

KARAKTERISTIK *OIL SHALE* DI KAWASAN BUKIT SUSAH, RIAU

M.H. Hermiyanto dan H. Panggabean

Pusat Survei Geologi
Jl. Diponegoro No. 57 Bandung

SARI

Oil shale merupakan salah satu bahan energi alternatif pengganti minyak bumi. Bahan ini, yang terkandung dalam Formasi Kelesa berumur Eosen - Oligosen di Bukit Susah, menempati kawasan Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan cekungan busur belakang. Runtunan sebagian batuan pembawa *oil shale* yang baik dan cukup lengkap dengan tebal sekitar 86,8 m, dan terdiri atas serpih yang berasosiasi dengan batulanau karbonan, batupasir, batupasir konglomeratan serta konglomerat, dijumpai di Sungai Puti Kayu. Sementara itu tebal lapisan *oil shale* lebih kurang 27,90 m. *Oil shale* ini berpotensi sebagai *oil-gas prone source rock*, dalam kategori baik sampai sangat baik. Kerogen yang hadir termasuk ke dalam tipe I dan II. Eksinit sebagai kelompok maseral utama tersusun oleh maseral alginit (0,4 - 0,6 %), resininit (0,4 - 2,0 %), sporinit (0,4 - 0,8 %), suberininit (0,4 - 2 %), kutinit (0,6 - 1,4 %), dan eksudatininit (0,2 - 0,6%). Sementara itu vitrininit berkisar antara 0,6 - 7,6 %. Nilai reflektan vitrininit rata-rata berkisar dari 0,27 sampai 0,43%. Secara umum, kematangan termal *oil shale* termasuk kategori belum matang, namun memiliki kecenderungan kisaran belum matang - matang, dan masih di bawah *oil birth line* yang ekuivalen dengan kategori belum matang. Mineral lempung tersusun oleh asosiasi smektit-illit, dengan illit dan kaolininit. Serpih telah mengalami proses diagenesis tingkat mesodiagenesis awal. Berdasarkan data palinologi, umur *oil shale* di Bukit Susah adalah Eosen Tengah - Eosen Akhir.

Kata kunci: *oil shale*, energi alternatif, Eosen-Oligosen, Bukit Susah, *oil-gas prone*

ABSTRACT

Oil shale, as an alternative energy resource, is recognized in the Eocene - Oligocene Kelesa Formation, located in the Bukit Susah area, within the Central Sumatera Basin, of the back-arc type. An almost complete rock sequence of the 86.8 m thick part of oil shale-bearing formation, found in the Puti Kayu River, comprises an association of shale with carbonaceous siltstone, sandstone, conglomeratic sandstone, and conglomerate. The thickness of shale bed is approximately 27.90 meter. Oil shale in the study area is potential as an oil-gas prone source rock, within good to excellent category, containing Kerogen Types I and II.. The dominant maceral group is exinite, composed of alginite (0.4 - 0.6 %), resinite (0.4 - 2.0 %), sporinite (0.4 - 0.8 %), suberinite (0.4 - 2 %), cutinite (0.6 - 1.4 %), and exsudatinite (0.2 - 0.6 %); whilst the minor one is vitrinite ranging from 0.6 - 7.6 %. The average value of vitrinite reflectance varies from 0.27 to 0.43 %. Thermal maturity level of the oil shale, in general, is situated within the immature category, although it tends to be close to the immature - mature boundary line, beyond oil birth line. Clay minerals consist of smectite-illite association, with illite and kaolinite. The shale has undergone a diagenetic process within an early diagenetic level. A palynological study shows that the age of the oil shale in Bukit Susah is Middle to Late Eocene.

Keywords: *oil shale*, alternative energy, Eocene-Oligocene, Bukit Susah, *oil-gas prone*

PENDAHULUAN

Seiring dengan semakin berkurangnya cadangan minyak dunia dan kelangkaan pasokan minyak bumi yang diikuti oleh peningkatan secara tajam harga minyak dunia, maka pengembangan potensi energi alternatif selayaknya mendapat perhatian. *Oil shale* yang merupakan batuan sumber hidrokarbon, nilai keekonomiannya menjadi semakin kompetitif sebagai salah satu bahan energi alternatif pengganti minyak bumi. Tetapi, keberadaan *oil shale* di Indonesia belum banyak diteliti.

Dalam rangka mencari cadangan energi baru, penelitian terperinci *oil shale* telah dilaksanakan di Bukit Susah pada tahun 2004. Wilayah ini menempati tepi selatan kawasan Cekungan Sumatera Tengah, yang merupakan cekungan busur belakang. Cekungan tersebut dikenal sebagai daerah cekungan penghasil minyak yang penting dan memiliki kualitas minyak bumi sangat baik.

Secara administratif pemerintahan, kawasan penelitian termasuk ke dalam Kabupaten Rengat,

Provinsi Riau dan Kabupaten Tebo, Provinsi Jambi, yang terletak dalam koordinat 101°55' - 102°10' BT dan 0°46' - 0°57'LS (Gambar 1).

METODE PENELITIAN

Penelitian karakteristik *oil shale* di Bukit Susah, Riau dilaksanakan dengan menerapkan metodologi penelitian mulai dari kajian pustaka, penelitian lapangan, dan analisis laboratorium.

Penelitian lapangan menerapkan metodologi standar yang lazim digunakan dalam studi sedimentologi, khususnya analisis litofasies yang mencakup pengamatan perubahan litologi (ukuran butir, kemas, pemilahan, sifat kontak lapisan, dan stuktur sedimen). Langkah-langkah sistematis penelitian lapangan dilakukan dengan cara sebagai berikut :

- Pemetaan rinci pada dan sekitar singkapan yang diduga sebagai *oil shale*.
- Merekonstruksi beberapa penampang terukur di singkapan-singkapan yang mewakili, khususnya pada sikuen sedimen tempat *oil shale* ditemukan,
- Melakukan analisis litofasies melalui beberapa penampang terukur untuk memahami karakteristik perubahan fasies secara vertikal maupun lateral di dalam cekungan.
- Melakukan pemercontohan *oil shale* dan batuan sedimen sekitarnya, dari setiap lapisan atau horizon untuk bahan analisis laboratorium (petrografi sedimen, petrologi organik, *rock-eval pyrolysis*, dan palinologi).



Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian.

Pengamatan laboratorium terhadap beberapa percontoh terpilih dilakukan di laboratorium Pusat Survei Geologi dan Lemigas, di antaranya adalah analisis:

- *Rock Eval Pyrolysis* dan TOC untuk mengetahui mutu dan potensi minyak, kandungan kerogen, serta kematangan termal batuan batuan.
- Studi petrologi organik untuk konsentrasi material organik (*Dispersed Organic Matter - DOM*) pada blok poles *oil shale* untuk mengetahui kandungan maseral serta peringkat kematangan batuan, dan lingkungan pengendapan.
- Palinologi untuk menentukan umur dan lingkungan pengendapan batuan pembawa, *oil shale*.
- *Scanning Electron Microscopy (SEM)* untuk melihat jenis mineral lempung, maseral, porositas, dan diagenesis.

GEOLOGI

Secara fisiografis, daerah penelitian, yang diduga merupakan sebuah cekungan *intramontane* berarah barat barat laut - timur menenggara, terletak di lereng timur Bukit Barisan dan Antiklin Bukit Barisan (Clarke, 1982). Lereng timur Bukit Barisan, yang membentang dalam arah barat laut-tenggara dengan ketinggian 150-500 m di atas permukaan laut, merupakan bagian dari sejumlah sembul dan terban. Antiklin Bukit Barisan terdapat di ujung barat laut daerah penelitian dengan ketinggian antara 500 - 1.000 m di atas permukaan laut.

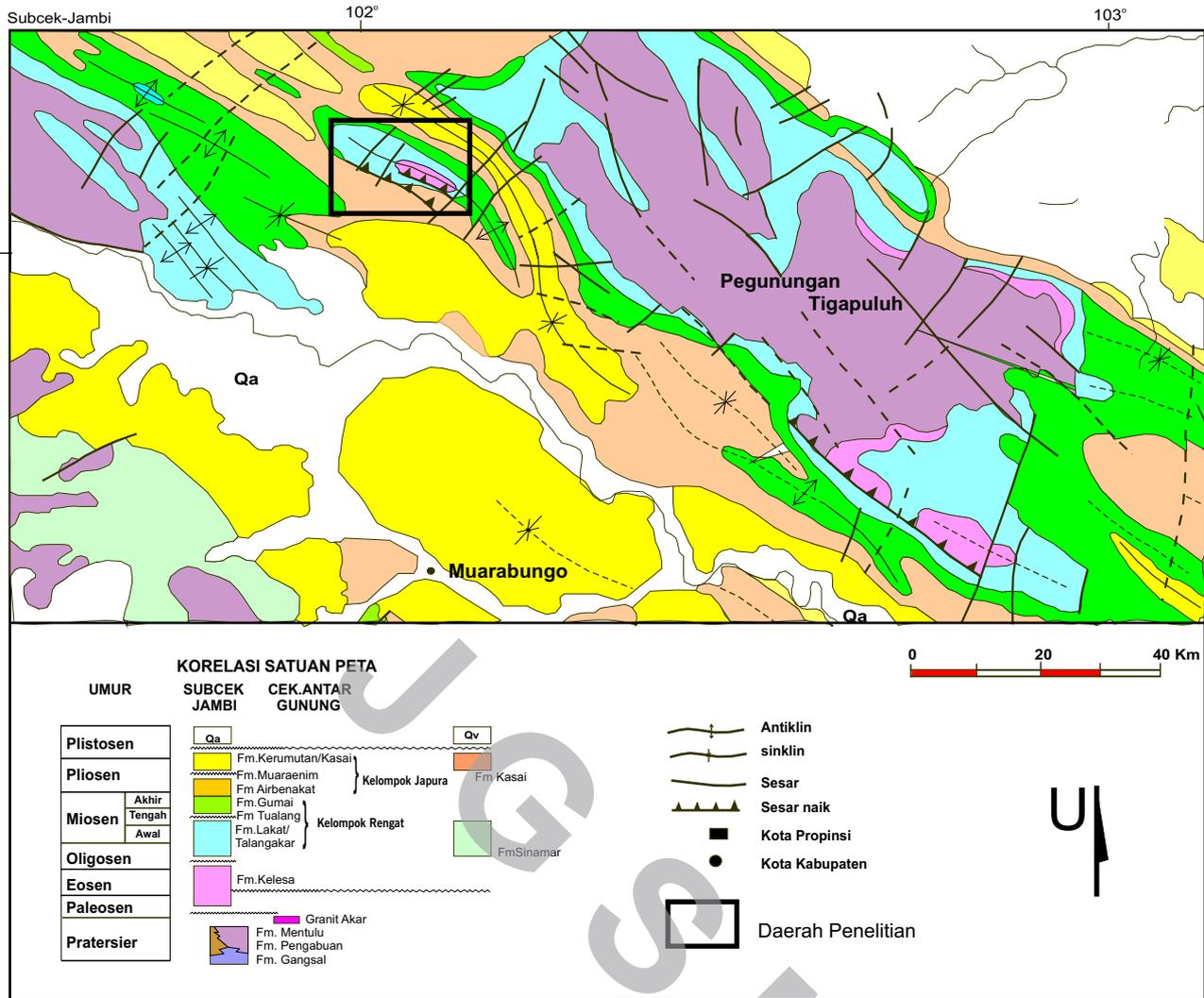
Batuan tertua yang tersingkap di daerah ini berumur Permo-Karbon yang termasuk ke dalam Kelompok Tigapuluh dan terdiri atas Formasi Gangsal, Pengabuan, dan Mentulu. Formasi Gangsal tersusun oleh batusabak, filit, batupasir meta, batugamping terpualamkan, dan kuarsit. Formasi Pengabuan berupa batupasir litik dan grewak meta, dengan sisipan kuarsit, batulanau meta, dan batu tanduk. Sementara itu Formasi Mentulu yang terdiri atas grewak dan batulumpur kerakalan, serta sisipan batusabak dan batulempung, juga mempunyai Anggota Condong yang tersusun oleh tuf termetakan, dan batulempung tufan termetakan. Hubungan stratigrafi antar ketiga formasi tersebut adalah menjemari satu sama lainnya. Batuan sedimen Pratersier ini diterobos oleh batuan beku granitan berumur Jura yang terdiri atas granit, granodiorit, pegmatit, dan aplit (Suwarna dkk., 1994). Semua

batuan Pratersier tersebut merupakan batuan alas Cekungan Tersier Sumatera Tengah (Suwarna dkk., 1994, dalam Heryanto dan Hermiyanto, 2006).

Selanjutnya, runtunan batuan sedimen Tersier yang hadir terdiri atas Kelompok Rengat (Formasi Kelesa, Lakat, Tualang, dan Gumai) dan Kelompok Japura (Formasi Airbenakat, Muaraenim, dan Kerumutan). Formasi Kelesa berumur Eosen - Oligosen tersusun oleh konglomerat aneka bahan dan batupasir konglomeratan dengan sisipan batulempung, batulanau, dan batubara. Formasi Kelesa ditindih secara tidak selaras oleh Formasi Lakat yang berumur Oligosen Akhir - Miosen Awal yang terdiri atas konglomerat aneka bahan, batupasir kuarsa dan sisipan batulempung, batulanau dan tuf, dengan dengan lensa batubara di bagian bawah; serta sisipan batupasir kuarsa dan batulanau karbonan, dan lanau di bagian atas.

Formasi Tualang yang berumur Miosen Awal dan tak selaras menindih Formasi Lakat tersusun oleh batulempung dengan sisipan batupasir kuarsa mikaan dan glaukonitan, setempat gampingan dan lanauan di bagian bawah; dan batupasir kuarsa dengan sisipan batulempung, batulumpur berpirit dan batupasir glaukonitan di bagian atas. Formasi Gumai berumur Miosen Tengah, yang menjemari dengan Formasi Tualang, tersusun oleh serpih berwarna kelabu terang - gelap, serta hijau dan coklat, batulempung dan batulumpur gampingan dan karbonan, dengan sisipan batupasir dan nodul lanauan.

Formasi Gumai ditindih selaras atau menjemari dengan Formasi Airbenakat berumur Miosen Tengah - Akhir yang terdiri atas perselingan batulempung, batupasir, serpih dan batulanau dengan sisipan tuf dan lensa lignit. Menindih secara selaras dan menjemari dengan Formasi Airbenakat hadir Formasi Muaraenim yang berumur Miosen Akhir-Pliosen, dan tersusun oleh perselingan antara batupasir tufan berbutir halus sampai sedang serta batulempung tufan, dengan lensa lignit. Selanjutnya, ke arah atas atau lebih muda terdapat Formasi Kasai atau Formasi Kerumutan berumur Plio-Plistosen yang terdiri atas batupasir kuarsa berbutir halus sampai sedang, batulempung tufan dan tuf, serta setempat batulempung pasir kerakalan. Satuan batuan ini, yang tersingkap di bagian timur laut dan barat daya kawasan penelitian, menindih menutupi tak selaras satuan batuan yang lebih tua (Suwarna dkk., 1994) (Gambar 2).



Gambar 2. Peta geologi daerah pegunungan Tigapuluh dan sekitarnya (Heryanto dan Hermiyanto, 2005).

KARAKTERISTIK OIL SHALE

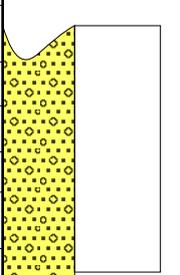
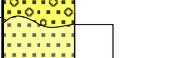
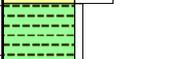
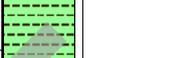
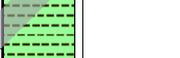
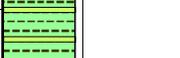
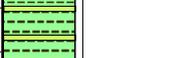
Litologi

Runtunan sebagian dari batuan pembawa *oil shale*, yang baik dan cukup lengkap, dari bagian atas sampai ke dasarnya, dijumpai di Sungai Puti Kayu (Gambar 3 dan 4). Tebal total runtunan batuan ini sekitar 86,8 m, sedangkan tebal *oil shale* lebih kurang 27,90 m. Batuan sedimen klastika halus yang kaya akan bahan organik atau *oil shale* terdapat dalam Formasi Kelesa bagian bawah, terdiri atas serpih yang berasosiasi dengan batulanau karbonan, batupasir, batupasir konglomeratan, serta konglomerat.

Oil shale tersebut umumnya berlapis tipis dengan kisaran antara 0,5-2 cm, berstruktur *papery - flaggy*, lunak - keras, berselingan antara warna kehitaman dan

kecokelatan, dengan sisipan batulumpur dan batupasir halus (Gambar 5).

Umur runtunan *oil shale* ini berkisar dari Eosen Tengah - Akhir, yang ditunjukkan oleh kehadiran asosiasi kumpulan fosil *Palmaepollenites kutchensis*, *Crassoretitriletes vanraadshooveni*, *Verrucatosporites usmensis*, *Florschuetzia trilobata*, *Cicatricosisporites dorogensis*, *Acrostichum aureum*, *Lanagiopollis nanggulanensis*, dan *Proxapertites cursus* (Susanto dkk., 2004). Selanjutnya, hadirnya asosiasi *Discoidites borneensis*, *Avicennia*, *Acrostichum aureum*, *Florschuetzia trilobata*, *Durio*, *Pometia*, *Verrucosisporites usmensis* dan spora fungi, menunjukkan lingkungan pengendapan *freshwater swamp/darat* (danau?) (Susanto dkk., 2004).

FORMASI	NOMOR PERCONTOH	TEBAL (M)	SIMBOL BATUAN UKURAN BUTIR BATUPASIR L Z H E O S B K G	PEMERIAN	LINGKUNGAN PENGENDAPAN
FORMASI KELESA		29		Konglomerat, aneka bahan, kompak, pemilahan jelek, membundar tanggung sampai menyudut tanggung, matriks pasir, dengan fragmen didominasi oleh basal yang pejal.	KIPAS ALLUVIUM
	04NS29R	23		Batupasir, abu-abu kecokelatan, lapuk, halus, komposisi didominasi oleh kuarsa dan felspar.	
	04NS29Q	21		Serpih coklat gelap - abu, lunak sampai agak keras plastis, <i>papery</i> sisipan batulumpur terkonsolidasi, <i>flaggy</i> . Harga PY 33,28 mg/g batuan	LAKUSTRIN
	04NS29P	19		Serpih coklat gelap - abu, lunak sampai agak keras plastis, <i>papery</i> sisipan batulumpur terkonsolidasi, <i>flaggy</i> . Harga PY 14,96 mg/g batuan	
	04NS29O	16		Serpih, coklat gelap - abu-abu, lunak, <i>papery</i> sisipan batulumpur, <i>flaggy</i> (1 - 1,5 cm) abu-abu, kompak, perlapisan bagus. Harga PY 46,64 mg/g batuan	
	04NS29N	13		Harga PY 11,85 mg/g batuan	
	04NS29M	8		Batulumpur, abu, kompak, <i>flaky - flaggy</i> berlapis, sisipan serpih (1 - 1,5 cm), <i>papery</i> , perlapisan sejajar. Harga PY 33,82 mg/g batuan	
		7		Batupasir, coklat keabuan, sangat halus, berlapis baik.	SALURAN LIMPAHAN
	04NS29L	5		Serpih, abu-abu gelap - coklat, <i>papery</i> , lunak, berselingan dengan batulumpur, <i>flaggy</i> (1- 1,5 cm)	LAKUSTRIN
		4		Batulumpur, abu-cokelat, lunak - keras, <i>fissile, flaky - flaggy</i> , mengandung sisa tumbuhan.	SALURAN LIMPAHAN
	2		Batupasir, sangat halus, keras, kompak, berlapis tipis, sisipan batupasir konglomeratan.		

Gambar 4. Kolom stratigrafi yang tersingkap di Sungai Puti Kayu menunjukkan perselingan antara konglomerat, serpih, batulumpur dan batupasir (Susanto dkk., 2004).



Gambar 5. Struktur lembaran serpih di sungai Puti Kayu, kawasan Kuburpanjang, Bukit Susah, Riau.

Potensi dan Mutu

Hasil analisis Rock-Eval (Tabel. 1), yang diplot ke dalam diagram TOC vs. PY (Gambar 6), menunjukkan bahwa sebanyak enam percontoh memiliki nilai potensi hidrokarbon kategori baik (*good*), dan dua belas percontoh sangat baik (*excellent*). Potensi hidrokarbon kategori baik ini dijumpai dalam lapisan bagian atas dan perselingan serpih di bagian tengah runtunan lapisan *oil shale* di Sungai Puti Kayu. *Oil shale* ini berpotensi sebagai *oil-gas prone source rock*. Sementara itu, *oil shale* yang potensi hidrokarbonnya sangat baik, dengan kisaran nilai TOC antara 4,06 - 9,63% dan PY antara 21,70 - 70,72 mg HC/g batuan, juga berpotensi sebagai *oil-gas prone source rock*.

Selanjutnya, nilai T_{max} yang berkisar antara 430°C - 444°C dan *hydrogen index* (HI) antara 268 - 791 diplot ke dalam diagram T_{max} vs. HI (Gambar 7). Terlihat bahwa sebelas percontoh serpih dengan nilai HI < 600 (268 - 547) memiliki kerogen tipe II. Sementara itu, tujuh percontoh yang mempunyai nilai HI > 600 (606 - 791) kandungan kerogennya termasuk tipe I. Dari

hasil analisis tersebut terlihat bahwa secara vertikal ada perbedaan kandungan potensi hidrokarbon, dan karakteristik ini memperlihatkan adanya suatu perubahan kondisi yang dipengaruhi oleh perkembangan dan kandungan maseral pembentuk kerogen.

Hasil analisis petrologi dari delapan belas percontoh *oil shale* memperlihatkan bahwa kandungan bahan organik didominasi oleh kelompok maseral eksinit (0,4 - 3,0 %) yang tersusun oleh maseral alginit (0,4 - 0,6 %), resininit (0,4 - 2,0 %), sporinit (0,4 - 0,8 %), suberininit (0,4 - 2 %), kutinit (0,6 - 1,4 %), dan eksudatinit (0,2 - 0,6 %). Kelompok maseral vitrinit yang terdeteksi berkisar antara 0,6 - 7,6 %. Mineral yang hadir yakni karbonat sebesar 0,8 - 24,2 %, serta pirit (0,8 - 16,0%). Nilai reflektan vitrinit maksimum berkisar antara 0,31 % dan 0,52 %, dengan kisaran reflektan rata-rata dari 0,27 sampai 0,43 %.

Tabel 1. Hasil Analisis *Rock Eval Pyrolysis* dan TOC dari *Oil Shale* Bukit Susah, Riau (Susanto, dkk., 2004)

No.	No. Percontoh	Litologi	TOC (%)	S ₁	S ₂		PY	PI	T _{max} (°C)	HI
					mg/gbatuan					
1.	NS.29A	Serpih, abu - abu terang, lanauan.	3,05	0,07	12,02	12,09	0,01	439	394	
2.	NS.29B	Serpih, abu-abu gelap, lanauan.	3,37	0,11	18,42	18,53	0,01	438	547	
3.	NS.29C	Serpih, abu - abu, berlembar halus.	3,10	0,07	14,68	14,75	0,00	433	474	
4.	NS.29G	Serpih, abu - abu terang berlembar sisik ikan	7,93	0,24	61,28	61,52	0,00	444	773	
5.	NS.29 I	Serpih, abu - abu terang, lanauan.	4,06	0,16	26,22	26,38	0,01	436	646	
6.	NS.29K	Serpih, abu - abu terang berlembar sisik ikan	5,43	0,17	40,48	40,65	0,00	441	745	
7.	NS.29M	Serpih, abu-abu gelap, berlembar halus.	4,98	0,18	33,64	33,82	0,01	438	676	
8.	NS.29N	Serpih, abu berlembar sisik ikan.	3,40	0,05	11,80	11,85	0,00	437	347	
9.	NS.29O	Serpih, abu-abu terang berlembar sisik ikan	7,17	0,20	46,44	46,64	0,00	439	648	
10.	NS.29P	Serpih, abu berlembar sisik ikan, lanauan	3,74	0,04	14,92	14,96	0,00	435	399	
11.	NS.29Q1	Serpih, abu-abu terang berlembar sisik ikan	5,49	0,10	33,28	33,38	0,00	435	606	
12.	NS.29Q2	Serpih, abu-abu gelap berlembar sisik ikan.	2,31	0,04	6,19	6,23	0,01	438	268	
13.	NS.30A	Serpih, abu-abu terang berlembar sisik ikan	4,76	0,20	24,10	24,30	0,01	432	506	
14.	ES.13C	Serpih, abu-abu gelap berlembar halus.	4,06	0,64	21,06	21,70	0,03	443	519	
15.	ES.14A	Serpih, abu-abu gelap berlembar sisik ikan.	5,66	0,17	22,40	22,57	0,01	433	577	
16.	ES.15C	Serpih, abu-abu gelap berlembar halus	9,63	0,20	70,72	70,92	0,00	431	734	
17.	ES.16B	Serpih, abu-abu terang berlembar sisik ikan	5,20	0,03	25,68	25,71	0,00	430	494	
18.	ES.18A	Serpih, abu berlembar halus.	5,96	0,30	47,16	47,46	0,01	442	791	

Keterangan :

TOC : Total Karbon Organik

S₁ : Hidrokarbon bebas

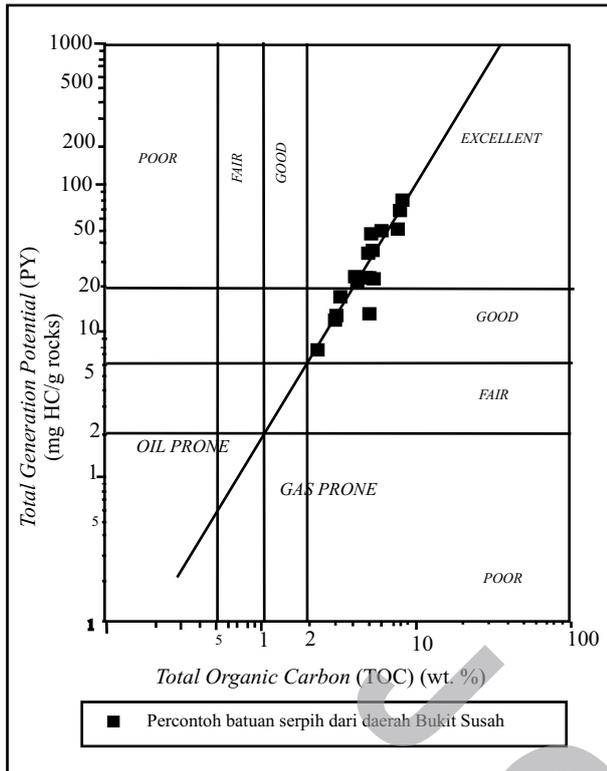
S₂ : Kuantitas HC yang dilepaskan kerogen

PY : Jumlah HC (S₁ + S₂)

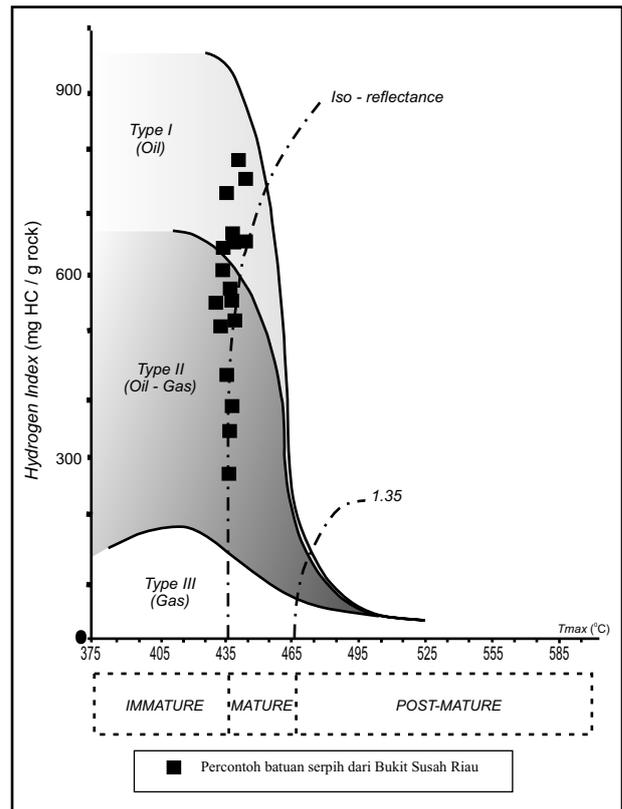
PI : Indeks Produksi (S₁ / (S₁ + S₂))

Tmax : Temperatur maks. (°C) untuk pembentukan HC dari kerogen

HI : Indeks Hidrogen



Gambar 6. Diagram TOC vs Pyrolysis Yields (PY) yang menunjukkan potensi hidrokarbon di daerah penelitian.



Gambar 7. Diagram Hydrogen Index (HI) vs T_{max} menunjukkan tipe kerogen oil shale di daerah penelitian.

Diagenesis

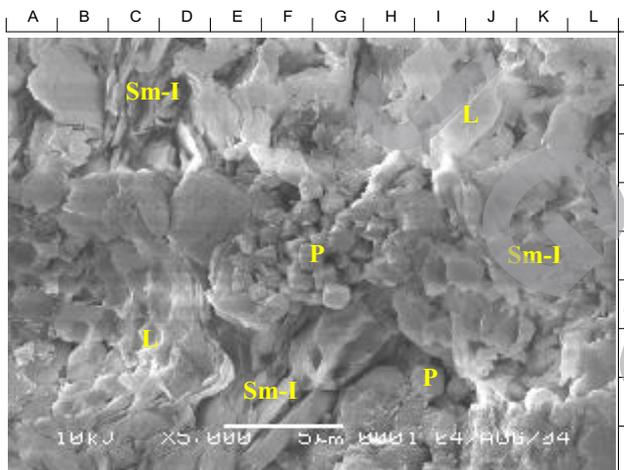
Analisis SEM dan XRD pada percontoh batuan serpih memperlihatkan bahwa, secara umum, mineral kuarsa hadir sebagai penyusun utama batuan, dengan kisaran kandungan 11 - <70 %. Mineral lempung dalam jumlah < 10%, yang hadir sebagai penyusun serpih, didominasi oleh paduan lembaran lempung smektit-illit, dengan illit dan kaolinit. Mineral lain yang terdeteksi adalah biotit, felspar, kristobalit, hematit, siderit, dan pirit framboidal, dalam jumlah < 10%; sebagian pirit dibalut oleh klorit. Hadir pula laumontit sebagai tipe mineral zeolit, dan adanya jejak minyak (*oil trace*) atau bitumen (Gambar 8 dan 9). Hadirnya paduan lempung jenis smektit-illit, illit, kaolinit, laumontit, dan klorit (Susanto dkk., 2004) dalam Tingkat Diagenesis Batulumpur (*Mudrocks Stages*) (Burley dkk., 1987), menunjukkan bahwa serpih termasuk ke dalam Tingkat Diagenesis batulumpur kelompok I yang setara dengan diagenesis tingkat mesodiagenesis awal (*early mesodiagenetic*) dari Schmidt dan Mc Donald (1979).

Kematangan Termal (*Thermal Maturity*)

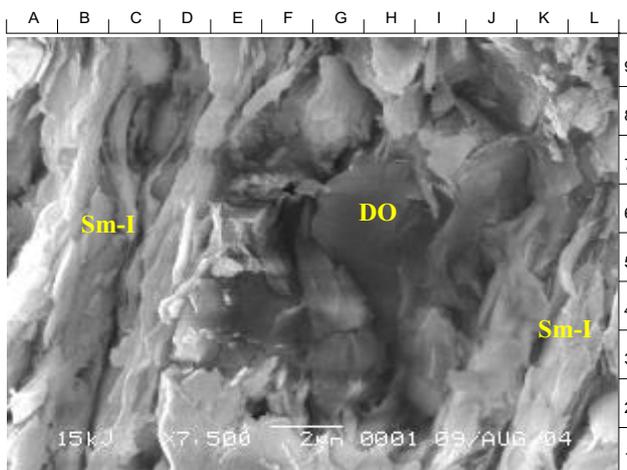
Tingkat kematangan termal *oil shale* (kerogen) dapat diketahui dari nilai T_{max} dan HI, serta reflektan maseral vitrinit (R_v), dan didukung pula oleh hasil analisis SEM yang menghasilkan tingkat diagenesis mineral lempung.

Pada Gambar 6 terlihat bahwa tujuh percontoh serpih berada tepat pada garis kematangan dari belum matang-matang (*immature - mature*) yang ekuivalen dengan posisi zona minyak mulai terbentuk (*oil birth line*). Sementara itu, sebelas percontoh serpih lainnya berada pada daerah yang digolongkan sebagai belum matang. Namun, hampir semua percontoh yang termasuk kategori belum matang tersebut, memiliki kecenderungan mendekati garis batas antara belum matang - matang. Dapat disimpulkan, secara umum, percontoh *oil shale* dari daerah Bukit Susah masih berada dalam tahapan belum matang sampai dengan matang awal (*early mature*).

Umumnya, minyak bumi yang terbentuk dari kerogen tipe I berada pada Rv_{max} 0.50%, dan kerogen tipe II pada Rv_{max} < 0.55% (Leythaeuser dan Welte, 1980). Hal ini didukung pula oleh nilai *Maturation Range Chart* dari Demaison dan Moore (1980), yang menunjukkan bahwa kematangan minyak dimulai pada nilai reflektan vitrinit rata-rata (Rv) 0.50 %. Hasil analisis reflektan vitrinit dari 18 percontoh *oil shale* Bukit Susah, yang memperlihatkan kisaran nilai Rv_{max} dari 0,29 % sampai 0,56 %, dengan hanya 2 percontoh serpih yang memiliki nilai Rv_{max} > 0,56 %, menunjukkan bahwa posisi kematangan termal *oil shale* masih di bawah *oil birth line* yang ekuivalen dengan kategori belum matang. Hal ini didukung pula oleh nilai PI (indeks potensial hidrokarbon) sebesar < 0,1.



Gambar 8. Foto mikrograf SEM percontoh serpih (04NS30A), yang menunjukkan smektit-illit (Sm-I), pirit (P) dan laumontit (L).



Gambar 9. Foto mikrograf SEM percontoh serpih (04NS29G), yang menunjukkan smektit-illit (Sm-I) dan *oil droplet* (DO).

DISKUSI

Secara umum Formasi Kelesa dapat dibagi menjadi tiga satuan, yaitu: runtunan batuan klastika sangat kasar yang terdiri atas konglomerat dan breksi, batuan klastika kasar - sedang yang tersusun oleh batupasir konglomeratan dan batupasir dengan sisipan batulanau, serta runtunan batuan klastika halus yang hadir berupa serpih dengan sisipan batulanau dan batupasir halus. Serpih umumnya berlapis tipis - tebal dengan kisaran antara 0,5-2 cm, berstruktur *papery - flaggy*, lunak - keras, berselingan antara warna kehitaman dan kecokelatan, dengan sisipan batulumpur dan batupasir halus. Berdasarkan analisis palinologi Formasi Kelesa berumur Eosen Tengah - Akhir dan dari karakteristik satuan batuan tersebut menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan formasi ini adalah *freshwater swamp* atau rawa-rawa air tawar.

Potensi hidrokarbon Formasi Kelesa di Sungai Puti Kayu termasuk ke dalam kategori baik (*good*), dan sangat baik (*excellent*). Kategori baik dijumpai dalam lapisan bagian atas dan perselingan serpih di bagian tengah runtunan lapisan *oil shale* di Sungai Puti Kayu. *Oil shale* ini berpotensi sebagai *oil-gas prone source rock*. Sementara itu, *oil shale* yang potensi hidrokarbonnya sangat baik, dengan kisaran nilai TOC antara 4,06 - 9,63% dan PY antara 21,70 - 70,72 mg HC/g batuan, juga berpotensi sebagai *oil-gas prone source rock*. Selanjutnya, nilai T_{max} yang berkisar antara 430C - 444C dan *hydrogen index* (HI) antara 268 - 791 diplot ke dalam diagram T_{max} vs. HI. Terlihat bahwa sebelas percontoh serpih dengan nilai HI < 600 (268 - 547) memiliki kerogen tipe II. Sementara itu, tujuh percontoh yang mempunyai nilai HI > 600 (606 - 791) kandungan kerogennya termasuk tipe I. Dari hasil analisis tersebut terlihat bahwa secara vertikal ada perbedaan kandungan potensi hidrokarbon, dan karakteristik ini memperlihatkan adanya suatu perubahan kondisi yang dipengaruhi oleh perkembangan dan kandungan maseral pembentuk kerogen.

Berdasarkan Tingkat Diagenesis Batulumpur (*Mudrocks Stages*) (Burley dkk. 1987), terlihat bahwa serpih di daerah Bukit Susah termasuk ke dalam Tingkat Diagenesis batulumpur Kelompok I

yang setara diagenesis tingkat mesodiagenesis awal dari Schmidt dan Mc Donald (1979). Nilai Rv_{max} beberapa percontoh serpih yang berkisar dari 0,29 % sampai 0,56 %, dengan hanya dua percontoh serpih memiliki nilai $Rv_{max} > 0,56$ %, menunjukkan bahwa posisi kematangan termal *oil shale* masih di bawah *oil birth line* yang ekuivalen dengan kategori belum matang. Kematangan serpih berada tepat pada garis kematangan dari *immature* - *mature* yang ekuivalen dengan posisi zona minyak mulai terbentuk (*oil birth line*).

Tiga parameter yang berupa nilai reflektan vitrinit, kematangan batuan, dan tingkat diagenesis dapat dikorelasikan antara ketiganya. Kematangan *source rock* dimulai dari nilai $Rv_{max} > 0,50$ %, dengan tingkat diagenesis batuan berada pada tingkat mesodiagenesis. Selain itu tingkat kematangan termal *oil shale* (kerogen) dapat diketahui pula dari nilai T_{max} dan HI, serta reflektan maseral vitrinit (Rv), dan didukung pula oleh data SEM yang menghasilkan tingkat diagenesis mineral lempung.

KESIMPULAN

Berdasarkan karakteristik fisik dan hasil analisis laboratorium, maka karakteristik lapisan serpih di kawasan Bukit Susah dapat disimpulkan sebagai berikut:

- *Oil shale* tersebut umumnya berlapis tipis (0,5 - 2 cm), berstruktur melembar (*papery* - *flaggy*), lunak - keras, berselingan antara warna kehitaman dan kecokelatan.

ACUAN

- Burley, S. D., Kantorowicz, J.D., and Waugh, B., 1987. Clastic Diagenesis. Dalam : Edward, A.B., dan Foster, N.H.(Ed), Reservoir II Sandstone. *American Association of Petroleum Geology*. Treatise of Petroleum Geology Reprint Series: 408-455.
- Clarke, M.C.G., 1982, Notes on a Geological traverse from Padang to Medan, Sumatra. Unpublished Report, NSFP Rep. Ser. 4, 4/83. Directorate of Mineral Resources, Bandung, Indonesia.
- Demaison, G.J., and Moore, G.T, 1980. Anoxic environment and source oil genesis. *Organic Geochemistry* 2: 9-31.
- Heryanto, R. dan Hermiyanto, H., 2006, Potensi Batuan Sumber (*Source Rock*) Hidrokarbon di Pegunungan Tigapuluh, Sumatera Tengah. *Jurnal Geologi Indonesia* 1(1): 37-48.
- Leythaeuser, D and Welte, D.H., 1980. *Relation between distribution of heavy n-paraffins and coalification in Carboniferous coal from the Saar District, Germany*. Pergamon, Oxford: 429 - 442.

- Potensi hidrokarbon dalam *oil shale* berada dalam kategori baik - sangat baik, dengan jenis kerogen tipe I dan II. Tingkat kematangan adalah belum matang - matang awal.
- Nilai reflektan vitrinit (0,29% - 0,56%), menunjukkan bahwa sebagian besar *oil shale* berada pada tingkat belum matang sampai menjelang batas matang awal.
- Kelompok maseral eksinit yang berkisar dari 0,4 - 3,0 %, terdiri atas eksudatinit (0,2 - 0,6 %), alginit (0,4 - 0,6 %), resininit (0,4 - 2,0 %), sporinit (0,4 - 0,8 %), suberininit (0,4 - 2 %), kutinit (0,6 - 1,4 %), dan eksudatinit (0,2 - 0,6 %).
- Kandungan hidrokarbon dalam *oil shale* cukup prospek, yang diperlihatkan oleh *oil yield* (PY) > 40 mg HC/g batuan.
- Mineral lempung penyusun serpih terdiri atas smektit-illit, illit, kaolinit, dan laumontit. Juga terdeteksi kehadiran pirit framboidal serta juga adanya tetesan minyak dan bitumen yang menandakan hadirnya kandungan hidrokarbon dalam serpih.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih ditujukan kepada Kepala Pusat Survei Geologi yang telah memberikan dukungan dan juga kepada rekan sejawat yang telah memberikan saran dan diskusi dalam penulisan makalah ini.

- Schmidt, V. and McDonald, D.A., 1979. The rocks of secondary in the course of sandstone diagenesis. *Society of Economic Paleontology, Mineralogy, Special Publication 26*: 175-207.
- Susanto, E., Suwarna, N. dan Hermiyanto, H., 2004. Penelitian Fosil Fuel dan Paleontologi, Kajian Oil shale, di Sumatera Bagian Tengah. Laporan Internal, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Suwarna, N., Budhitrinsa, T., Santosa, S., dan Mangga, S.A., 1994. *Peta Geologi Lembar Rengat skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.

Naskah diterima : 29 Nopember 2006 Revisi terakhir : 20 Januari 2008

J
G
S
M