



Hubungan Kelompok Maseral Liptinit dan Vitritinit dengan Tipe Kerogen Batuan Sumber Hidrokarbon pada Serpih Formasi Kelesa Bagian Atas, Kuburan Panjang, Riau

Relationship Between Liptinite and Vitrinite Macerals Groups with Kerogen Type of Hydrocarbon Source Rock on The Shale of Upper Kelesa Formation in Kuburan Panjang, Riau

Moh. Heri Hermiyanto Zajuli*, Hermes Panggabean*, Hendarmawan** dan Ildrem Syafri**

*Pusat Survei Geologi, Jalan Diponegoro no 57 Bandung

**Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jln. Raya Bandung-Sumedang, km 21, Jatinangor

E-mail: hermiyanto_15@yahoo.com

Naskah diterima : 1 Juni 2016, Revisi terakhir : 6 Februari 2017, Disetujui : 7 Februari 2017

Abstract - Penelitian ini difokuskan pada hubungan antara kelompok maseral liptinit dan vitritinit dengan tipe kerogen di Formasi Kelesa daerah Kuburan Panjang, Sub-Cekungan Sumai, Cekungan Sumatra Tengah. Komposisi material organik terdiri atas kelompok maseral vitritinit yang berkisar antara 0,2 – 5 % dan iptinit 0,6 – 4,7%; sementara, jenis mineralnya berupa pirit 0,2 – 16%, karbonat 0,2 -24,2%, serta mineral lempung merupakan komponen yang paling dominan yaitu berkisar antara 71,6 -98%. Berdasarkan hasil analisis *screening*, nilai TOC serpih Formasi Kelesa mempunyai kisaran 1,18 -7,17% yang menunjukkan kemampuan serpih sebagai batuan induk termasuk kategori sangat baik. Tipe kerogen serpih daerah penelitian cenderung termasuk ke dalam tipe kerogen I, II, dan III. Terdapat pengaruh dari kelimpahan maseral liptinit dan vitritinit terhadap tipe kerogen, dimana kelimpahan liptinit cenderung menghasilkan Tipe kerogen I dan II.

Kata kunci - Formasi Kelesa, Eosen-Oligosen, vitritinit, liptinit, Cekungan Sumatra Tengah

Abstract - This study is focused on a correlation between liptinite and vitritinite macerals to the kerogen type of Kelesa Formation shale in Kuburan Panjang area, Sumai Sub-basin, Central Sumatra Basin. The composition of the organic material consists of vitritinite maceral ranging from 0.2 - 5%, liptinite from 0.6 - 4.7%; the mineral matter occurs in the form of pyrite varying from 0.2 - 16%, and 0.2 -24.2% of carbonate, as well as clay minerals which are the most dominant component ranging between 71.6 - 98%. TOC value of the shale ranges from 1.18 - 7.17%, indicating shale ability as a good source rock. Kerogen type analysis of the shale in the researched area tends to indicate I, II and III Types. The liptinite and vitritinite abundances influence the kerogen types, where liptinite tends to produce I and II kerogen Type.

Keyword - Kelesa Formation, Eocene-Oligocene, vitritinite, liptinite, Central Sumatra Basin

PENDAHULUAN

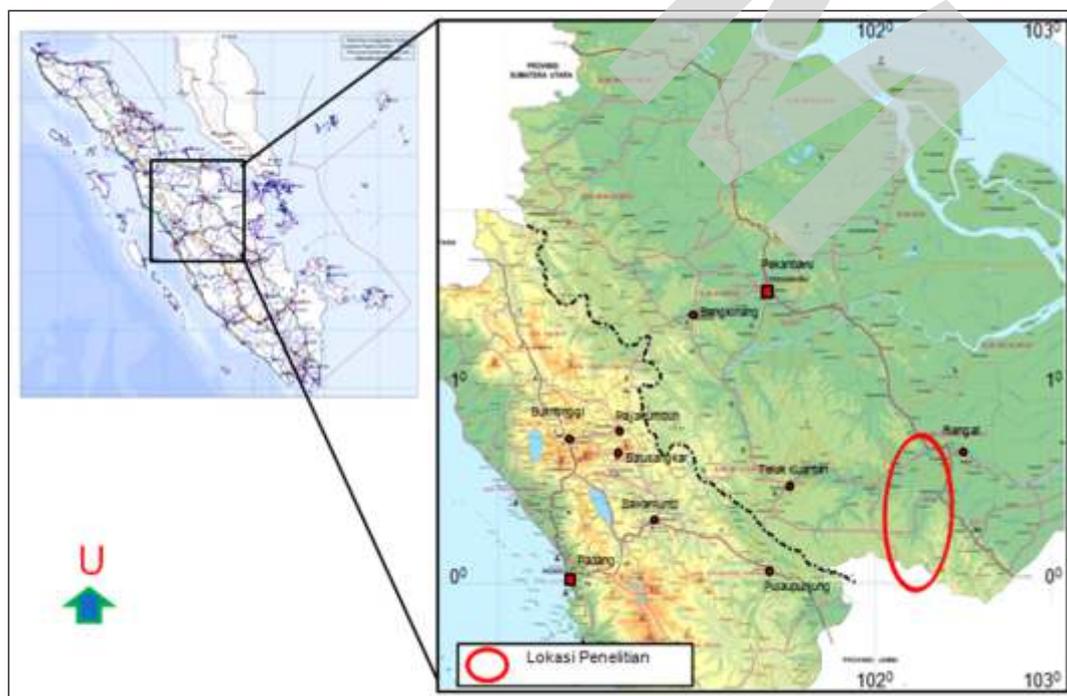
Penelitian ini difokuskan pada batuan serpih yang berumur Eosen-Oligosen di Subcekungan Sumai, Cekungan Sumatra Tengah, Riau. Daerah penelitian ini menempati bagian selatan dari Cekungan Sumatra Tengah. Secara administratif pemerintahan, kawasan penelitian termasuk ke dalam Kabupaten Rengat, Provinsi Riau (Gambar 1). Formasi ini terletak pada peta geologi skala 1 : 250.000, Lembar Rengat (Suwarna dr., 1994).

Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui pengaruh kelimpahan kelompok maseral liptinit dan vitrinit terhadap jenis tipe kerogen batuan sumber hidrokarbon. Manfaat dari penelitian ini adalah memberikan gambaran tentang peran kelompok maseral liptinit dan vitrinit terhadap kualitas lapisan serpih Formasi Kelesa bagian atas di daerah Kuburan Panjang, Riau.

Berdasarkan peta geologi regional Lembar Solok (Silitonga & Kastowo, 1995), batuan Tersier tertua yang tersingkap di sekitar lapangan perusahaan batubara Nusa Riau, Manunggal, dan perusahaan kelapa sawit Tri Bhakti Sarimas (TBS), Kabupaten Taluk Kuantan adalah Formasi Telisa Bawah. Formasi tersebut tersebar memanjang arah tenggara – barat laut di batas bagian barat cekungan dan menindih secara tidak selaras batuan Pratersier Formasi Kuantan. Dengan ketebalan

total mencapai 300 m, Formasi Telisa Bawah disusun oleh batupasir kuarsa, napal lempungan, breksi andesit, batupasir glaukonitan, tufa pisolitik, dan batulumpur mengandung lapisan batubara. Secara stratigrafi, Formasi Telisa Bawah tersebut kemungkinan besar dapat disetarakan dengan Formasi Pematang di Cekungan Sumatra Tengah dan Formasi Lakat di Lembar Rengat (Suwarna dr., 1994) yang terdiri atas konglomerat aneka-bahan, batupasir kuarsa, batulanau-batulempung karbonan, batubara, tuf, dan bintal siderit. Kedua satuan batuan tersebut berada dalam cekungan yang sama, namun satuan yang pertama di pinggir barat cekungan dan yang kedua di pinggir selatannya.

Selanjutnya, Anggota Bawah Formasi Telisa (Tmtl) yang tersingkap di daerah pertambangan batubara PT Karbindo (Kiliranjau), terdiri atas batulumpur abu-abu terang, kecoklatan, kehijauan dengan lensa batupasir konglomeratan; batubara dan batulempung karbonan, serta serpih coklat/abu-abu gampingan. Beberapa peneliti menyatakan bahwa runtunan batuan di daerah tersebut sebagai Kelompok Pematang berumur Paleosen – Eosen – Oligosen. Suwarna dr. (1994) berpendapat bahwa serpih coklat berumur Eosen-Oligosen umumnya mempunyai struktur laminasi, kaya akan lempung (serpih), kaya bahan organik yang terendapkan di danau (liptinit-alginit) dalam kondisi permukaan tinggi. Ini berarti, satuan batuan di daerah



Gambar 1. Lokasi penelitian Sub-cekungan Sumai, Cekungan Sumatra Tengah.

Kiliranjau tersebut seharusnya dapat dikorelasikan dengan Formasi Kelesa (Teok) di Lembar Rengat yang terdiri atas konglomerat atau batupasir konglomeratan, batulempung, batulanau dan batubara yang diendapkan di lingkungan fluvial sampai lakustrin (Suwarna dr., 1994) dan Formasi Sangkarewang Bagian Atas atau Sawahlunto bagian Bawah di Cekungan Ombilin. Iqbal dr. (2014) menjelaskan bahwa serpih dari Cekungan Ombilin dan Kiliran diendapkan pada lingkungan danau sampai *brackish* dan berasosiasi dengan batubara. Sesuai dengan ciri litologi, umur dan lingkungan pengendapan, Satuan Serpih pada daerah penelitian dapat disetarakan dengan Formasi Brown Shale Kelompok Pematang (Heidrick dan Aulia, 1993) atau Formasi Kelesa (Teok) yang berumur Eosen – Oligosen (Suwarna dr., 1994). Di Cekungan Sumatra Tengah, Formasi Kelesa setara dengan Formasi Pematang berumur Paleosen sampai Eosen pra-Sihapas (de Coster, 1974; Heryanto dan Hermiyanto, 2006).

METODOLOGI

Metode Pemerolehan Data Laboratorium

Setelah kegiatan lapangan maka dilakukan analisis laboratorium terhadap beberapa percontoh terpilih yang telah dilakukan di laboratorium Pusat Survei Geologi dan instansi lainnya antara lain meliputi:

Analisis petrografi organik

Analisis petrografi organik dilakukan dengan menggunakan mikroskop atas dasar metode optik sinar pantul dengan dan tanpa sinar *fluorescence*. Pemeriksaan ini bertujuan untuk mendeskripsi perbedaan tipe bahan organik atau dan jenis maseral, mengukur kematangan termal (*maturity*) atau tingkat kematangan berdasarkan pengukuran indeks reflektansi maseral vitrinit dalam bentuk DOM (*dispersed organic matter*), untuk mendukung penentuan lingkungan pengendapan dan kematangan batuan.

Analisis Total Organic Carbon (TOC) dan Rock-Eval Pyrolysis (REP)

Kekayaan material organik merupakan indikator kemampuan suatu batuan sedimen untuk menghasilkan hidrokarbon. Kekayaan material organik di dalam batuan sedimen dinyatakan sebagai karbon organik total (TOC) dengan satuan persen dari batuan dalam keadaan kering. Analisis TOC akan memberikan

gambaran awal di dalam suatu studi batuan induk apakah batuan sedimen dapat berperan sebagai batuan induk atau tidak.

Batuan sedimen yang mengandung TOC kurang dari 0,5% merupakan batuan yang memiliki potensi sebagai batuan induk hidrokarbon yang dapat diabaikan, karena nilai TOC kurang dari 0,5% cenderung akan menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang sangat kecil dan dimungkinkan tidak terjadi ekspulsi (Waples, 1985). Sementara itu, Peter dan Cassa (1994) mengelompokkan kandungan TOC menjadi 4 kategori seperti pada Tabel 1.

Tabel 1. Klasifikasi kandungan TOC

Potensial (Kuantitas)	TOC (wt.%)
Jelek	< 0,5
Sedang	0,5 – 1
Baik	1 – 2
Baik sekali	2 – 4
Sempurna	>4

Sumber : Peters dan Cassa (1994)

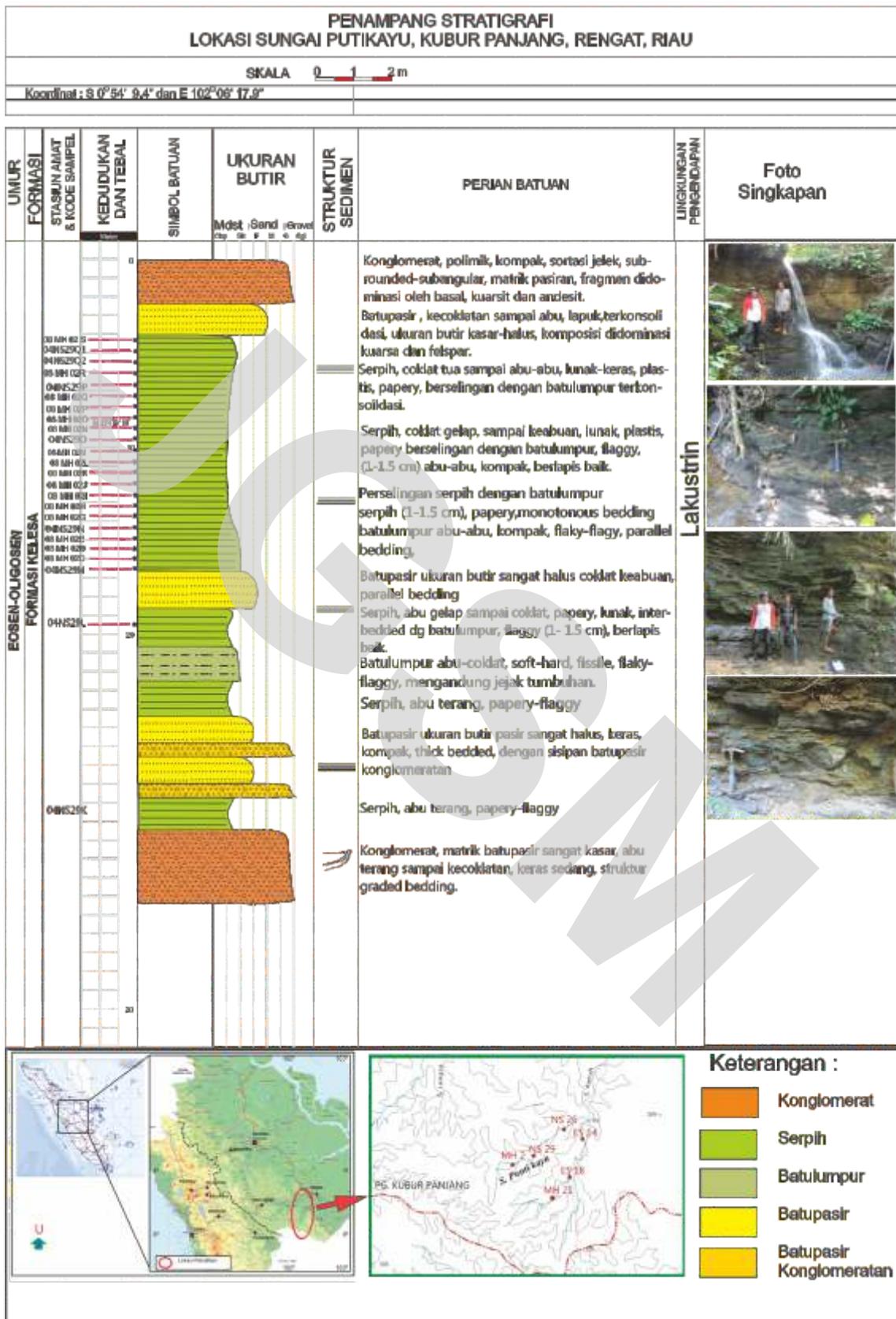
HASIL DAN ANALISIS

Stratigrafi Daerah Penelitian

Tebal total runtunan batuan Formasi Kelesa di daerah penelitian adalah sekitar 86,8 m. Serpih yang menjadi subjek penelitian mempunyai ketebalan sekitar 15 m (Gambar 2). Serpih yang kaya akan bahan organik terdapat di dalam Formasi Kelesa bagian bawah, berasosiasi dengan batulanau karbonan, batupasir, batupasir konglomeratan, serta konglomerat. Serpih tersebut umumnya berlapis tipis - tebal dengan kisaran antara 0,5-2 cm, berstruktur *papery – flaggy*, lunak - keras, berselingan antara warna kehitaman dan kecoklatan, dengan sisipan batulumpur dan batupasir halus (Gambar 3).

Jenis Material Organik

Berdasarkan hasil analisis petrografi organik (Tabel 2) terlihat bahwa kandungan maseral dari serpih tersusun oleh vitrinit, liptinit, dan mineral lempung, sedangkan bahan mineral terdiri atas mineral karbonat, dan pirit. Kandungan maseral vitrinit berkisar antara 0,2 – 5, %, dan liptinit masing-masing berkisar antara 0,6 – 4,7%, sedangkan mineral pirit 0,2 – 16%, karbonat 0,2–24,2 %, dan mineral lempung merupakan komponen yang paling dominan yaitu berkisar antara 71,6 – 98%.



Sumber : Hermiyanto drr, (2015)

Gambar 3. Kolom stratigrafi Formasi Kelesa bagian atas di Sungai Putikayu.

Tabel 2. Hasil analisis petrografi organik di daerah Kuburan Panjang, Rengat, Cekungan Sumatra Tengah

No.	Sample	Litologi	Dv	V	Re	Btm	Sp	Cu	Alg	Exu	E/L	Cl	Carb	Py	MM	Rvmin	Rvmax	Rv
1	MH 02 S	Shale, olv gy	0.00	0.00	0.00	2.90	0.00	0.00	0.60	0.00	0.00	96.00	0.00	0.50	96.50	—	—	—
2	NS. 29Q ₁	Shale, brngy, papery	3.00	3.00	1.00	0.00	0.40	0.00	0.00	0.00	1.40	87.60	2.00	6.00	95.60	0.34	0.48	0.43
3	NS. 29Q ₂	Shale, gy-dkgy, papery	1.00	1.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	88.00	3.00	5.00	96.00	0.21	0.33	0.27
4	MH 02 R	Shale, dk gy	0.20	0.20	0.00	3.40	0.00	0.00	1.20	0.00	4.60	95.00	0.00	0.20	95.20	—	—	—
5	NS. 29P	Shale, gy, silty, papery	0.80	0.80	0.80	0.00	0.00	1.4	0.00	0.00	2.20	71.60	24.2	1.2	97.00	0.16	0.22	0.18
6	MH 02 Q	Shale, brnsh gy	0.00	0.00	0.00	3.20	0.00	0.00	1.50	0.00	4.70	95.00	0.00	0.30	95.30	—	—	—
7	MH 02 P	Shale, olv gy	0.00	0.00	0.00	2.80	0.00	0.00	1.40	0.00	4.20	95.00	0.20	0.60	95.80	—	—	—
8	MH 02 O	Shale, olv gy	0.00	0.00	0.00	2.50	0.00	0.00	1.80	0.00	4.30	92.00	0.50	3.20	95.70	—	—	—
9	MH 02 N	Shale, med dk gy	0.00	0.00	0.00	1.80	0.00	0.00	0.70	0.00	2.50	93.00	0.20	4.30	97.50	—	—	—
10	NS. 29 O	Shale, brngy, papery	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	92.00	1.00	5.00	98.00	0.31	0.56	0.43
11	MH 02 M	Shale, olv gy	0.00	0.00	0.00	1.40	0.00	0.00	0.90	0.00	2.30	96.00	0.30	1.40	97.70	—	—	—
12	MH 02 L	Shale, olv gy	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00	0.00	1.10	0.00	2.60	96.00	0.20	1.20	97.40	—	—	—
13	MH 02 K	Shale, lt olv gy	0.30	0.30	0.00	1.30	0.00	0.00	0.80	0.00	2.10	97.00	0.00	0.60	97.60	—	—	—
14	MH 02 J	Shale, olv gy	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	98.00	0.20	1.80	100.00	—	—	—
15	MH 02 I	Shale, med k gy	0.00	0.00	0.00	3.20	0.00	0.00	1.40	0.00	4.60	95.00	0.00	0.40	95.40	—	—	—
16	MH 02 H	Shale, med gy	1.50	1.50	0.00	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	96.00	1.30	0.60	97.90	—	—	—
17	MH 02 G	Shale, olv gy	0.70	0.70	0.00	2.50	0.00	0.00	1.30	0.00	3.80	94.00	0.00	1.50	95.50	—	—	—
18	NS. 29N	Shale, gy, papery	3.00	3.00	0.80	0.00	0.00	0.8	0.00	0.2	1.20	78.40	1.00	16.0	95.40	0.24	0.29	0.36
19	MH 02 E	Shale, olv gy	1.20	1.20	0.00	2.70	0.00	0.00	0.80	0.00	3.50	94.00	0.00	1.30	95.30	—	—	—
20	MH 02 D	Shale, olv gy	0.80	0.80	0.00	3.00	0.00	0.00	1.70	0.00	4.70	93.00	0.00	1.50	94.50	—	—	—
21	NS. 29M	Shale, brn, dkgy, fissile	5.00	5.00	0.20	0.00	0.80	0.00	0.00	0.6	1.20	78.80	10.00	5.00	93.80	0.34	0.49	0.43
22	NS. 29 I	Shale, gy-brngy, silty	3.60	3.60	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.60	85.80	2.40	5.60	93.80	0.30	0.40	0.35
23	NS. 29K	Shale, gy-brngy, papery	1.00	1.00	1.80	0.00	0.00	0.6	0.00	0.00	2.40	83.60	3.00	10.00	96.60	0.29	0.43	0.35

Keterangan

V : Vitrinit Btm : Bituminit Exu : Eksudatinit E : Liptinit Py : Pirit
Dv : Detrovitrinit Sp : Sporinit Cu : Kutinit Cl : Lempung MM : Bahan mineral
Re : Resinit Sb : Suberinit Alg : Alginit Carb : Karbonat Rv : Reflektansi vitrinit

Sumber : Hermiyanto dr., (2015)



Sumber : Hermiyanto dr., (2015)

Gambar 3. Singkapan serpih di bagian atas dari batuan pembawa serpih di Sungai Putikayu.

Kandungan material organik dipengaruhi oleh komposisi maseral yang ada di dalam batuan sedimen. Dalam interpretasi tipe kerogen, jenis maseral pada umumnya dibagi menjadi maseral-maseral yang menghasilkan minyak, gas, dan tidak menghasilkan apa-apa. Tipe kerogen dibagi menjadi tipe I, II, dan III.

Menurut Waples (1985), kerogen Tipe I terutama berasal dari alga lakustrin dan mempunyai kapasitas yang tinggi untuk menghasilkan minyak (*oil*). Kerogen Tipe I umumnya tersusun atas maseral liptinit terutama alginit. Kebanyakan kerogen Tipe II ditemukan di endapan sedimen laut di bawah kondisi reduksi (*backmangrove*). Tipe ini mempunyai kapasitas untuk membentuk minyak (*oil*) dan sedikit gas. Kerogen Tipe II terdiri atas resinit, kutinit, dan sporinit, sedangkan kerogen Tipe III tersusun oleh material organik darat

yang kekurangan unsur lemak dan lilin, dan hanya umumnya menghasilkan gas. Sementara itu menurut Conford (1977; dalam Tissot dan Welte, 1984) kerogen tipe I tersusun atas liptinit (alginit), sedangkan kerogen tipe II dan tipe III tersusun atas vitrinit, dan tipe residual merupakan inertinit. Vitrinit merupakan maseral yang dominan sebagai penyusun kerogen Tipe III. Kerogen Tipe IV merupakan kerogen yang berasal dari material rombakan berbagai sumber dan di bawah kondisi oksidasi yang tinggi. Kerogen tipe ini tidak akan menghasilkan hidrokarbon. Maseral inertinit adalah penyusun kerogen tipe IV ini. Jenis maseral dibagi menjadi 3 kelompok maseral (Taylor dr., 1998) yaitu :

- Vitrinit yaitu hasil proses pematubaraan bahan humik yang berasal dari lignin dan selulosa sel kulit tumbuhan. Vitrinit mempunyai karakter tinggi akan fraksi aromatik dan oksigen. Maseral yang termasuk ke dalam kelompok ini adalah telinit, kolinit, dan vitrodetrinit.
- Liptinit/eksinit yaitu berasal dari sisa tumbuhan yang kaya akan hidrogen bukan dari material-material humik, sebagai contoh adalah sporopollenin, resin, lilin, dan lemak. Liptinit mempunyai karakter tinggi akan fraksi parafin dan fraksi hidrogen. Sebagai contoh maseral dari kelompok ini adalah sporinit, kutinit, resinit, alginit, liptodetrinit.
- Inertinit, yang mempunyai karakter tinggi kandungan karbonnya tetapi rendah fraksi hidrogen dan bertambah level aromatiknya. Sebagian besar maseral inertinit diturunkan dari tumbuhan-tumbuhan yang sama dengan pada vitrinit dan liptinit, tetapi berbeda dalam transformasinya.

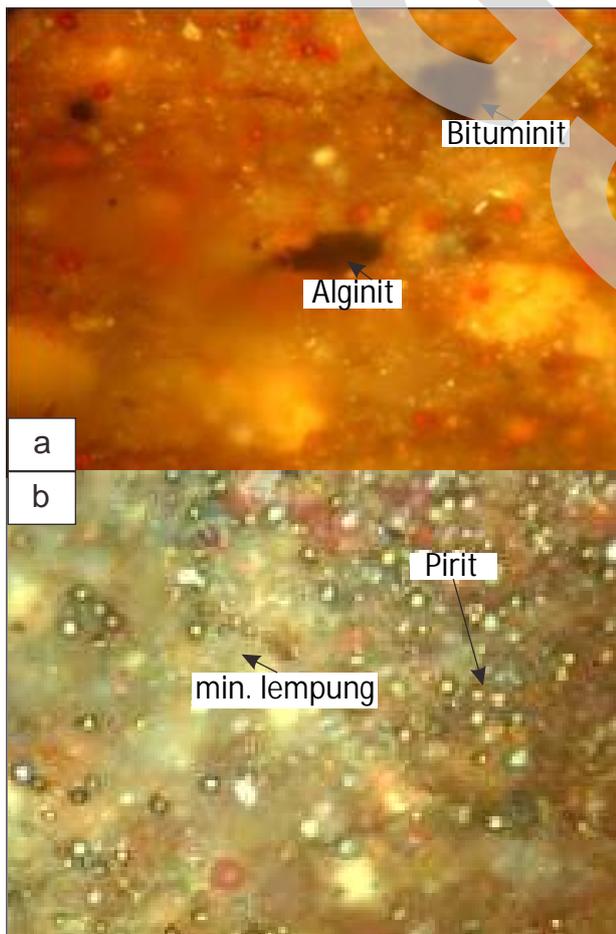
Misalnya: sel dinding kayu dapat ditranformasikan menjadi telinit dengan proses humifikasi dan gelifikasi. Maseral yang tergolong ke dalam kelompok inertinit adalah mikrinit, makrinit, semifusinit, fusinit, sklerotinit (funginit), dan inertodetrinit.

Gambar 4, memperlihatkan hasil dari foto petrografi organik pada percontoh MH 02D yang menunjukkan kandungan alginit, bituminit dan mineral lempung pada serpih. Alginit merupakan maseral yang termasuk ke dalam kelompok maseral liptinit yang mempunyai peran penting di dalam pembentukan minyak pada tipe kerogen I.

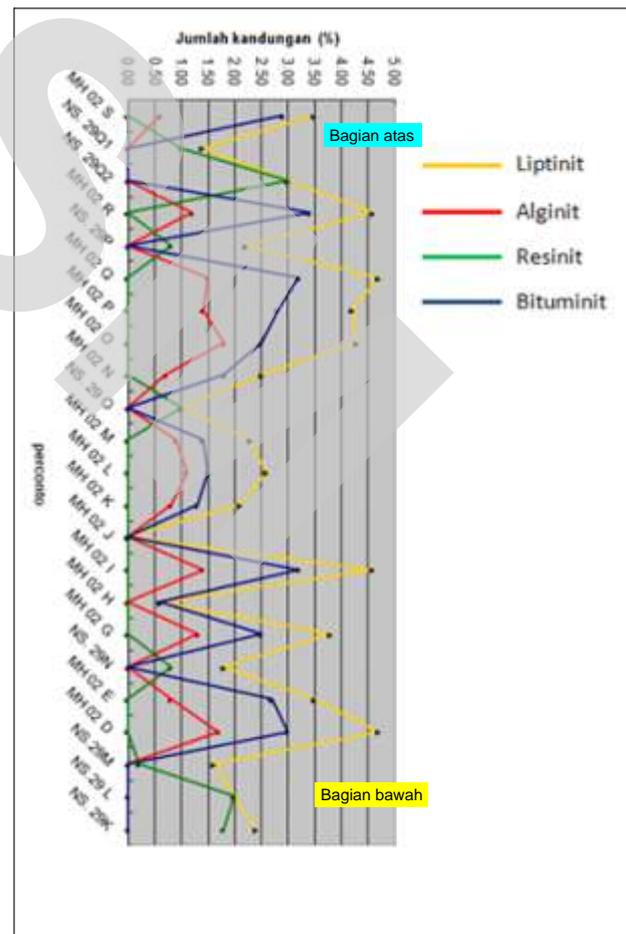
Selanjutnya pada Gambar 5 terlihat komponen yang ada pada kelompok maseral liptinit terdiri atas alginit, resinat, dan bituminit. Dari ketiga maseral tersebut bituminit dan alginit memberikan pola distribusi yang mirip dengan pola distribusi liptinit. Hal tersebut memperlihatkan bahwa liptinit di dominasi oleh

kehadiran bituminit dan alginit. Kehadiran alginit dan bituminit menunjukkan pola yang fluktuatif. Fluktuasi yang lebih cepat terlihat di bagian bawah dari lapisan serpih sementara itu dibagian atas fluktuasi terjadi tidak secepat di bagian bawah lapisan serpih. Sementara resinat terlihat kehadirannya tidak merata pada setiap lapisan serpih di daerah penelitian. Hubungan antara alginit dan bituminit memberikan gambaran bahwa maseral bituminit mempunyai kelimpahan yang lebih dibandingkan dengan kandungan alginit pada serpih di Kuburan Panjang.

Liptinit merupakan salah satu kelompok maseral yang berasal dari tumbuhan-tumbuhan yang kaya akan hidrogen, sehingga dalam perkembangan prosesnya batuan dengan kelimpahan liptinit yang tinggi akan cenderung memberikan kandungan minyak yang lebih banyak.



Gambar 4. Fotomikrografi bahan organik percontoh serpih MH 02D yang memperlihatkan kandungan (a) alginit dan bituminit, serta (b) mineral lempung dan pirit.



Gambar 5. Hubungan komponen maseral pada kelompok maseral liptinit .

Tipe Kerogen Serpilh

Tipe material organik di daerah penelitian diinterpretasikan berdasarkan pada nilai indeks hidrogen (HI) dan indeks oksigen (OI) yang dihasilkan dari analisis *Rock-Eval Pyrolysis* (Tabel 3). Tipe material organik merupakan cerminan dari maseral-maseral penyusun batuan sedimen tersebut. Maseral penyusun batuan sedimen akan mempengaruhi tipe material organik sesuai dengan kehadiran dari beberapa macam maseral kunci.

Diagram indeks hidrogen terhadap T_{maks} digunakan untuk memberikan gambaran tipe kerogen dan kecenderungan hidrokarbon yang dihasilkan. Berdasarkan diagram indeks hidrogen terhadap T_{maks} (Gambar 6) dari serpilh Formasi Kelesa diketahui bahwa serpilh Formasi Kelesa memiliki kecenderungan untuk menghasilkan minyak dan gas yang berasal dari tipe kerogen I, II, dan III. Tipe kerogen I lebih cenderung menghasilkan minyak, sedangkan tipe kerogen III hanya menghasilkan gas dan sedikit sekali menghasilkan minyak. Banyak sedikitnya minyak atau

gas ditentukan oleh nilai Indeks Hidrogen (HI). Semakin tinggi nilai HI maka semakin banyak juga minyak yang dihasilkan.

Hasil analisis pirolisis *Rock-Eval* serpilh Formasi Kelesa menunjukkan bahwa nilai TOC berkisar dari 1,18% sampai 9,63%, T_{maks} dari 4290C sampai 444°C, *Potential Yield* (PY) antara 1,28 sampai 70,92, Indeks Hidrogen (HI) antara 65 dan 1522 mg HC/g batuan. Dari hasil analisis TOC, PY, dan HI, terlihat bahwa kekayaan material organik serpilh Formasi Kelesa mempunyai kecenderungan baik sampai sangat baik sekali. Kategori baik sekali terlihat pada percontoh serpilh bagian bawah dan tengah satuan (MH 02 H – 2Q, NS 29 K – MH 02 G).

Selanjutnya, Gambar 7 memperlihatkan bahwa percontoh serpilh bagian atas (MH 02 P – MH 02 S) dan percontoh serpilh bagian bawah (NS 29 K – MH 02G) termasuk ke dalam *oil prone* dan *gas prone* dengan kategori baik sampai sempurna. Sementara itu percontoh serpilh bagian tengah (MH 02 H – MH 02 Q) termasuk ke dalam level *oil prone* dan *gas prone* dengan kategori kurang baik sampai sempurna.

Tabel 3. Hasil Analisis *Rock-Eval Pyrolysis* (REP) dan *Total Organic Carbon* (TOC) serpilh di daerah penelitian

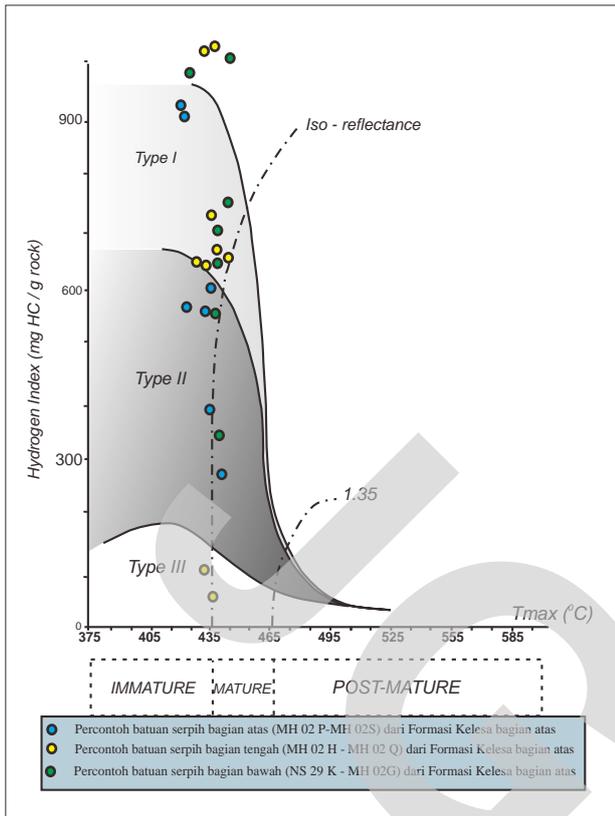
No.	Kode percontoh	Litologi	TOC (wt.%)	mg/gm rock			Tmaks (°C)	Oil Production Index (OPI)	Potential Yield (S ₁ +S ₂)	Indeks Hidrogen	Indeks Oksigen
				S ₁	S ₂	S ₃					
1	MH 02 S	Shale, olv gy	3.09	0.01	17.58	2.57	431	0.001	17.59	569	83.12
2	NS. 29Q ₁	Shale, brngy, papery	5.49	0.10	33.28	?	435	0.003	33.38	606	?
3	NS. 29Q ₂	Shale, gy-dkgy, papery	2.31	0.04	6.19	?	438	0.006	6.23	268	?
4	MH 02 R	Shale, dk gy	3.22	0.03	29.03	1.12	433	0.001	29.06	902	34.79
5	NS. 29P	Shale, gy, silty, papery	3.74	0.04	14.92	?	435	0.003	14.96	399	?
6	MH 02 Q	Shale, brnsh gy	4.71	0.12	43.63	2.32	432	0.003	43.75	927	49.31
7	MH 02 P	Shale, olv gy	5.74	0.13	32.10	2.54	433	0.004	32.23	559	44.22
8	MH 02 O	Shale, olv gy	2.92	0.08	44.42	0.80	437	0.002	44.50	1522	27.42
9	MH 02 N	Shale, med dk gy	5.93	0.06	43.66	1.53	434	0.001	43.72	736	25.80
10	NS. 29 O	Shale, brngy, papery	7.17	0.20	46.44	?	439	0.004	46.64	648	?
11	MH 02 M	Shale, olv gy	4.98	0.18	33.64	?	438	0.005	33.82	676	?
12	MH 02 L	Shale, olv gy	4.25	0.04	27.91	1.49	433	0.001	27.95	656	35.04
13	MH 02 K	Shale, lt olv gy	2.47	0.04	10.51	2.14	429	0.004	10.55	426	86.75
14	MH 02 J	Shale, olv gy	2.19	0.03	1.42	1.19	435	0.021	1.45	65	54.26
15	MH 02 I	Shale, med k gy	1.34	0.02	16.50	0.89	434	0.001	16.52	1236	66.67
16	MH 02 H	Shale, med gy	1.18	0.02	1.26	0.73	431	0.016	1.28	107	61.71
17	MH 02 G	Shale, olv gy	4.18	0.04	30.08	0.87	435	0.001	30.12	720	20.83
18	NS. 29N	Shale, gy, papery	3.40	0.05	11.80	?	437	0.004	11.85	347	?
19	MH 02 E	Shale, olv gy	3.58	0.04	35.16	3.44	431	0.001	35.20	983	96.14
20	MH 02 D	Shale, olv gy	4.34	0.23	51.71	1.79	437	0.004	51.94	1191	41.22
21	NS.29M	Shale, brn.dkgy, fissile	4.98	0.18	33.64	?	438	0.005	33.82	676	?
22	NS.29 I	Shale, gy-brngy, silty	4.06	0.16	26.22	?	436	0.006	26.38	646	?
23	NS. 29K	Shale, gy-brngy, papery	5.43	0.17	40.48	?	441	0.004	40.65	745	?

Keterangan

TOC : Total Karbon Organik S₁: Hidrokarbon bebas
S₂ : Kuantitas HC yang dilepaskan kerogen
PY : Jumlah HC (S₁ + S₂)

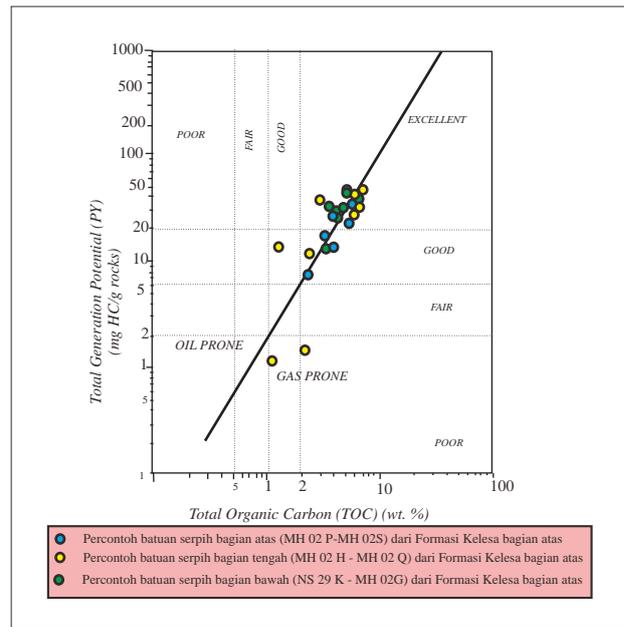
PI : Indeks Produksi (S₁ / (S₁ + S₂)
T_{maks} : Temperatur maks. (°C) untuk pembentukan HC dari kerogen
HI : Indeks Hidrogen

Sumber : Hermiyanto drr, (2015) dan Susanto drr, (2004)



Gambar 6. Diagram indeks hidrogen (HI) terhadap T_{maks} , menunjukkan tipe kerogen dan kematangan batuan di daerah penelitian.

Berdasarkan hal tersebut dapat disimpulkan bahwa serpih bagian bawah dan atas dari Formasi Kelesa bagian atas menunjukkan potensi serpih yang baik sampai sempurna. Kandungan material organik sangat erat hubungannya dengan tipe kerogennya yaitu pada percontoh serpih bagian atas dan bawah memperlihatkan tipe kerogen I dan II yang didominasi oleh kelompok maseral liptinit dan vitrinit yang merupakan faktor dominan pada serpih di daerah penelitian. Sementara itu pada bagian tengah lapisan serpih memperlihatkan adanya kandungan liptinit yang lebih banyak daripada vitrinit yang kurang berkembang di bagian bawahnya. Kandungan vitrinit berasal dari tumbuhan tinggi dan bukan tumbuhan tinggi yang berasal dari darat, sehingga dapat dijelaskan bahwa pada saat proses pengendapan serpih bagian tengah terjadi suplai vitrinit yang sangat minim atau material asal darat sangat sedikit dan hampir didominasi oleh maseral liptinit yang merupakan produk dari material organik dari dalam cekungan itu sendiri seperti alga seperti jenis *Botryococcus braunii* yang berkembang di lingkungan lakustrin.



Gambar 7. Diagram TOC terhadap *Pyrolysis Yields* (PY) yang menunjukkan potensi hidrokarbon di daerah penelitian.

Korelasi Antara Material Organik dengan Tipe Kerogen

Tipe kerogen dari percontoh serpih bagian atas dan bagian bawah pada lapisan serpih Formasi Kelesa bagian atas termasuk ke dalam tipe kerogen I dan II, sedangkan percontoh serpih bagian tengah memperlihatkan bahwa serpih termasuk ke dalam tipe kerogen I dan III (Gambar 6). Namun hanya dua percontoh (MH 02 J dan MH 02 H) yang termasuk ke dalam tipe kerogen III.

Berdasarkan tipe material organiknya terlihat serpih bagian atas dan bawah lebih didominasi oleh kelompok maseral liptinit meskipun pada kedua bagian tersebut liptinit dan vitrinit hadir. Sementara itu, pada bagian tengah kehadiran kelompok maseral vitrinit sangat minim juga jika dibandingkan dengan liptinit. Berdasarkan hal tersebut dapat dijelaskan bahwa percontoh serpih dari Formasi Kelesa bagian atas lebih cenderung termasuk ke dalam tipe kerogen I dan II. Tipe kerogen I dan II mempunyai kecenderungan menghasilkan minyak lebih banyak daripada gas, sehingga serpih tersebut cenderung akan menghasilkan minyak daripada gas.

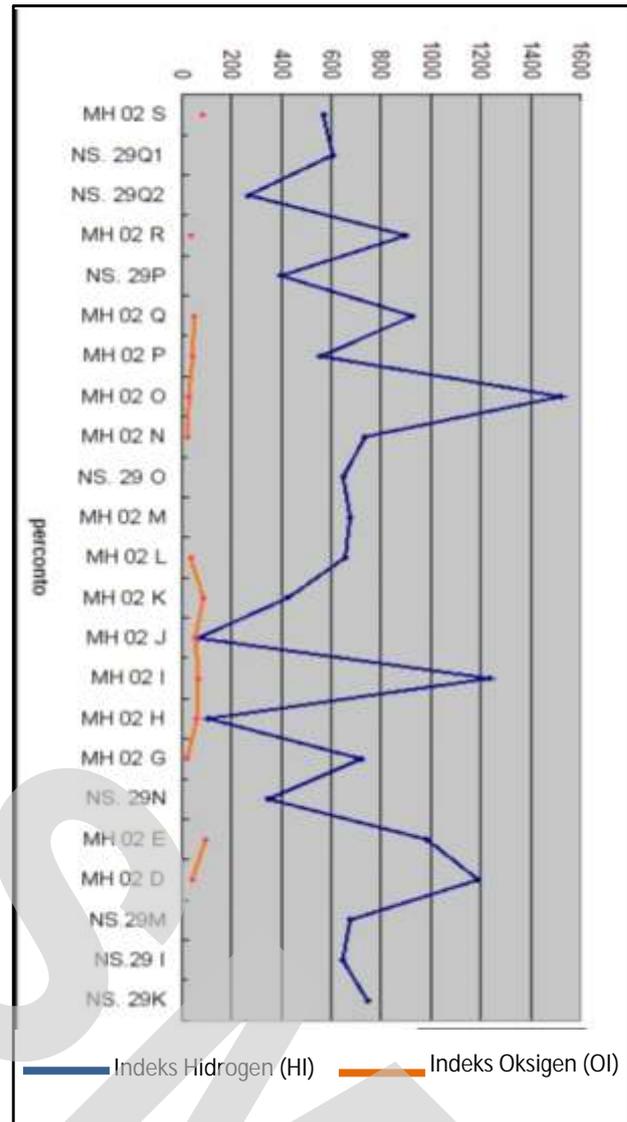
Gambar 8 memperlihatkan distribusi maseral vitrinit dan liptinit yang mempunyai kecenderungan adanya perbedaan yang cukup signifikan. Secara vertikal

Hasil analisis TOC dan *Rock-Eval Pyrolysis* (REP) memperlihatkan secara vertikal kandungan karbon terlihat sangat fluktuatif kadang menunjukkan kehadiran yang melimpah kadang sedikit. Perbandingan antara nilai TOC dan Indeks Hidrogen terlihat adanya suatu kesamaan pola secara vertikal pada penampang stratigrafi. Ketika nilai TOC besar terlihat juga nilai Indeks Hidrogennya besar juga. Hal ini menunjukkan bahwa kandungan karbon sangat mempengaruhi nilai Indeks Hidrogen.

Perbandingan pola kelimpahan secara vertikal antara maseral liptinit dengan TOC terlihat adanya kemiripan yang signifikan. Pola yang agak mirip ini bisa mencerminkan bahwa karbon organik total dari serpih Formasi Kelesa bagian atas tersebut didominasi oleh kelimpahan liptinit. Kehadiran maseral vitrinit sangat erat hubungannya dengan kerogen tipe III.

Hubungan antara TOC dengan liptinit dan vitrinit, yang menunjukkan liptinit mempunyai kandungan lebih dominan daripada vitrinit tersaji dalam Gambar 8. Lebih lanjut, hubungan antara kandungan material organik dengan sifat geokimia terutama Indeks Hidrogennya terlihat pada Gambar 9. Dalam gambar tersebut kandungan HI hampir mempunyai pola yang sama dengan kandungan liptinit yaitu pada percontoh MH 02 Q, MH 02 O, MH 02 I, MH 02 G, MH 02 E, dan MH 02 D. Sementara itu kehadiran vitrinit tidak begitu memperlihatkan hubungan yang signifikan. Sehingga nilai Indeks Hidrogen dalam percontoh serpih Formasi Kelesa mempunyai hubungan yang signifikan dengan kandungan liptinit.

Berdasarkan hasil analisis petrografi organiknya (Tabel 2 dan Gambar 8) bisa dijelaskan bahwa nilai TOC yang terkandung dalam serpih Formasi Kelesa bagian atas dipengaruhi oleh kehadiran liptinit dan vitrinit. Liptinit memperlihatkan kondisi lebih mendominasi dari kandungan material organik dalam serpih. Secara umum bisa dijelaskan bahwa hubungan antara jenis material organik dengan tipe kerogen terlihat dari kandungan liptinit yang sangat berkaitan dengan terbentuknya kerogen tipe I dan II, sementara itu kerogen tipe III sangat berhubungan dengan kandungan vitrinit. Hidrogen merupakan unsur yang bisa mempengaruhi tipe kerogen ketika disatukan dengan jenis material organiknya.



Gambar 9. Profil variasi nilai Hidrogen Indeks (HI, mg HC/g C) dengan Oksigen Indeks (OI, mg CO₂ /g C) pada serpih di daerah Kuburan Panjang.

DISKUSI

Berdasarkan kandungan kelompok maseral yang ada pada serpih Formasi Kelesa terlihat bahwa liptinit dan vitrinit merupakan kandungan utama yang ada pada serpih, sedangkan kandungan lainnya adalah kutinit dan eksudatinit. Kutinit hadir hanya pada percontoh NS 29K, MH NS 29N dan NS 29P, sedangkan eksudatinit terlihat pada percontoh NS 29M dan NS 29N. Komponen liptinit didominasi oleh bituminit, alginit, dan resin. Sementara itu kelompok maseral vitrinit tersusun oleh maseral detrovitrinit. Pada lapisan serpih dari bawah sampai ke atas, kehadiran komponen maseral tersebut berfluktuasi. Variasi kemunculannya akan sangat mempengaruhi tipe kerogen pada setiap

lapisan serpih. Menurut McCarthy drr. (2011), kandungan material organik dikendalikan oleh produktivitas biologis, mineralogi, dan kandungan oksigen dari air dan lingkungan pengendapannya. Material organik dapat ditemukan sebagai larutan, bentuk koloid ataupun partikel. Kelimpahannya dapat ditemukan di dekat permukaan air. Pola kandungan liptinit dan vitritinit bergantung pada sistem yang ada di lingkungan lakustrin di daerah Kuburan Panjang. Kedua jenis kelompok maseral tersebut mengandung material karbon. Di lain pihak, Widayat (2011) juga menjelaskan bahwa ketersediaan karbon sangat dipengaruhi oleh fluktuasi air. Fluktuasi muka air mengakibatkan kondisi air bisa menjadi oksik, anoksik ataupun sub-oksik. Kondisi anoksik merupakan kondisi dimana akan terbentuk material asal-liptinit yang lebih melimpah dibandingkan dengan kondisi oksik. Kandungan vitritinit bisa berasal dari lingkungan sekitar atau hasil transportasi material vitritinit dari tempat lain. Pada saat kondisi oksik sangat mungkin material vitritinit berasal dari tempat lain yang tertransportasi menuju cekungan. Fluktuasi kelimpahan liptinit dan vitritinit dipengaruhi oleh kondisi oksik ataupun anoksik di lingkungan pengendapan tersebut.

Waples (1985) menerangkan bahwa tipe Kerogen I sangat jarang ditemukan kecuali pada lingkungan pengendapan lakustrin dan dalam kondisi anoksik. Kerogen tipe ini bisa juga terjadi pada lingkungan laut tetapi sangat terbatas. Tipe kerogen II terbentuk cenderung oleh beberapa campuran dari material organik yang berasal dari berbagai sumber yaitu dari alga laut, polen, spora, resin, dan daun. Kerogen tipe II biasanya terbentuk pada pengendapan laut dengan kondisi yang reduksi sera lingkungan terestrial. Sementara itu kerogen tipe III terbentuk dari campuran material organik berupa kayu dan selulosa dari tumbuhan-tumbuhan darat terutama yang telah mengalami oksidasi.

Kerogen yang ada pada lapisan serpih terbagi menjadi tiga tipe yaitu kerogen tipe I, II, dan III. Masing-masing tipe dicirikan oleh kehadiran kelompok maseral yang ada, seperti kandungan vitritinit yang lebih tinggi dari liptinit yang ditunjukkan oleh percontoh MH 02 H ternyata cenderung termasuk ke dalam kerogen tipe III. Kerogen tipe III terbentuk dari tumbuhan vaskular dan sisa tanaman yang mengandung lignin terutama senyawa aromatik, yang didominasi oleh maseral vitritinit (Killops dan Killops, 2005).

Sementara itu percontoh yang mempunyai kandungan liptinit tinggi cenderung termasuk ke dalam tipe kerogen I dan II, yang artinya bahwa komponen

kelompok maseral liptinit mempengaruhi tipe kerogennya. Killops dan Killops, (2005) menerangkan kerogen tipe I relatif jarang, dan awalnya memiliki rasio atom H/C yang tinggi ($>1,5$) dan rasio atom O/C rendah ($<0,1$) yang mengandung material lipid yang signifikan, terutama alifatik rantai panjang. Lipid ini terutama berasal dari material organik yang berasal dari laut, seperti *phytoplankton* (alga, diatome) dan *zooplankton*, meskipun material bakteri amorf dapat berkontribusi. Dibandingkan dengan jenis kerogen lain, tipe I mengandung sedikit unsur aromatik dan heteroatom. Kerogen tipe II lebih sering dijumpai dibanding tipe I, mempunyai rasio atom H/C relatif tinggi (0,8-1,5) dan rasio O/C yang rendah (0,1 – 0,2). Struktur alifatik yang penting dan terdiri atas rantai yang cukup panjang 30 (sampai C25) dan sistem cincin (naftalena). Tipe kerogen ini berasal dari material organik darat dan laut, seperti spora dan alga.

Material organik pada serpih tidak hanya diendapkan pada lingkungan marin tetapi juga non-marin bahkan lingkungan transisi, tetapi yang paling banyak adalah lingkungan fasies lakustrin (Ju drr., 2014). Sebagai contoh di Amerika Utara sepertiga sumber gas serpih berasal dari serpih yang diendapkan pada lingkungan marin, sedangkan 2/3 dari lingkungan transisi dan darat termasuk lakustrin (Zhang drr., 2012). Serpih di daerah penelitian diendapkan pada lingkungan lakustrin, sehingga material organiknya sangat dipengaruhi oleh material organik dari darat dan lakustrin itu sendiri.

Percontoh NS 29N juga bisa menjadi bukti bahwa komponen vitritinit yang lebih tinggi dari liptinitnya ternyata cenderung termasuk ke dalam tipe kerogen II, yang merupakan campuran antara dua kelompok maseral yang ada. Tipe kerogen tidak dipengaruhi secara mutlak oleh kelimpahan kelompok maseral liptinit maupun vitritinit, tetapi juga oleh kandungan hidrogen yang ada di dalam batuan sedimen tersebut. Kandungan material organik dan hidrogen akan memberikan kecenderungan terhadap tipe kerogen tertentu. Nilai indeks hidrogen yang tinggi biasanya mencirikan tipe kerogen I dan II, sedangkan tipe kerogen III dicirikan oleh nilai indeks hidrogen yang rendah. Jenis maseral vitritinit tidak serta merta menjadi penentu sebagai faktor utama pembentuk tipe kerogen III tetapi kontribusi hidrogen akan mempengaruhi tipe kerogen tersebut.

KESIMPULAN

Kehadiran kelompok maseral vitritinit dan liptinit pada lapisan serpih tidak mutlak mempengaruhi tipe kerogen serpih, tetapi bersama dengan kandungan hidrogen menjadi faktor yang mempunyai hubungan terhadap

tipe kerogen. Terdapat pola yang fluktuatif, dan memiliki perbedaan kelimpahan antara kelompok maseral tersebut yang tersusun oleh kelompok maseral vitrinit dan liptinit. Tipe kerogen pada lapisan serpih Formasi Kelesa bagian atas terbagi menjadi tipe kerogen I, II, dan III. Kelimpahan kelompok maseral liptinit dan vitrinit mempunyai hubungan terhadap tipe kerogen, karena kelimpahan liptinit cenderung berhubungan dengan tipe kerogen I dan II, sedangkan vitrinit mempunyai hubungan dengan tipe kerogen III.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada Dewan Redaksi sehingga tulisan ilmiah ini dapat terselesaikan dan Pusat Survei Geologi yang telah memberikan pendanaan lewat APBN dalam pencarian data dan analisis laboratorium.

ACUAN

- Heidrick, T. L. and Aulia, K. 1993. A Structural and Tectonic Model of The Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, *Indonesia, 22nd Annual Convention, V. 1. IPA Proceedings*. Jakarta.
- Hermiyanto, .H., Panggabean, H, Herdamawan dan Syafri, I, 2015, Dinamika Kehadiran Material Organik Pada Lapisan Serpih Formasi Kelesa di Daerah Kuburan Panjang, Cekungan Sumatra Tengah, Riau. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, V.16, no.4, 171 - 181.
- Heryanto, R. dan Hermiyanto, M.H., 2006. Potensi Batuan Sumber (Source Rock) Hidrokarbon Di Pegunungan Tigapuluh, Sumatra Tengah. *Jurnal Geologi Indonesia*, v.1, no.1. 37-48.
- Iqbal M., Suwarna N., Syafri I., and Winantris., 2014. Eo-Oligocene Oil Shales of the Talawi, Lubuktaruk, and Kiliranjao Areas, West Sumatra: Are they potential source rocks?. *Indonesian Journal on Geoscience* v.1, no.3, 135-149
- Ju YW., Wang, G., Bu, H., Li, Q., Yan, Z., 2014, China Organic Rich Shale Geologic Features and Special Shale Gas Production Issues, *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* v.6, 196-207.
- Killops, S., dan Killops, V., 2005, *Introduction to Organic Geochemistry*, Second Edition, Blackwell Science Ltd, a Blackwell Publishing company.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., dan Stankiewicz., 2011. *Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation*, Oilfield Review Summer, 23 no.2, Schlumberger, Cambridge, Massachusetts, USA.
- Peters dan Cassa. 1994. Applied Source Rock Geochemistry. Magoon, L.B, and W.G Dow, eds, 1994, *The Petroleum system- from source to trip AAPG memoir* 60. 93-119.
- Silitonga, P.H. dan Kastowo, 1995. *Geologi Lembar Solok, Sumatra, skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Susanto, E., Suwarna, N. dan Hermiyanto, H., 2004. Penelitian Fosil Fuel dan Paleontolog, Kajian Oil Shale, di Sumatra Bagian Tengah. Laporan Internal, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Suwarna, N., Budhtrisna, T., Santosa, S., dan Andi Mangga, S., 1994. *Geological Map of the Rengat Quadrangle, Sumatra, scale 1:250.000*. Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Taylor, G.H., Teichmuller. M., Davis.A., Diessel.C.F.K., Littke. R., and Robert.P., 1998. *Organic Petrology*, p178. D.C Glick, Berlin; Stuttgart: Borntraeger.
- Waples, D.W., 1985, *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Brown and Ruth Labotaries, Inc. Denver, Colorado.
- Widayat, A. H., 2011. Paleoenvironmental and Paleoecological Change during Deposition of the Late Eocene Kiliran Oil Shale, Central Sumatra Basin, Indonesia. Dissertation, The Faculty of Geosciences/Geography of the Johann Wolfgang Goethe University in Frankfurt am Main.
- Zhang, DW., Li YX., Zhang JC., Qiao DW., Jiang WL., dan Zhang JF., 2012, *National Survey and Assesment of Shale Gas Resources Potential in China, Beijing*: Geologic Publishing House in Chinese.