

BATUBARA FORMASI TANJUNG SEBAGAI BATUAN SUMBER HIDROKARBON DI CEKUNGAN BARITO

THE TANJUNG FORMATION COAL AS A HYDROCARBON SOURCE ROCK IN THE BARITO BASIN

Oleh: Rachmat Heryanto

Pusat Survei Geologi
Jl. Diponegoro 57, Bandung 40122

Abstrak

Cekungan Barito yang terletak di bagian tenggara Kalimantan merupakan salah satu daerah penghasil migas di Indonesia. Cekungan Barito dialasi oleh batuan Pra-Tersier berupa batuan malihan, beku, gunung api, dan sedimen. Cekungan ini diisi oleh batuan sedimen Formasi Tanjung, Berai, dan Warukin berumur Eosen sampai Miosen, yang kemudian secara tidak selaras ditindih oleh Formasi Dahor berumur Plio-Plistosen. Daerah ini sangat kaya akan lapisan batubara yaitu yang dijumpai dalam Formasi Tanjung dan Warukin. Lapisan batubara Formasi Tanjung di daerah ini dijumpai dengan ketebalan 50 sampai 150 cm. Secara megaskopis, lapisan batubara ini berwarna hitam, mengkilap (*bright-bright banded*), gores warna hitam, pecahan konkoidal, dan ringan. Batubara Formasi Tanjung merupakan salah satu batuan sumber migas di Cekungan Barito. Hasil analisis petrologi organik menunjukkan bahwa sebagian besar percontohan batubara tersusun oleh maseral vitrinit, dengan sedikit eksinit dan inertinit. Komposisi batubara Formasi Tanjung seperti ini termasuk batubara tipe *humic*. Sedangkan pada percontohan batubara 07AM44B tersusun oleh eksinit (74,0%), vitrinit (16,6%), dan inertinit (0,4%) yang menunjukkan bahwa percontohan ini termasuk batubara tipe *sapropelic*. Batubara tipe *humic* akan menjadi batuan sumber gas, sedangkan tipe *sapropelic* dapat berkontribusi sebagai batuan sumber hidrokarbon dari Formasi Tanjung.

Kata kunci : batubara, maseral, Formasi Tanjung, Cekungan Barito

Abstracts

The Barito Basin in southeast part of Kalimantan, is one of basins in Indonesia which produces oil and gas. The pre-Tertiary rocks basement of the Barito Basin consists of metamorphic, igneous, and sedimentary rocks. The basin is filled with the Tanjung, Berai, and Warukin Formations of Eocene to Miocene age. These formations are unconformably overlain by the Plio-Pleistocene Dahor Formation. This area is abundance of coal seams which found in the Tanjung and Warukin Formations. Coal seams in the Tanjung Formation are found 50 to 150 cm in thickness. Megascopically, the coal is black, bright to bright banded, black in streak, conchoidal, and light. These coal seams are potentially acted as a source rock of oil and gas in the Barito Basin. Petrographic analysis indicates that the most of coal samples are formed by vitrinite, with some exinite and inertinite macerals. The coal seam with this composition is included to the humic coal type which can be a gas source rock. The coal sample 07AM44B, however, composed of exinite (74,0%), vitrinite (16,6%), and inertinite (0,4%) macerals, indicate that it is included to the sapropelic coal type and it can contribute as a hydrocarbon source rock of the Tanjung Formation.

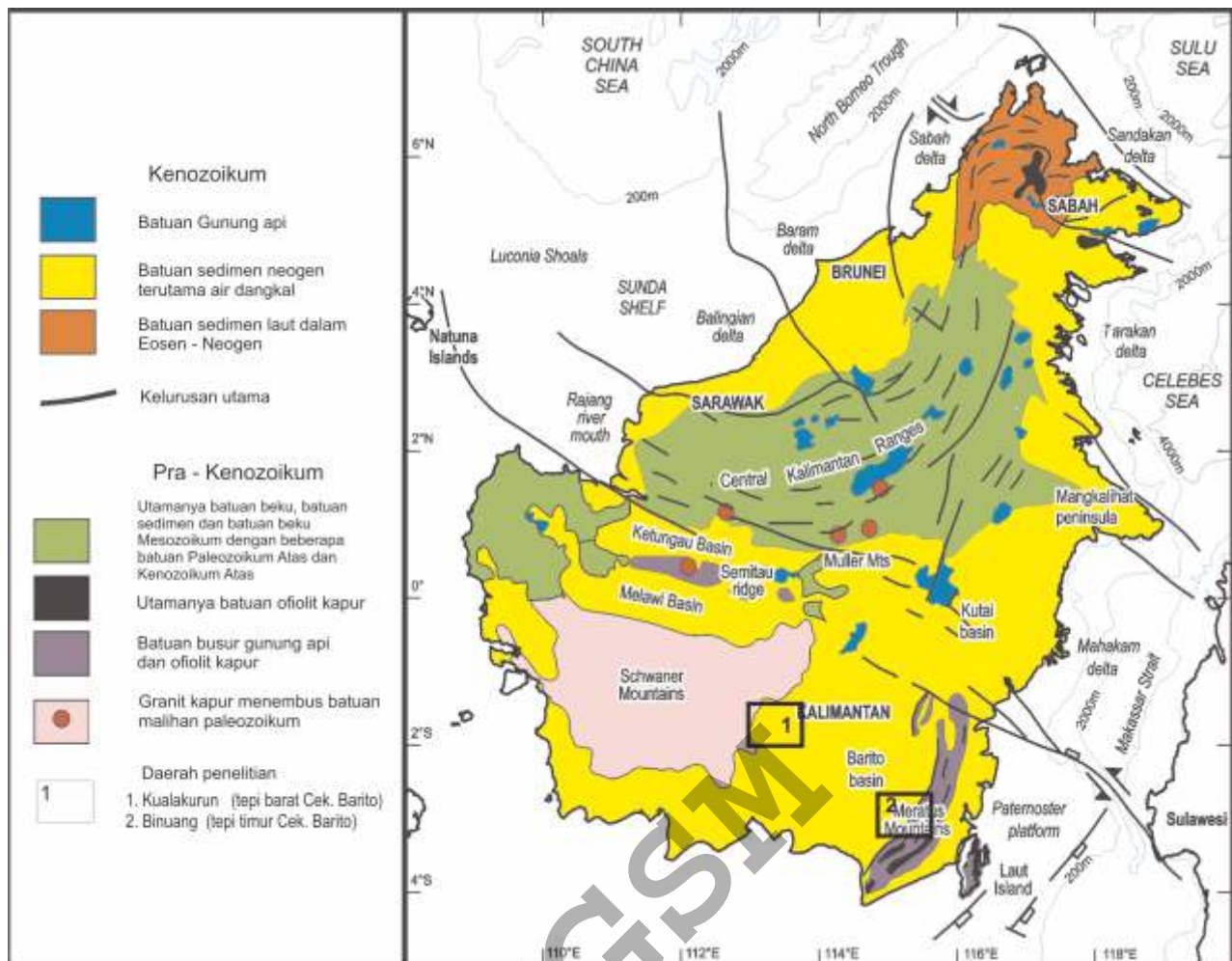
Keywords : coal, maceral, Tanjung Formation, Barito Basin

Pendahuluan

Cekungan Barito merupakan salah satu penghasil minyak bumi di Kalimantan (Gambar 1). Cekungan ini dialasi oleh batuan Pra-Tersier yang menempati Tinggian Meratus. Formasi Tanjung merupakan batuan sedimen Tersier tertua di cekungan ini yang memiliki lapisan batubara dengan sebaran yang sangat luas. Kandungan batubara dalam Formasi

Tanjung tersebut, mempunyai karakteristik dan lingkungan pengendapannya menarik untuk diteliti. Salah satunya adalah potensi sebagai batuan sumber migas di Cekungan Barito.

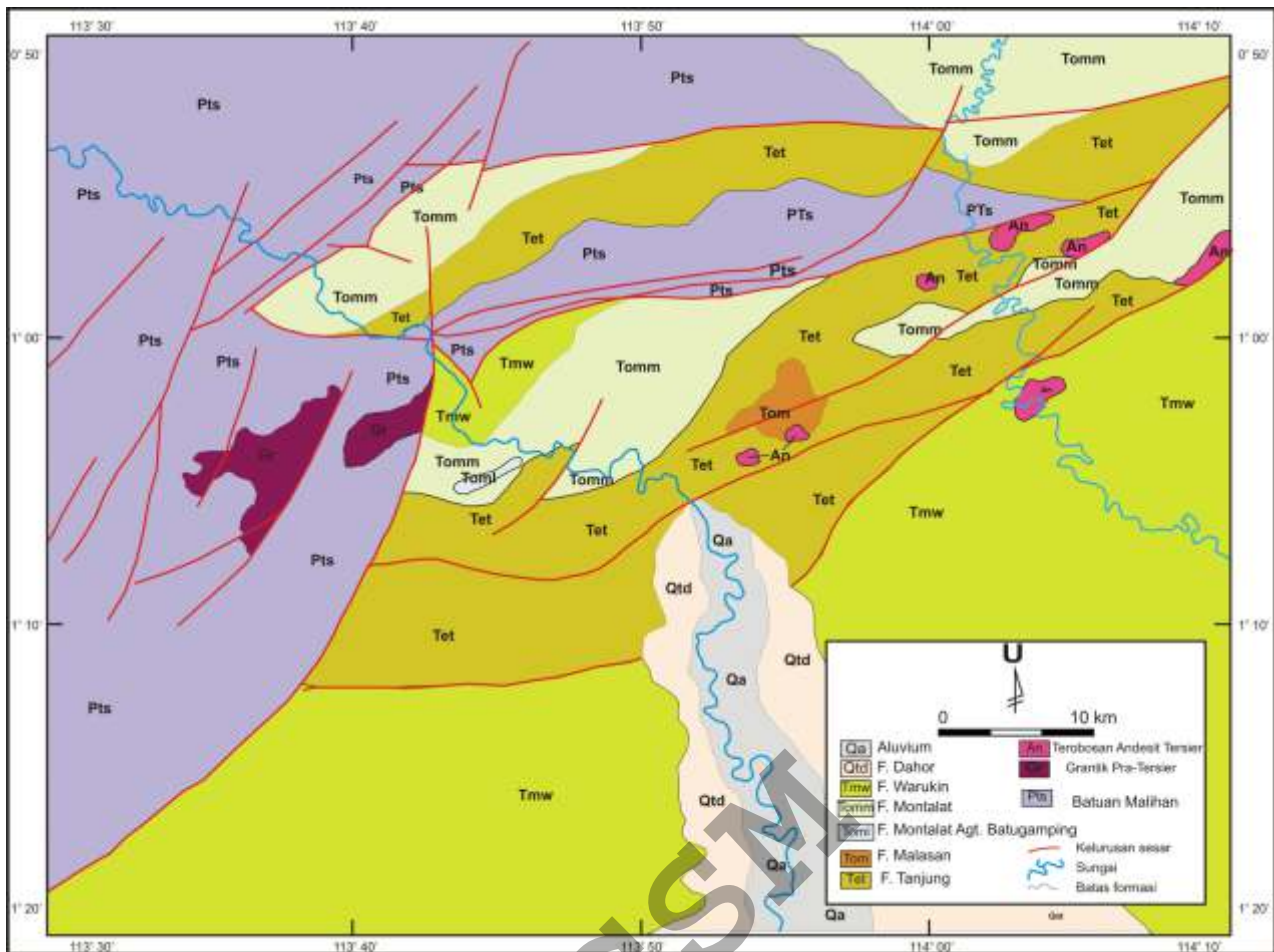
Penelitian ini yang dilakukan pada tahun 2006 dan 2007, dengan tujuan untuk mengetahui karakteristik batubara dalam Formasi Tanjung, baik secara megaskopis maupun secara mikroskopis. Selain itu juga untuk mengetahui hubungannya dengan batuan sumber minyak di Formasi Tanjung.



Gambar 1. Peta geologi Kalimantan (Hall & Nichols, 2002) yang menunjukkan daerah penelitian.

Metode penelitian yang dilakukan di lapangan adalah melakukan pengukuran penampang terukur untuk mengetahui runtunan batuan sedimen pembawa batubara, dan melakukan pengamatan struktur sedimen pada batuan sedimen pembawa batubara tersebut. Runtunan sedimen dan struktur sedimen tersebut dapat menentukan lingkungan pengendapan batuan sedimen pembawa batubara. Analisis petrografi organik dilakukan oleh Dr. N. Suwarna di Laboratorium Pusat Survei Geologi dan oleh N. Sudiningrum di Laboratorium Tekmira. Analisis ini dilakukan pada percontoh batubara untuk mengetahui komposisi maseral dan material mineral yang menyusun batubara, selain itu juga untuk mengetahui karakteristik batubara secara mikroskopis. Dengan mengetahui komposisi maseral, lingkungan pengendapan batubara dapat diinterpretasikan, serta kemungkinannya sebagai batuan sumber hidrokarbon di Formasi Tanjung.

Daerah penelitian telah dipelajari sejak sebelum kemerdekaan Indonesia, di antaranya oleh Krol (1920 dan 1925), diikuti oleh Koolhoven (1933 dan 1935), van Bemmelen (1949), dan Marks (1956). Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi (sekarang Pusat Survei Geologi) telah melakukan pemetaan geologi sistematis skala 1:250.000 di daerah ini sejak tahun 1970an, dan selesai dipublikasikan pada tahun 1994. Daerah penelitian dan sekitarnya termasuk Lembar Amuntai (Heryanto dan Sanyoto, 1994) dan Lembar Banjarmasin (Sikumbang dan Heryanto, 1994). Pemetaan geologi skala 1:100.000 baru dilakukan di beberapa tempat diantaranya Lembar Belimbing (Heryanto dr., 1998). Penelitian khusus telah dilaksanakan di antaranya oleh Hartono dr. (2000), Sihombing dr. (2000), Suminto dr. (2002), dan Kusumah (2008). Sejumlah publikasi ilmiah daerah ini juga telah diterbitkan (Heryanto, 1999a&b, 2000a&b, 2007, 2008, 2009, dan 2010), Heryanto dan Panggabean (2001, 2004, 2011 dan 2013), Heryanto dan



Gambar 2. Peta geologi daerah Kualakurun, tepi barat Cekungan Barito (Margono, 2006 ; Kusumah, 2006)

Hartono (2003), Heryanto dr. (2003), dan Daulay dan Panggabean (2003). Penelitian berupa disertasi program Doktor diantaranya Panggabean (1990).

TATAAN GEOLOGI

Geologi dan stratigrafi daerah ini tersaji dalam Gambar 2. Batuan Pratersier yang mengalasi Cekungan Barito di daerah ini terdiri atas granit dan diorit yang termasuk dalam Batuan Granit Belawaiyan berumur Kapur Awal. Batuan ini menerobos batuan malihan berumur Jura. Diatas batuan tersebut terendapkan batulempung Formasi Paniungan dan batugamping Formasi Batununggal yang berumur akhir Kapur Awal. Tidak selaras di atasnya ditindih oleh batuan sedimen Kelompok Pitap yang terdiri atas Formasi Pudak, Keramaian dan Manunggul. Kelompok ini menjemari dengan batuan gunung api Kelompok Haruyan (Formasi Pitanak dan Paau). Kedua kelompok batuan tersebut berumur

Kapur Akhir (Heryanto dan Hartono, 2003; Heryanto dr, 2003; Heryanto, 2009 & 2010).

Formasi Tanjung sebagai batuan sedimen Tersier tertua di daerah ini berumur Eosen Akhir, terbagi menjadi tiga bagian dan satu anggota. Bagian bawah yang tersusun oleh perselingan batupasir berbutir kasar, batupasir konglomeratan, dan konglomerat berlapis tebal sampai masif yang terendapkan dalam lingkungan fluviatil. Bagian tengah tersusun oleh perselingan antara batulempung dan batubara yang terendapkan dalam lingkungan dataran banjir dan lingkungan rawa. Bagian atas tersusun oleh perselingan batulanau dan batupasir halus-sedang yang terendapkan dalam lingkungan deltaik. Anggota Lempung tersusun oleh batulempung, setempat dengan sisipan tipis batupasir halus gampingan (Heryanto, 2009, 2010). Secara selaras Formasi Tanjung tertindih oleh batugamping Formasi Berai yang berumur Oligo-Miosen.

Formasi Berai di Cekungan Barito bagian utara dan barat menjemari dengan Formasi Montalat. Secara selaras Formasi Warukin berumur Miosen Tengah menindih Formasi Berai. Kemudian ditindih secara tidak selaras oleh Formasi Dahor yang berumur Plio-Plistosen (Heryanto, 2008). Sesar di daerah ini umumnya bersifat normal (sesar normal) sampai dengan geser normal, membentuk penyesaran bongkah (*block faulting*). Pada blok bagian turun ditempati oleh endapan kelompok batuan Tersier, khususnya Formasi Tanjung (Kusumah, 2008).

Batubara Formasi Tanjung

Penyebaran Formasi Tanjung di Cekungan Barito mulai dari tepi barat di daerah Kualakurun (Gambar 2) dan tepi timur cekungan di daerah Binuang (Gambar 3), menyebar ke arah utara menerus ke Cekungan Kutai Barat menjadi Formasi Haloq dan Formasi Batuayau (Heryanto, 2008) seperti yang tersaji dalam Gambar 2. Runtunan batubara dalam Formasi Tanjung di tepi timur (Heryanto, 2009) dijumpai di bagian tengah Formasi Tanjung (Gambar 4). Batubara warna hitam, mengkilap (*bright-bright banded*), gores warna hitam, dengan pecahan konkoidal, dan ringan. Batubara ini dijumpai sebagai sisipan dengan ketebalan antara 50 sampai 450 cm. Lapisan batubara di tepi barat Cekungan Barito mempunyai ketebalan antara 30 cm sampai 300 cm (Gambar 5).

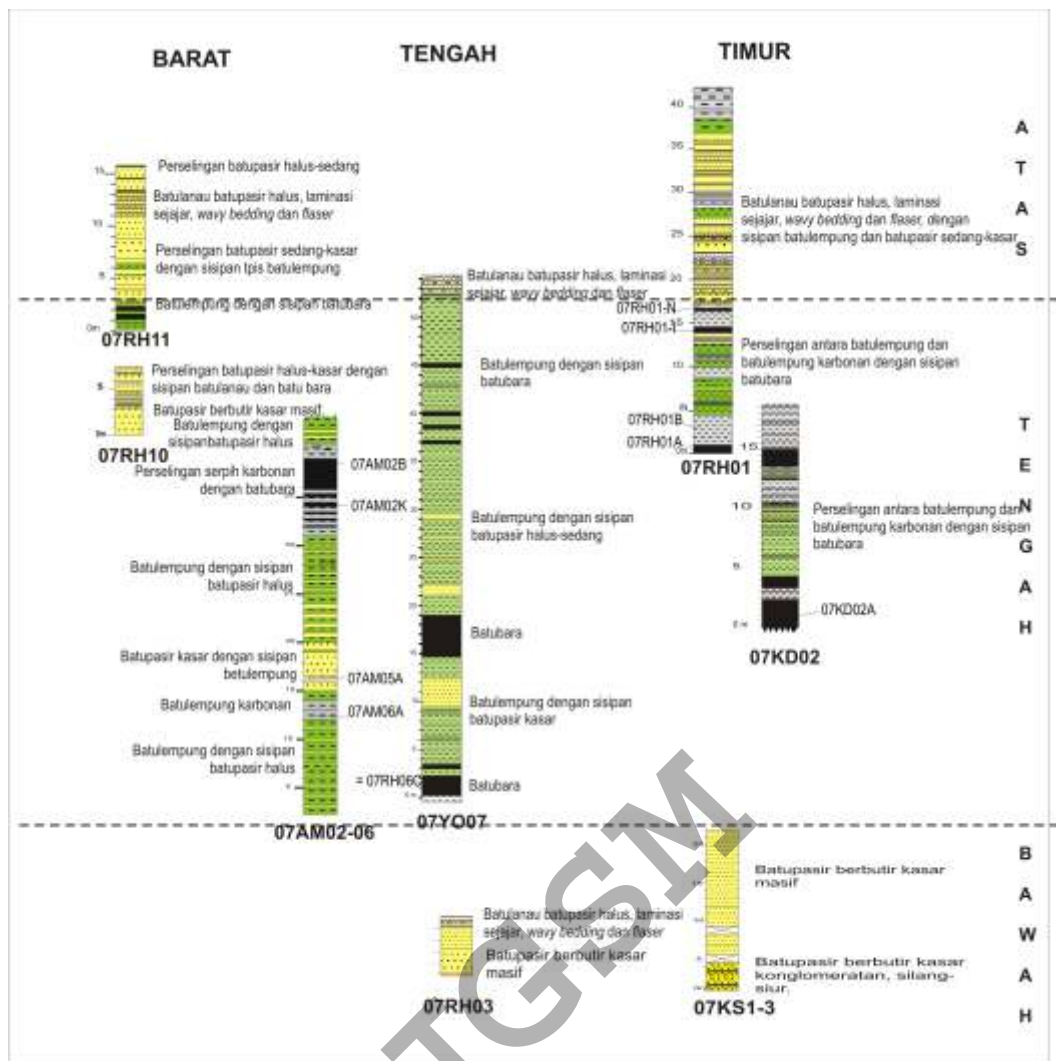
Hasil analisis pirolisis pada batubara di tepi barat Cekungan Barito (Tabel 1) yang diplot kedalam diagram PY (jumlah hidrokarbon yang terbentuk) versus TOC (total organik karbon) seperti dalam Gambar 6, menunjukkan bahwa percontoh batubara menunjukkan nilai yang sangat baik yaitu mulai dari 48,49 sampai dengan 371,15 mg hidrokarbon / g batuan. Diagram ini juga menunjukkan bahwa percontoh ini termasuk *gas prone* yaitu kerogen pada percontoh ini jika sudah matang akan menghasilkan gas. Diagram hidrogen indek (HI) versus temperatur maksimum (Tmax) seperti dalam Gambar 7, menunjukkan bahwa kerogen pada percontoh ini sebagian besar termasuk ke dalam kerogen tipe II (5 percontoh), yang menunjukkan bahwa kerogen dalam percontoh ini apabila telah matang akan menghasilkan minyak dan gas. Sedangkan sebagian lagi termasuk ke dalam kerogen tipe III (2 percontoh), yaitu kerogen pada percontoh ini jika telah matang akan menghasilkan gas. Diagram ini juga menunjukkan bahwa kerogen dalam percontoh ini menunjukkan tingkat kematangan yang belum matang.

Diskusi

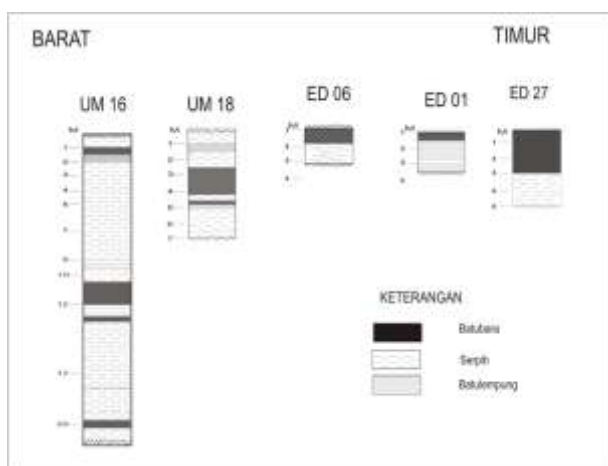
Berdasarkan diagram PY versus TOC (Gambar 6), menunjukkan bahwa kerogen dari percontoh batubara tepi barat Cekungan Barito, termasuk ke dalam *gas prone*. Hal ini disebabkan oleh komposisi maseral yang menyusun percontoh batubara tersebut. Analisis petrologi organik percontoh batubara di tepi barat menunjukkan bahwa percontoh batubara dari tepi barat Cekungan Barito didominasi oleh maseral vitrinit (80,20-98,2%) yang terdiri atas textinit, telocollinit, telovitrinit dan detrovitrinit. Kemudian diikuti oleh maseral inertinit (0-10%) yang terdiri atas semifusinit, sclerotinit, dan inertodetrinit. Selanjutnya maseral eksinit (0,4-5%) yang terdiri atas sporinit, cutinit, resinit, alginit, dan liptodetrinit (Tabel 2). Komposisi maseral tersebut menunjukkan bahwa percontoh batubara dari tepi barat Cekungan Barito termasuk batubara tipe *humic*, yang dicirikan oleh maseral penyusunnya didominasi oleh maseral vitrinit. Batubara tipe *humic* ini akan menghasilkan gas sesuai dengan diagram PY versus TOC (Gambar 6) yang menunjukkan bahwa percontoh ini termasuk ke dalam *gas prone*.

Diagram HI versus Tmax (Gambar 7), menunjukkan bahwa kerogen percontoh batubara dari tepi barat Cekungan Barito sebagian besar termasuk ke dalam kerogen tipe II yang menunjukkan bahwa kerogen dari percontoh ini apabila telah matang akan menghasilkan minyak dan gas. Berdasar analisis petrografi organik (Tabel 2) menunjukkan bahwa percontoh batubara dari tepi barat ini selain tersusun oleh vitrinit, juga tersusun oleh maseral eksinit atau liptinit (0,4-5%). Maseral eksinit ini yang akan menghasilkan minyak apabila kerogennya telah matang. Hasil analisis petrografi organik percontoh batubara dari tepi timur Cekungan Barito (Tabel 3; Heryanto, 2009), menunjukkan bahwa batubara di tepi timur Cekungan Barito, tidak semua batubara di daerah ini komposisi maseralnya didominasi oleh vitrinit, tetapi ada juga percontoh batubara yang didominasi oleh maseral eksinit (07AM44B), percontoh ini tersusun oleh eksinit (74%), vitrinit (16,6%), dan inertinit (0,4%). Maseral eksinit (74%) tersusun oleh submaseral sporinit (10,4%), kutinit (11,6%), resinit (35,6%), alginit (9%), suberinit (7%), dan fluorenit (0,4%). Percontoh batubara dengan komposisi ini termasuk ke dalam batubara tipe *sapropelic*.

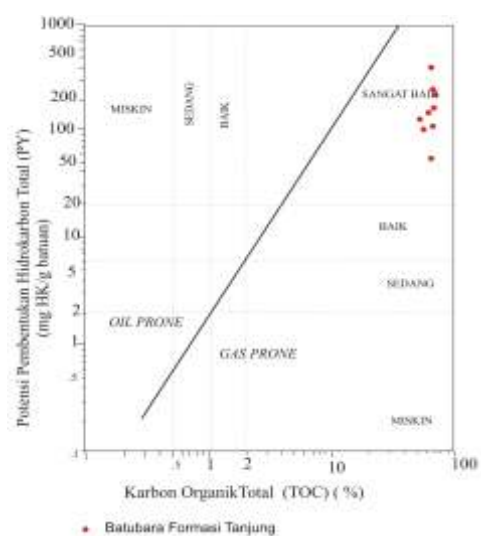
Batubara tipe ini apabila kerogennya telah matang akan menghasilkan minyak.



Gambar 4. Korelasi penampang terukur Formasi Tanjung di daerah Binuang dan sekitarnya (Heryanto, 2010).



Gambar 5. Kolom stratigrafi terukur singkapan batubara di daerah Kualakurun, tepi barat Cekungan Barito (Margono, 2006).



Gambar 6. Diagram TOC vs pembentukan minyak(PY) yang menunjukkan potensi hidrokarbon pada batuan sumber batubara Formasi Tanjung di tepi barat Cekungan Barito.

Tabel 1. Analisis TOC dan pirolisis percontoh batubara dari daerah tepi barat Cekungan Barito

No.	No. Percontoh	Litologi	TOC %	S ₁ S ₂ S ₃			PY	S ₂ /S ₃	PI	PC	Tmax °C	HI	OI
				mg	g	g							
1.	06ED.01B	Batubara	60.29	14.72	141.45	11.81	156.17	11.98	0.09	12.96	410	235	20
2.	06ED.06	Batubara	62.57	11.71	94.06	18.59	105.77	5.06	0.11	8.78	410	150	30
3.	06ED.10B	Batubara	55.60	1.73	114.03	9.23	115.76	12.35	0.01	9.61	432	205	17
4.	06ED.27B	Batubara	58.54	6.54	76.27	14.72	82.81	5.18	0.08	6.87	414	130	25
5.	06ED.36C	Batubara	70.39	16.90	240.00	6.00	256.90	40.00	0.07	21.32	420	341	9
6.	06ED.37A	Batubara	70.83	7.73	157.92	7.54	165.65	20.94	0.05	13.75	412	223	11
7.	06ED.41	Batubara	77.96	5.84	237.35	1.50	243.19	158.23	0.02	20.18	427	304	2
8.	06UM.15B	Batubara	64.23	1.03	47.46	14.36	48.49	3.31	0.02	4.02	416	74	22
9.	06UM.16A	Batubara	63.19	24.23	346.92	9.23	371.15	37.59	0.07	30.81	NDP	549	15

Remarks :
 TOC : Total Organic karbon
 S₁ : Jumlah Hidrocarbon bebas
 S₂ : Jumlah Hidrocarbon ke Jar dar kerogen
 S₃ : Carbur Daxitca Organik
 PY : Total Organik karbon
 PI : Indeks Hidrocarbon Total = S₁+S₂
 PC : Indeks Produksi = S₁/ S₁+S₂
 Tmax : Temperatur Maksimum (°C) pada puncak S₂
 HI : Indeks Hidrogen = (S₂/TOC) x 100
 OI : Indeks Oksigen
 NDP : Tidak terdefinisi

Tabel 2. Analisis petrografi organik percontoh batubara tepi barat Cekungan Barito

No.	No. Contoh	Material													Mineral				Rv											
		Tx	Tc	Tl	Dsm	Crp	Dt	V	Sp	Cu	Re	Alg	Lpt	Ex	S _f	S _c	Irt	Sc	Int	I	Cly	Crb	PyF	Py	MM	Min	Max	Av		
1.	06UM15B	0.8	87.2	38.0	5.5	0.6	7.2	95.2	0.0	0.0	1.2	0.6	0.0	1.6	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.4	0.4	0.4	0.4	2.0	0.48	0.74	0.62
2.	06UM16A	11.6	69.0	38.6	5.4	1.2	7.5	86.2	0.0	0.0	2.2	0.8	0.0	3.6	0.0	1.3	0.0	1.3	0.0	2.6	2.4	1.2	1.0	1.0	1.0	5.6	0.45	0.70	0.59	
3.	06ED01B	1.6	51.0	52.6	28.6	3.0	29.6	82.2	0.4	0.1	2.6	0.0	0.0	3.4	0.0	3.8	1.8	3.8	1.8	8.2	0.8	3.2	0.0	2.3	6.3	0.40	0.58	0.50		
4.	06ED06	3.6	49.4	53.0	23.6	3.6	27.2	80.2	0.0	0.6	4.4	0.0	0.0	5.0	0.0	4.5	1.4	4.5	1.4	10.0	0.8	3.6	0.0	0.4	4.8	0.38	0.60	0.49		
5.	06ED10B	1.8	47.8	44.6	39.7	3.8	43.0	87.6	0.0	0.0	7.8	0.0	0.0	7.8	0.0	4.9	0.0	4.9	0.0	8.0	0.0	0.6	1.0	0.0	1.5	0.44	0.80	0.67		
6.	06ED27B	9.6	76.6	38.2	11.4	0.6	12.0	96.2	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.4	1.4	0.48	0.66	0.58		
7.	06ED36C	0.0	68.6	62.6	25.2	2.6	27.8	86.4	0.0	0.0	0.4	0.0	0.8	1.2	0.0	2.8	0.0	2.8	0.0	2.8	2.2	1.0	2.0	2.4	7.6	0.38	0.58	0.49		
8.	06ED37A	0.0	80.2	38.2	8.8	1.2	10.0	90.2	0.0	0.0	0.8	1.0	0.0	2.6	1.0	2.8	1.0	2.8	1.0	4.8	0.8	0.6	0.0	1.0	2.4	0.45	0.68	0.62		
9.	06ED41	0.0	81.6	81.6	8.2	0.0	8.2	89.8	0.6	0.0	2.4	1.2	0.0	4.4	0.8	2.4	1.0	2.4	1.0	4.2	0.0	0.6	0.0	0.8	1.6	0.40	0.62	0.52		

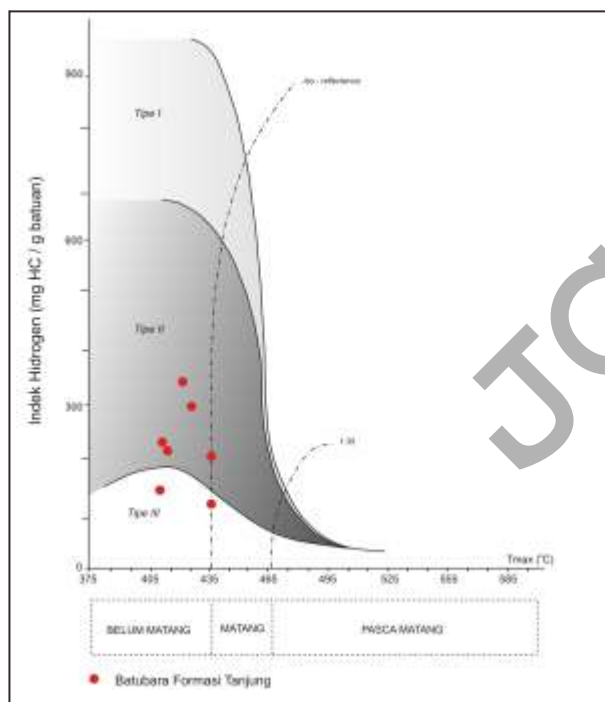
Keterangan:
 Tx : Textinit
 Tc : Telocolinit
 Tl : Telolinit
 Dsm : Desmakolinit
 Crp : Corpokolinit
 Dt : Detrowitinit
 V : Vitinit
 Sp : Spornit
 Cu : Culinit
 Re : Resinit
 Alg : Desmakolinit
 Lpt : Lipocolinit
 Ex : Exnospinit
 S_f : Semifusinit
 S_c : Sclerinit
 Irt : Inertodinit
 I : Inertinit
 Material
 Sc : Jumlah Hidrocarbon Total = S₁+S₂
 PI : Indeks Hidrocarbon Total = S₁+S₂
 PC : Indeks Produksi = S₁/ S₁+S₂
 Tmax : Temperatur Maksimum (°C) pada puncak S₂
 Mineral
 Cly : lempung
 Crb : Karbonat
 PyF : Pirit Fambolical
 Py : Pirit
 MM : Metera Mineral
 Rv : Vitinite reflectance
 Min : Minimum
 Max : Maksimum
 Av : rata-rata

Tabel 3. Hasil analisis petrografi organik batubara dari daerah Benuang (Heryanto, 2009)

No.	No. Contoh	Lajur	%																				Pe Ringkat				
			M a s e r a l														M i n e r a l				Rv						
			Tl	Dt	Gl	V	Sp	Cu	Re	Alg	Lol	Sb	Flu	E	F	Sf	Sc	Idt	I	Cy	Py	Cr		MM	Min	Max	Av
1.	07AM02 B	Tengah	3,0	51,4	0	54,4	0	1,0	1,6	1,6	0	0,6	0	4,8	0	8,6	7,4	0	14,0	7,0	19,8	0,2	26,0	0,44	0,46	0,45	SBB
2.	07AM02 K	Tengah	45,6	23,6	0	69,2	0,6	3,0	0,6	0	0,6	0	6,8	0,6	0,4	10,0	0	11,0	0,6	12,4	0	13,0	0,44	0,48	0,45	SBB	
3.	07RH06 C	Tengah	18,0	70,8	0	88,4	0,4	0,2	1,0	0,4	0	0	2,0	0	0	2,6	1,4	4,0	1,8	0,8	2,0	4,6	0,42	0,46	0,45	SBB	
4.	07RH01 A	Timur	24,0	38,0	2,4	65,4	1,6	0	6,6	1,4	0	0	9,6	0	0,4	9,6	5,0	15,0	7,6	2,2	0,2	10,0	0,44	0,46	0,45	SBB	
5.	07RH01 J	Timur	6,0	48,0	1,4	57,4	1,0	0,6	3,4	0	0	0	7,0	0	2,6	11,8	0	14,2	5,0	11,8	0,4	16,4	0,44	0,48	0,47	SBB	
6.	07KD02 A	Timur	27,6	52,4	0	80,0	0,2	0	0,6	0	0	0	0,8	1,0	5,0	10,0	0	16,0	1,6	1,6	0	3,2	0,48	0,54	0,50	SBB	
7.	07AM44 B	Barat	5,4	11,2	0	16,6	10,4	11,6	35,6	9,0	0	7,0	0,40	74,0	0	0,4	0	0	9,4	6,0	2,0	1,0	9,0	0,42	0,44	0,43	SBB
8.	07AM44 E	Barat	41,0	40,8	0,4	82,2	0	2,0	0,6	0,6	0	0	0	3,2	0	0	2,0	0,6	2,6	0	12,0	0	12,0	0,46	0,50	0,47	SBB

Keterangan:

- | | | | | |
|----------------------------------|---------------------------|----------------------|--------------------|----------------|
| Tl : telokoinit | Sp : sporinit | Lol : liptodetrinit | F : fusinit | I : inarinit |
| Dt : detroitinit (+ desmokoinit) | Cu : kutinit | Sb : suberinit | Sf : semifusinit | Cl : lempung |
| Gl : gelokoinit (+ korpokoinit) | Re : resininit | Flu : fluorinit | Sc : sklemnit | Py : pirit |
| V : vitrinit | Alg : algininit | E : eksinit/liptinit | Idt : ineroetrinit | Cr : karbonar |
| MM : material mineral | Rv : reflektansi vitrinit | Min : minimum | Max : maksimum | Av : rata-rata |
- SBB: Subbituminus B



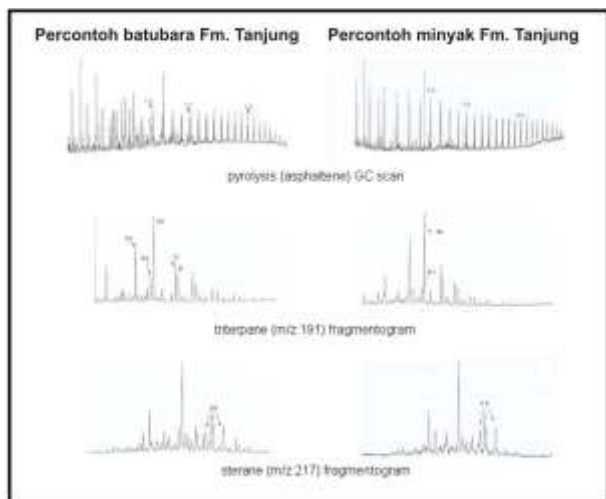
Gambar 7. Diagram Indeks Hidrogen (HI) versus Tmax, yang menunjukkan tipe kerogen dan kematangan hidrokarbon di daerah tepi barat Cekungan Barito.

Hal ini sesuai dengan pendapat Satyana dr. (2001), berdasarkan hasil analisis gas chromatografi (GCMS), menunjukan bahwa minyak dari reservoir Formasi Tanjung mempunyai korelasi dengan minyak yang dihasilkan dari batubara dalam Formasi Tanjung (Gambar 8). Heryanto (2009) menyimpulkan bahwa percontoh 07AM44B termasuk batubara *sapropelic*,

yang diendapkan dalam lingkungan subakuatik di bawah kondisi *anaerobik* dengan tebal singkapan di lapangan 50 cm (Teichmuller, 1982 dan Bustin dr., 1983), dengan dijumpainya kandungan eksinit terdiri atas alokhton spora, polen, *degraded peat* (waks dan resin), dan algae. Sementara itu dengan dijumpainya kandungan vitrinit 16,6 %, maka percontoh ini termasuk ke dalam batubara *sapropelic* tipe *cannel* yang terendapkan di tepi cekungan sub akuatik tersebut. Data tersebut menunjukkan bahwa pengendapan batubara di daerah Benuang (tepi timur Cekungan Barito), dimulai dari lingkungan subakuatik/laut (07AM44B), kemudian berubah menjadi lingkungan pasang-surut, selanjutnya menjadi *fasies wet forest swamp* pada lingkungan *upper delta* sampai *lower delta*, dan kemudian kembali menjadi pasang surut.

Diagram HI versus Tmax juga menunjukkan bahwa tingkat kematangan kerogen dari percontoh batubara di tepi barat Cekungan Barito masih belum matang sampai batas matang.

Temperatur maksimum percontoh berkisar antara 410° C sampai dengan 432° C, mendekati batas matang yaitu 435° C. Kematangan ini dapat juga dilihat dari nilai reflektan vitrinit pada percontoh batubara (Tabel 2). Nilai reflektan vitrinit minimum (Vmin) berkisar antara 0,38% dan 0,48%. Sedangkan nilai reflektan vitrinit maksimum (Vmax) berkisar antara 0,58% dan 0,80%. Adapun nilai reflektan rata-rata (RvAv) setiap percontoh berkisar antara 0,48% dan 0,62%. Batas kematangan



Gambar 8. Korelasi batubara Formasi Tanjung dengan minyak Formasi Tanjung memperlihatkan korelasi positif (Satyana drr., 2001).

kerogen untuk dapat menjadi minyak adalah dengan nilai reflektan vitrinit 0,5 % (Kantsler drr., 1978). Dengan demikian tingkat kematangan kerogen pada percontoh batubara ini termasuk kedalam tingkat belum matang akhir sampai dengan matang awal.

Kesimpulan

Batubara di dalam Formasi Tanjung mengandung kerogen dengan tingkat sangat baik yaitu mulai dari 48,49 sampai dengan 371,15 mg hidrokarbon/ g batuan. Kerogen tersebut termasuk dalam kelompok

gas prone. Keadaan tersebut dikarenakan komposisi percontoh batubara didominasi oleh maseral vitrinit. Batubara tipe ini dikenal sebagai batubara tipe *humic*. Kerogen yang terdapat dalam percontoh batubara sebagian besar termasuk ke dalam kerogen tipe II, yaitu jika telah matang kerogen tersebut akan menghasilkan minyak dan gas.

Sedangkan percontoh lainnya termasuk ke dalam kerogen tipe III, yaitu apabila telah matang kerogen ini akan menghasilkan gas. Batubara tipe ini terdapat di tepi barat dan timur Cekungan Barito. Percontoh batubara yang menghasilkan minyak adalah batubara yang komposisi didominasi oleh maseral eksinit dan dikenal sebagai batubara tipe *sapropelic*, seperti pada percontoh 07AM44B yang dijumpai di tepi timur Cekungan Barito. Tingkat kematangan kerogen pada percontoh batubara ini termasuk dalam tingkat belum matang akhir sampai dengan tingkat matang awal. Nilai reflektan rata-rata (RvAv) setiap percontoh berkisar antara 0,48% dan 0,62%.

Ucapan Terima kasih

Ucapan terima kasih terutama ditujukan kepada Kepala Pusat Survei Geologi yang telah memberikan dukungan mulai dari penelitian lapangan sampai dengan penulisan makalah ini. Selain itu, ucapan terima kasih ini juga ditujukan kepada rekan sejawat yang telah mendukung penelitian ini serta memberikan kritik, saran dan diskusi mengenai isi makalah ini.

Acuan

- American Society for Testing and Materials (ASTM), 1981. *Annual Book of ASTM standard*; (Part 26). American Society for Testing and Materials, Philadelphia, Pennsylvania.
- Bustin, R.M., Cameron, A.R., Grieve, D.A., dan Kalkreuth, W.D., 1983. *Coal Petrology : Its Principle, Methods, and Applications*. , Geological Association of Canada, Short Course Notes Volume 3, Victoria, British Columbia, 273 p.
- Diessel, C.F.K., 1982. An appraisal of coal facies based on maceral characteristics. *Australian Coal Geology*, vol.4, no.2: 474-484.
- Diessel, C.F.K., 1986. On the correlation between coal fasies and depositional environment. *Proceedings 20th Symposium of Department Geology, University of New Castle, New South Wales*: 19-22.
- Hartono, U., Sukamto, R., Surono, dan Panggabean, H., 2000. *Evolusi Magmatik Kalimantan Selatan*. Publikasi Khusus No 23, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Heryanto, R., 1999a. Petrografi Batupasir Formasi Manunggul di daerah Alimukim, Kalimantan Selatan., *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*,. IX (93): 16-26.
- Heryanto, R., 1999b. Diagenesa Batupasir Formasi Manunggul di Daerah Alimukim, Kalimantan Selatan.,

Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral, IX (98):16-26.

- Heryanto, R., 2000a. Pengendapan batuan sedimen Kelompok Pitap di bagian selatan Pegunungan Meratus. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, X (109): 2-19.
- Heryanto, R., 2000b. Tataan Stratigrafi, *Dalam* : Hartono, U., Sukanto, R., Surono and Panggabean, H. (Eds), *Evolusi Magmatik, di Kalimantan Selatan.*, Publikasi Khusus, No 23, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Heryanto, R., 2007. *Laporan Penelitian Proses Sedimentasi dan Tektonika Cekungan Tersier Barito Bagian Tengah, Kalimantan Selatan.* Laporan Internal, Pusat Survei Geologi
- Heryanto, R., 2008. Paleogeografi Cekungan Tersier Barito, Kalimantan. *Prosiding Pertemuan Ilmiah Tahunan IAGI 37*, Buku 1: 238-257.
- Heryanto, R. dan Sanyoto, P., 1994. *Peta Geologi Lembar Amuntai, Kalimantan Selatan, skala 1 : 250.000.* Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Heryanto, R., Sutrisno, Sukardi, dan Agustianto, D., 1998. *Peta Geologi Lembar Belimbing, Kalimantan Selatan Skala 1 : 100.000.* Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Heryanto, R. dan Panggabean, H., 2001. The Deposition of the Pitap Group, in the Meratus Mountains, Southeast Kalimantan. *FOSI 2nd Regional Seminar*, Jakarta – Indonesia.
- Heryanto, R., dan Hartono, U., 2003. Stratigraphy the Meratus Mountains, South Kalimantan. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, XIII (133):2-24.
- Heryanto, R., Sanyoto, P., dan Panggabean, H., 2003. Depositional Setting of the Sedimentary Rocks of Pitap Group, in the northern Meratus High (Amandit, Alimukim and paramasan Areas), Southeast Kalimantan. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, XIII (141): 2-21.
- Heryanto, R. dan Panggabean, H., 2004. Fasies, Sedimentologi Formasi Tanjung di Bagian Barat, Tengah dan Timur Tinggian Meratus, Kalimantan Selatan. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, XIV (3): 78-93.
- International Committee for Coal Petrology. 1963. *International Handbook of Coal Petrology – 2nd edition*; Centre National de la Recherche Scientifique, Paris, France.
- Kantsler, A.J., Cook, A.C., dan Smith, G.C., 1978. Rank variation, calculated paleotemperatures in understanding oil, gas occurrence. *Oil and Gas Journ.*, Nov. 20: 196-205.
- Koolhoven, W.C.B., 1933. Het primair diamant - voorkomen in Zuider - Borneo (Voorloopig mededeeling). *De Mijningingenieur*, XIV: 138 - 144.
- Koolhoven, W.C.B., 1935. Het primaire voorkomen van den Zuid Borneo diamant : Minjw Genootsch, *Kolonien Nederland Geologische Verhandelingen, Geologie Serie*, 11: 189-232.
- Krol, L.H., 1920. Over de geologie van een gedeelte van de Zuideren Oosterafdeeling van Borneo. *Jaarboek van het Mijnwezen, Nederlandsch Oost-Indie*, verhandelingen, 47, 1918 deel.
- Krol, L.H., 1925. Eenige cijfers uit de 3 etages van het Eocen en uit het jong Tersier van Martapoera. *Geologische Mijnbouw Genootschap Verhandelingen, Geologische Serie* 8: 342-366.
- Kusumah, K.D., 2008. Pengaruh tektonik terhadap pola deformasi batuan berumur Kapur Akhir dan Tersier (Eosen-Miosen) di daerah Belimbing Kalimantan Selatan. *Tesis S-2*, Fakultas Geologi, Universitas Padjadjaran Bandung, tidak dipublikasikan.
- Lamberson, M.N., Bustin, R.M., dan Kalkreuth, W.D., 1991. Lithotype (maceral) composition and variation as correlated with paleo-wetland environment, Gates Formation, northeastern British Columbia, Canada. *International Journal of Coal Geology*, 18: 67-124.
- Marks, P., 1956. Stratigraphic Lexicon of Indonesia. *Publikasi Keilmuan No. 31*, Djawatan Geologi, Bandung, 233 h.

- Satyana, A.H., Eka, M.P., & Imron, M., 2001. Eocene coals of the Barito Basin, Southeast Kalimantan : Sequenstatrigraphic framework and potential of source of oil. *Berita Sedimentologi* No 17 III/ 2001.
- Panggabean, H., 1990. *Tertiary Source Rock, Coal and Reservoir Potential in the Asem-asem and Barito*.
- Sihombing, T., Polhaupessy, A.A., Sudijono, Maryanto, S., Suyoko, Purnamaningsih, dan Kawoco, P., 2000. *Pengkajian Geologi Paleogen Daerah Kalimantan Selatan : Dengan acuan khusus palinologi batubara. Laporan Kegiatan Teknis, Daftar Isian Kegiatan Suplemen (DIKS), Tahun Anggaran 2000*.
- Sikumbang, N. dan Heryanto, R., 1994. *Peta Geologi Lembar Banjarmasin, Kalimantan Selatan skala 1 : 250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Stopes, M.C., 1919. On the four visible ingredients in banded bituminous coal. *Proceedings of the Royal Society, B*, 90: 470-480.
- Suminto, Sudijono, Hasibuan, F., Polhaupessy, A.A., Purnamaningsih, dan Limbong, A., 2002. *Palinologi Batubara Formasi Tanjung di Cekungan Barito, Kalimantan Selatan. Laporan Kegiatan Teknis, Daftar Isian Kegiatan Suplemen (DIKS), Tahun Anggaran 2002*.
- Tasch, K. H., 1960. Die Moglichkeiten der Flozgleichstellung unter Zuhilfenahme von Flozbildungsdiagrammen. *Bergbau-Rundschau*, 12: 153-157.
- Teichmuller, M., 1982. Origin of the petrographic constituents of coal; *In* Stach, E., Mackowsky, M. Th., Teichmuller, M., Taylor, G. H., Chandra, D., dan Teichmuller, R. (Eds), *Coal Petrology 3rd Edition*, Gebruder Borntraeger, Berlin-Stuttgart: 5-86.
- Van Bemmelen, R.W, 1949. *The Geology of Indonesia, IA*. The Hague, Netherlands, Govt. Printing Office, 732 p.