantulan Vitrinit (Peters & Cassa, 1994) sebagai berikut:

Ro (%)	*Stage of Thermal Maturity for Oil*
0,2 - 0,6	*Immature*
0,6 - 0,65	*Early mature*
0,65 - 0,9	*Peak mature*
0,9 - 1,35	*Late mature*
> 1,35	*Post Mature*

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

Pantulan vitrinit yang dihasilkan menunjukkan bahwa harga rata-rata masing-masing sampel adalah 0,19. Data tersebut menunjukkan bahwa batuan induk pada Formasi Gumai sampel SX-1 di lokasi ini belum bisa menggenerasikan hidrokarbon.

e) Tipe Kerogen

Secara individu sampel SX-1 memiliki nilai HI 76 mg HC/g TOC (**Tabel** 1), data tersebut menunjukkan bahwa sampel memiliki kemampuan rendah untuk menghasilkan hidrokarbon. Dari *cross-plot* Indeks Hidrogen terhadap Tmaks (Gambar 6) menunjukkan bahwa kerogen pada sampel ini termasuk tipe III yang memiliki kecenderungan membentuk gas. Sedangkan pada tipe kerogen berdasarkan data sumur Supra-1 (**Tabel** 2) dengan melakukan *cross plot* antara nilai indeks hidrogen dan T_{maks} pada Gambar 7 memperlihatkan tipe II/III yang dapat membentuk minyak dan gas.

f) Kematangan Termal

Sampel SX-1 memiliki nilai T_{maks} <435°C, kondisi ini cenderung menunjukkan tingkat sedimen yang belum matang. Pemeriksaan mikroskopis menunjukkan bahwa nilai Ro maksimum adalah 0,22 dan minimum 0,16% atau rata-rata 0,19% yang mengindikasikan batuan belum mencapai tahap kematangan termal (Robert, 1988, dalam Bordenave, 1993). Nilai *Production Index* (PI) 0,11 pada **Tabel** 1 menunjukkan awal tingkat kematangan termal mulai tercapai, Nilai tingkat kematangan yang diperoleh dari dari data sumur Supra-1 berdasarkan interpretasi yang dibuat dengan membangun *trend* pada *cross plot* menunjukkan *top oil window* (Ro 0,6) telah tercapai pada kedalaman 1300 m (Gambar 8)

KESIMPULAN DAN SARAN

a) Berdasarkan data singkapan dan data Sumur Supra-1 menunjukkan Formasi Gumai di daerah telitian diendapkan pada lingkungan laut dangkal (*lower-upper shoreface*).
b) Potensi batuan induk, hasil analisis TOC dan Rock Eval menunjukkan bahwa sampel SX-1 di Area BD maupun dari data Sumur Supra-1 memiliki potensi hidrokarbon bila mencapai tingkat kematangan termal.
c) Tipe Bahan Organik, batuan sedimen mengandung hidrogen yang umumnya mencerminkan bahwa kerogen yang terkandung adalah Tipe II/III dengan kapasitas cenderung menghasilkan minyak dan gas.

DAFTAR PUSTAKA

Bordenave, M. L. (ed.), 1993. *Applied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip, France. 524pp.

Ginger, D., Fielding, K., 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatra Basin*, Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition.

Heriyanto, N., 2002, Studi Famili Hidrokarbon Subcekungan Jambi Sumatra Melalui Kajian Atribut Organofasies, Tesis Magister Bidang Studi Ilmu Kebumian Program Pascasarjana ITB.

Peters, K.E., 1986. *Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis.* American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 70, p.318-329.

Sarjono, S., Sardjito., 1989, *Hydrocarbon Source Rock Identification In The South Palembang Sub-Basin,* Proceedings Indonesian Petroleum Association Eighteenth Annual Convention, October 1989.

Simandjuntak, T.O., Budhitrisna, T., Surono,., Gafoer, S,. Amin, T.C. 1994. *Geological Map of The Muara Bungo Quadrangles*, Sumatra, Scale 1:250.000, Geological Research and Development, Bandung.

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

Selley, R.C., 1985, *Ancient Sedimentary Environments, Third Edition*. Cornell University Press, New York.

Tissot, B.P. dan Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*, Edisi Kedua, Springer-Verlag, Berlin, 699 h.

Waples, D.W., 1985. *Organic Geochemistry for Exploration Geologist*. International Human Resources Development Corp., Boston, 232 h.

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

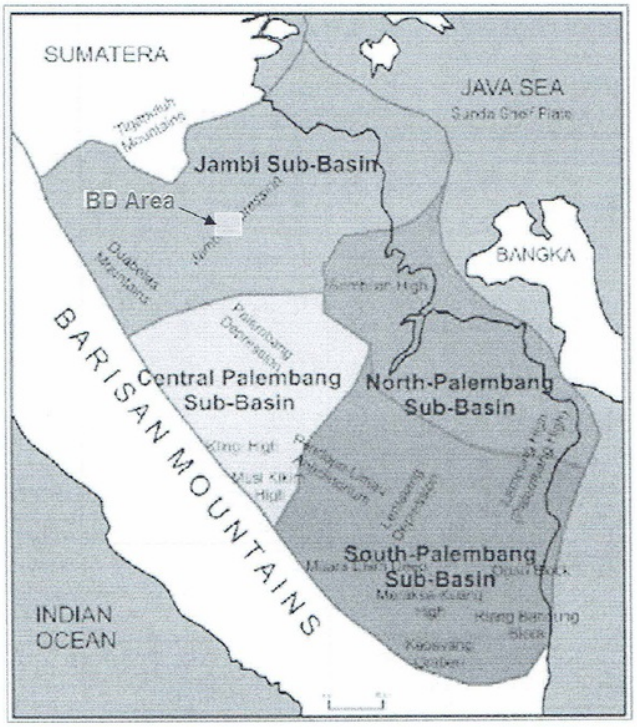
Tabel 1. Pirolisis Rock-Eval Sampel SX-1 Formasi Gumai di Area BD

Sample ID (Formation)	Lithology	TOC (wt.%)	mg/gm rock			Tmax (°C)	Oil Production Index (OPI)	Potential Yield (S_1+S_2)	Hydrogen Index	Oxygen Index
			S_1	S_2	S_3					
SX-1 Gumai Fm.)	med dk gy Clyst	2.61	0.60	4.87	0.47	430	0.11	5.47	76	7

S_1 = Free Hydrocarbons	S_2 = Pyrolysable Hydrocarbons	S_3 = Organic CO_2
Oil Production Index = Transformation Ratio = $S_1/(S_1+S_2)$	Tmax = Temperature of Maximum S_2	Oxygen Index = (S_3/TOC) x 100
* Pyrolysis by Rock Eval 6; TOC content by Leco Analyzer	Hydrogen Index = (S_2/TOC) x 100	

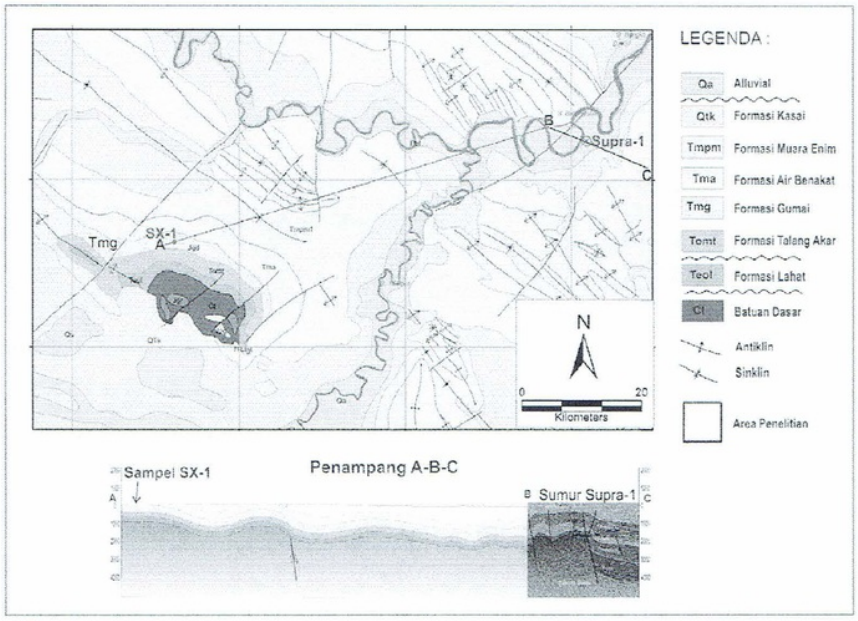
Tabel 2. Data Geokimia Serpih Gumai Sumur Supra-1

No	Formasi	Sample Depth (mRTDL)	TOC	HI	Tmax (° C)	Vitrinite Reflectance (RO)
1	Gumai	1210-1212	0,68	81	-	-
2		1224-1226	1,2	126	441	0.54
3		1246-1248	1,29	202	440	0.54
4		1270-1272	1,03	350	441	0.53

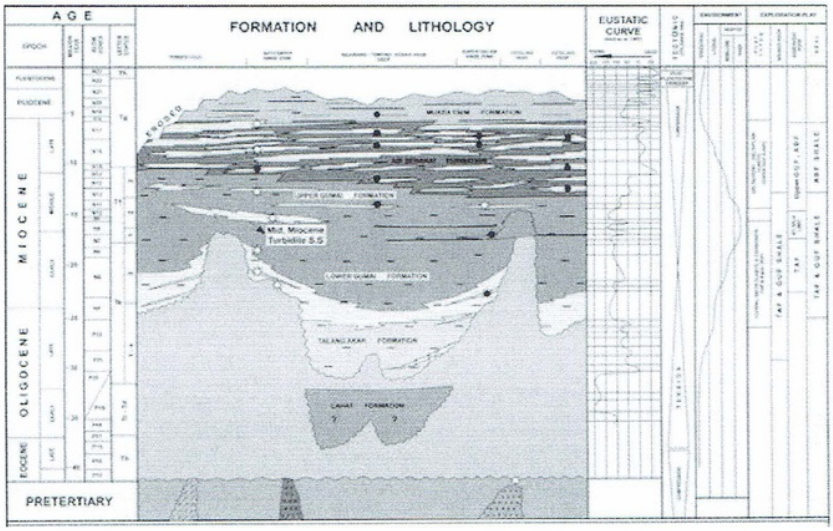


Gambar 1. Lokasi Daerah Penelitian di Sub-Cekungan Jambi, (Sarjono and Sardjito, 1989)

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

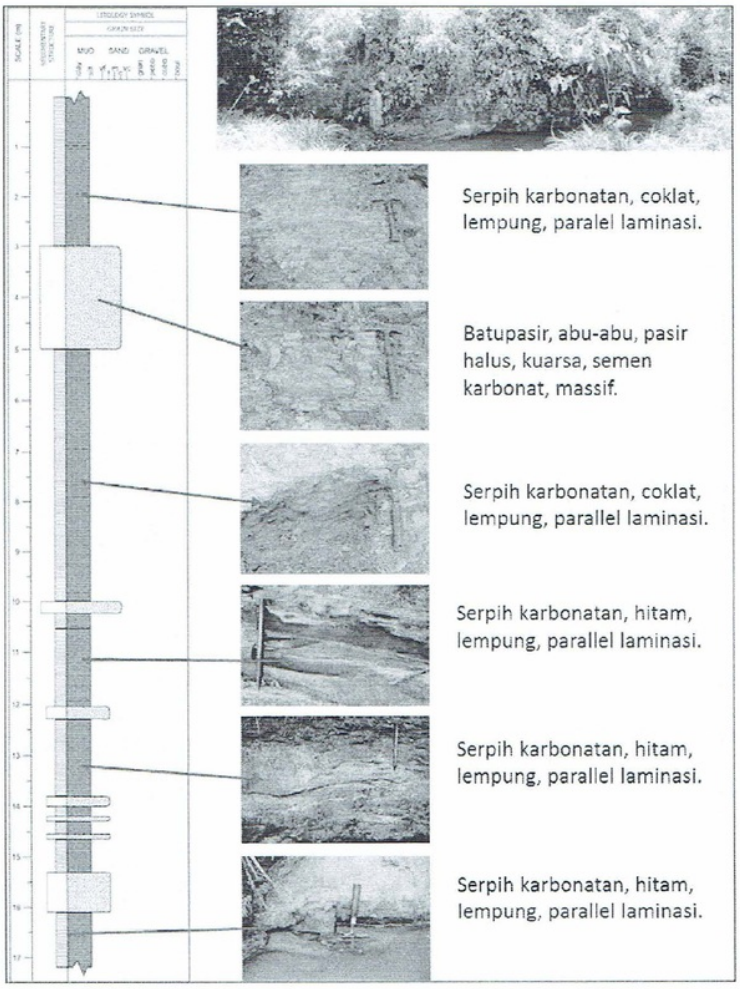


Gambar 2. Lokasi pengambilan sampel di Area BD pada Peta Geologi Lembar Muara Bungo (GRDC, 1994 modifikasi) diintegrasikan dengan hasil interpretasi seismik



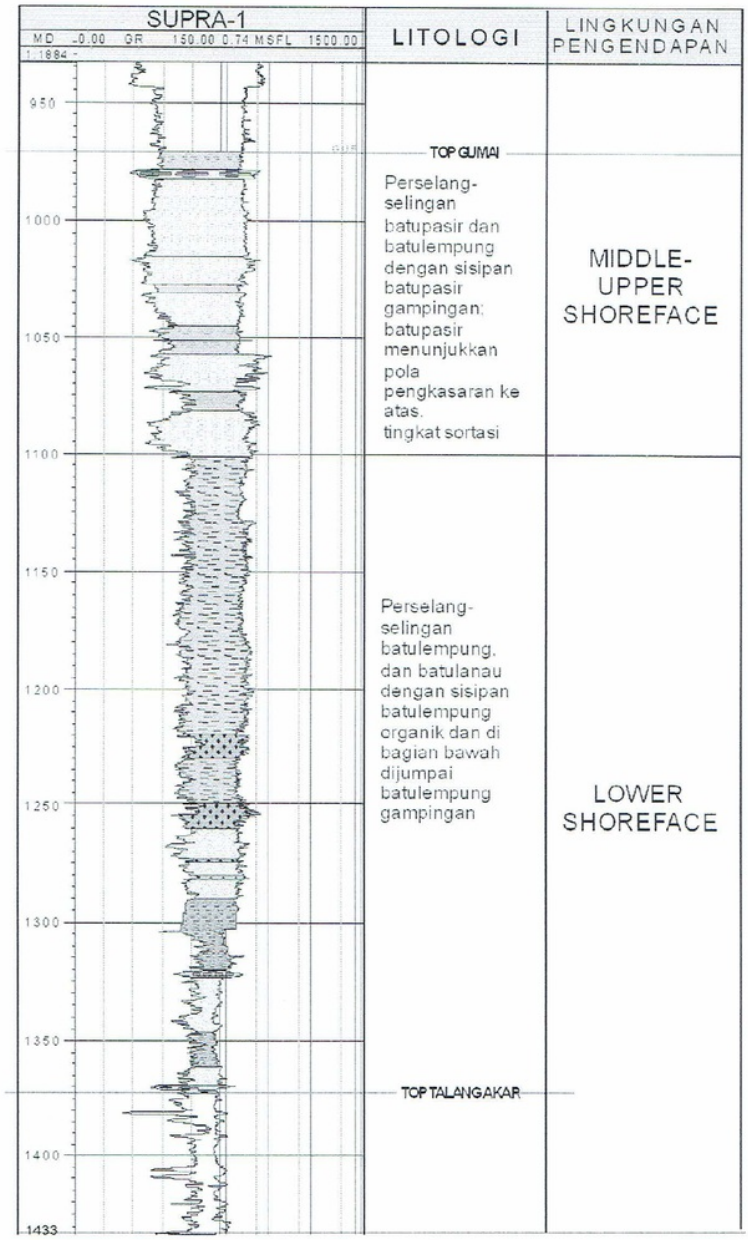
Gambar 3. Stratigrafi Sub-Cekungan Jambi, (Halik, 1992 dalam Heriyanto, 2002)

NO. ISBN 978-602-19765-3-1



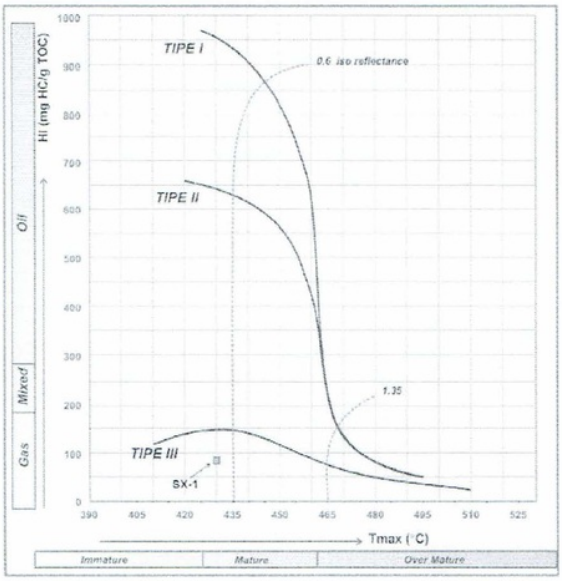
Gambar 4. Profil singkapan Formasi Gumai di Area BD

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

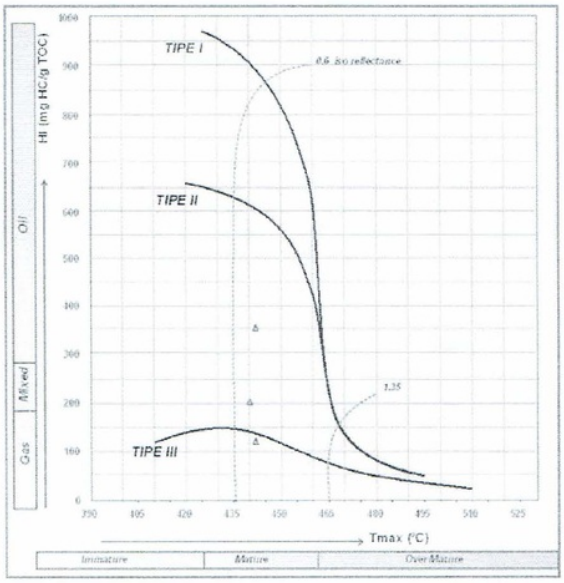


Gambar 5. Analisis litologi dan lingkungan pengendapan Formasi Gumai pada Sumur Supra-1.

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

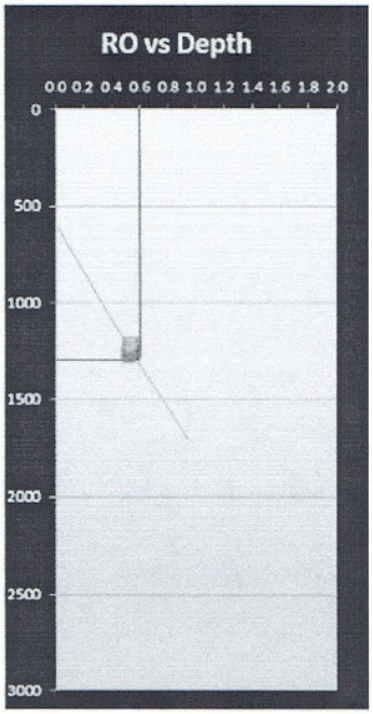


Gambar 6. Plot HI – Tmaks sampel SX-1 menunjukkan kerogen tipe III



Gambar 7. Plot HI – Tmaks sumur Supra-1 (△) menunjukkan kerogen tipe II/III

NO. ISBN 978-602-19765-3-1



Gambar 8. Nilai Ro terhadap kedalaman

POTENSI BATUAN INDUK SERPIH GUMAI DI AREA BD, KABUPATEN BATANGHARI, PROVINSI SUMATRA SELATAN

ORIGINALITY REPORT

2%	%	2%	%
SIMILARITY INDEX	INTERNET SOURCES	PUBLICATIONS	STUDENT PAPERS

PRIMARY SOURCES

1	J. M. Cole, S. Crittenden. "Early Tertiary basin formation and the development of Lacustrine and quasi-lacustrine/marine source rocks on the Sunda Shelf of SE Asia", Geological Society, London, Special Publications, 1997 Publication	2%

Exclude quotes	Off	Exclude matches	< 2%
Exclude bibliography	Off		