Jurnal Geologi Indonesia, Vol. 1 No. 1 Maret 2006: 37-48

Potensi batuan sumber (*source rock*) hidrokarbon di Pegunungan Tigapuluh, Sumatera Tengah

RACHMAT HERYANTO dan HERI HERMIYANTO
Pusat Survei Geologi, Jln. Diponegoro 57 Bandung, Indonesia

SARI

Pegunungan Tigapuluh yang terletak di sudut tenggara Propinsi Riau, merupakan bagian tepi tenggara Cekungan Sumatera Tengah, salah satu cekungan penghasil hidrokarbon yang terbesar di Indonesia. Potensi batuan sumber hidrokarbon berupa batuan klastika halus terdapat dalam Formasi Kelesa berumur Eosen Akhir dan juga di Formasi Lakat yang berumur Oligosen.

Batuan sumber Formasi Kelesa mempunyai nilai TOC 2,31–9,63%, dengan kandungan hidrokarbon kategori baik sampai sangat baik (6,23–70,72 kg/ton batuan), sedangkan pada Formasi Lakat nilai TOCnya 0,67–3,46%, dengan kandungan hidrokarbon termasuk dalam kategori miskin sampai sangat baik (1,21-37,38 kg/ton batuan). Kematangan termal batuan sumber Formasi Kelesa berkisar belum matang akhir sampai matang awal dengan kerogen tipe I dan II, sedangkan Formasi Lakat berkisar belum matang akhir dengan jenis kerogen tipe I, II, dan III.

Tingkat diagenesis batuan sumber hidrokarbon Formasi Kelesa termasuk ke dalam tingkat diagenesis batulumpur kelompok II, yang setara dengan mesogenetik matang "A". Diagenesis tingkat ini diakibatkan oleh timbunan dengan kedalaman sampai 3000 m, dan menghasilkan paleotemperatur mencapai 95^{o} C. Sementara itu Formasi Lakat termasuk ke dalam tingkat diagenesis Batulumpur kelompok I yang setara dengan tingkat diagenesis tingkatan mesogenetik belum matang. Proses diagenesis dalam tingkat ini terjadi pada paleotemperatur sampai dengan 65^{o} C, dengan kedalaman timbunan 1500 m.

Kata kunci: kerogen, hidrokarbon, pirolisis, diagenesis, batuan sumber

ABSTRACT

The Tigapuluh Mountain located in southeast corner of the Riau Province, is a part of the southern margin of the Central Sumatera Basin, one of the biggest hydrocarbon producing basin in Indonesia. The hydrocarbon source rock potential is a fine grained clastics within the Late Eocene Kelesa and Oligocene Lakat Formations.

The Kelesa Formation source rock has a TOC value of 2.31–9.63%, with hydrocarbon content of a good to excellent categories (6.23–70.72 kg/ton rock), whereas the Lakat Formation has a TOC value of 0.67–3.46%, with hydrocarbon content of a poor to excellent categories (1.21–37.38 kg/ton rock). Source rock thermal maturation of the Kelesa Formation ranges from a late immature to early mature, with kerogen type of I and II, whereas the Lakat Formation ranges from a late immature, with kerogen type of I, II, and III.

Diagenetic stage of the hydrocarbon source rock of the Kelesa Formation is included to Mudrock Stage II which is equivalent to a mesogenetic mature "A". This diagenetic proccess was due to the burial history with the depth of up to 3000 m, resulted in a paleotemperature of 95^{o} C. The Lakat Formation is, however, included to Mudrock Stage I equivalent to the mesogenetic immature level. Burial history which occurred at the paleo temperature up to 65^{o} C, with the depth of burial up to 1500 m, led to the diagenetic process.

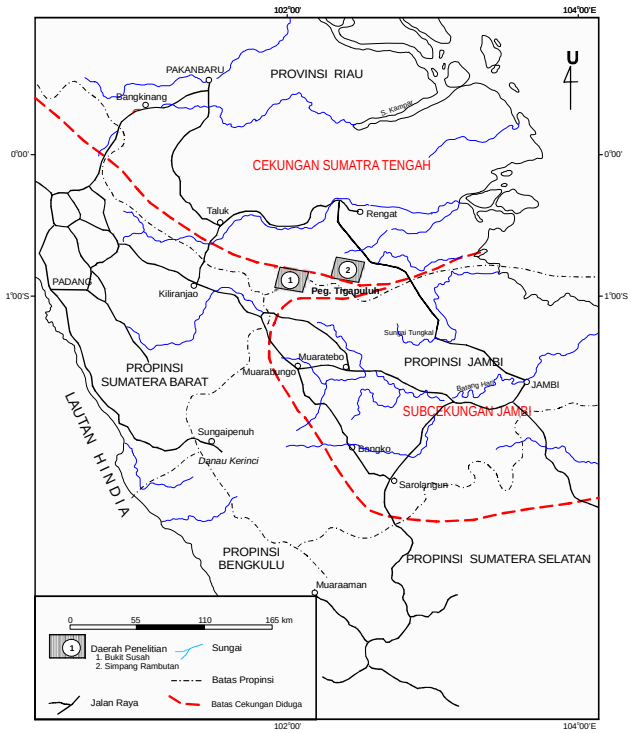
***Keywords**: kerogen, hydrocarbon, pyrolysis, diagenesis, source rock*

PENDAHULUAN

Pegunungan Tigapuluh terletak di sebelah sudut tenggara Propinsi Riau, dan secara administrasi pemerintahan termasuk ke dalam Kabupaten Inderagiri Hulu (Gambar 1), dengan ibu kotanya Rengat. Secara geologi, daerah penelitian termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Tengah, yang merupakan salah satu cekungan busur belakang penghasil minyak terbesar di Indonesia. Cekungan ini dialasi oleh batuan Pratersier yang kemudian diisi oleh batuan sedimen berumur Eosen sampai Plio-Plistosen.

Penelitian ini merupakan salah satu kegiatan Program Litbang Energi (dahulu) yang dibiayai oleh Proyek Kajian Informasi Geologi Tematik, Tahun Anggaran 2000 dan 2004, Puslitbang Geologi (sekarang Pusat Survei Geologi). Tujuan penulisan ini adalah untuk memaparkan potensi batuan sumber (*source rocks*) hidrokarbon pada Formasi Kelesa dan Lakat di Pegunungan Tigapuluh.

Kegiatan lapangan seperti pengamatan sedimentologi dan stratigrafi dilakukan di sepanjang jalan perusahaan kayu daerah Sungaiakar dan Simpang Rambutan, lereng timur laut Pegunungan Tigapuluh pada tahun 2000 (Suwarna drr., 2000), dan di Bukit Susah (Susanto drr., 2004) pada tahun 2004 (Gambar 2). Hasil analisis laboratorium yang terdiri atas palinologi, organik petrologi, Scanning Electron Microscopy (SEM), TOC, dan *Rock-Eval* Pirolisis digunakan untuk menunjang penulisan makalah ini.

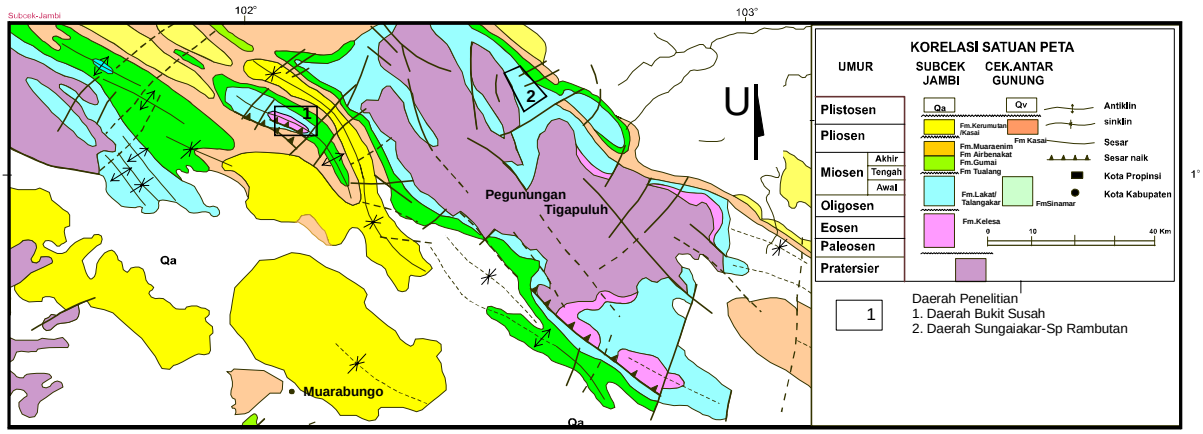


GAMBAR 1. PETA LOKASI DAERAH PENELITIAN.

GEOLOGI REGIONAL

Geologi dan stratigrafi daerah penelitian tersaji dalam Gambar 2. Batuan tertua adalah batuan sedimen berumur Permo-Karbon Kelompok Tigapuluh. Kelompok ini terdiri atas Formasi Gangsal (batusabak, filit, batupasir meta, batugamping termarmerkan, dan kuarsit), Formasi Pengabuan (batupasir litik dan grewak meta, dengan sisipan kuarsit, batulanau meta, dan batu tanduk), dan Formasi Mentulu (grewak kelabu kehijauan dan batulumpur kerakalan, dengan sisipan batusabak dan batulempung), dengan Anggota Condong (tuf meta kelabu terang-gelap dan batulempung tufan meta). Hubungan stratigrafi antar ketiga formasi tersebut adalah menjemari satu sama lainnya. Batuan sedimen Pratersier ini diterobos oleh batuan beku granitan berumur Trias-Jura yang terdiri atas granit, granodiorit, pegmatit, dan aplit. Seluruh batuan Pratersier tersebut merupakan batuan alas Cekungan Tersier Sumatera Tengah (Suwarna drr., 1994).

Runtunan batuan sedimen Tersier 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 polimik dan batupasir konglomeratan dengan sisipan batulempung, batulanau, dan batubara. Formasi ini ditindih tak selaras oleh Formasi Lakat berumur Oligosen-Miosen Awal yang terdiri atas konglomerat polimik, batupasir kuarsa dan sisipan batulempung, batulanau dan tuf, dengan dengan lensa batubara di bagian bawah, serta sisipan batupasir kuarsa dan batulanau karbonan dan lanauan di bagian atas. Tak selaras menindih Formasi Lakat adalah Formasi Tualang berumur Miosen Awal-Tengah, 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



GAMBAR 2. PETA GEOLOGI DAERAH PEGUNUNGAN TIGAPULUH DAN SEKITARNYA (MODIFIKASI DARI SUWARNA DRR., 1994 & SIMANJUNTAK DRR., 1994).

berumur Miosen Tengah menjemari dengan Formasi Tualang yang tersusun oleh serpih berwarna kelabu terang-gelap, hijau dan coklat, batulempung dan batulumpur gampingan dan karbonan dengan sisipan batupasir dan nodul lanauan. Formasi Airbenakat berumur Miosen Tengah-Akhir terdiri atas perselingan batulempung, batupasir, serpih, dan batulanau dengan sisipan tuf dan lensa lignit. Formasi Airbenakat ditindih selaras oleh Formasi Muaraenim berumur Mio-Pliosen, yang tersusun oleh perselingan antara batupasir tufan berbutir halus sampai sedang dan batulempung tufan, dengan lensa lignit. Formasi Kerumutan berumur Plio-Plistosen terdiri atas batupasir kuarsa berbutir halus sampai sedang, batulempung tufan dan tuf dan setempat lempung pasiran kerakalan. Formasi ini menindih tak selaras Formasi Muaraenim (Suwarna drr., 1994).

FORMASI PEMBAWA BATUAN SUMBER HIDROKARBON

Batuan sumber hidrokarbon (*hydrocarbon source rock*) biasanya dijumpai dalam batuan sedimen klastika halus yang kaya akan bahan organik, khususnya maseral liptinit. Di daerah penelitian, batuan sedimen klastika halus dan kaya akan bahan organik terdapat dalam Formasi Kelesa dan Formasi Lakat.

Formasi Kelesa

Formasi Kelesa (Suwarna drr., 1994) dapat dikorelasikan dengan Formasi Lahat (Spruyt, 1956) atau Formasi Lemat (Coster, 1974) di Cekungan Sumatera Selatan. Di Cekungan Sumatara Tengah, Formasi Kelesa setara dengan Formasi Pematang berumur Paleosen sampai Eosen Prasihapas (Coster, 1974), Anggota Bukit Bakar Formasi Lahat (Simanjuntak drr., 1994) atau Kelompok Pematang (Williams drr., 1985). Formasi Kelesa teramati di daerah Bukit Susah sebelah barat daya Pegunungan Tigapuluh (Susanto drr., 2004).

Formasi Kelesa di daerah ini terbagi menjadi tiga kelompok, yaitu runtunan batuan klastika sangat kasar yang terdiri atas konglomerat dan breksi di bagian bawah, batuan klastika kasar-sedang yang terdiri atas batupasir konglomeratan dan batupasir dengan sisipan batulanau di bagian tengah, dan batuan klastika halus yang terdiri atas perlapisan teramalgamasikan antara serpih dengan sisipan batulanau dan batupasir halus di bagian atas.

Batuan yang bertindak sebagai batuan sumber hidrokarbon adalah bagian atas formasi ini, yaitu atas perlapisan serpih berselingan dengan batupasir halus, batupasir konglomeratan dan batulanau (sebagian teramalgamasi), serpih berwarna coklat berselingan dengan warna abu-abu gelap, berlapis tipis (0,5 cm – 1 cm), kaya akan bahan organik, bersifat agak plastis, struktur perarian sejajar (Gambar 3; Gambar 4).

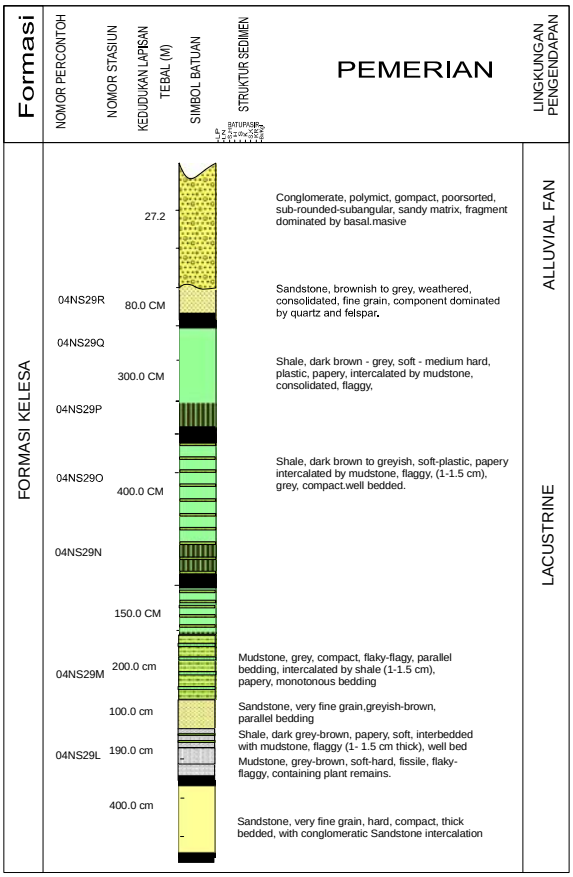
Hasil analisis pollen yang memperlihatkan hadirnya kumpulan *Palmaepollenites kutchensis, Discoidites borneensis, Durio, Avicennia, Acrostichum aureum, Verrucatosporites usmensis*, dan *Triletespore* menunjukkan umur Eosen Akhir, dengan lingkungan pengendapan rawa air tawar.

Formasi Lakat

Formasi Lakat diperkenalkan oleh Wennekers dan Gillavry (1940; dalam Djamas, 1979) dengan lokasi tipe Sungai Lakat, sekitar 4 km timur laut dari Kampung Sungaiakar. Formasi Lakat yang dapat dikorelasikan dengan Formasi Talangakar di Subcekungan Jambi, teramati di sepanjang jalan perusahaan kayu daerah Sungaiakar dan Simpang Rambutan, lereng timur laut Pegunungan Tigapuluh.

Berdasarkan penampakan di lapangan, batuan sedimen penyusun Formasi Lakat ini di lereng timur laut Pegunungan Tigapuluh dapat dibagi menjadi tiga bagian. Bagian bawah tersusun oleh batupasir berbutir sedang sampai kasar, setempat dengan sisipan serpih. Bagian tengah didominasi oleh batulumpur dengan beberapa sisipan batupasir dan lapisan batubara (Gambar 5). Batulumpur berwarna kelabu terang sampai kehitaman, dengan ketebalan perlapisan 50 cm sampai dengan 600 cm. Dalam lapisan tertentu, batulumpur mengandung konkresi oksida besi berdiameter 30 sampai 60 cm, dengan inti konkresi terdiri atas bahan silikat. Beberapa jejak binatang (*burrow)* juga ditemukan dalam batulumpur dengan diameter 1 sampai 2 cm. Lapisan batubara ditemukan dalam bagian tengah, dengan jumlah paling tidak lima lapisan, dan ketebalannya berkisar antara 15 sampai 130 cm. Batubara ini berwarna coklat sampai hitam, kusam (*dull*) sampai mengkilap (*bright*) dengan sifat fisik pejal sampai berlembar. Bagian atas formasi ini terdiri atas perselingan tipis-tipis antara batupasir berbutir sangat halus sampai halus dan batulumpur dengan ketebalan dari beberapa mm sampai 3 cm. Struktur sedimen yang terdapat dalam bagian ini adalah perarian sejajar dan *flaser*. Bagian ini hanya dijumpai di daerah Sungaiakar dengan tebal singkapan 4 m.

Analisis palinologi pada Formasi Lakat menunjukkan kehadiran *Meyeripollis naharkotensis, Florschuetzia trilobata,* dan *Stenochlaenidiites usmensis/Verrucatosporites* yang menunjukkan umur Oligosen Tengah sampai Akhir. Polen lainnya yang terdiri atas kumpulan *Chepalomappa malloticarpa, Dryabalanops, Elaeocarpus, Euphorbiaceae, Iugopollis/Aglola sp.*, dan *Macarango* menunjukkan lingkungan pengendapan air tawar dan rawa aluvium; sedangkan spora *Acrosthicum aureum, Avicennia* dan *Florschuetzia trilobata* menunjukkan adanya pengaruh bakau. Dengan demikian, Formasi Lakat



GAMBAR 3. KOLOM STRATIGRAFI BATUAN SUMBER HIDROKARBON FORMASI KELESA DI LINTASAN SUNGAI PUTI KAYU. LOKASI 04NS29N-R (SUSANTO DRR., 2004).

GAMBAR 4. FOTO SINGKAPAN SERPIH FORMASI KELESA MENUNJUKKAN STRUKTUR SEDIMEN LAMINASI HALUS. TERSINGKAP DI SUNGAI PUNTIKAYU, DI DAERAH BUKIT SUSAH.

berdasarkan analisis polen terendapkan dalam lingkungan transisi, yaitu mulai dari air tawar sampai adanya pengaruh bakau.

Batuan yang diduga sebagai sumber hidrokarbon dalam Formasi Lakat terdapat dalam bagian tengah, yaitu tersusun oleh batulumpur warna kelabu kehitaman, yang kaya akan bahan organik (Gambar 6).

GAMBAR 5. FOTO SINGKAPAN BATULUMPUR DENGAN SISIPAN BATUBARA, MERUPAKAN BAGIAN TENGAH DARI FORMASI LAKAT, TERSINGKAP DI JALAN KAYU DAERAH SUNGAIAKAR SEBAGAI BATUAN SUMBER HIDROKARBON.

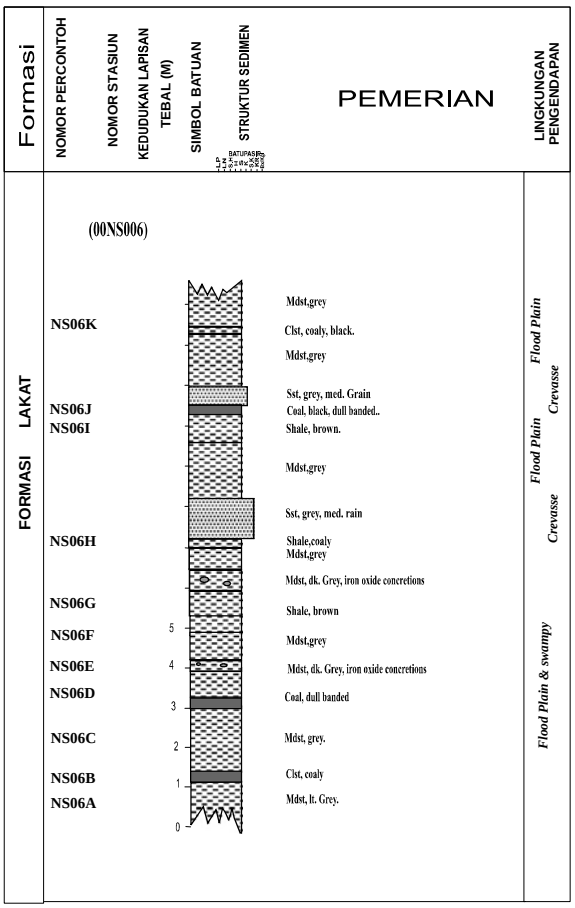
BAHAN ORGANIK DAN POTENSI BATUAN SUMBER HIDROKARBON

Jenis Bahan Organik

Analisis bahan organik adalah untuk mengetahui jenis bahan tersebut dan mengukur reflektan maseral vitrinit yang terdapat secara tersebar (*dispersed organic matter, DOM)* dalam batulumpur karbonan sebagai batuan pembawa hidrokarbon. Analisis ini memberikan informasi tentang peran temperatur terhadap bahan organik yang diketahui dari pengukuran reflektan vitrinit dan sekaligus juga merupakan parameter untuk mengetahui tingkat pembatubaraan (*coalification stages;* Cook, 1982). Pengukuran ini merupakan parameter yang baik untuk mengetahui peran temperatur terhadap batuan sumber hidrokarbon dari kandungan bahan organik (kerogen). Nilai termal ini merupakan indikator tingkat kematangan hidrokarbon.

Sembilan belas percontoh batuan Formasi Kelesa dan tiga percontoh Formasi Lakat telah dianalisis, dan hasilnya tersaji dalam Tabel 1. Percontoh batuan Formasi Kelesa memperlihatkan bahwa bahan organik penyusun utamanya adalah terdiri atas kelompok maseral eksinit sebanyak 0,4 –3,0%, berupa jenis submaseral alginit (0,4–0,6%), resinit (0,4–2,0%), sporinit (0,4–0,8%), suberinit (0,4–2%), kutinit (0,6–1,4%), dan eksudatinit (0,2 –0,6%). Sementara itu maseral eksinit yang dijumpai dalam percontoh batuan Formasi Lakat terdiri atas resinit (<0,1%), sporinit (0,3%), kutinit (<0,1%), liptodetrinit (0,2%), lamaginit (<0,1–0,3%), dan eksudatinit (<0,1%). Selain maseral eksinit juga dijumpai adanya *oil drops* (<0,1–0,2%), yang membuktikan bahwa bahan minyak (bitumen) telah keluar (*expulse*) dan bermigrasi dari bahan organik jenis maseral eksinit.

Maseral vitrinit dalam percontoh batuan Formasi Kelesa berkisar antara 0,6 sampai 7,6%, sedangkan dalam percontoh batuan Formasi Lakat 0,1 sampai



GAMBAR 6. KOLOM STRATIGRAFI FORMASI LAKAT DI LINTASAN SUNGAI AKAR. LOKASI 00NS006 (SUWARNA DRR., 2000).

TABEL 1. ANALISIS PETROGRAFI ORGANIK DOM FORMASI KELESA DAN LAKAT DARI PEGUNUNGAN TIGAPULUH

No.	Sample No.	%																	Formasi
		Dv	V	Re	Sp	Sb	Cu	Lpt	L/Alg	Exu	E	Cl	Carb	Py	MM	OilDp	Rvmin	Rvmax	Rv	
1	04NS. 29 A	3.0	3.0	1.2	0.6	0.4	0.6	-	-	-	2.8	72.2	15.0	7.0	94.2	-	0.31	0.36	0.33	Kelesa
2	NS. 29 B	1.0	1.0	1.6	-	2.0	-	-	0.4	-	2.0	89.0	1.0	7.0	97.0	-	0.29	0.38	0.33	Kelesa
3	NS. 29 C	0.6	0.6	1.2	-	-	-	-	-	0.4	1.8	90.6	1.4	5.6	97.6	-	0.26	0.31	0.28	Kelesa
4	NS. 29 G	1.8	1.8	0.4	-	-	-	-	-	-	0.4	88.6	6.0	3.2	97.8	-	0.21	0.32	0.26	Kelesa
5	NS.29 I	3.6	3.6	2.0	-	-	-	-	-	-	2.6	85.8	2.4	5.6	93.8	-	0.30	0.40	0.35	Kelesa
6	NS. 29 K	1.0	1.0	1.8	-	-	0.6	-	-	-	2.4	83.6	3.0	10.0	96.6	-	0.29	0.43	0.35	Kelesa
7	NS.29 M	5.0	5.0	0.2	0.8	-	-	-	-	0.6	1.2	78.8	10.0	5.0	93.8	-	0.34	0.49	0.43	Kelesa
8	NS. 29 N	3.0	3.0	0.8	-	-	0.8	-	-	0.2	1.2	78.4	1.0	16.0	95.4	-	0.24	0.29	0.36	Kelesa
9	NS. 29 O	1.0	1.0	1.0	-	-	-	-	-	--	1.0	92.0	1.0	5.0	98.0	-	0.31	0.56	0.43	Kelesa
10	NS. 29 P	0.8	0.8	0.8	-	-	1.4	-	-	-	2.2	71.6	24.2	1.2	97.0	-	0.16	0.22	0.18	Kelesa
11	NS. 29 Q_1	3.0	3.0	1.0	0.4	-	-	-	-	-	1.4	87.6	2.0	6.0	95.6	-	0.34	0.48	0.43	Kelesa
12	NS. 29 Q_2	1.0	1.0	3.0	-	-	-	-	-	-	3.0	88.0	3.0	5.0	96.0	-	0.21	0.33	0.27	Kelesa
13	NS. 30 A	4.4	4.4	0.6	-	-	-	-	-	-	0.6	92.6	1.6	0.8	95.0	-	0.27	0.42	0.33	Kelesa
14	ES. 13 C	7.6	7.6	0.8	-	-	-	-	0.6	-	1.4	82.0	7.4	1.6	91.0	-	0.25	0.41	0.32	Kelesa
15	ES. 14 A	1.2	1.2	0.6	-	-	-	-	-	-	0.6	86.6	7.0	4.6	98.2	-	0.28	0.34	0.31	Kelesa
16	ES. 15 B	1.0	1.0	0.6	-	-	-	-	-	-	0.6	96.6	0.8	1.0	98.4	-	0.26	0.52	0.43	Kelesa
17	ES. 16 B	1.2	1.2	1.2	-	-	-	-	-	0.2	1.4	91.2	5.0	1.2	97.2	-	0.26	0.33	0.30	Kelesa
18	ES. 18 A	1.6	1.6	0.6	-	-	0.6	-	-	0.6	1.8	87.6	1.8	7.2	96.6	-	0.28	0.36	0.33	Kelesa
19	MH. 24 A	3.8	3.8	0.6	0.4	-	-	-	-	-	1.0	81.8	9.8	3.6	95.2	-	0.30	0.41	0.36	Kelesa
20	01NS 04B	-	0,4	<0.1	0.3	-	<0.1	0.2	0.2		0,8			0.4		<0.1		0.36		Lakat
21	01NS 06C	-	0.3	<0.1	0.3	-	<0.1	0.2	0.3	<0.1	0,9			0.3		0.2		0.29		Lakat
22	01NS 06G		0.1		0.3	-	<0.1	0.2	<0.1		0,6			0.3		<0.1		0.38		Lakat

Dv= Detrovitrinit V=Vitrinit Re= Resinit Sp=Sporinit Sb=Suberinit Cu=Cutinit Alg=Alginit Exu=Eksudatinit E=Eksinit Cl=Clay/lempung
Carb=Karbonat Py=Pyrit MM=Mineral Matter Rvmin= Reflektan vitrinit minimum Rvmax= reflektan vitrinit maximum Rv=Reflektan vitrinit rata-rata Lpt=Liptodetrinit OilDp=Oil Drops

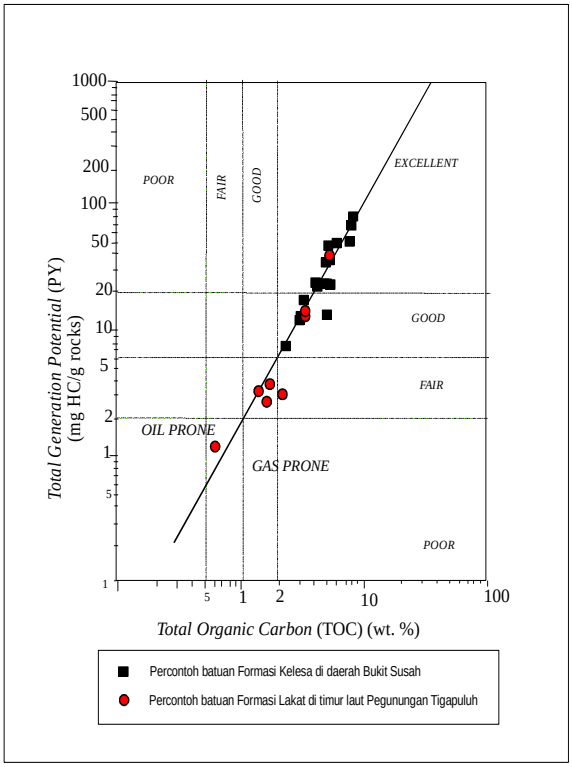
0,4%. Adapun nilai reflektan vitrinit maksimum (Rvmax) dalam percontoh batuan Formasi Kelesa adalah berkisar antara 0,22 sampai 0,56%, sedangkan kisaran nilai yang teramati dalam bahan organik pada percontoh batuan Formasi Lakat adalah antara 0,29 sampai 0,38%. Dengan demikian, nilai reflektan vitrinit maksimum pada percontoh batuan Formasi Kelesa relatif lebih besar jika dibandingkan dengan Formasi Lakat.

Korelasi umum kematangan bahan organik berdasarkan formula Kantsler drr. (1978), menunjukkan bahwa kematangan organik dalam percontoh batuan Formasi Kelesa termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*) sampai matang awal (*early mature*), dengan paleotemperatur maksimum yang terjadi sampai 65^o C, dan kedalaman timbunan sekitar 2000 m. Kematangan bahan organik dalam percontoh batuan Formasi Lakat termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*), dengan maksimum paleotemperatur yang terjadi kurang dari 60^o C, dan kedalaman timbunan kurang dari 1500 m.

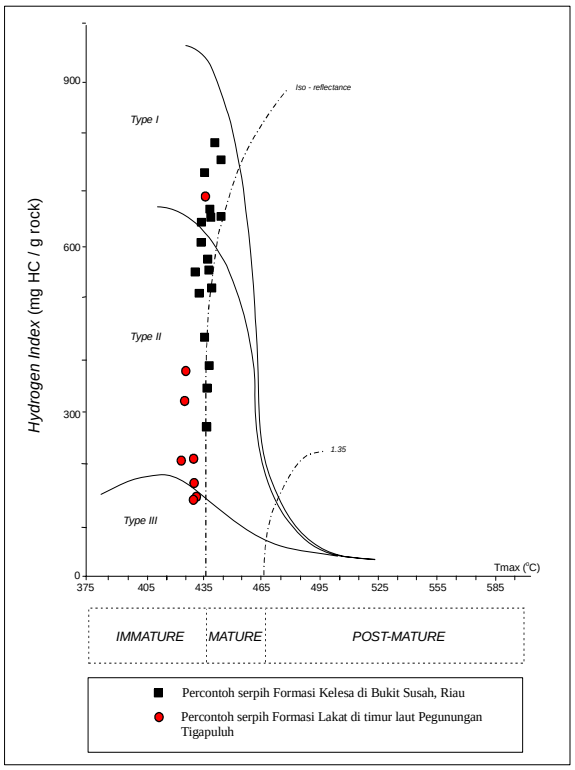
Potensi dan Kematangan Termal Batuan Sumber Hidrokarbon

Untuk mengetahui potensi dan kematangan termal hidrokarbon pada batuan sumber hidrokarbon, dilakukan analisis geokimia organik yang terdiri atas kandungan organik karbon (TOC) dan *Rock-Eval* pirolisis yang hasilnya tersaji dalam Tabel 2. Pirolisis memberikan informasi mengenai potensi hasil pembentukan hidrokarbon (*hydrocarbon yield*/PY) dan produk hidrokarbon yang diharapkan (gas dan/atau minyak). Selanjutnya pirolisis juga dapat menentukan tipe dan kematangan termal organik/ kerogen secara alami (Espitalie drr., 1977; Katz, 1983).

Diagram kandungan organik karbon (TOC) *versus* kandungan hidrokarbon (PY), dapat memberi petunjuk potensi hidrokarbon dalam batuan sumber (Gambar 7). Diagram ini menunjukkan bahwa dari delapan belas percontoh batuan Formasi Kelesa, dua belas di antaranya termasuk ke dalam kategori sangat baik (*excellent*), yaitu dengan kandungan hidrokarbon (PY) berkisar antara 21,70 sampai 70,92 kg/ton batuan, dan kisaran kandungan organik karbon (TOC) antara 4,06 sampai dengan 9,63%. Sementara itu percontoh batuan Formasi Lakat yang termasuk ke dalam kategori sangat baik hanya satu dari delapan percontoh batuan, yaitu dengan kandungan hidrokarbon (PY) 37,38 kg/ton batuan, dan kandungan organik karbon (TOC) 5,28%. Enam sisa percontoh batuan Formasi Kelesa termasuk ke dalam kategori baik (*good*), yaitu dengan kandungan hidrokarbon (PY) berkisar antara 6,23 sampai dengan 18,53 kg/ ton batuan, dan kandungan organik karbon (TOC) 2,31 sampai 3,74%. Percontoh batuan Formasi Lakat yang termasuk kategori baik hanya dua percontoh batuan, yaitu dengan kandungan hidrokarbon 11,81 dan 12,77 kg/ton batuan, dan kandungan organik 3,24 dan 3,46% (Tabel 2). Sisa percontoh batuan dari Formasi Lakat



GAMBAR 7. DIAGRAM TOC VS *PYROLYSIS YIELDS* (PY) YANG MENUNJUKKAN POTENSI HIDROKARBON DI DAERAH PENELITIAN.



GAMBAR 8. DIAGRAM *HYDROGEN INDEX* (HI) *VERSUS* TMAX, MENUNJUKKAN TIPE KEROGEN DAN KEMATANGAN OIL DI DAERAH PENELITIAN.

yaitu empat percontoh termasuk kategori sedang dan satu percontoh termasuk kategori miskin. Seluruh percontoh batuan yang dianalisis dan terplot dalam diagram TOC *versus* PY (Gambar 7), menempati daerah perbatasan antara *oil prone* dan *gas prone*. Data tersebut menunjukkan bahwa batuan sumber hidrokarbon Formasi Kelesa jauh lebih berpotensi jika dibandingkan dengan batuan sumber hidrokarbon Formasi Lakat.

Berdasarkan klasifikasi Peters (1986), batulumpur yang mempunyai Indeks Hidrogen (HI) >300 akan menghasilkan minyak, sedangkan dengan nilai HI >150 akan menghasilkan minyak dan gas, dan dengan nilai HI <150 hanya menghasikan gas. Berdasarkan temperatur maksimum (T_{max}) batuan sumber hidrokarbon yang mempunyai temperatur maksimum <435° C, kerogennya termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*), sedangkan dengan nilai T_{max} antara 435° dan 465° C, kerogennya termasuk dalam tingkat matang (*mature*) atau dengan perkataan lain akan menghasilkan minyak. Adapun dengan nilai T_{max} >465° C, kerogennya termasuk ke dalam tingkat pasca matang (*post mature*) atau hanya menghasilkan gas.

Diagram *Hidrogen Indeks* (HI) *versus* Temperatur maksimum (T_{max}) seperti yang terlihat dalam Gambar 8, menunjukkan bahwa kematangan termal percontoh batuan Formasi Kelesa termasuk ke dalam belum matang akhir (*late immature*) sampai matang awal (*early mature*), sedangkan percontoh batuan Formasi Lakat termasuk ke dalam belum matang akhir (*late immature*). Percontoh batuan yang termasuk dalam kerogen tipe I terdiri atas tujuh percontoh batuan Formasi Kelesa dan satu percontoh batuan Formasi Lakat. Adapun percontoh batuan yang termasuk ke dalam kerogen tipe II terdiri atas sebelas percontoh batuan Formasi Kelesa dan lima percontoh batuan Formasi Lakat. Sisanya, yakni Formasi Lakat termasuk ke dalam kerogen tipe III.

Diagenesis

Hasil analisis *Scanning Electron Microscopy* (SEM) digunakan untuk mendukung informasi mengenai keberadaan hidrokarbon, kandungan

TABEL 2. HASIL ANALISIS TOC DAN ROCK-EVAL PIROLISIS FORMASI KELESA DAN LAKAT DI PEGUNUNGAN TIGAPULUH, RIAU

No.	Sample No.	Lithology	TOC (%)	S_1	S_2	PY	PI	T_{max} (° C)	HI	Formasi
				mg/grock						
1	04NS.29A	Shale, gy-brngy, silty	3.05	0.07	12.02	12.09	0.01	439	394	Kelesa
2	04NS.29B	Shale, brn-dkgy	3.37	0.11	18.42	18.53	0.01	438	547	Kelesa
3	04NS.29C	Shale, gy, fissile	3.10	0.07	14.68	14.75	0.00	433	474	Kelesa
4	04NS.29G	Shale, brngy, papery	7.93	0.24	61.28	61.52	0.00	444	773	Kelesa
5	04NS.29I	Shale, gy-brngy, silty	4.06	0.16	26.22	26.38	0.01	436	646	Kelesa
6	04NS.29K	Shale, gy-brngy, papery	5.43	0.17	40.48	40.65	0.00	441	745	Kelesa
7	04NS.29M	Shale, brn.dkgy, fissile	4.98	0.18	33.64	33.82	0.01	438	676	Kelesa
8	04NS.29N	Shale, gy, papery	3.40	0.05	11.80	11.85	0.00	437	347	Kelesa
9	04NS.29O	Shale, brngy, papery	7.17	0.20	46.44	46.64	0.00	439	648	Kelesa
10	04NS.29P	Shale, gy, silty, papery	3.74	0.04	14.92	14.96	0.00	435	399	Kelesa
11	04NS.29Q1	Shale, brngy, papery	5.49	0.10	33.28	33.38	0.00	435	606	Kelesa
12	04NS.29Q2	Shale, gy-dkgy, papery	2.31	0.04	6.19	6.23	0.01	438	268	Kelesa
13	04NS.30A	Shale, gy-brngy, papery	4.76	0.20	24.10	24.30	0.01	432	506	Kelesa
14	04ES.13C	Shale, gy-dkgy, fissile	4.06	0.64	21.06	21.70	0.03	443	519	Kelesa
15	04ES.14A	Shale, gy-dkgy, papery	5.66	0.17	22.40	22.57	0.01	433	577	Kelesa
16	04ES.15C	Shale, dkgy, fissile	9.63	0.20	70.72	70.92	0.00	431	734	Kelesa
17	04ES.16B	Shale, gy-brngy, papery	5.20	0.03	25.68	25.71	0.00	430	494	Kelesa
18	04ES.18A	Shale, gy, fissile	5.96	0.30	47.16	47.46	0.01	442	791	Kelesa
19	01NS04A	Mdst.	2.03	0.14	2.94	3.08	0.05	430	145	Lakat
20	01NS04B	Mdst.	1.75	0.09	2.41	2.50	0.04	430	138	Lakat
21	01NS04C	Mdst.	1.79	0.19	3.66	3.85	0.05	428	204	Lakat
22	01NS06C	Mdst.	0.67	0.15	1.06	1.21	0.12	429	159	Lakat
23	01NS06D	Mdst.	5.28	0.70	36.68	37.38	0.02	438	695	Lakat
24	01NS06F	Mdst.	3.46	0.50	11.31	11.81	0.04	424	327	Lakat
25	01NS06G	Sh.	1.48	0.11	2.98	3.09	0.04	424	201	Lakat
26	01NS06I	Sh.	3.24	0.65	12.12	12.77	0.05	425	374	Lakat

TOC : *Total Organic Carbon* (Jumlah Karbon Organik)
S_1 : *Free hydrocarbon* (Hidrokarbon bebas)
S_2 : Kuantitas HC yang dilepaskan kerogen
PY : Jumlah hidrokarbon ($S_1 + S_2$)
PI : *Production Index* {Indek Produksi : $S_1 / (S_1 + S_2)$}
Tmax : Temperatur maksimum (° C) untuk pembentukan hidrokarbon dari kerogen
HI : *Hydrogen Index* (Indek Hidrogen)

organik, dan mineral yang terbentuk dalam batuan sedimen. Hasilnya tersaji dalam Tabel 3 dan 4 (Panggabean, 2000 dan 2004). Analisis secara *Scanning Electron Microscopy* (SEM) selain digunakan untuk pengenalan mineral dan bahan organik, juga digunakan untuk mengetahui proses diagenesis batuan sedimen (Pitman, 1979; Wilson dan Pitman, 1977).

Hasil analisis SEM pada percontoh serpih Formasi Kelesa terlihat bahwa mineral penyusun utamanya adalah mineral-mineral lempung. Secara lebih rinci penyusunnya didominasi oleh paduan lembaran lempung smektit-ilit serta sebagian ilit dan kaolinit, yang memperlihatkan tekstur krenulasi, berserat rambut (*hairy*), berorientasi sedang (*sub-oriented*), berlembar (*fissile*), *pseudohexagonal*, dan *vermiculate*. Dijumpai juga kehadiran laumontit (Ca(Al2Si4O12).4H2O) sebagai tipe mineral zeolit (Gambar 9). Mineral lain yang dijumpai pada serpih adalah biotit, felspar, dan pirit framboid; sebagian pirit terlihat dibalut oleh mineral klorit. Hadir juga adanya jejak minyak (*oil trace*) atau tetesan minyak/bitumen. Alga dengan tipe submaseral lamalginit juga teridentifikasi pada percontoh serpih (Tabel 3). Batuan serpih juga terlihat telah mengalami proses diagenetik yang ditandai oleh hadirnya mineral lempung autogenik yang membentuk paduan lembaran lempung terdiri atas smektit-ilit, ilit, kaolinit, laumontit, dan klorit. Kehadiran kuarsa tumbuh (*quartz overgrowth*) dan pirit framboid dan juga kompaksi batuan menunjukkan adanya karakter diagenetik. Secara keseluruhan, percontoh batuan berada pada tingkatan mesodiagenenesis awal (*early mesodiagenetic;* Panggabean, 2004).

Tiga percontoh batuan Formasi Lakat yang dianalisis secara SEM (Panggabean, 2000) menunjukkan bahwa massa dasar batulumpur adalah kaolinit dan sedikit smektit-ilit dan smektit (Gambar 10). Bahan organik yang teridentifikasi di antaranya adalah vitrinit dan alginit. Proses diagenesis yang teramati dalam batuan sumber hidrokarbon adalah kompaksi, pembentukan mineral autigenik dan disolusi. Kompaksi ditunjukkan oleh adanya orientasi mineral lempung, sedangkan mineral autigenik ditunjukkan dengan adanya kaolinit, smektit, ilit, dan campuran mineral smektit-ilit. Adapun disolusi diperlihatkan oleh adanya pelarutan mineral lempung

TABEL 3. HASIL ANALISIS SKANING ELEKTRON MIKROSKOP (SEM) PERCONTOH BATUAN FORMASI KELESA (PANGGABEAN 2004)

No. Percontoh	Litologi	Komposisi	Matrik/ Semen	Tektur/Struktur dr Matrik & Semen	Porositas	Karakter Diagenesis	Tingkat Diagenesis
04NS13C	Serpih	*Mixed-layer clays* smektit-ilit, ilit dan biotit; jejak minyak.	-	Suborientasi, krenulasi berlembar dan parallel berlembar	-	Smektit-ilit; kompaksi	Mesodiagenesis Awal
04NS29A	Serpih	*Mixed-layer clays* dan ilit; jejak minyak.	-	Krenulasi dan merambut	-	Smektit-ilit; kompaksi	Mesodiagenesis Awal
04NS29C	Serpih	*Mixed-layer clays* smektit-ilit, laumontit; pirit, algae dari tipe lamalginit, tetesan minyak.	-	Krenulasi, suborientasi	-	Smektit-ilit; kompaksi; pirit	Mesodiagenesis Awal
04NS29G	Serpih	*Mixed-layer clays* smektit-ilit; bitumen; tetesan minyak.	-	Berorientasi baik, mineral lempung; *fissile*	-	Smektit-ilit; kompaksi	Mesodiagenesis Awal
04NS29M	Serpih	Ilit; mengandung residu minyak atau bitumen.	-	*Fissile, hairy*	-	Ilit; kompaksi	Diagenesis Awal
04NS29P	Serpih	Lempung ilit; alginit tipe lamalginit; minyak atau impregnasi bitumen dalam lempung.	-	Keriting, merambut	-	Ilit; kompaksi	Diagenesis Awal
04NS30A	Serpih	Mineral lempung (smektit-ilit), mengandung laumontit (Ca(Al2Si4O12).4H2O); pirit (FeS2).	-	*Fissile*, terorientasi baik dan tak beraturan	-	Smektit-ilit; laumontit, pirit; kompaksi	Diagenesis Awal
04ES14A	Serpih	Smektit-illit, ilit, kaolinit, partikel dr felspars; algae of tipe lamalginit.	-	Suborientasi; krenulasi setempat; *hairy*	-	Smektit-ilit, ilit, kaolinit; kompaksi	Diagenesis Awal
04ES16B	Serpih	Kaolinit, smektit-ilit; kristal halus kuarsa.	-	Bentuk tak beraturan	-	Smektit-ilit, kaolinit; kompaksi	Diagenesis Awal
04ES18A	Serpih	Kaolinit, vermikulit kaolinit; smektit-ilit; pirit	-	Krenulasi smektit-ilit; kaolinit *pseudohexagonal; vermiculite*	-	Smektit-ilit, kaolinit; kompaksi	Diagenesis Awal

TABEL 4. DATA ANALISIS SEM PERCONTOH BATUAN FORMASI LAKAT, PEGUNUNGAN TIGAPULUH (PANGGABEAN 2000)

No. Percontoh	Tipe Batuan	Komposisi	Tipe mineral Lempung	Tekstur/struktur mineral Lempung	Fossil Fuel	Diagenesis Karakteristik/ Penampakan	Tingkat Diagenesis	Catatan
00/NS-01D	Serpih pasiran, kelabu	Butiran halus kuarsa, felspar, mineral lempung; jarang organik	Kaolinit dan smektit-ilit	Sedikit terarahkan dgn baik dan berlembar, padat, mikro pori biasanya di antara kristal lempung	Jarang	Sangat kompak dan padat, dan mineral lempung terarah dengan baik diduga akibat tektonik dan struktur	Mesodiagenesis	Tertimbun dengan kedalaman 1500 m
00/NS-04B	Serpih, kelabu kecoklatan	Sebagian besar mineral lempung, pirit, sedikit silika, dan material organik dan bitumen	Kaolinit, sedikit smektit	Berlembar tak teratur, padat, mikro pori berkembang dalam kristal kaolinit	Vitrinit, "oil drop" atau bitumen	Kompaksi dan mineral lempung semi terarah, *oil expulsion* dari material organik	Mesodiagenesis awal	Tertimbun dengan kedalaman 1500 m
00/NS-04E	Serpih, kelabu kecoklatan	Sebagian besar mineral lempung dan material organik	Kaolinit dan sedikit smektit	Mineral lempung berlembar tak teratur; mikro pori biasa dijumpai	"Algae" (tipe l) ? *botryococcus*) dan "oil drop" atau bitumen	Munculnya kaolinit dan sedikit smektit, walaupun sedikit kurang padat	Eodiagenesis sampai mesodiagenesis awal	Tertimbun dengan kedalaman 1500 m

primer.

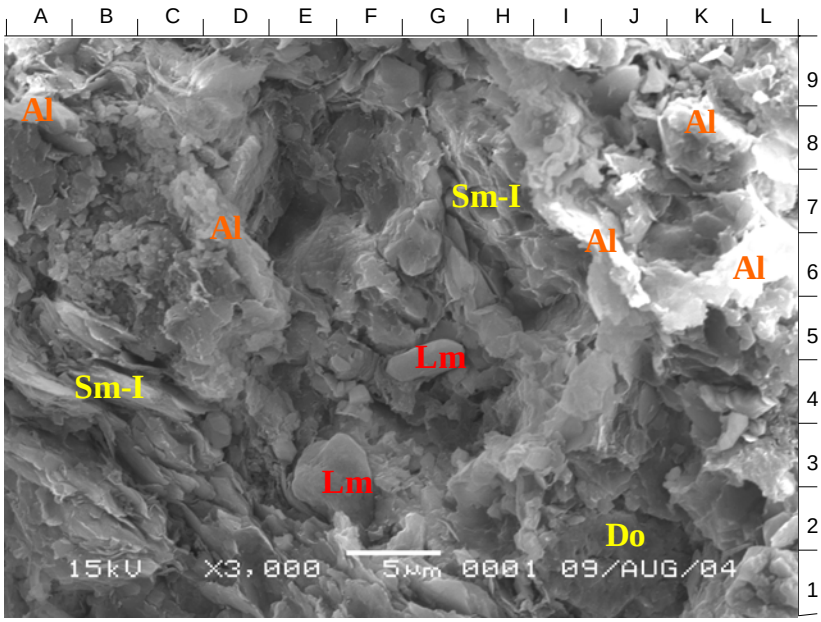
Dijumpainya mineral laumontit pada percontoh batuan Formasi Kelesa, mengindikasikan bahwa tingkat diagenesis Formasi Kelesa termasuk ke dalam tingkat diagenesis timbunan dalam akhir grup C (Helmod dan van de Kamp, 1984). Sementara itu dijumpainya mineral lempung vermikulit menunjukkan bahwa tingkat diagenesis Formasi Kelesa termasuk ke dalam tingkat Batulumpur Kelompok II (Burley drr., 1987) atau setara dengan Mesogenetik matang A (Schmidt dan Mc Donald, 1979). Diagenesis tingkat ini diakibatkan oleh timbunan dengan kedalaman sampai dengan 3000 m, dan menghasilkan temperatur purba sampai dengan 95^{o} C (Burley drr., 1987).

Munculnya mineral autigenik smektit dalam percontoh batuan Formasi Lakat (Gambar 10), menurut Tingkat Diagenesis Batulumpur (*Mudrocks Stages*) Burley drr. (1987), termasuk ke dalam Tingkat Diagenesis Batulumpur kelompok I yang setara dengan tingkat diagenesis kelompok mesogenetik belum matang dari Schmidt dan Mc Donald (1979). Proses diagenesis ke dalam tingkat ini terjadi pada temperatur purba sampai dengan 65^{o} C, dengan kedalaman timbunan 1500 m.

DISKUSI

Batuan sumber hidrokarbon Formasi Kelesa lebih baik daripada batuan sumber hidrokarbon Formasi Lakat. Hal ini karena batuan sumber hidrokarbon Formasi Kelesa mempunyai kandungan hidrokarbon lebih besar dan lebih matang daripada batuan sumber Formasi Lakat.

Batuan sumber Formasi Kelesa dengan kandungan maseral eksinit antara 0,6–3,0% dan nilai TOC yang berkisar dari 2,31–9,63%, mempunyai kandungan hidrokarbon antara 6,23–70,72 kg HC/ton batuan. Sementara itu, Formasi Lakat dengan kandungan



GAMBAR 9. FOTO MIKROGRAF SEM PERCONTOH SERPIH (O4NS29C) FORMASI KELESA, YANG MENUNJUKKAN SMEKTIT-ILIT (SM-I); LAUMONTIT (LM)((CA(AL2SI4O12).4H2O)) TIPE ZEOLIT; ALGAE (AL) TIPE LAMALGINIT; DAN OIL DROPLET (DO); PERBESARAN 3000 X.

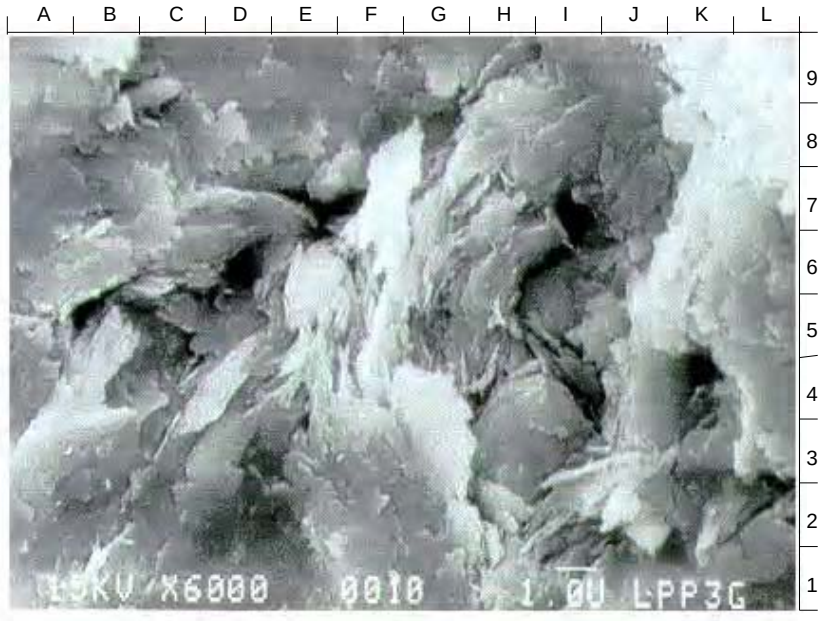
maseral eksinit antara 0,6–0,9% dan nilai TOC antara 0,67–5,28%, kisaran kandungan hidrokarbonnya hanya antara 1,21–37,38 kg HC/ton batuan. Dari karakteristik ini terlihat bahwa ada kaitan yang erat dan korelasi positif antara kandungan hidrokarbon dengan eksinit dan nilai TOC.

Selain itu, kematangan hidrokarbon juga sangat berhubungan erat dengan reflektan vitrinit dari bahan organik (DOM) pada batuan sumber hidrokarbon, dimana nilai reflektan vitrinit maksimum pada batuan sumber Formasi Kelesa berkisar antara 0,22 sampai 0,56%, sedangkan pada Formasi Lakat 0,29 sampai 0,38%. Berdasarkan korelasi indeks kematangan bahan organik (Kantsler drr., 1978), kematangan batuan sumber Formasi Kelesa termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*) sampai matang awal (*early mature*), dengan maksimum temperatur purba yang terjadi sampai dengan 65° C, dan kedalaman timbunan sekitar 2000 m. Hal yang sama berlangsung pada Formasi Lakat yang tingkatannya termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*), dengan maksimum paleotemperatur yang terjadi kurang dari 60° C, dan kedalaman timbunan sekitar 1500 m.

Kematangan hidrokarbon juga mempunyai korelasi positif dengan tingkat diagenesis batuan sumber. Hal ini terlihat dari tingkat diagenesis batuan sumber hidrokarbon Formasi Kelesa yang mencapai tingkat diagenesis batulumpur Kelompok II (Burley drr., 1987) atau setara dengan Mesogenetik matang A (Schmidt dan Mc Donald, 1979). Diagenesis tingkat ini diakibatkan oleh timbunan dengan kedalaman sampai dengan 3000 m, dan menghasilkan temperatur purba sampai dengan 95° C (Burley drr., 1987). Sementara itu diagenesis pada Formasi Lakat termasuk ke dalam tingkatan Batulumpur kelompok I yang setara dengan tingkat diagenesis kelompok mesogenetik belum matang Schmidt dan Mc Donald (1979). Proses diagenesis dalam tingkat ini terjadi pada temperatur purba sampai dengan 65° C, dengan kedalaman timbunan 1500 m (Burley drr., 1987).

KESIMPULAN

Nilai reflektan vitrinit maksimum pada batuan sumber Formasi Kelesa (0,22–0,56%), menunjukkan kematangan batuan sumber termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*) sampai matang awal (*early mature*), dengan maksimum temperatur purba yang terjadi mencapai 65° C, dan kedalaman timbunan



GAMBAR 10. FOTO MIKROGRAF SEM BATULUMPUR FORMASI LAKAT YANG MENUNJUKKAN CAMPURAN ANTARA KAOLINIT DAN SMEKTIT-ILIT PERCONTOH BATUAN 00NS1D. PERBESARAN 6000 X.

sekitar 2000 m. Sedangkan nilai reflektan vitrinit maksimum pada Formasi Lakat (0,29–0,38%), termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*), dengan maksimum temperatur purba yang terjadi kurang dari 60° C, dan kedalaman timbunan sekitar 1500 m.

Batuan sumber Formasi Kelesa mempunyai nilai TOC 2,31–9,63%, dengan kandungan hidrokarbon termasuk ke dalam kategori baik sampai sangat baik (6,23–70,72 kg/ton batuan), sedangkan pada Formasi Lakat nilai TOCnya 0,67–3,46%, dengan kandungan hidrokarbon termasuk ke dalam kategori miskin sampai sangat baik (1,21–37,38 kg/ton batuan). Kematangan termal batuan sumber Formasi Kelesa termasuk ke dalam belum matang akhir (*late immature*) sampai matang awal (*early mature*) dengan kerogennya termasuk dalam tipe I dan II, sedangkan Formasi Lakat termasuk ke dalam belum matang akhir (*late immture*) dengan kerogennya termasuk ke dalam tipe I, II, dan III.

Tingkat diagenesis batuan sumber hidrokarbon Formasi Kelesa termasuk ke dalam tingkat diagenesis batulumpur Kelompok II yang setara dengan Mesogenetik matang A. Diagenesis tingkat ini diakibatkan oleh timbunan dengan kedalaman sampai dengan 3000 m, dan menghasilkan paleotemperatur sampai dengan 95° C. Selanjutnya, tingkatan diagenesis Formasi Lakat termasuk dalam Batulumpur kelompok I yang setara dengan tingkat diagenesis kelompok mesogenetik belum matang. Proses diagenesis dalam tingkat ini terjadi pada paleotemperatur sampai dengan 65° C, dengan kedalaman timbunan 1500 m.

Ucapan Terima Kasih–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. Nana Suwarna beserta rekan sejawat yang telah memberikan saran dan diskusi mengenai makalah ini.

ACUAN

Burley, S. D., Kantorowicz, J.D., dan 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*, p.408-455.

Cook, A.C., 1982. *The origin and petrology of organic matter in coals, oil shales and petroleum source-rocks.* Geology Department, The University of Wollongong, 106p.

Coster, G.L.de, 1974. The geology of the central and south Sumatra basins. *Indonesian Petroleum Association*, p.77-110

Djamas, J. 1979. *Stratigrafi Tersier Cekungan Sumatra Tengah, Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Bengkulu*. *Unpublished Report*, Pertamina UEP - II, Plaju, Arsip Pertamina.

Espitalie, J., Laporte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J. and Boutefeu, A., 1977. Methode rapide de caracterisation des roches meres, de leur potentiel petrolier et de leur degre d'evolution. *Rev. Inst. Franc. Petrole*, 32, 1, p.23-40.

Helmod, K.P. and van de Kamp, P.C., 1984. Diagenetic mineralogy and controls on albitization and laumontite formation in Paleogene Arkose, Santa Ynez Mountains, California. *In*: McDonald , D.A. and Surdam, R.C. (Eds), Clastic Diagenesis. *American Association of Petroleum Geology, Memoir*, 37, p.239-276.

Kantsler, A.J., Cook, A.C., dan Smith, G.C., 1978. Rank variation, calculated paleotemperatures in understanding oil, gas occurrence. *Oil and Gas Journal*, Nov. 20, p.196-205.

Katz, B.J., 1983. Limitations of 'Rock-Eval' pyrolysis for typing organic matter. *Organic Geochemistry*., 4, p.195-199.

Panggabean, H., 2000. *Penelitian Karakter dan Sifat Fisik Batuan Berdasarkan Analisis "SEM" Terhadap Sejumlah Contoh Formasi Pembawa "Oil Shale" di Sumatera Bagian Tengah*. Pusat Penelitian Pengembangan Geologi Bandung (Laporan Tidak Terbit).

Panggabean, H., 2004. *Laporan hasil pemeriksaan SEM dan XRD beberapa Contoh Sedimen dari daerah Bukit Susah*. GeoLab Pusat Penelitian Pengembangan Geologi. (Laporan Tidak Terbit).

Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geology, Bulletin*., 70, p.1-36.

Pittman, E.D., 1979. Porosity, diagenesis and productive capability of sandstone reservoir. *SEPM Special. Publication*, No. 26, p.159-173.

Schmidt, V. and McDonald, D.A., 1979. The rocks of secondary in the course of sandstone diagenesis. *Social. Economic Paleontology. Mineralogy, Special Publication*. No. 26, p.175-207.

Simandjuntak, T.O., Buditrisna, T., Surono, Gafoer, S., and Amin, T.C., 1994. Peta Geologi Lembar Muarabungo, Sumatera., skala 1:250,000. *Pusat Penelitian Pengembangan Geologi*, Bandung.

Spruyt, J. M., 1956. Subdivision and nomenclature of Tertiary sediments of Palembang - Jambi area. *Unpublished Report, Pertamina.*

Susanto, E., Suwarna, N., dan Hermiyanto,H., 2004. *Laporan Penelitian Fosil Fue, Kajian Oil Shale di Sumatera Bagian Tengah*. Pusat Penelitian Pengembangan Geologi (Laporan Tidak Terbit)

Suwarna, N., Budhitrisna, T., Santosa, S., and Andi Mangga, S., 1994. Peta Geologi Lembar Rengat, skala 1 : 250,000. *Pusat Penelitian Pengembangan Geologi* Bandung .

Suwarna, N., Heryanto, R., dan Panggabean, H., 2000. *Laporan Penelitian Potensi "oil Shale" di Sumatera Tengah*. Pusat Penelitian Pengembangan Geologi (Laporan Tidak Terbit).

Williams, H.H., Kelley, P.A., Janks, J.S. dan Christensen, R.M., 1985. The Paleogene rift basin source rocks of central Sumatra. *Indonesian Petroleum Association*, p.57-89.

Wilson, M.D. and Pittman, E.D., 1977. Authigenic clays in sandstone: Recognised and influence on reservoir properties and palaeoenvironmental analysis. *Jour. Sed. Petrol*. No. 47, p. 3-31.