

## Kemungkinan keterdapatan hidrokarbon di Cekungan Bengkulu

RACHMAT HERYANTO

Pusat Survei Geologi, Jln. Diponegoro No. 57 Bandung

### SARI

Cekungan Bengkulu dikenal sebagai cekungan busur muka yang berlokasi di bagian barat daya Pulau Sumatera. Cekungan ini ditempati oleh satuan batuan setara Formasi Lahat berumur Eo-Oligosen, yang ditindih tidak selaras oleh batuan gunung api Formasi Hulusimpang berumur Oligo-Miosen. Kemudian diikuti oleh batuan silisiklastika dan sedikit karbonat Formasi Seblat berumur Miosen Awal - Tengah. Secara tidak selaras Formasi Seblat ditindih oleh batuan silisiklastika Formasi Lemau berumur Miosen Tengah-Akhir, kemudian diikuti oleh Formasi Simpangaur berumur Miosen Akhir - Pliosen. Proses pengendapan ini diakhiri oleh hadirnya batuan gunung api Formasi Bintunan/Ranau.

Hasil analisis petrografi batuan sedimen dan organik, *Scanning Electron Microscope* (SEM) dan geokimia (TOC, *rock-eval pyrolysis*, dan gas kromatografi) pada beberapa percontoh batuan terpilih dari singkapan batuan dan rembesan minyak yang dikoleksi selama pekerjaan lapangan, mengindikasikan bahwa hidrokarbon mungkin terdapat di Cekungan Bengkulu. Diduga hadir sebagai batuan sumber/induk adalah batuan sedimen klastika halus karbonan Formasi Seblat dan Lemau. Sebagai batuan waduk adalah batupasir Formasi Seblat dan Formasi Lemau serta batugamping Formasi Seblat. Sementara itu sebagai batuan penutup adalah lapisan batulempung baik dalam Formasi Seblat maupun Formasi Lemau. Adapun tipe cebakan hidrokarbon yang mungkin terjadi adalah stratigrafi dan struktur.

**Kata kunci:** batuan induk, batuan waduk, hidrokarbon, Cekungan Bengkulu, Sumatera

### ABSTRACT

*The Bengkulu Basin is known as a typical fore-arc basin, situated in the southwest of Sumatera Island. The basin was occupied by the Eo-Oligocene equivalent Lahat Formation that is unconformably overlain by the Oligocene-Miocene volcanic rock of Hulusimpang Formation. It is then succeeded by siliciclastics and few carbonates of Early-Middle Miocene Seblat Formation. Unconformably overlies the Seblat Formation is siliciclastics of the Middle-Late Miocene Lemau Formation, followed by the Late Miocene-Pliocene Simpangaur Formation. The deposition was ended by a typical volcanic rock of the Bintunan/Ranau Formation.*

*The results of sedimentary rock and organic petrographic, scanning electron microscopic and geochemistry (TOC & rock-eval and gas chromatography) analyses conducted on several selected surface outcrop samples and some oil seepage samples collected during the field work, indicate that hydrocarbon is possibly present in the Bengkulu Basin. A source rock possibly occurs in fine-grained carbonaceous sediments of the Seblat and Lemau Formations. The reservoir rock is possibly the sandstone bed of the Lemau Formation and the sandstone and limestone beds of the Seblat Formation. The caprock is a claystone bed present within the Seblat Formation as well as in the Lemau Formation. The hydrocarbon trap probably occurs as stratigraphic and structural types.*

**Keywords:** source rock, reservoir rock, hydrocarbon, Bengkulu Basin, Sumatera

### PENDAHULUAN

Cekungan Bengkulu merupakan salah satu cekungan batuan sedimen Tersier di Pulau Sumatera yang termasuk ke dalam cekungan busur muka

(Gambar 1). Selama ini cekungan Tersier di Indonesia yang banyak menghasilkan minyak bumi adalah yang termasuk ke dalam cekungan busur belakang. Pada saat ini, produksi minyak bumi yang dihasilkan dari cekungan busur belakang mulai berkurang,



Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian di Provinsi Bengkulu, Sumatera.

sehingga eksplorasi minyak bumi di Indonesia mulai diarahkan ke daerah cekungan di busur muka.

Penelitian sumber daya minyak bumi di Cekungan Bengkulu, Provinsi Bengkulu merupakan salah satu kegiatan penelitian di Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi (sekarang Pusat Survei Geologi) tahun 2005. Tujuan utama penelitian ini adalah untuk mengetahui mutu dan potensi batuan sumber dan batuan waduk serta perkiraan bentuk cebakan hidrokarbon di daerah penelitian. Mutu dan potensi batuan sumber dapat diketahui dengan meneliti jenis dan kematangan termal bahan organik tertentu sebagai sumber hidrokarbon.

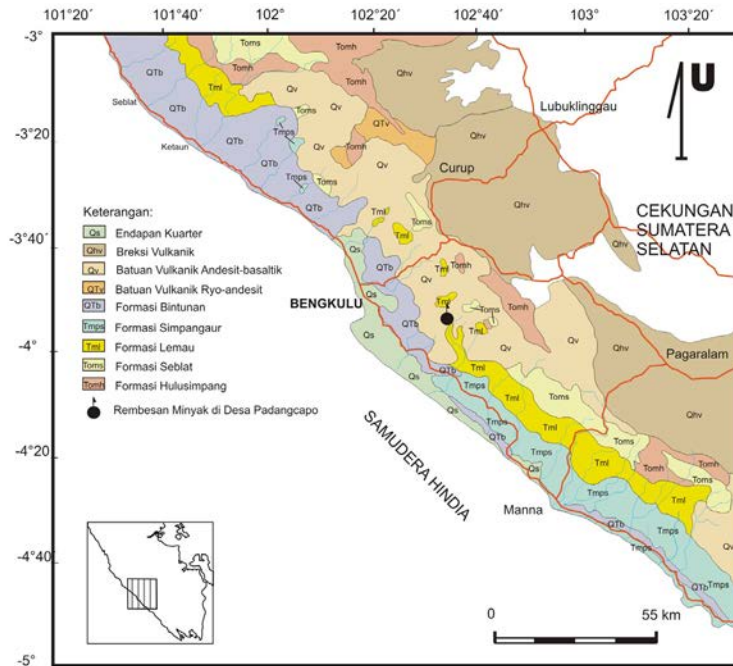
Penelitian lapangan dilaksanakan dengan metode penampang terukur dan pengamatan terperinci, yang difokuskan pada sejumlah horizon pembawa hidrokarbon, yaitu pada lapisan batuan klastika halus yang kaya akan bahan organik (*organic-rich fine clastics*), dan batuan waduk yaitu lapisan batuan klastika kasar seperti batupasir yang mempunyai porositas cukup besar, baik porositas primer maupun sekunder. Penelitian laboratorium terdiri atas petrologi batuan sedimen dan organik, dan juga analisis dengan alat *Scanning Electron Microscope* (SEM). Penelitian tersebut dilakukan selain untuk

mengetahui kandungan material organik, juga untuk mengidentifikasi jenis dan karakteristik batuan waduk, yaitu mineral penyusun, diagenesis, porositas, baik primer ataupun sekunder. Untuk mengetahui potensi hidrokarbon, dilakukan analisis TOC dan *Rock-Eval Pyrolysis*.

## GEOLOGI REGIONAL

Daerah Bengkulu ditempati oleh batuan yang termasuk dalam Lajur Barisan (Formasi Hulusimpang, batuan terobosan dalam, Formasi Bal, Formasi Ranau, dan batuan gunung api) dan Lajur Bengkulu (Formasi Seblat, Lemau, Simpangaur, dan Bintunan, serta satuan batuan gunung api Kuartar). Penyebaran batuan tersebut tersaji dalam Gambar 2 dan kolom stratigrafi Cekungan Bengkulu seperti terlihat dalam Gambar 3.

Geologi Cekungan Bengkulu telah banyak dipublikasikan oleh penulis-penulis terdahulu, di antaranya adalah Gafoer dr. (1992), Amin dr. (1994), Yulianto dr. (1995), Guntoro dan Djajadharja (2005), dan Heryanto (2005, 2006a,b & 2007a,b)



Gambar 2. Peta geologi Cekungan Bengkulu (penyederhanaan dari Gafoer dr., 1992 dan Amin dr., 1994).

UMUR		BENGKULU		LINGKUNGAN	PROSES STRUKTUR
N ZONE	UNIT STRATIGRAFIS	LEPAS PANTAI	DARATAN		
1.9	N.23	EBURNA	BINTUNAN	KONTINENTAL - TRANSISI	INVERSI CEKUNGAN
	N.22				
5	N.21	MUARA ENIM	SIMPANG AUR	TRANSISI	PENURUNAN CEKUNGAN
	N.20				
	N.19				
	N.18				
	N.17				
11	N.16	AIR BENAKAT	LEMAU	TRANSISI - LAUT DANGKAL	TENSIONAL
	N.15				
	N.14				
	N.13				
	N.12				
14	N.11	GUMAI	SEBLAT	LAUT DANGKAL - DALAM	PENURUNAN CEKUNGAN
	N.10				
	N.9				
	N.8				
	N.7				
27.5	N.6	TALANG AKAR	HULUSIMPANG	TRANSISI - KONTINENTAL	TENSIONAL
	N.5				
	N.4				
	N.3				
	N.2				
30	N.1	SETARA LAHAT	BATUAN DASAR ?	FLUVIAL - LAKUSTRINE	SYSTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
	P.19				
	P.18				
	P.17				
	P.16				
43	P.15	BATUAN DASAR ?	BATUAN DASAR ?	FLUVIAL - LAKUSTRINE	SYSTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
	P.14				
	P.13				
49	P.12	BATUAN DASAR ?	BATUAN DASAR ?	FLUVIAL - LAKUSTRINE	SYSTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
	P.11				
53.5	P.10	BATUAN DASAR ?	BATUAN DASAR ?	FLUVIAL - LAKUSTRINE	SYSTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
	P.9				
65	P.8	BATUAN DASAR ?	BATUAN DASAR ?	FLUVIAL - LAKUSTRINE	SYSTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
	P.7				
144	P.6	BATUAN DASAR ?	BATUAN DASAR ?	FLUVIAL - LAKUSTRINE	SYSTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
	P.5				
144	P.4	BATUAN DASAR ?	BATUAN DASAR ?	FLUVIAL - LAKUSTRINE	SYSTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
	P.3				
144	P.2	BATUAN DASAR ?	BATUAN DASAR ?	FLUVIAL - LAKUSTRINE	SYSTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
	P.1				

Gambar 3. Korelasi stratigrafi daerah lepas pantai dan darat di Cekungan Bengkulu (modifikasi dari Yulianto dr., 1995).

Batuan tertua yang tersingkap di daerah ini adalah Formasi Hulusimpang (lava, breksi gunung api, dan tuf) yang berumur Oligosen - Miosen Awal. Bagian atas formasi ini menjemari dengan bagian bawah Formasi Seblat (perselingan batulempung, batulempung gampingan, batulanau dengan sisipan batupasir dan konglomerat) yang berumur Miosen Awal sampai Tengah. Batuan terobosan dalam (granit dan diorit) yang berumur Miosen Tengah menerobos Formasi Hulusimpang dan Formasi Seblat (Gafoer dr., 1992; dan Amin dr., 1994).

Formasi Lemau (batulempung, batulempung gampingan, batubara, batupasir, dan konglomerat), yang berumur Miosen Tengah-Akhir dan terendapkan di daerah transisi sampai laut dangkal menindih secara tak selaras Formasi Seblat (Yulianto dr., 1995). Kemudian Formasi Lemau yang tertindih secara tak selaras oleh Formasi Simpangaur (batupasir konglomeratan, batupasir, batulumpur mengandung cangkang moluska dan batupasir tufan), berumur Miosen Akhir – Pliosen, dan terendapkan di daerah transisi.

Formasi Bintunan (batuan tufan, konglomerat polimik, tuf, dan batulempung tufan dengan sisipan lignit dan sisa tumbuhan) berumur Plio-Plistosen, yang terendapkan di lingkungan air tawar sampai payau dan setempat laut dangkal, menindih tak selaras Formasi Simpangaur (Gafoer dr., 1992), sedangkan menurut Yulianto dr. (1995; Gambar 3) bagian bawah Formasi Bintunan tersebut menjemari dengan bagian atas Formasi Simpangaur. Formasi Bintunan setara dengan Formasi Ranau yang tersingkap di Lembar Manna (Amin dr., 1994), terdiri atas breksi gunung api berbatuapung dan tuf riolitik-andesitik. Breksi gunung api tampak berwarna kekuningan, lunak, tidak berlapis, berkomponen kepingan batuapung dan lava andesit-basal di dalam matriks tuf pasiran (Amin dr., 1994). Kemudian satuan batuan yang termuda adalah aluvium yang terdiri atas bongkah, kerakal, pasir, lanau, lumpur, dan lempung.

#### KETERDAPATAN HIDROKARBON

Ketersediaan hidrokarbon di suatu daerah dapat ditentukan oleh batuan induk atau batuan pembawa hidrokarbon (*source rock*), batuan waduk atau

batuan penyimpan hidrokarbon, batuan penutup (*cap rock*), dan kondisi geologi yang membentuk cebakan hidrokarbon.

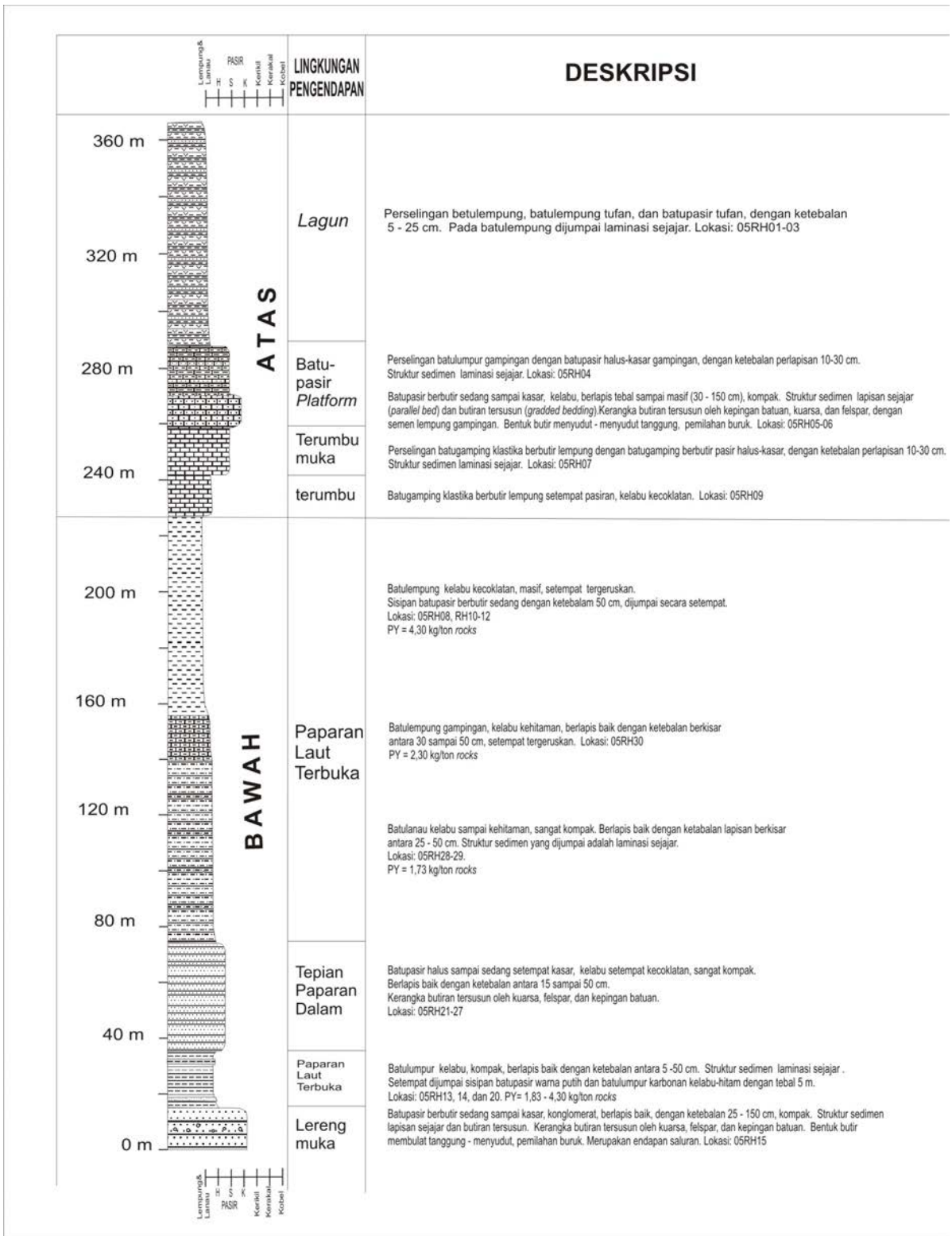
#### Batuan Induk

Batuan induk atau batuan pembawa hidrokarbon (*source rock*) adalah batuan tempat hidrokarbon secara alami dapat terbentuk. Batuan ini merupakan batuan sedimen klastika halus yang terdiri atas serpih dan batulumpur, berwarna kelabu gelap sampai hitam, berlembar sampai berlaminasi, setempat berstruktur sedimen laminasi sejajar dan kaya akan material organik, yang pada umumnya terendapkan dalam lingkungan lakustrin. Untuk menentukan kualitas batuan induk dilakukan analisis geokimia yang terdiri atas analisis TOC (Karbon Organik Total) dan *Rock-Eval Pyrolysis*. Selain itu, analisis petrografi organik sangat diperlukan untuk mengetahui kandungan material organik dan untuk menentukan kuantitas dari maseral pembawa hidrokarbon. Analisis batuan induk dilakukan pada percontoh batuan Formasi Seblat (Gambar 4) dan Formasi Lemau (Gambar 5). Hasil analisis tersebut tersaji dalam Tabel 1 dan 2. Analisis juga dilakukan pada rembesan minyak di Kampung Padangcapo (Heryanto dan Panggabean, 2006; Gambar 2).

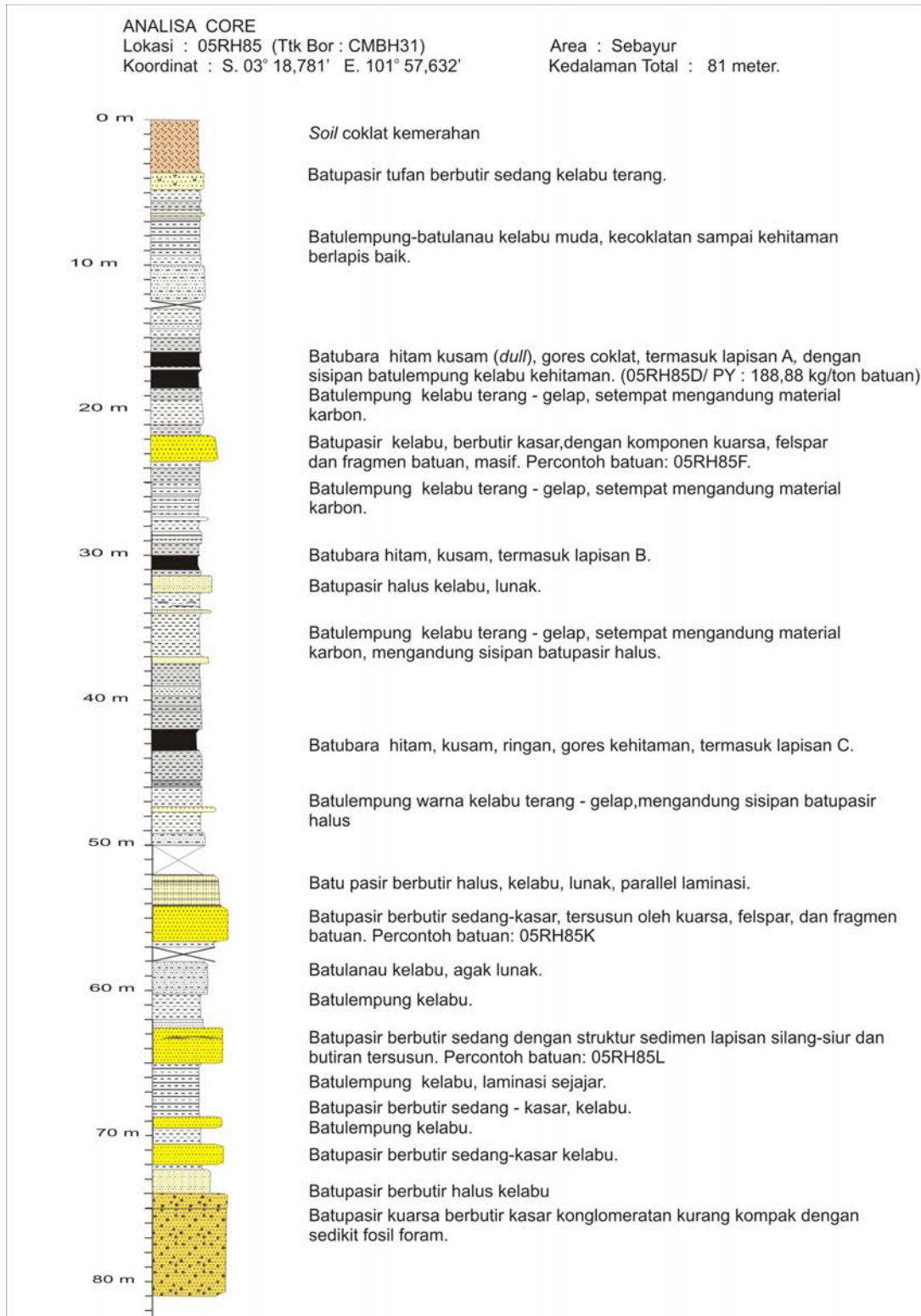
Kualitas batuan induk tercermin pada hasil analisis geokimia seperti yang tersaji dalam Tabel 1. Diagram PY (*Pyrolysis Yield*/Jumlah hidrokarbon) versus TOC (Rad, 1984; Gambar 6), menunjukkan sepuluh percontoh (Formasi Lemau) dari tiga puluh dua percontoh batuan yang dianalisis (Tabel 1), termasuk ke dalam kategori sangat baik/*excellent* (PY: 21,07 - 188,88 kg/ton percontoh batuan), sementara empat percontoh batuan (Formasi Lemau) termasuk ke dalam kategori baik/*good* (PY: 9,78 - 15,27 kg/ton percontoh batuan). Delapan percontoh batuan (dua percontoh Formasi Lemau dan enam percontoh batuan Formasi Seblat) termasuk ke dalam kategori cukup (*fair*), dengan nilai PY 2-5 kg/ton percontoh batuan. Sisanya termasuk ke dalam kategori miskin (<2 kg/ton percontoh batuan). Diagram ini juga menunjukkan bahwa percontoh batuan yang dianalisis terletak pada batas antara *oil prone* dan *gas prone*.

Diagram temperatur maksimum ( $T_{max}$ ) versus Hidrogen Indeks (HI) seperti yang terlihat dalam Gambar 7, menunjukkan tipe kerogen yang ter-





Gambar 4. Penampang stratigrafi komposit Formasi Seblat di hulu Sungai Kedurang (Heryanto, 2006a).



Gambar 5. Kolom stratigrafi inti bor di daerah Sebayur, Ketaun (Heryanto, 2006b).

Tabel 1. Data TOC dan *Pyrolysis* Formasi Seblat dan Lemau di Daerah Bengkulu

No	No. Percontoh	Litologi	TOC (%)	S <sub>1</sub> kg/t	S <sub>2</sub> kg/t	PY kg/t	PI	T <sub>max</sub> (°C)	HI	Area	Formasi
1.	05RH11	Clst,dkgy,calc,sl,hd	1,37	0,45	3,89	4,34	0,10	440	284	Kdrng	Seblat
2.	05RH17	Clst,dkgy,calc,hd	1,37	0,45	3,89	4,34	0,10	440	284	Kdrng	Seblat
3.	05RH20B	Sh,dkgy	1,54	1,04	0,79	1,83	0,57	453	51	Kdrng	Seblat
4.	05RH27	Clst,dkgy,calc,hd	1,16	0,55	1,15	1,70	0,32	452	99	Kdrng	Seblat
5.	05RH30	Clst,dkgy-gy,hd	1,40	0,44	1,86	2,30	0,19	455	133	Kdrng	Seblat
6.	05RH32	Clst,dkg/blk,calc,hd	0,22	0,13	0,35	0,48	0,27	447	159	Tjskt	Seblat
7.	05RH34	Clst,dkg/blk,calc,hd	1,22	0,75	1,53	2,28	0,33	418	126	Tjskt	Seblat
8.	05RH37	Clst,dkgy,calc	1,24	0,27	3,09	3,36	0,08	439	250	Tjskt	Seblat
9.	05RH50D	Clst,dkgy	8,68	0,50	14,77	15,27	0,03	426	170	DMH	Lemau
10.	05RH50G	Clst,gy-meddkgy	1,55	0,21	2,47	2,68	0,08	440	159	DMH	Lemau
11.	05RH50H	Clst,dkgy/blk,hd	9,57	1,05	23,64	24,69	0,04	433	247	DMH	Lemau
12.	05RH50J	Clst,brgy-brn	6,09	0,66	21,44	22,10	0,03	443	352	DMH	Lemau
13.	05RH51A	Clst,dkgy/blk,hd	3,53	0,08	0,10	0,18	0,44	570	3	DMH	Lemau
14.	05RH51D	Clst,dkgy/blk,hd	1,05	0,03	0,04	0,07	0,43	577	4	DMH	Lemau
15.	05RH52A	Sh,dkgy/blk,hd	3,15	0,06	0,11	0,17	0,35	572	3	DMH	Lemau
16.	05RH53C	Sh,dkgy,blk,coal st	11,53	0,95	20,12	21,07	0,05	453	174	DMH	Lemau
17.	05RH54B	Clst,gydkgy,slcsde	0,65	0,11	0,12	0,23	0,48	510	19	DMH	Lemau
18.	05RH60C	Clst,dkgy	3,01	0,62	9,16	9,78	0,06	427	304	Nplph	Lemau
19.	05RH65	Clst, med gy	0,85	0,02	0,74	0,76	0,03	435	87	Nplph	Lemau
20.	05RH71A	Sh,brn.dkgy,slty,crb	14,71	3,62	113,68	117,30	0,03	426	773	Tjgdln	Lemau
21.	05RH73B	Sh, vdkgy, slty	8,59	0,75	60,36	61,11	0,001	426	703	Tjgdln	Lemau
22.	05RH74D	Clst,dkgy,calc,sndy	3,85	0,32	4,57	4,89	0,07	416	119	Nplph	Seblat
23.	05RH75A	Sh,dkgy,carb	5,39	0,40	29,62	30,02	0,01	434	550	Sbayur	Lemau
24.	05RH81	Sh,dkgy/blk,carb	8,65	0,64	48,96	49,60	0,01	427	566	Sbayur	Lemau
25.	05RH84	Sh,dkgy, blk,coaly	9,81	0,88	55,68	56,56	0,02	426	568	Sbayur	Lemau
26.	05RH85D	Sh,dkgy, coaly	27,09	1,04	187,84	188,88	0,001	426	693	Sbayur	Lemau
27.	05RH85I	Sh,dkbrn,blk,carb	4,45	0,17	15,08	15,25	0,001	430	339	Sbayur	Lemau
28.	05RH87B	Clst, dkgy,slty	2,73	0,00	4,23	4,23	0,00	435	155	Lemau	Lemau
29.	05RH101D	Sh, dkgy/blk,coaly	23,58	0,24	84,24	84,48	0,00	421	357	BBU	Lemau
30.	05RH102C	Clst,vdkgy/blk	0,72	0,03	1,16	1,19	0,03	502	161	BBU	Lemau
31.	05RH104B	Sh,brn.dkgy,slty,crb	2,62	0,17	10,46	10,63	0,02	435	399	BBU	Lemau
32.	05RH107B	Clst,dkgy,hd,splntry	0,64	0,01	0,47	0,48	0,02	569	74	BIL	Lemau

**Keterangan**

TOC : Karbon Organik Total

T<sub>max</sub> : Temperatur maksimum (°C) untuk pembentukan hidrokarbon dari kerogen

S<sub>1</sub> : Kuantitas hidrokarbon bebas

S<sub>2</sub> : Kuantitas hidrokarbon dari kerogen

HI : Indeks Hidrogen

PY : Hidrokarbon Total (S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub>)

PI : Indeks Produksi = S<sub>1</sub> / (S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub>)

Sh : *Shale*

Clst : *Claystone*

slst : *siltstone*

ss : *sandstone*

carb. : *carbonaceous*

Calc. : *calcareous*

brngy : *brown grey*

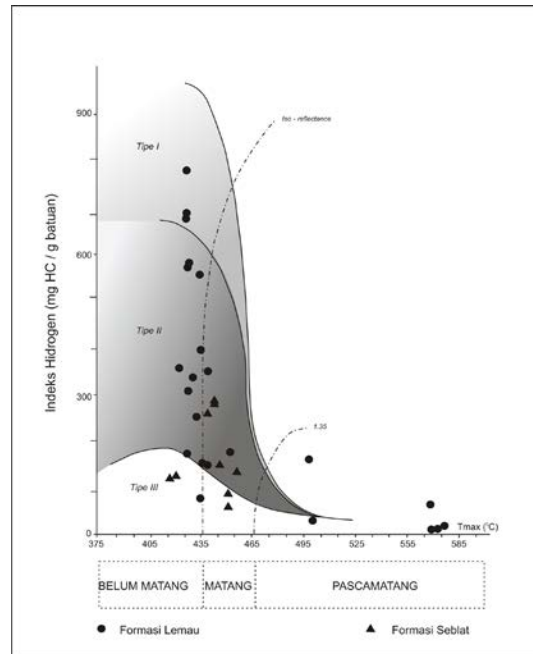
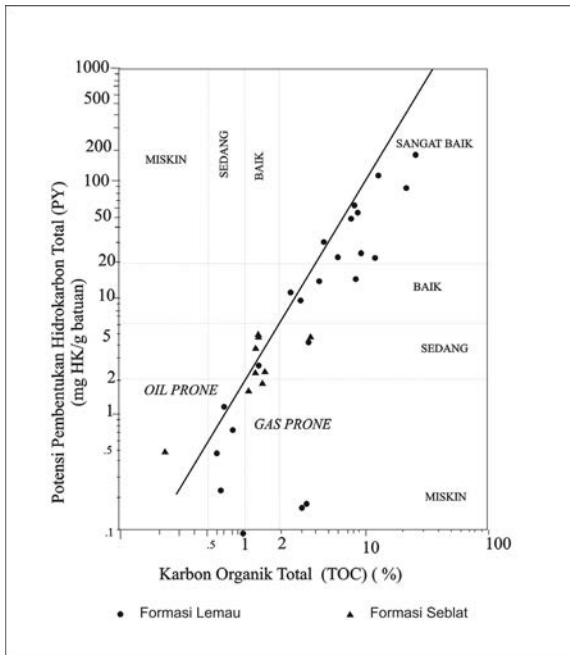
Gy : *grey*

dkgy : *darkgrey*

blk : *black*

Gywh: *grey white*

lam. : *laminated*



Gambar 6. Diagram TOC vs jumlah minyak (PY) yang menunjukkan potensi hidrokarbon pada batuan sumber dalam Formasi Seblat dan Lemau.

Gambar 7. Diagram Indeks Hidrogen (HI) versus  $T_{max}$ , yang menunjukkan tipe kerogen dan kematangan hidrokarbon di daerah penelitian.

Tabel 2. Analisis Maseral pada DOM Formasi Seblat dan Lemau

	Formasi Seblat	Formasi Lemau
VITRINIT	1-2 %	0,9-14,4%
EKSINIT	0,1-6 %	0,2-9 %
Telalginit	0-1 %	0-2 %
Lamalginit	0-1 %	0-2 %
Resinit	0-2 %	0,2-3 %
Sporinit	0-0,1 %	0-2 %
Bituminit	0-2 %	0-1 %
Kutinit	0-1 %	0-1 %
Liptodetrinit	0-2 %	0-2 %
INERTINIT	0-1 %	0-2 %
Reflektan Vitrinit (Rv)	0,42-0,48 %	0,37-0,97 %
Lapisan batubara (Rv)	-	0,41-1,12% 0,37-0,50 % (normal), >0,50 pengaruh intrusi.



bentuk dalam percontoh batuan yang dianalisis. Tiga percontoh batuan bahan organiknya termasuk ke dalam kerogen tipe I yang jika sudah matang sebagian besar akan menjadi minyak (*oil*). Tujuh belas percontoh batuan mengandung kerogen tipe II yang jika sudah matang akan menjadi *oil* dan gas. Enam percontoh batuan mempunyai kerogen tipe III yang sebagian besar akan menjadi gas jika sudah matang. Enam percontoh batuan lainnya tidak termasuk ke dalam ketiga tipe tersebut. Diagram ini juga menunjukkan sebagian percontoh batuan yang dianalisis termasuk dalam tingkat belum matang akhir (Formasi Lemau) sampai dengan matang awal (Formasi Seblat) dengan temperatur maksimum berkisar antara 415 sampai dengan 455° Celcius, sedangkan enam percontoh batuan termasuk dalam kategori pascamatang.

Kematangan batuan induk tercerminkan pada nilai reflektan vitrinit ( $R_v$ ) material organik (DOM) yang tersebar dalam batuan induk. Hasil analisis petrografi organik menunjukkan bahwa nilai reflektan vitrinit ( $R_v$ ) yang terkandung dalam batuan induk berkisar antara 0,37 % sampai 0,50% (Tabel 2). Berdasarkan diagram korelasi umum indeks kematangan organik (Kantsler dr., 1978), kematangan hidrokarbon pada batuan tersebut berada pada tingkat belum matang akhir (*late immature*) sampai matang awal (*early mature*). Diagram ini juga menunjukkan bahwa paleotemperatur maksimum pada waktu pembentukan hidrokarbon dari kerogen mencapai 80° C. Kematangan hidrokarbon tersebut diakibatkan oleh penimbunan (*burial*) pada kedalaman sampai 2000 m.

Hasil analisis kromatografi gas percontoh batuan induk 05RH101D (Formasi Lemau), menunjukkan kematangan termal matang rendah atau matang awal. Sementara itu hasil analisis kromatografi gas pada percontoh rembesan minyak (05SY47) menunjukkan bahwa minyak telah *biodegraded* kategori sedang dan berasal dari batuan induk yang matang. Dengan demikian, rembesan minyak tersebut diperkirakan bukan berasal dari batuan induk Formasi Lemau (Heryanto dan Panggabean, 2006).

### **Batuan Waduk**

Batuan waduk (*reservoir rock*) adalah batuan tempat hidrokarbon terakumulasi. Batuan waduk ini umumnya merupakan batuan sedimen klastika

kasar, mempunyai porositas dan permeabilitas yang baik, dan juga mempunyai volume yang cukup besar. Pada umumnya, yang bertindak sebagai batuan induk adalah batupasir dan batugamping. Batuan tersebut di Cekungan Bengkulu dijumpai dalam Formasi Seblat dan Lemau. Porositas merupakan faktor utama yang menentukan kualitas batuan waduk, sedangkan proses diagenesis sangat mempengaruhi kualitas porositas batuan Formasi Lemau dan Seblat (Heryanto, 2006a, 2007a,b).

Porositas sekunder yang teramati umumnya adalah pelarutan kepingan batuan gunung api dan juga pelarutan butiran felspar yang jumlahnya kurang dari 5%, dan terjadi hanya pada sebagian butiran (Gambar 8 dan 9). Porositas sekunder ini meningkatkan kualitas batuan waduk.

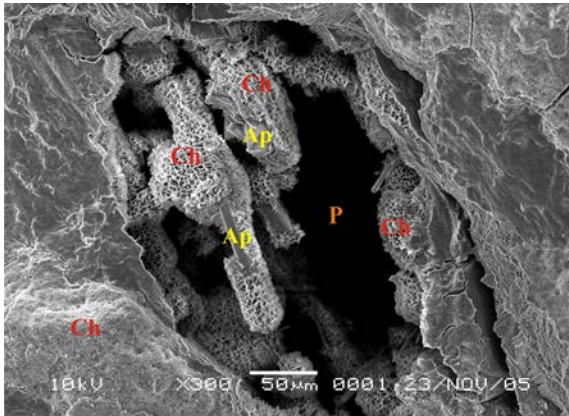
Proses diagenesis menunjukkan bahwa batuan waduk dalam Formasi Seblat lebih kompak daripada Formasi Lemau, tetapi dengan adanya pembentukan porositas sekunder, persentase porositas Formasi Seblat meningkat. Porositas batuan Formasi Seblat adalah 0-9,4% dengan nilai rata-rata 3,63%, sedangkan Formasi Lemau berkisar dari 3-5% dengan nilai rata-rata 3,73%. Dengan demikian kualitas batupasir Formasi Lemau relatif hampir sama dengan batupasir Formasi Seblat (Heryanto, 2006a, 2007a).

Batugamping dijumpai sebagai sisipan dalam Formasi Seblat, dan tersusun oleh ganggang merah, bryozoa, echinodermata, koral, foraminifera bentonik dan planktonik, brachiopoda, moluska, kuarsa, felspar, kepingan batuan dan gloukonit, dengan massa dasar lumpur karbonat dan lempung, ortosparit, dan oksida besi. Proses diagenesis pada batugamping tersebut dicirikan dengan terbentuknya lempung autigenik, mikrosparit, pseudosparit, lumpur mikrit, pirit, dan dolomit. Sementara itu, porositas yang teramati adalah dalam partikel, antarpartikel, gerowong (*vug*) dan retakan, dengan nilai porositas kurang dari 3%. Batugamping ini juga merupakan salah satu batuan waduk (*reservoir*).

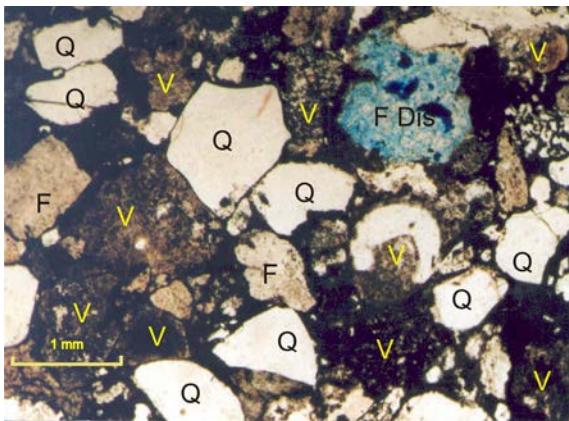
Berdasarkan analisis petrografi dan SEM, batuan yang baik untuk batuan waduk adalah batupasir serta batugamping Formasi Seblat (Gambar 4) dan batupasir Formasi Lemau (Gambar 5).

### **Batuan Penutup**

Batuan penutup (*caprock*) adalah batuan sedimen berbutir halus yang kedap air. Batuan ini berperan



Gambar 8. Mikrofoto SEM percontohan batuan 05RH108B; Batuan litik yang memperlihatkan porositas sekunder (p) yang dihasilkan oleh pelarutan/disolusi fragmen vulkanik dan diikuti oleh pembentukan mineral autigenik klorit (Ch) dan kristal apatit (AP) (Heryanto, 2007a).



Gambar 9. Mikrofoto sayatan pipih batupasir litarenit, yang tersusun oleh kuarsa (Q), kepingan batuan vulkanik (V) dan felspar (F). Salah satu dari felspar (F Dis) telah mengalami pelarutan (*dissolution*) menghasilkan porositas sekunder. Percontohan batuan 05RH74A (Heryanto, 2006b). //nikol.

sebagai penutup dan pencegah hidrokarbon yang sudah terakumulasi dalam batuan waduk bermigrasi ke tempat lain. Batuan yang dapat menjadi batuan penutup adalah batulempung yang pejal dan kedap air. Batuan seperti ini di daerah penelitian dijumpai sebagai sisipan, baik dalam Formasi Seblat (Gambar 4) ataupun Formasi Lemau Gambar 5). Batuan ini berasosiasi dengan batupasir yang diperkirakan dapat bertindak sebagai batuan waduk atau *reservoir* dalam Formasi Lemau. Batuan penutup ini perannya sangat berhubungan erat dengan bentuk cebakan

minyak, atau dengan perkataan lain, bahwa batuan penutup merupakan bagian dari sistem cebakan minyak itu sendiri (*oil play*).

### Cebakan Hidrokarbon

Cebakan hidrokarbon adalah kondisi geologi setempat yang dapat membentuk cebakan hidrokarbon, dan hidrokarbon yang telah bermigrasi dari batuan induk terperangkap dalam batuan waduk. Kondisi geologi yang dapat menunjang cebakan hidrokarbon adalah stratigrafi dan struktur geologi. Stratigrafi adalah posisi satuan batuan terhadap satuan lainnya, sedang struktur geologi adalah perubahan kondisi dari satuan batuan akibat tektonik. Struktur geologi terdiri atas lipatan dan sesar. Lipatan dan sesar banyak dijumpai di daerah penelitian. Arah sumbu lipatan yang terdapat dalam batuan sedimen di Cekungan Bengkulu berarah barat laut – tenggara, sejajar dengan arah Pulau Sumatera.

### DISKUSI

Batuan yang memungkinkan bertindak sebagai batuan induk di Cekungan Bengkulu adalah batuan sedimen klastika halus mengandung bahan organik yang terdapat dalam Formasi Seblat dan Lemau. Diagram Indeks Hidrogen (HI) versus Temperatur maksimum ( $T_{max}$ ; Gambar 7) menunjukkan bahwa batuan induk pada Formasi Seblat lebih matang dari pada Formasi Lemau. Hal ini juga ditunjang oleh nilai reflektan vitrinit (Rv) batuan induk Formasi Lemau, yaitu 0,39-0,55% yang menunjukkan kematangan organik belum matang akhir sampai matang awal, dan kematangan tersebut terjadi pada kedalaman lebih dari 2000 m. Sementara itu, batuan yang memungkinkan bertindak sebagai batuan waduk adalah batupasir dan batugamping Formasi Seblat, dan juga batupasir Formasi Lemau.

Diagenesis yang terjadi pada batuan induk tersebut terjadi pada kedalaman antara 2000-3000 m (Heryanto 2006a, 2007a,b). Data tersebut di atas sesuai dengan hasil pemboran Arwana 1 di lepas pantai Bengkulu (Gambar 10; Gunto dan Djajadharja, 2005), yang menunjukkan bahwa posisi matang awal batuan induk terjadi mulai di kedalaman 2300 m, dan *oil shows* dijumpai pada batuan klastika vulkanik dan batugamping dolomitan di kedalaman

STRATIGRAPHY			DEPTH METERS	SECTION	CASING, CORES, SHOWS & TESTS	COUNTRY : INDONESIA SUMATERA				WELL : ARWANA - 1							
AGE	STAGE	FM				POT RES	ENVIRON	SOURCE ROCK	SEISMIC HORIZON (TWT)	BASIN : BENGKULU	OPERATOR : FINA EXPLOR. BENGKULU S.A						
T E R T I A R Y	QUAT	PLEISTOCENE	(-83)		30"	OPEN MARINE, MIDDLE-OUTER NERITIC	TYPE III, IMMATURE	IV. 2	83 - 1125 M CLST, gry, grn, sft / stky, sl Calc, loc slty, with Interbeds of : SLTST dk gry, mod cons, calc cmfd	RIG : ZAPATA HERITAGE 32 LAT : 04° 42'30.482"S LON : 103° 07'37.483"E LOC : LINE Fb90 - 67,SP280 RT : 26 m (MSL) WD : -57 m (MSL)	SPUD DATE : 21 FEB. 1992 TO DATE : 27 APR. 1992 COMPL. DATE : 8 MAY 1992 TD : 4175 M RT. (- 4149 M) STATUS: P L A, OIL SHOW						
			145 m	20"	477 m												
	PLIOCENE	EARLY	1000												1.17 s	1125 - 2371 m	COST: (ESTIMATED) WELL COST : 8.718.000\$ COST/m : 2.088 \$/m
			1125												IV. 1 1.38 s	CLST, gry to gry grn, loc slty sl calc, rich in forams, with interbeds of SD / SST, whf, v f to md gr, sr, mod std, gluc SLTST gry, mod cons, calc cmfd occ LST, wht, mudst to grainst, mod hd, fr of pyr	
	MIDDLE	LATE	1310		133/8"										III. 2	2371 - 2451 m LST, wht, packsy / grainst, bioci, loc chky or sdy, mod, hd and, CLST, gry, loc slty, sl carb, non to sl calc, and, SD / SST, wnt, vf to c gr, Prlly std, a / sa, tr sil cmt, chloritic	OBJECTIVES: Oligocene to lower Miocene coastal plain or deltaic sandstones of Sequence II.2 equivalent to the Talang Akar Formation
			1593 m														
	EARLY	LATE	2000														RESULTS Oil shows were encountered in thin volcano clastic early - Miocene to early - Oligocene sandstones, and in the dolomitic interval equivalent to the Baturaja Formation
			2371												2.22 s	2371 - 2451 m	
	MIDDLE	LATE	2451												III. 1 2.27 s	2451 - 2620 m	MAX BHT (TD) 135°C, 275° F
			2620												II. 4 SD -2.42 s -2.48 s	CLST, gry, loc slty, sl carb, non to sl calc, and, SD / SST, wnt, vf to c gr, Prlly std, a / sa, tr sil cmt, chloritic	
EARLY	LATE	2750							2750 - 2988 m	DETAILS OF TEST / REMARKS CORE 1 : 2805 - 2808.5 m (97%rec) CORE 2 : 2808.5 - 2813.5 m (30% rec) CORE 3 : 3696 - 3713 m (98% rec) SFT SAMPLE 1 : 2714 m 11.51 (water) SFT SAMPLE 2 : 3862 m 150 cc Muu SFT SAMPLE 3 : 3442 m 11.51 (water + Mud Filtrate)) NO TEST							
		2988															
EARLY	LATE	3000							2988 - 3092 m								
		3092							DOL, bf, f cry sf, org, homg hd, and, CLST, lt dk brn, si t a v calc 3092 - 3645 m CLST, gry to gry, non to sl calc, soft to mod hd, tuf faceous, with variable amount of SD / SST, gry to grn, v f to m .gr, pr std, pr cons chloritic, pyr poor vs por 3645 - 4175 m								
EARLY	LATE	3305							3305 - 3705 m								
		3705							CLST, gry to gry, non to sl calc, soft to mod hd, tuf faceous, with variable amount of SD / SST, gry to grn, v f to m .gr, pr std, pr cons chloritic, pyr poor vs por 3645 - 4175 m								
EARLY	LATE	4000							4000 - 4140 m								
		4140							CLST, gry - brn to dk brn, loc slty to sdy, sl calc, carb, pyritic, with interbeds of CLST, lt gry, tuf nom loc sdy, non to v sl calc, SST, gry - grn, fri, f to c gr prly std, prly cmtd, chloritic, pyritic poor vis poor								

Gambar 10. Kolom stratigrafi analisis intibor Arwana 1 (Guntoro dan Djajadharja, 2005).



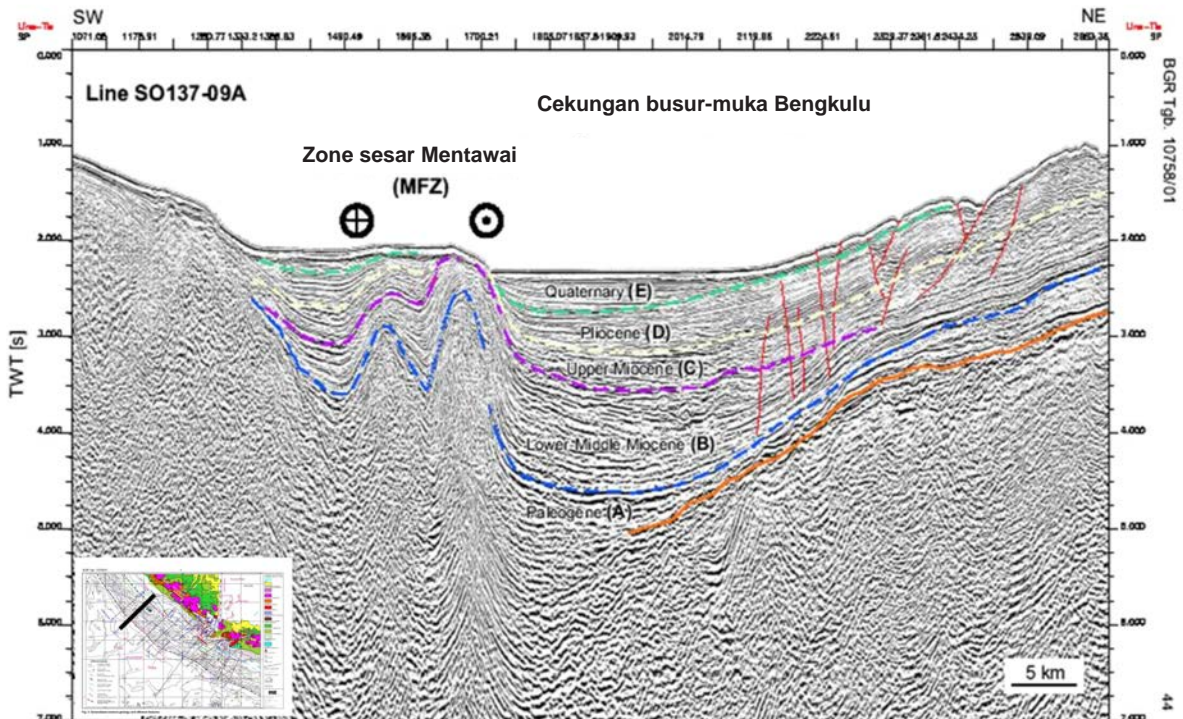
2988-3092 m dalam suatu formasi setara Formasi Baturaja (setara dengan Formasi Seblat).

Kemungkinan hidrokarbon terdapat dalam cebakan stratigrafi dan struktur. Hal ini terlihat pada hasil interpretasi seismik SO 137-09A (Gambar 11; Guntoro dan Djajadiharja, 2005) yang memperlihatkan lapisan sedimen Pratersier cukup tebal dengan perlipatan yang kuat disertai sesar. Kehadirannya merupakan batuan dasar (*basement*) bagi runtunan batuan sedimen Tersier. Batuan sedimen tertua adalah Lapisan Paleogen (A), yang ekuivalen dengan Formasi Lahat (Gambar 3), namun tidak ditemukan di permukaan. Lapisan Paleogen ditindih oleh Lapisan Miosen Awal-Tengah (B) yang merupakan kelanjutan Formasi Seblat. Lapisan di atasnya adalah Lapisan Miosen Akhir (C) yang merupakan kelanjutan Formasi Lemau. Selanjutnya Lapisan C ditindih oleh Lapisan Pliosen (D) yang merupakan kelanjutan Formasi Simpangaur. Lapisan teratas adalah lapisan Kuartar. Dari lintasan seismik tersebut terlihat adanya perlipatan dan sesar dalam

lapisan-lapisan batuan sedimen Tersier, dengan arah sumbu lipatan barat laut – tenggara, sejajar dengan arah Pulau Sumatera. Di antara lipatan dan sesar tersebut diharapkan ada yang merupakan cebakan hidrokarbon, dengan batuan waduk terdiri atas batupasir Formasi Lemau maupun batupasir/batugamping Formasi Seblat.

## KESIMPULAN

Kemungkinan keterdapatannya hidrokarbon di Cekungan Bengkulu adalah cukup besar. Hal ini ditunjukkan oleh keterdapatannya batuan induk/sumber hidrokarbon pada batuan sedimen klastika halus mengandung bahan organik dalam Formasi Seblat dengan kandungan hidrokarbon buruk sampai sedang (0,48-4,89 kg/ton percontohan batuan), dan pada Formasi Lemau dengan kandungan hidrokarbon buruk sampai sangat baik (0,04 – 188,88 kg/ton percontohan batuan). Kematangan batuan induk



Gambar 11. Interpretasi lintasan seismik SO 137-09A yang memperlihatkan perlipatan dan sesar naik (Ginco, 1990 dalam Guntoro dan Djajadiharja, 2005).

berkisar antara belum matang akhir sampai matang awal. Selain itu juga dijumpainya rembesan minyak di Kampung Padangcapo.

Sebagai batuan waduk (*resevoir rock*) adalah batupasir dan batugamping Formasi Seblat, dan juga batupasir Formasi Lemau. Sebagai batuan penutup adalah lapisan batulempung yang terdapat dalam Formasi Seblat atau Formasi Lemau, bergantung pada posisi batuan waduk itu berada. Adapun cebakan hidrokarbon yang mungkin terjadi adalah cebakan stratigrafi ataupun juga cebakan struktur.

**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 Dr. H. Panggabean atas kritik dan sarannya, serta rekan sejawat yang telah memberikan kritik, saran, dan diskusi mengenai makalah ini.

#### ACUAN

- Amin, T.C, Kusnama, Rustandi, E., dan Gafoer, S., 1994. *Geologi Lembar Manna dan Enggano, Sumatera, Skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Gafoer, S., Amin, T.C., dan Pardede, R., 1992. *Geologi Lembar Bengkulu, Sumatera, Skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Guntoro, A., dan Djajadiharja, Y.S., 2005. Tectonic Scenario of the Sumatra Fore-Arc Basin in Relation To the Formation of Petroleum Systems. *International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina* (GEOINDO 2005), Khon Kaen, Thailand.
- Heryanto, R., 2005. *Laporan Penelitian Sumber Daya Hidrokarbon di Cekungan Bengkulu, Bengkulu*. Pusat Penelitian Pengembangan Geologi, Badan Geologi, Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (Laporan Internal).
- Heryanto, R., 2006a. Karakteristik Formasi Seblat di Daerah Bengkulu Selatan. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, 16, h. 179-195.
- Heryanto, R., 2006b. Provenance batupasir Formasi Lemau di Cekungan Bengkulu., *Seminar Nasional Geologi Indonesia: "DINAMIKA DAN PRODUKNYA"*. Pusat Survei Geologi, Bandung, 5-6 Desember 2006.
- Heryanto, R., 2007a. Diagenesis Batupasir Formasi Lemau di Cekungan Bengkulu dan Potensinya sebagai Batuan Reservoir Hidrokarbon. *Mineral dan Energi*, 5, h. 58-70.
- Heryanto, R., 2007b. Hubungan antara diagenesis, reflektan vitrinit, dan kematangan batuan pembawa hidrokarbon batuan Sedimen Miosen di Cekungan Bengkulu. *Jurnal Geologi Indonesia*, 2, h. 101-111.
- Heryanto, R. dan Panggabean, H., 2006. The Tertiary Source Rock Potential of the Bengkulu Basin. *Jakarta2006 International Geosciences Conference and Exhibition*. Jakarta, 14-16 Agustus 2006.
- Kantsler, A.J., Cook, A.C., and Smith, G.C., 1978. Rank variation, calculated paleotemps in understanding oil, gas occurrence. *Oil and Gas Journal*, h. 196-205.
- Rad, F.K., 1984. Quick Look Source Rock Evaluation By Pyrolysis Technique. *Proceedings 13<sup>th</sup> Annual Convention Indonesian Petroleum Association*, h.113-124.
- Yulihanto, B., Situmorang, B., Nurdjajadi, A., dan Sain, B., 1995. Structural Analysis of the onshore Bengkulu Forearc Basin and Its Implication for Future Hydrocarbon Exploration Activity. *Proceedings 24<sup>th</sup> Annual Convention Indonesian Petroleum Association*, October 1995.