

## PERHITUNGAN VOLUME HIDROKARBON BERDASARKAN DATA GEOKIMIA PADA LAPISAN SERPIH FORMASI SINAMAR, SUMATRA

M.H. Hermiyanto Zajuli

Pusat Survei Geologi  
Jl. Diponegoro No.57, Bandung - 40122

### Sari

Lokasi penelitian yang terletak di sebelah barat laut Cekungan Sumatra Selatan menempati 8% dari total penyebaran Formasi Sinamar. Formasi Sinamar terdiri atas serpih, batulempung, batulumpur, batupasir, dan batupasir konglomeratan serta sisipan batubara yang berumur Oligosen. Penelitian ini difokuskan pada batuan sedimen halus Formasi Sinamar yaitu serpih, batulempung, dan batulumpur. Berdasarkan analisis kekayaan dan kematangan batuan induk, serpih Formasi Sinamar memiliki tingkat baik sampai baik sekali ( $TOC = 2\% - 10\%$ ) sebagai batuan induk. Serpih Formasi Sinamar ini memiliki kecenderungan untuk menghasilkan minyak yang berasal dari kerogen tipe I ( $HI > 600 \text{ mg HC/TOC}$ ). Apabila serpih Formasi Sinamar mempunyai kematangan yang mencukupi, maka volume minyak yang dapat dihasilkannya di lokasi penelitian adalah 5,02 juta barel, sedangkan volume minyak yang dapat dihasilkan dari total serpih Formasi Sinamar sekitar 6,08 miliar barel.

Kata kunci : Formasi Sinamar,  $TOC$ ,  $HI$ , tipe kerogen, pirolisis *Rock-Eval*, hidrokarbon

### Abstract

*Research area located at northwestern part of South Sumatra Basin, occupies 8% of the total distribution of Sinamar Formation. The Oligocene Sinamar Formation consists of shale, claystone, mudstone, sandstone, conglomeratic sandstone, and intercalation of coal seams. This research was focused on fine clastic sediments of the Sinamar Formation, such as shale, claystone, and mudstone. Based on the analysis results of source rock richness and maturity, shale of the Sinamar Formation has a good to excellent degree of richness (2% - 10%) as a source rock. The shale of Sinamar Formation tends to produce oil derived from type I kerogen ( $HI > 600 \text{ mg HC/TOC}$ ). If the shale of Sinamar Formation has an adequate maturity it will produce oil around 5.02 million barrels, while from the total shale of Sinamar Formation approximately 6.08 billion barrels.*

*Keywords : Sinamar Formation,  $TOC$ ,  $HI$ , kerogen type, *Rock-Eval* pyrolysis, hydrocarbon*

### Pendahuluan

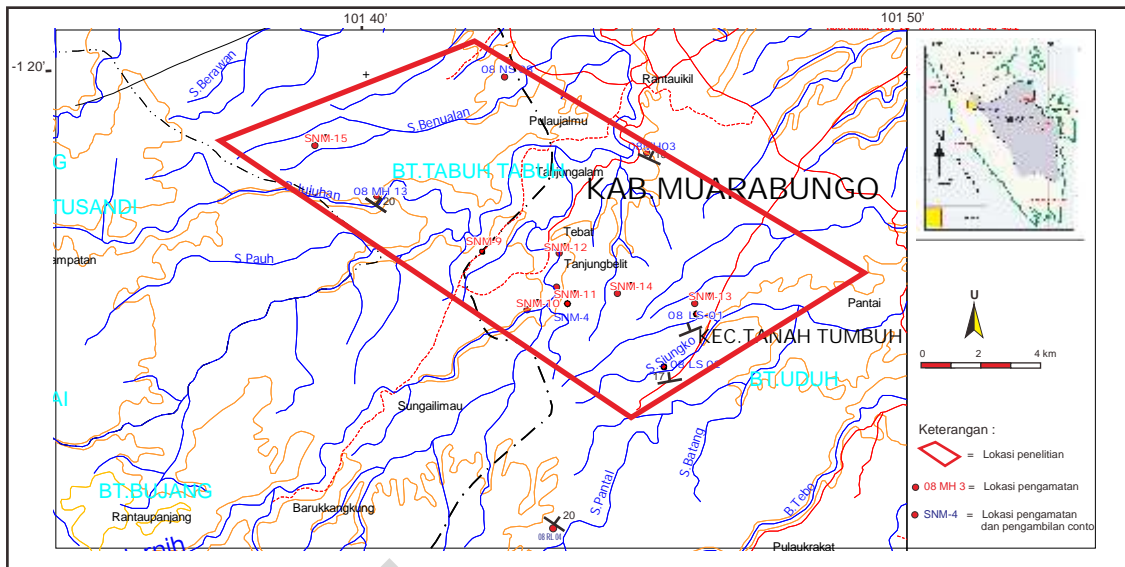
Formasi Sinamar merupakan formasi yang belum banyak diketahui keberadaannya di daerah Sumatra, khususnya daerah yang berdekatan dengan Cekungan Sumatera Selatan. Runtunan batuan Formasi Sinamar terdiri atas serpih, batulempung, batulanau, serta sisipan tipis batupasir dan batubara, terendapkan di lingkungan *fluvial - delta* (Rosidi drr., 1996). Batuan sedimen halus Formasi Sinamar mempunyai karakteristik geokimia yang bagus sebagai batuan induk. Nilai kekayaan material organik dan tipe kerogennya memenuhi persyaratan yang sangat baik sebagai batuan induk penghasil minyak.

### Maksud dan Tujuan

Maksud dari penelitian ini adalah untuk mengkaji volume hidrokarbon, sedangkan tujuan penghitungan volume hidrokarbon ini adalah untuk mengetahui berapa potensi minyak yang dapat dihasilkan dari batuan induk khususnya serpih Formasi Sinamar. Di dalam melakukan perhitungan volume hidrokarbon ini digunakan beberapa asumsi yang akan membantu dalam perhitungan, yaitu :

- nilai reflektansi vitrinit berada pada puncak matang batuan induk yaitu 0,9%.
- ketebalan setiap lapisan serpih di seluruh daerah penyebaran Formasi Sinamar harus dianggap sama dengan ketebalan di daerah lokasi penelitian.
- jumlah lapisan serpih sama seperti di lokasi penelitian

Naskah diterima : 12 Desember 2010  
Revisi terakhir : 25 Januari 2011



Gambar 1. Peta lokasi penelitian yang meliputi wilayah Kabupaten Muara Bungo dan Solok Selatan, serta lokasi penyontohan batuan.

Lokasi penelitian terletak di perbatasan antara Kabupaten Muara Bungo, Provinsi Jambi dan Kabupaten Solok Selatan, Provinsi Sumatra Barat (Gambar 1).

**Geologi**

Cekungan Sumatra Selatan adalah cekungan sedimen Tersier yang terbentuk di bagian timur Lajur Busur Magmatik Barisan dan merupakan suatu cekungan busur-belakang. Cekungan Busur Belakang Sumatra Selatan ini terbentuk oleh gerakan-gerakan ekstensi sesar akibat tumbukan Lempeng Samudera Hindia dengan bagian ujung barat daya Paparan Sunda (Pulunggono dan Cameron, 1984) sejak Paleogen (Pulunggono dr., 1992).

Konfigurasi dan perkembangan Cekungan Sumatra Selatan erat kaitannya dan dikontrol oleh aktivitas tektonik (De Coster, 1974). Diyakini bahwa Cekungan Sumatra Selatan ini sebagai suatu cekungan tarik-pisah (*pull-apart basin*) yang dibatasi oleh sesar-sesar besar mendatar akibat pergerakan *oblique* akhir Kapur ke arah timur laut, antara Lempeng Benua Eurasia dan Lempeng Samudera Hindia-Australia.

Secara stratigrafis, daerah penelitian, yang tercakup pada Peta Geologi Lembar Painan dan Bagian Timurlaut Muarasiberut (Rosidi dr., 1996), terdiri atas batuan dengan kisaran umur dari Jura hingga Kuartar. Batuan alas cekungan ini adalah batuan beku granit berumur Jura, sedangkan satuan batuan

tertua yang mengisinya adalah Formasi Sinamar berumur Oligosen. Batuan tersebut menindih tak selaras granit, dan ditindih secara selaras oleh satuan batuan Formasi Rantaukiil, yang kemudian secara tidak selaras ditindih oleh batuan Formasi Kasai.

Formasi Sinamar, tersusun atas konglomerat dan batupasir kuarsa konglomeratan yang menempati bagian paling bawah satuan. Kemudian di atasnya ditindih oleh batulempung abu-abu kehitaman, berlapis, dengan ketebalan perlapisan antara 2 m dan 5 m yang di antaranya disisipi oleh lapisan batubara setebal 20 cm. Ke arah atas, satuan batuan Formasi Sinamar dicirikan oleh batulempung serta batupasir kerikilan dan semakin ke atas litologinya lebih banyak dijumpai lapisan serpih dengan sisipan batubara dengan ketebalan 30 cm hingga 7 m. Formasi Sinamar ini berumur Oligosen dengan kandungan foraminifera dan koral. Ketebalan formasi ini 750 meter (Rosidi dr., 1996). Kehadiran fosil ikan air tawar dan pirit framboidal menunjukkan bahwa lingkungan pengendapannya adalah danau air tawar (lakustrin) yang mengalami pengaruh laut.

Selanjutnya, Formasi Rantaukiil yang didominasi oleh batulempung, batupasir tufan, batupasir gampingan, napal, dan lensa tipis batugamping, berumur Oligosen – Miosen. Formasi Kasai, terdiri atas tuf batuapung dan batupasir tufan, dan berumur Plio-Plistosen. Satuan paling muda adalah endapan Aluvium, yang terdiri atas kerakal, kerikil, pasir, dan lumpur. Endapan ini masih terus berlangsung dengan bahan yang berasal dari hasil pengikisan sungai saat ini.

## Metode Penelitian

Data yang dipergunakan dalam perhitungan volume hidrokarbon ini diperoleh dari hasil pengamatan, pengukuran, dan pengambilan percontoh batuan yang berasal dari singkapan (*outcrop*) dan inti bor (*core*) dan diperkirakan mempunyai karakteristik geokimia yang sesuai dengan persyaratan menjadi batuan induk. Selain data tersebut, data laboratorium khususnya data analisis pirolisis *Rock-Eval*, reflektansi vitrinit, serta volume lapisan serpih sangat diperlukan dalam perhitungan ini.

Perhitungan volume hidrokarbon ini mengacu pada rumus yang dipergunakan oleh Waples, 1985, yaitu:

Total volume hidrokarbon =  
volume hidrokarbon/mil x kubik mil batuan induk

$$\text{Volume hidrokarbon} = (k)(\text{TOC})(\text{HI})(f)$$

Keterangan :

- $k$  = 0,7 (konstanta untuk lapisan serpih)  
 $\text{TOC}$  = rata-rata nilai Karbon Organik Total  
 $\text{HI}$  = rata-rata nilai Indeks Hidrogen  
 $f$  = nilai konversi fraksional untuk kematangan

Nilai konversi fraksional ( $f$ ) diperoleh dari perajahan nilai reflektansi vitrinit pada diagram konversi fraksional (Gambar 2). Dalam perajahan ini, nilai reflektansi vitrinit akan didasarkan pada tipe kerogen setiap batuan induk yaitu tipe kerogen I untuk kerogen yang berasal dari alga, tipe kerogen II untuk kerogen yang berasal dari bakteri, dan tipe kerogen III untuk kerogen yang berasal dari humus.

## Hasil Analisis

Data yang dipergunakan dalam perhitungan ini meliputi data  $\text{TOC}$  dan  $\text{HI}$  yang berasal dari analisis pirolisis *Rock-Eval* (Tabel 1) dan data volume lapisan

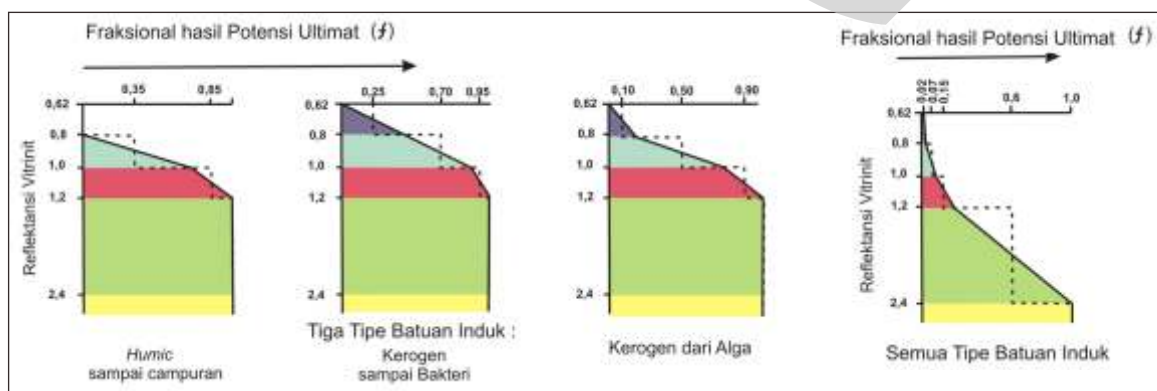
serpih yang berasal dari hasil penelitian lapangan dan peneliti terdahulu.

Serpih Formasi Sinamar mempunyai nilai  $\text{TOC}$  (karbon organik total) yang berkisar dari 7,45% sampai 10,84%. Nilai ini menunjukkan tingkat kekayaan dan kemampuan serpih termasuk kategori sangat baik. Selanjutnya, serpih Formasi Sinamar ini mempunyai nilai  $\text{HI}$  (indeks hidrogen) dari 603 sampai dengan 819 mg  $\text{HC/g TOC}$  yang memperlihatkan kandungan kerogen tipe I. Kerogen tipe I ini akan lebih cenderung menghasilkan minyak.

Data volume serpih yang oleh peneliti terdahulu disebut sebagai bitumen padat, berasal dari perhitungan yang merupakan gabungan tiga lapisan di lokasi penelitian yaitu lapisan Penual, lapisan Sinamar, dan lapisan Tanjungbalit (Tabel 2), yang menempati 8% dari total penyebaran Formasi Sinamar.

## Volume Hidrokarbon

Kalkulasi volume hidrokarbon diasumsikan apabila batuan sedimen halus yang berperan sebagai batuan induk mempunyai tingkat kematangan yang memenuhi syarat. Di dalam perhitungan ini, nilai kematangan diasumsikan merupakan nilai yang tercermin dari data  $R_o$  pada saat puncak kematangan yaitu  $R_o = 0,9\%$ . Perhitungan total volume hidrokarbon memerlukan data sebagai berikut: volume batuan sedimen yang dapat berperan sebagai batuan induk (serpih), nilai rata-rata  $\text{TOC}$ , nilai rata-rata  $\text{HI}$ , nilai konversi fraksional ( $f$ ), dan konstanta ( $k$ ) = 0,7. Nilai fraksional didapatkan dari plot nilai %  $R_o$  ke dalam diagram konversi fraksional (Gambar 2). Nilai reflektansi vitrinit 0,9% untuk batuan induk dengan kerogen berasal dari alga, maka nilai konversi fraksionalnya ( $f$ ) adalah 0,5 (Waples, 1985).



Gambar 2. Konversi fraksional pada setiap jenis batuan induk (Waples, 1985).

Tabel 1. Nilai *total organic carbon* (TOC) dan *hydrogen index* (HI) di Daerah Penelitian.

No.	Kode percontoh	Litologi	TOC (%)	HI (mg HC/gTOC)
1.	08 MH 12 R	Serpilh	10.52	603
2.	08 MH 13 A	Serpilh	9.02	739
3.	08 MH 13 B	Serpilh	9.53	819
4.	08 MH 13 C	Serpilh	7.45	697
5.	08 MH 13 D	Serpilh	9.12	710
6.	08 MH 13 E	Serpilh	10.84	559

Rumus yang digunakan dalam perhitungan ini menggunakan rumus Waples, (1985), yaitu:

$$\text{Volume total hidrokarbon} = \text{volume hidrokarbon/km} \times \text{km}^3 \text{ batuan induk}$$

$$\text{Volume hidrokarbon} = (k)(TOC)(HI)(f).$$

Tahap pertama adalah menghitung volume hidrokarbon

Diketahui:  $k = 0,7$   
 $TOC = 8,5\%$   
 $HI = 616,57 \text{ mg HC/g TOC}$   
 $Ro = 0,9\% (f = 0,5)$

$$\text{Volume serpih} = 0.01142387 \text{ km}^3$$

Sehingga:

$$\text{Volume hidrokarbon} = (0,7)(8,5)(616,57)(0,5) = 439,28276 \text{ juta barel per km}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Volume total hidrokarbon} &= \text{volume hidrokarbon} \times \text{volume batuan induk} \\ &= 439,28276 \times 0,01142387 \text{ juta barel} \\ &= 5,018309141 \text{ juta barel} \end{aligned}$$

Jenis kerogen di dalam serpih Formasi Sinamar pada lokasi penelitian termasuk ke dalam tipe I, yang akan menghasilkan minyak 100%, sehingga serpih Formasi Sinamar pada lokasi penelitian akan menghasilkan minyak 5,02 juta barel apabila berperan sebagai batuan induk yang sudah matang.

Penyebaran serpih Formasi Sinamar berdasarkan Peta Geologi Lembar Painan dan bagian timurlaut Muarasiberut (Rosidi dr., 1996) mempunyai luas sekitar  $896.000.000 \text{ m}^2$  dengan panjang penyebaran sekitar 32.000 m dan lebar 28.000 m. Serpih total Formasi Sinamar diasumsikan berjumlah tiga lapisan dengan ketebalan 2,15 m, 4,9 m dan 8,4 m. Volume tiga lapisan serpih tersebut adalah 13,8432 miliar  $\text{m}^3$  atau 13,8432  $\text{km}^3$  (Tabel 3).

Volume total hidrokarbon yang bisa dikeluarkan oleh serpih Formasi Sinamar adalah:

$$\begin{aligned} \text{Volume total hidrokarbon} &= \text{volume hidrokarbon} \times \text{volume batuan induk} \\ &= 439,28276 \times 13,8432 \text{ juta barel} \\ &= 6.081,0791 \text{ juta barel} \\ &= 6,08 \text{ miliar barel} \end{aligned}$$

Tabel 2. Perhitungan volume lapisan serpih di lokasi penelitian (Suryana, 2007 dan Hermiyanto, 2010).

Daerah	Lapisan	Panjang		Lebar		Tebal		Volume serpih	
		meter	km	meter	km	meter	km	meter <sup>3</sup>	km <sup>3</sup>
Penuai	A	1900	1,90	50	0,050	2,5	0,0025	237500,00	0,00024
	B	2750	2,75	57,36	0,057	11,1	0,0111	1750914,00	0,00175
	C	3700	3,70	57,36	0,057	3,2	0,0032	679142,40	0,00068
	D	2800	2,80	57,36	0,057	2	0,0020	321216,00	0,00032
Sinamar	A	4500	4,50	57,36	0,057	15,45	0,0155	3987954,00	0,00399
	B	6850	6,85	24,19	0,024	8,4	0,0084	1391892,60	0,00139
	C	4800	4,80	8,72	0,009	9,05	0,0091	378796,80	0,00038
	D	2000	2,00	34,2	0,034	32	0,0320	2188800,00	0,00219
Tanjungbelit	A	2350	2,35	17,365	0,017	2,15	0,0022	87736,66	0,00009
	B	4700	4,70	17,365	0,017	4,9	0,0049	399915,95	0,00040
<b>Total volume serpih</b>								<b>11423868,41</b>	<b>0,01142387</b>

Dengan asumsi serpih Formasi Sinamar akan menghasilkan minyak 100%, maka serpih total Formasi Sinamar mempunyai kemampuan mengeluarkan minyak sekitar 6,08 miliar barel apabila serpih tersebut berperan sebagai batuan induk yang sudah matang (jika  $Ro = 0,9\%$ ).

## Diskusi

Perhitungan volume hidrokarbon ini merupakan perhitungan yang didasarkan pada hidrokarbon yang bisa dikeluarkan oleh batuan khususnya serpih apabila batuan tersebut berfungsi sebagai batuan induk yang sudah matang ( $Ro = 0,9\%$ ). Hasil perhitungan ini bukan merupakan jumlah yang sama ketika hidrokarbon mengalami migrasi menuju batuan reservoir. Di dalam batuan induk, tidak semua hidrokarbon akan bermigrasi menuju batuan reservoir. Dari beberapa penelitian hanya sekitar 10 - 20% dari total volume hidrokarbon yang dihasilkan batuan induk akan mengalami migrasi. Pada saat kematangan tercapai dan proses migrasi bisa berjalan, maka volume hidrokarbon di dalam batuan induk tidak akan sama besar dengan yang ada di dalam batuan reservoirnya.

Di lokasi penelitian, semua percontoh batuan yang dianalisis mempunyai tingkat kematangan yang belum matang sampai awal matang ( $Ro = 0,36 - 0,50\%$ ;  $T_{maks} = 285^\circ\text{C}$  sampai  $439^\circ\text{C}$ ) sehingga di dalam melakukan perhitungan tersebut diperlukan beberapa asumsi. Kematangan bisa terjadi jika suatu batuan mengalami kenaikan tekanan (P) dan suhu (T) yang tiba-tiba. Intrusi dan gejala struktur geologi bisa memicu terjadinya hal tersebut.

Tabel 3. Volume total serpih Formasi Sinamar

Lapisan	Panjang		Lebar		Tebal		Volume serpih	
	(m)	km	(m)	(km)	(m)	(km)	(m <sup>3</sup> )	(km <sup>3</sup> )
A	32.000	32	28.000	28	8,4	0,0084	7.526.400.000	7,5264
B	32.000	32	28.000	28	2,15	0,00215	1.926.400.000	1,9264
C	32.000	32	28.000	28	4,9	0,0049	4.390.400.000	4,3904
<b>Volume total serpih</b>							<b>13.843.200.000</b>	<b>13,8432</b>

Lokasi penelitian terletak di daerah Sumatra yang merupakan daerah yang sangat aktif secara struktur geologi. Tumbukan yang terjadi di bagian barat Pulau Sumatra dapat memicu terjadinya pergerakan-pergerakan beberapa segmen struktur yang ada di lokasi penelitian. Kematangan suatu batuan juga bisa dilakukan dengan cara pemanasan terhadap batuan seperti yang dilakukan pada *oil shale*.

Volume serpih pada lokasi penelitian merupakan variabel yang sangat berpengaruh terhadap perhitungan volume hidrokarbon ini. Volume lapisan serpih dipengaruhi oleh ketebalan dan luas penyebaran lapisan serpih tersebut. Asumsi ketebalan lapisan serpih mempunyai tebal yang sama merupakan hal yang wajar, tetapi pada perhitungan yang lebih detail masih perlu dikaji lagi. Ketebalan batuan terbentuk akibat proses sedimentasi yang dikontrol oleh jumlah material (*sediment supply*), geometri cekungan, dan media arus yang terjadi. Geometri cekungan merupakan suatu variabel yang sangat menentukan terhadap luas dan ketebalan suatu lapisan batuan. Pemboran akan sangat membantu untuk mengetahui kedua hal tersebut, sehingga semakin banyak data yang ada akan semakin memberikan hasil yang lebih akurat.

Di dalam perhitungan yang dilakukan ini masih memerlukan data yang lebih akurat lagi, sehingga tulisan ini akan memberikan gambaran yang lebih mendekati kebenaran.

#### Kesimpulan

Hasil perhitungan volume hidrokarbon menunjukkan bahwa lapisan serpih di lokasi penelitian dapat menghasilkan hidrokarbon sebesar 6,08 miliar barel, jika lapisan serpih menjadi batuan induk dan mempunyai tingkat kematangan yang sudah matang. Hidrokarbon yang akan dihasilkan oleh lapisan serpih Formasi Sinamar merupakan 100% minyak, karena lapisan serpihnya mengandung kerogen tipe I. Perhitungan akan semakin lebih akurat jika ditambah data yang lebih banyak lagi. Geometri cekungan dan ketebalan lapisan serpih akan menjadi variabel yang sangat penting dalam perhitungan hidrokarbon.

#### Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terimakasih atas segala bentuk kerjasama selama penyusunan tulisan ilmiah ini, terutama kepada Prof. Dr. Ir. Eddy A. Subroto dan PT. Kuansing Inti Makmur (KIM).

#### Acuan

- De Coster, G.L., 1974. The Geology of the Central and South Sumatera Basins. *Proceedings of Indonesian Petroleum Assosiation 3<sup>th</sup> Annual Convention*, 77-110.
- Hermiyanto, M.H., 2010. *Karakteristik Batuan Sedimen Halus Formasi Sinamar Untuk Mengetahui Potensinya Sebagai Batuan Induk Di Daerah Muara Bungo, Jambi*. Tesis Institut Teknologi Bandung, 49.
- Pulunggono, A. dan Cameron, N.R., 1984. Sumateran Microplates, their characteristics and their role in the evolution of the Central and South Sumatera Basins, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association 13<sup>th</sup> Annual Convention*, Jakarta, 121-144.
- Pulunggono, A. Agus Haryo, S., dan Kosuma, C.G., 1992. Pre-Tertiary and Tertiary Fault System As a Framework of the South Sumatera Basin: A study of SAR MAPS, *Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 21<sup>st</sup> Annual Convention*, Jakarta, 339-360.
- Rosidi, H.M.D., Tjokrosaputro, S., B. Pendowo, S. Gafoer dan Suharsono., 1996. *Peta Geologi Lembar Painan dan bagian Timurlaut Lembar Muarasiberut, Sumatera, skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Suryana, A., 2007. Inventarisasi Endapan Bitumen Padat Dengan Outcrop Drilling di Daerah Sungai Rumbia Dan Sekitarnya Kabupaten Bungo, Provinsi Jambi (Lembar Peta : 0814-61), Pusat Sumberdaya Geologi (PMG), Bandung.
- Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*, International Human Resources Development Corporation, Boston.