



## Geokimia Organik Serpilh Hidrokarbon Berumur Eosen di Daerah Sumatera Bagian Tengah

### *Organic Geochemistry of the Eocene Hydrocarbon Shale in Central Part of Sumatera Area*

M. Heri Hermiyanto Zajuli, Riecca Oktavitania dan Ollybinar Rizkika

Pusat Survei Geologi, Badan Geologi, Jalan Diponegoro no.57 Bandung  
email:[herisayazajuli@gmail.com](mailto:herisayazajuli@gmail.com)

Naskah diterima : 28 Februari 2020, Revisi terakhir : 29 Februari 2020 Disetujui : 29 Februari 2020, Online : 29 Februari 2020  
DOI: <http://dx.doi.org/10.33332/jgsm.geologi.21.45-60p>

**Abstrak-** Penelitian ini difokuskan terhadap batuan serpih di Formasi Kasiro, Sinamar, dan Kelesa yang berumur Eosen, yang tersingkap di Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan. Serpih di Cekungan Sumatera Tengah cenderung mempunyai karakteristik yang berbeda dengan serpih di Cekungan Sumatera Selatan. Kandungan maseral vitrinit dan liptinit pada serpih di Cekungan Sumatera Selatan lebih besar daripada serpih Cekungan Sumatera Tengah. Serpih Formasi Kasiro mempunyai kecenderungan termasuk ke dalam kerogen tipe I dan II, sedangkan serpih di Formasi Sinamar dan Kelesa termasuk ke dalam kerogen tipe I, II dan III. Serpih di ketiga formasi tersebut mempunyai potensi sebagai penghasil minyak dan gas dengan karakteristik yang berbeda-beda. Serpih Formasi Kasiro mempunyai potensi sebagai batuan induk yang dapat menghasilkan minyak lebih banyak daripada gas. Sementara itu, serpih Formasi Sinamar cenderung bisa berpotensi sebagai batuan induk, baik minyak ataupun gas, serpih minyak dan gas serpih, tetapi lebih berpotensi sebagai serpih minyak.

**Katakunci:** Eosen, liptinit, vitrinit, Cekungan Sumatera Tengah dan Selatan.

**Abstract-** This study focused on the Eocene shale from Kasiro, Sinamar, and Kelesa Formation, cropped out in Central and South Sumatra Basin. Shale of Central Sumatra Basin tend to have different characteristics with shale of South Sumatra Basin. Maceral content of vitrinite and liptinit on shale in South Sumatra Basin larger than Central Sumatra Basin shale. Shale of the Kasiro Formation have a tend to indicate kerogen type I and II, while shale of the Sinamar and Kelesa Formation included into kerogen type I, II and III. Shale from the three formations have the potential as an oil and gas with different characteristics. Shale of the Kasiro Formation shale has the potential source rock which can produce more oil than gas. Meanwhile shale of the Sinamar Formation tend to be potentially as the source rock either oil or gas, oil shale and shale gas, but more potential as oil shale.

**Keywords:** Eocene, liptinite, vitrinite, Central and South Sumatra Basin.

## PENDAHULUAN

Penelitian ini difokuskan pada batuan serpih yang berada di daerah Sumatera bagian tengah yang secara geologi masuk ke dalam Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan (Gambar 1). Formasi yang berada di wilayah tersebut meliputi Formasi Kasiro, Sinamar, dan Kelesa yang berumur Eosen-Oligosen. Secara fisiografis, daerah penelitian terletak di lereng timur Bukit Barisan dan Antiklin Bukit Barisan (Clarke, 1982).

Tujuan penelitian ini adalah untuk membandingkan serpih dari beberapa lokasi di daerah Sumatera bagian tengah dengan cara: a) mengetahui karakteristik bahan organik sebagai salah satu material penyusun serpih yang akan mempengaruhi serpih sebagai sumber serpih hidrokarbon, b) mengetahui karakteristik geokimia organik antar lapisan serpih di daerah Sumatera bagian tengah, dan c) mengetahui karakteristik lapisan serpih sebagai serpih hidrokarbon. Manfaat penelitian ini untuk memberikan penjelasan tentang potensi serpih hidrokarbon dan karakteristik kehadiran material organik antara lapisan serpih di daerah Sumatera bagian tengah.

## METODOLOGI

Metode yang digunakan dalam penelitian ini dominan menggunakan hasil analisis laboratorium terhadap beberapa contoh terpilih yang telah dilakukan di

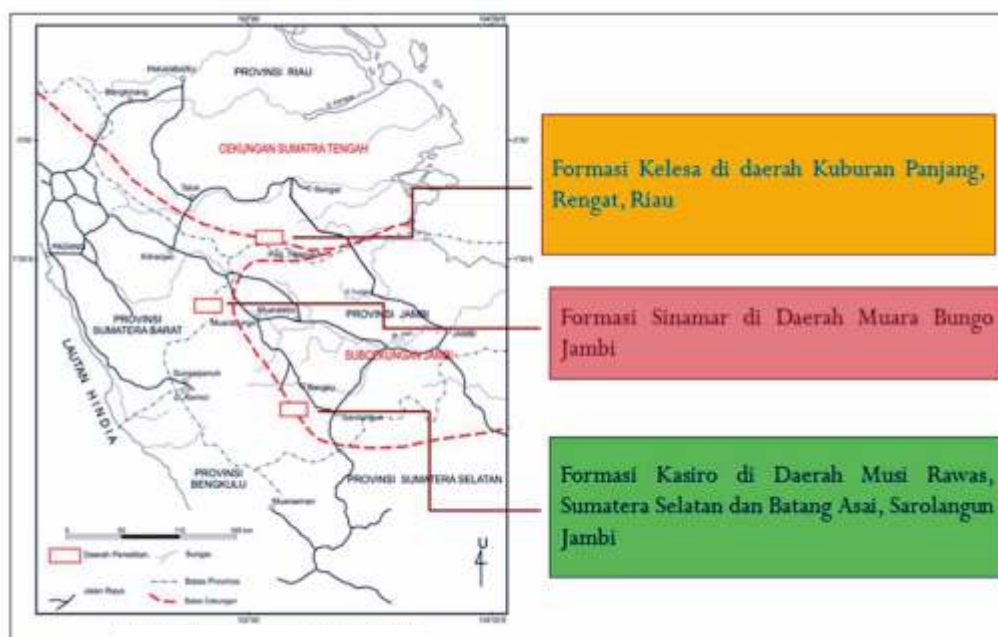
laboratorium Pusat Survei Geologi dan instansi lainnya antara lain meliputi:

### Analisis Petrografi Organik

Analisis petrologi organik dilakukan dengan mempergunakan mikroskop sinar pantul dengan dan tanpa sinar *fluorescence*. Pemeriksaan ini bertujuan untuk mendeskripsi perbedaan tipe bahan organik dan jenis maseral, mengukur evolusi termal peringkat bahan organik (tingkat kematangan atau *maturity*) berdasarkan pengukuran indeks reflektansi pada maseral vitrinit terutama DOM (*disseminated organic matter*) untuk mendukung penentuan lingkungan pengendapan dan kematangan batuan.

### Analisis Total Organic Carbon dan Rock Eval -Pyrolysis

Kekayaan material organik merupakan indikator kemampuan suatu batuan sedimen untuk membentuk 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, serpih minyak atau gas serpih. Analisis TOC, dan *Rock-Eval Pyrolysis* dengan menggunakan LECO, yaitu alat penganalisis karbon dan pirolisis untuk mengetahui kekayaan, tipe, dan kematangan material organik, yang nantinya akan menentukan potensi batuan induk.



Gambar 1. Lokasi penelitian di daerah Sumatera bagian tengah.

## GEOLOGI

Daerah penelitian secara geologi terletak di Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan. Lokasi penelitian merupakan bagian dari peta geologi lembar Painan dan bagian timurlaut Muarasiberut (Rosidi dkk., 1996) menempati pinggir baratlaut Cekungan Sumatra Selatan, peta geologi regional Lembar Solok (Silitonga dan Kastowo, 1995), peta geologi lembar Sarolangun (Suwarna dkk., 1992), peta geologi lembar Rengat (Suwarna dkk., 1994).

Secara fisiografi daerah penelitian merupakan cekungan antar-gunung berbentuk sempit memanjang, berarah barat baratlaut-selatan tenggara, dan hampir sejajar dengan sumbu Pulau Sumatera. Kawasan penelitian, yang terletak di lereng timur Pegunungan Barisan, ditempati oleh morfologi perbukitan datar-bergelombang sampai terjal, yang pada umumnya tersusun oleh batuan pra-Tersier dan Tersier (Gambar 2). Bagian barat wilayah ditempati oleh morfologi perbukitan terjal yang juga tersusun oleh batuan berumur Tersier sampai pra-Tersier.

### Stratigrafi

Gambar 3 menunjukkan korelasi dari ketiga formasi yaitu Formasi Kasiro, Sinamar dan Kelesa. Formasi Kelesa mempunyai umur yang relatif lebih tua dibandingkan dengan umur dari kedua formasi yang lain. Secara garis besar karakteristik dari ketiga formasi tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut:

#### Formasi Kasiro

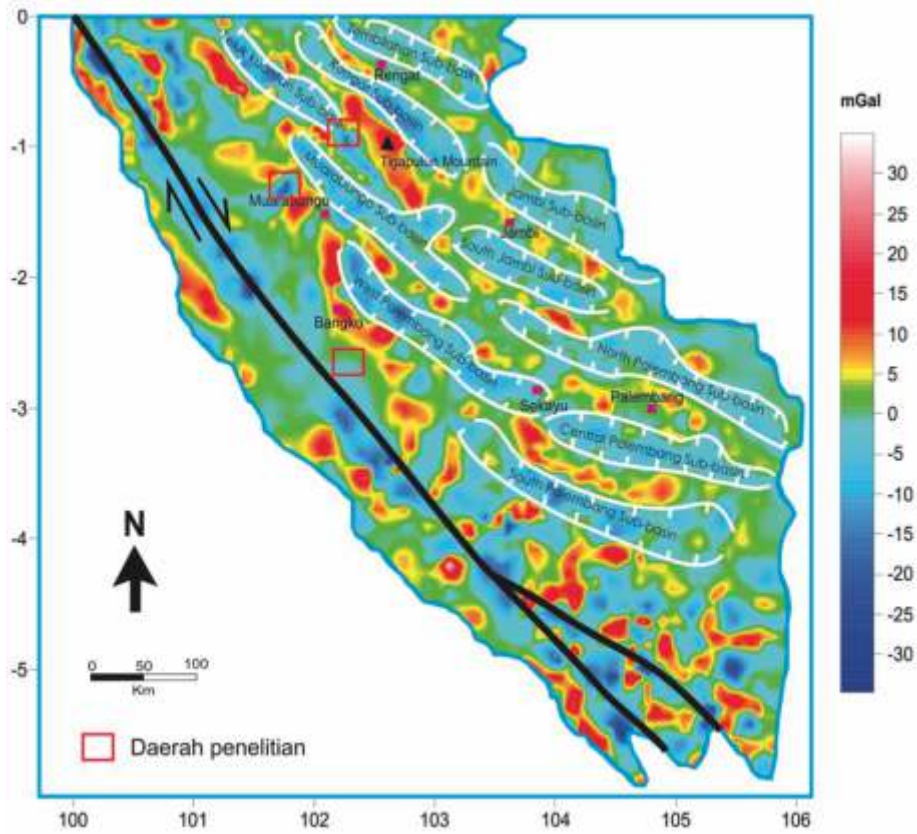
Formasi Kasiro secara keseluruhan tersusun atas serpih, batulempung dan batulanau dengan sisipan batupasir tufan, setempat konglomeratan, dan lignit yang terendapkan dalam kondisi rezim energi lemah lingkungan fluviatil-lakustrin (Suwarna dan Suharsono, 1984; Suwarna dkk., 2004a). Batuan klastik halus tersebut berwarna kelabu tua, struktur perlapisan sejajar, mengandung moluska air tawar, mempunyai sekuen menghalus ke atas, dan telah mengalami perlipatan dengan kemiringan 150 – 300. Fosil *Viviparus* hadir sebagai salah satu jenis moluska air tawar, terkandung dalam lapisan tipis batulumpur Formasi Kasiro yang berumur Oligosen - Miosen (Suwarna dkk., 1992). Formasi Kasiro ini mempunyai kemiripan susunan batuan dengan Formasi Keruh, Kiliran, Sangkarewang, Lakat dan Kelesa, yang mengandung *oil shale* (Susanto dkk., 2004).

#### Formasi Sinamar

Formasi Sinamar dapat dijumpai di daerah Muara Bungo, Jambi. Stratigrafi daerah penelitian, yang tercakup pada Peta Geologi Lembar Painan, terdiri atas batuan dengan kisaran umur dari Jura hingga Kuartar. Batuan alas dari cekungan ini merupakan batuan beku granit berumur Jura, sedangkan satuan batuan tertua yang mengisinya adalah Formasi Sinamar berumur Oligosen. Batuan tersebut ditutup secara selaras oleh satuan batuan dari Formasi Rantauikil, kemudian secara tidak selaras diendapkan batuan Formasi Kasai. Formasi Sinamar, tersusun atas konglomerat dan batupasir kuarsa konglomeratan yang menempati bagian paling bawah, kemudian di atasnya ditutupi oleh batulempung abu-abu kehitaman, berlapis yang disisipi oleh batubara. Ke arah atas satuan batuan Formasi Sinamar dicirikan oleh batulempung serta batupasir kerikilan dan semakin ke atas litologi batuan Formasi Sinamar lebih banyak dijumpai lapisan serpih dengan sisipan batubara 30 cm hingga 7 meter. Formasi Sinamar ini berketebalan 750 m dan berumur Oligosen (Rosidi dkk., 1996).

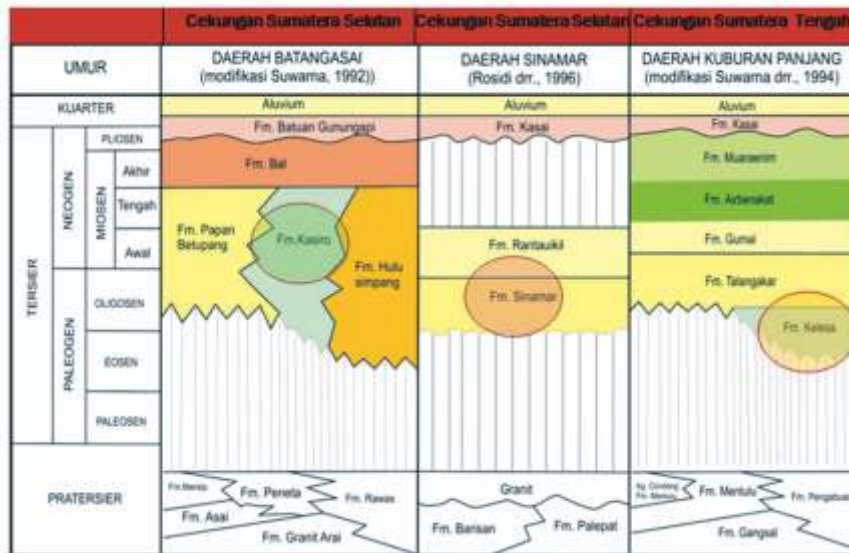
#### Formasi Kelesa

Formasi Kelesa di Lembar Rengat terdiri dari konglomerat atau batupasir konglomeratan, batulempung, batulanau dan batubara yang diendapkan di lingkungan fluviatil sampai lakustrin dan berumur Eosen-Oligosen (Suwarna dkk., 1994). Batuan penyusun Formasi Kelesa berupa konglomerat, batupasir, batulumpur dan serpih. Secara keseluruhan di daerah Kuburan Panjang ketebalan batuan penyusun Formasi Kelesa di Sungai Pundi Kayu sekitar 80 m. Runtutan batuan dari bawah ke atas menunjukkan perulangan antara lapisan serpih, batupasir dan batulumpur yang dibatasi oleh konglomerat pada bagian atas dan bawahnya. Lapisan yang paling dominan adalah serpih dengan ketebalan sekitar 27 m. Serpih, coklat gelap, sampai keabu-abuan, lunak, plastis, laminasi berselingan dengan batulumpur, *flaggy*, abu-abu, kompak, berlapis baik 1-1,5 cm. Batupasir, kecoklatan sampai abu-abu, lapuk, terkonsolidasi, ukuran butir halus, komposisi fragmen didominasi kuarsa dan felspar. Konglomerat, polimik, kompak, sortasi jelek, menyudut tanggung-membulat tanggung, matrik pasiran, fragmen didominasi oleh basal, kuarsit dan andesit. Perselingan batulumpur dan batupasir sangat halus, batupasir coklat dengan sisipan berwarna abu terang, *platy-flaggy*, lunak-keras, berlapis baik, perlapisan sejajar.



Sumber: modifikasi dari Setiadi dan Widijono, (2010).

Gambar 2. Peta konfigurasi cekungan daerah Sumatera bagian tengah



Gambar 3. Korelasi stratigrafi daerah Sumatera bagian tengah.

## DASAR TEORI

Serpilh hidrokarbon merupakan batuan sedimen yang sudah dikenal dapat berfungsi sebagai batuan induk, gas serpilh (*shale gas*), serpilh gas (*gas shale*), serpilh minyak (*oil shale*), dan minyak serpilh (*shale oil*).

### Batuan Induk

Batuan induk adalah suatu batuan sedimen khususnya batuan sedimen halus yang dapat berfungsi sebagai batuan penghasil minyak dan gas. Batuan sedimen dapat berperan sebagai batuan induk apabila mempunyai beberapa persyaratan yaitu kekayaan material organik yang cukup, kematangan, dan tipe kerogennya memenuhi syarat. Menurut Waples (1985) pengertian batuan induk dapat dibedakan menjadi tiga yaitu:

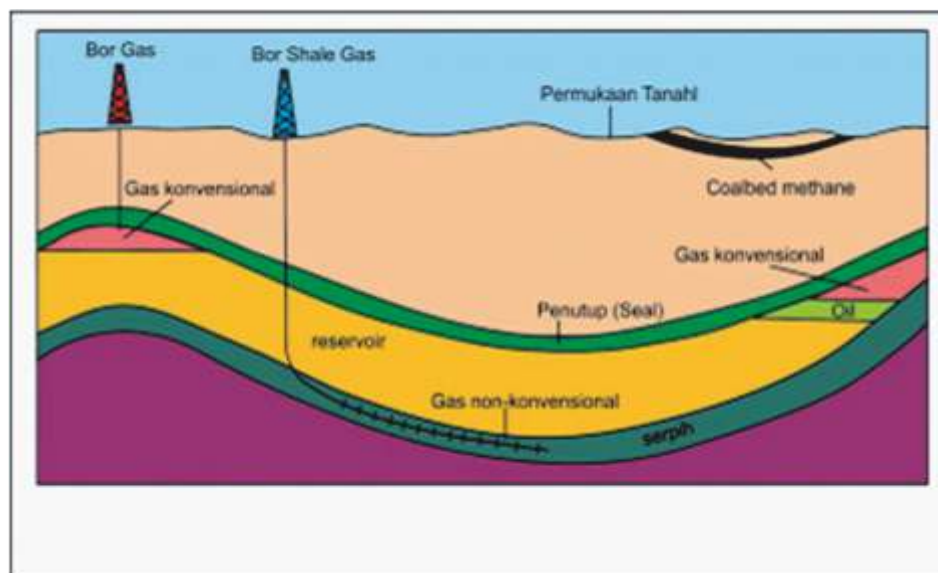
1. Batuan induk efektif (*effective source rock*) adalah setiap batuan induk yang telah membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon,
2. Mungkin batuan induk (*possible source rock*) adalah setiap batuan sedimen yang belum pernah dievaluasi potensinya, tetapi mempunyai kemungkinan membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon, dan
3. Batuan induk potensial (*potential source rock*) adalah setiap batuan sedimen belum matang yang

mempunyai kemampuan membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon jika kematangannya bertambah tinggi.

Dalam eksplorasi hidrokarbon, studi batuan induk merupakan hal yang sangat penting karena dengan mengetahui keberadaan batuan induk diharapkan dapat mengetahui apakah di lokasi penelitian mempunyai batuan induk yang dapat menghasilkan minyak ataupun gas.

### Gas Serpilh (*Shale Gas*)

Gas serpilh merupakan gas alam yang dihasilkan dan tersimpan di dalam batuan serpilh. Gas serpilh paling ideal secara struktur geologi sebaiknya berada pada zona sinklin (Gambar 4). Hubungan antara kekayaan bahan organik (*organic richness*) dengan tingkat kerapuhan (*brittleness*) adalah serpilh yang mempunyai kandungan bahan organik tinggi (semakin rendah energi pengendapannya), maka mineral silika akan semakin sedikit sehingga lebih ductile. Sementara itu batuan induk dengan tipe kerogen I yang kandungan TOC (*Total Organic Carbon*) tinggi akan sulit untuk di *fracturing*. Oleh karena itu sebaiknya di dalam eksplorasi gas serpilh yang baik adalah yang seimbang antara kekayaan bahan organik dengan tingkat kepecahannya (*fracability*). Menurut Claudia (2012) mengatakan bahwa salah satu kata kunci dari pengembangan gas serpilh (*shale gas*) adalah berhasilnya *hydraulic fracturing*.



sumber: modifikasi dari US Energy Information, (2006)

**Gambar 4.** Skema yang memperlihatkan perbedaan gas konvensional dan non-konvensional

Pada umumnya *play shale gas* yang produktif menghasilkan gas setidaknya memiliki 7 (tujuh) kriteria (Wylie *et al.*, 2008 dalam Sosrowidjojo, 2009). Tabel 1, menjelaskan ketujuh kriteria variabel *play*. Dari tabel tersebut dapat disimpulkan bahwa kriteria *play shale gas* yang dapat berproduksi adalah fasies serpih hitam berhubungan dengan kandungan material organik pada lapisan batuan. *Total Organic Carbon* (TOC) yang dipersyaratkan >3%, untuk memenuhi tingkat keekonomian minyak dan gas bumi dan kematangan termal tinggi:  $Ro > 1.1\%$ , *play shale gas* umumnya sudah berada dalam zona pembentukan gas. Ada pendapat lain yang mensyaratkan  $TOC > 2\%$ , semuanya sudah memenuhi kriteria “kaya” material organik dengan  $Ro > 1.0\%$  (Jarvie *et al.*, 2007 dalam Sosrowidjojo, 2011). Kriteria serpih yang bisa berfungsi sebagai gas serpih dan serpih minyak adalah nilai TOC harus lebih 1%, Hidrogen Indeks >100 dan ketebalan serpih minimal 75ft (Rahmalia, 2012).

**Tabel 1.** Persyaratan ideal *play shale gas* (Wylie *et al.*, 2008; dalam Sosrowidjojo, 2011)

Variabel Play	Persyaratan yang Diinginkan
Zona Ketebalan	$\geq 30$ meter
Kematangan termal	Berada dalam kisaran <i>gas window</i> ( $Ro$ 1.1 - 1.4%)
Total Organik Content	$TOC > 3\%$
Kandungan Hidrogen	$HI < 150$
Kandungan Gas	Tinggi $> 100$ scf/ton
Kandungan Lempung	Moderat ( $< 40\%$ ) dengan ( <i>very low mixed layer component</i> )
Komposisi Getas	Diindikasikan dari Poisson's Ratio (rendah) dan Young Modulus (tinggi)

### Serpih Gas

Serpih gas (*gas shale*) merupakan gas alam yang dihasilkan dan tersimpan di dalam batuan serpih. Serpih gas biasanya adalah *immature organic-rich shale* tipe III yang dipaksa keluar melalui pemanasan (heating). Persyaratan serpih sebagai serpih gas adalah: a) kandungan TOC (*total organic carbon*) > 1%, berupa fasies serpih hitam, b) tipe kerogen, umumnya kerogen tipe III, dari lingkungan terrestrial, c) tingkat kematangan termal rendah (*immature*), d) kehadiran mineral lempung (*clay minerals*) jenis smektit tidak banyak, dan e) kedalaman tidak terlalu dalam.

### Serpih minyak (Oil Shale)

Serpih minyak adalah batuan yang mengandung bahan organik padat (sering disebut kerogen) yang menghasilkan hidrokarbon ketika di pirolisis (dipanaskan sampai dengan suhu  $500^{\circ}C$  (Hutton, 2006). Serpih minyak tidak selalu berasal dari serpih, akan tetapi bisa batugamping ataupun batulempung. Sebagian besar minyak yang dihasilkan merupakan hasil turunan dari maseral liptinit terutama alginin.

Serpih minyak biasanya terdapat pada batuan serpih yang kaya akan bahan organik. Serpih penghasil serpih minyak mempunyai tingkat kematangan yang belum mencapai matang atau masih belum matang (*immature*). Berdasarkan sumber material organik, endapan serpih minyak dibagi dalam tiga kelompok utama (Hutton, 2006) yaitu:

- 1) endapan serpih minyak terestrial, berkomporsi liptinit yang berasal dari tumbuhan darat seperti spora, kutikula, dan resin,
- 2) endapan serpih minyak lakustrin, merupakan endapan berkomporsi liptinit yang berasal dari organisme lakustrin yang hidup dalam lingkungan air tawar, air payau, atau air asin, dan
- 3) endapan serpih minyak marin, merupakan endapan berkomporsi liptinit yang berasal dari alga laut, arkitarchs dan dinoflagellata.

### Minyak Serpih

Minyak serpih (*shale oil*) adalah batuan yang mengandung minyak (*oil*) tetapi masih terperangkap didalam batuan induknya. Minyak serpih biasanya terdapat pada batuan serpih yang kaya akan bahan organik. Serpih penghasil serpih minyak mempunyai tingkat kematangan yang sudah matang. Serpih ini umumnya berasal dari kerogen tipe I. Persyaratan serpih menjadi minyak serpih adalah:

- a) Kandungan TOC (*total organic carbon*) > 1%, pada umumnya berupa fasies serpih hitam,
- b) Tipe kerogen, umumnya kerogen tipe I, dari lingkungan lakustrin atau laut,
- c) Tingkat kematangan termal tinggi, pada gas window; untuk kerogen tipe II  $Ro > 1.1\%$  hingga 1.4,
- d) Komposisi terdiri dari serpih 50%, dan mineral getas (*brittle minerals*) 50%, agar mudah saat dilakukan peretakan,
- e) Kehadiran mineral lempung (*clay minerals*) sebaiknya < 10%, dengan komponen campuran pelapisan sangat rendah,
- f) Porositas > 5%, berupa *microporosity* maupun dari rekahan alami (*natural fractures*),
- g) Permeabilitas dalam interval 1-100 nanodarcy, dan
- h) Tingkat kegetasan (*brittleness*) diindikasikan oleh nilai rasio Poisson yang rendah dan nilai *Modulus Young* yang tinggi.

## HASIL PENELITIAN

### Karakteristik Serpilh

#### Kekayaan Material Organik

Kekayaan material organik pada serpilh tidak hanya diendapkan pada lingkungan marine tetapi juga non-marine bahkan lingkungan transisi, tetapi yang paling banyak adalah lingkungan fasies lakustrin (Zhang *et al.*, 2008; Zou *et al.*, 2011 dalam Ju *et al.*, 2014). Sebagai contoh di Amerika Utara sumber gas serpilh 1/3 berasal dari serpilh yang diendapkan pada lingkungan *marine*, sedangkan 2/3 dari lingkungan transisi dan darat termasuk lakustrin (Zhang *et al.*, 2012).

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 ekspulsif (Waples, 1985). Indikasi batuan sedimen yang dapat berperan sebagai batuan induk dapat dilihat pada Tabel 2.

**Tabel 2.** Hubungan antara nilai TOC dengan kemampuan yang dihasilkan (Waples, 1985)

Nilai TOC (%)	Kemampuan sebagai batuan induk
<0,5%	Kemampuan sebagai batuan induk dapat diabaikan
0,5% – 1,0%	Kemampuan sebagai batuan induk terbatas
1,0% – 2,0%	Kemampuan sebagai batuan induk sedang
> 2,0%	Kemampuan sebagai batuan induk baik

Berdasarkan Tabel 3, analisis TOC dan *Rock Eval Pyrolysis* (REP) terhadap beberapa perconton terpilih maka dapat dijelaskan serpilh dari Formasi Kasiro mempunyai nilai 3,69 – 14,76% (Gambar 5), serpilh Formasi Sinamar 0,6 – 10,84%. Sementara itu serpilh Formasi Kelesa nilai TOC nya berkisar antara 1,18 – 7,17% (Gambar 7). Serpilh dari ketiga formasi tersebut menunjukkan nilai TOC yang baik (Gambar 5, 6, dan 7), sehingga apabila serpilh tersebut berfungsi sebagai serpilh hidrokarbon maka kekayaan material organiknya sudah mampu untuk memproduksi hidrokarbon. Serpilh Formasi Kasiro mempunyai nilai TOC yang lebih baik daripada serpilh dari kedua formasi itu.

Gambar 8 menunjukkan distribusi kelimpahan material organik maksimum pada ketiga formasi

tersebut. Analisis petrografi organik terhadap serpilh Formasi Sinamar memperlihatkan bahwa bahan organik penyusun utamanya terdiri dari kelompok maseral vitrinit 4-28,6% yang terdiri dari sub-maseral vitrodetrinit 4 – 16,4% dan material mineral terdiri dari lempung 58,2 - 92% dan pirit 0,6 - 5%. Grup maseral yang lain adalah eksinit berkisar antara 0,8 – 20,6%, Inertinit 04%. Alga merupakan maseral dari grup liptinit yang hadir dominan di dalam serpilh Formasi Sinamar dengan 3,4 – 10,6%. Serpilh Formasi Sinamar juga mengandung alginat khususnya berupa *botryococcus* (Hermiyanto dan Panggabean., 2013). Material organik serpilh Formasi Sinamar didominasi oleh vitrinit dan liptinit sebagai maseral penyusunnya.

Menurut Hermiyanto dkk. (2015) analisis petrografi organik terhadap serpilh Formasi Kelesa di daerah Kuburan Panjang menunjukkan hasil analisis petrografi organik memperlihatkan kandungan maseral dari serpilh tersusun oleh vitrinit, eksinit, mineral lempung, karbonat dan pirit. Komposisi maseral vitrinit berkisar antara 0,20 – 5,0 %, liptinit 0,60 – 4,70%, pirit 0,20 – 16,00%, karbonat 0,20 -24,2 % dan mineral lempung merupakan komponen yang paling dominan yaitu berkisar antara 71,60 -98,00%.

#### Tipe Material Organik

Tipe material organik dipengaruhi oleh komposisi maseral yang ada di dalam batuan sedimen. Dalam interpretasi tipe kerogen, jenis maseral pada umumnya di bagi menjadi maseral-maseral yang menghasilkan minyak, gas dan tidak menghasilkan apa-apa. Tipe kerogen di bagi menjadi tipe I, II, dan III. Menurut Waples (1985), kerogen tipe I terutama berasal dari algae lakustrin dan mempunyai kapasitas yang tinggi untuk menghasilkan hidrokarbon. Kerogen tipe I umumnya tersusun atas maseral liptinit yang seperti alginat. Kebanyakan kerogen tipe II ditemukan di endapan sedimen laut di bawah kondisi reduksi. Tipe ini mempunyai kapasitas untuk membentuk hidrokarbon dan sedikit gas. Kerogen tipe II terdiri dari resinit, kutinit dan eksinit, sedangkan kerogen tipe III terdiri dari material organik darat yang kekurangan unsur lemak dan lilin. Tipe ini umumnya menghasilkan gas. Vitrinit merupakan maseral yang dominan sebagai penyusun kerogen tipe III. Kerogen tipe IV merupakan kerogen yang mengandung material rombakan dari berbagai sumber dan di bawah kondisi oksidasi yang tinggi. Kerogen tipe ini tidak akan menghasilkan minyak. Maseral inertinit adalah penyusun dari kerogen tipe IV ini (Tabel 4).

Tabel 3. Hasil analisis TOC dan Rock Eval Pyrolysis di daerah Sumatera bagian tengah

No.	Sample ID	Lithology	TOC (wt.%)	mg/gm rock			Tmax (°C)	Oil Productio	Potential Yield	Hydrogen Index	Oxygen Index	Formasi
				S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>						
1	MH02S	Shale, olv.gy	3.09	0.01	17.58	2.57	431	0.001	17.99	569	83.12	K e s a
2	NS.29Q <sub>1</sub>	Shale, brngy, papery	5.49	0.10	33.28	—	435	0.003	33.38	606	—	
3	NS.29Q <sub>2</sub>	Shale, gy-dkgy, papery	2.31	0.04	6.39	—	438	0.006	6.23	268	—	
4	MH02R	Shale, dk.gy	3.22	0.03	29.03	1.12	433	0.001	29.06	902	34.29	
5	NS.29P	Shale, gy, silty, papery	3.74	0.04	14.92	—	435	0.003	14.96	399	—	
6	MH02Q	Shale, brnsh.gy	4.71	0.12	43.63	2.32	432	0.003	43.25	927	49.31	
7	MH02P	Shale, olv.gy	5.74	0.13	32.10	2.54	433	0.004	32.23	559	44.22	
8	MH02O	Shale, olv.gy	2.92	0.08	44.42	0.80	437	0.002	44.50	1522	27.42	
9	MH02H	Shale, med dk.gy	5.93	0.06	43.66	1.53	434	0.001	43.72	736	25.80	
10	NS.29O	Shale, brngy, papery	7.17	0.20	46.44	—	439	0.004	46.64	648	—	
11	MH02M	Shale, olv.gy	4.98	0.18	33.64	—	438	0.005	33.82	616	—	
12	MH02I	Shale, olv.gy	4.25	0.04	27.91	1.49	433	0.001	27.95	656	35.04	
13	MH02K	Shale, lt olv.gy	2.47	0.04	10.51	2.14	429	0.004	10.55	426	86.75	
14	MH02J	Shale, olv.gy	2.19	0.01	1.42	1.19	435	0.021	1.45	65	54.26	
15	MH02I	Shale, med k.gy	1.34	0.02	16.50	0.89	434	0.001	16.52	1236	66.67	
16	MH02H	Shale, med.gy	1.18	0.02	1.26	0.73	431	0.016	1.28	107	61.71	
17	MH02G	Shale, olv.gy	4.18	0.04	30.08	0.87	435	0.001	30.12	720	20.83	
18	NS.29M	Shale, gy, papery	3.40	0.05	11.80	—	437	0.004	11.85	347	—	
19	MH02E	Shale, olv.gy	3.58	0.04	35.16	3.44	431	0.001	35.20	983	56.14	
20	MH02D	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	616	—	
22	NS.29I	Shale, gy-brngy, silty	4.06	0.16	26.22	—	436	0.006	26.38	646	—	
23	NS.29K	Shale, gy-brngy,	5.43	0.17	40.48	—	441	0.004	40.65	745	—	
24	MH04B	Sh, dkgy/bk, papery,	14.45	4.05	128.16	—	507	0.03	132.21	887	—	K e s i r o
25	MH04C	Sh, dkgy/bk, papery,	14.76	4.78	133.72	—	507	0.03	138.50	906	—	
26	MH05A	Sh, brn.dkgy, lam.	7.55	1.14	62.32	—	447	0.02	63.46	826	—	
27	MH05E	Sh, gy-dkbrn,	3.69	0.23	17.01	—	444	0.01	17.24	461	—	
28	NS.40	Sh, v.dkgy, sl.hd	4.71	0.43	35.76	—	449	0.01	36.19	760	—	
29	NS.08.A	Sh, dkgy/bk, papery,	0.6	0.08	0.41	0.12	402	0.16	0.49	69	20	S i m p u r
30	MH.03.B	Sh, dkgy/bk, carb	0.64	0.09	0.42	0.17	402	0.18	0.51	66	42	
31	MH.12.R	Sh, dkgy/bk, papery,	10.52	2.42	63.48	0	436	0.04	65.9	603	0	
32	MH.13.A	Sh, dkgy/bk, fissile,	9.02	3	66.66	0	436	0.04	69.66	739	0	
33	MH.13.B	Sh, dkgy/bk, silty,	9.53	2.34	78.02	0	439	0.03	80.36	819	0	
34	MH.13.C	Sh, dkgy/bk, carb	7.43	0.97	51.95	0.22	439	0.02	52.92	697	3	
35	MH.13.D	Sh, dkgy/bk, papery,	9.12	2.38	64.76	0	436	0.04	67.14	710	0	
36	MH.13.E	Sh, dkgy/bk, silty,	10.84	2.11	60.57	1.73	431	0.03	62.68	559	16	
37	RL.04.B	Sh, dkgy/bk, papery,	3.28	0.55	6.22	0.39	425	0.08	6.77	189	12	

Keterangan:

TOC : Total Karbon Organik

S<sub>1</sub>: Hidrokarbon bebas

S<sub>2</sub> : Kuantitas HC yang dilepaskan kerogen

PI : Jumlah HC (S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub>)

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

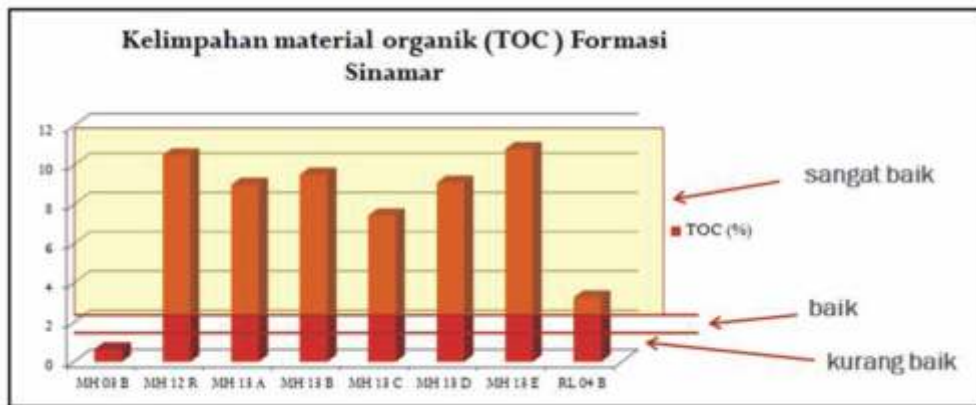
Tmax : Temperatur maks. (° C) untuk pembentukan HC dari kerogen

HI : Indeks Hidrogen

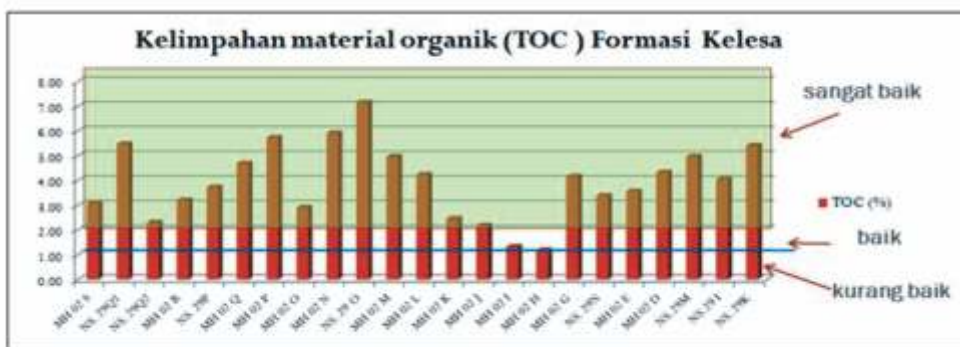


Gambar 5. Histogram yang menunjukkan nilai TOC pada serpih Formasi Kasiro.

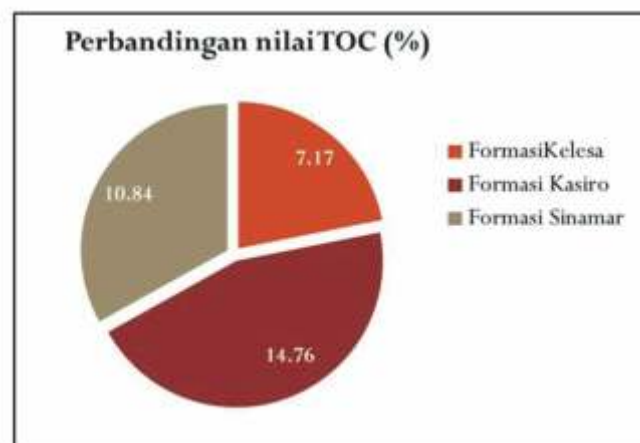




Gambar 6. Histogram yang menunjukkan nilai TOC pada serpih Formasi Sinamar.



Gambar 7. Histogram yang menunjukkan nilai TOC pada serpih Formasi Kelesa.



Gambar 8. Perbandingan nilai maksimum TOC (%) di daerah penelitian.

**Tabel 4.** Tipe kerogen, maseral penyusun, dan asal material organik (Waples, 1985)

Maseral	Tipe Kerogen	Asal Material Organik
Alginit	I	Alga air tawar
Eksinit	II	Polen, spora
Kutininit	II	Lapisan lilin tanaman
Resinit	II	Resin tanaman
Liptinit	II	Lemak tanaman, alga laut
Vitritinit	III	Material tumbuhan tinggi (kayu, selulosa)
Inertinit	IV	Arang, material tersusun ulang yang teroksidasi

Berdasarkan hasil analisis pirolisis *Rock-Eval* dapat diketahui harga S1, S2 dan S3 yang dinyatakan dalam satuan miligram hidrokarbon. Parameter S1 menunjukkan hidrokarbon yang pertama merupakan hidrokarbon yang sudah ada di dalam batuan yang setara dengan bitumen yang dapat diekstraksi dengan mempergunakan pelarut. Hidrokarbon kedua ditunjukkan dengan harga S2 yang merupakan hidrokarbon yang terbentuk dari kerogen di dalam *Rock-Eval* karena penguraian termal kerogen. Harga S2 ini dianggap sebagai indikator penting tentang kemampuan kerogen memproduksi hidrokarbon pada saat ini. S3 adalah jumlah kandungan oksigen di dalam kerogen. Harga indeks hidrogen dan indeks oksigen merupakan indikator di dalam penentuan tipe kerogen batuan induk. Indeks hidrogen diperoleh dengan membagi harga S2 dengan kandungan TOC, sedangkan indeks oksigen merupakan hasil pembagian dari S3 dengan kandungan TOC. Di dalam diagram van Krevelen yang telah dimodifikasi indeks hidrogen akan menggantikan rasio H/C dan indeks oksigen menggantikan rasio atom O/C. Interpretasi indeks hidrogen untuk kekurangmatangan dapat dilihat pada Tabel 5.

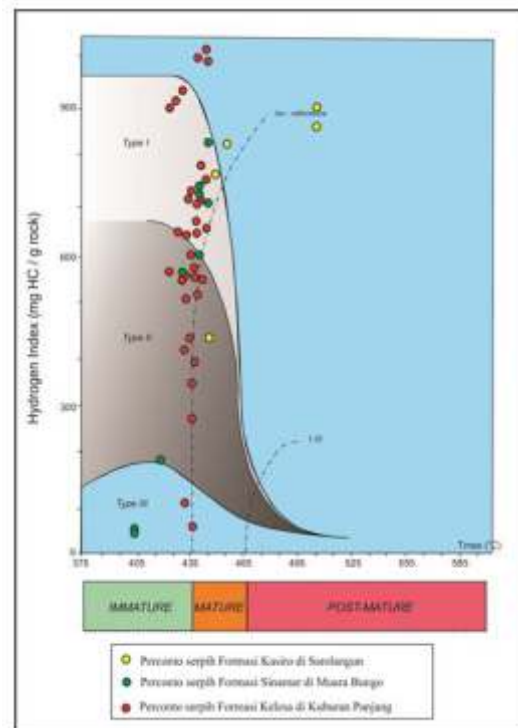
Menurut Waples (1985), indeks hidrogen < 150 miligram hidrokarbon/gram TOC mengindikasikan ketidakhadiran sejumlah lemak yang menghasilkan minyak dan termasuk kerogen tipe III dan IV yang hanya akan menghasilkan gas dalam jumlah sedikit. HI di atas 150 menunjukkan kenaikan jumlah material kaya akan lemak, yang berasal dari daratan (kutinit, resinit, eksinit) atau dari material alga laut. HI antara 150 dan 300 mengandung lebih banyak kerogen tipe III daripada tipe II, sehingga mempunyai kemampuan sedang untuk menghasilkan minyak. Kerogen dengan HI > 300 pada umumnya tersusun atas maseral tipe II yang mempunyai kecenderungan besar untuk menghasilkan hidrokarbon cair, sedangkan nilai HI > 600 merupakan kerogen yang terdiri dari tipe I dan II yang mempunyai kemampuan sangat baik menghasilkan hidrokarbon cair.

Berdasarkan hasil analisis TOC dan *Rock Eval Pyrolysis* (REP) dapat dijelaskan bahwa serpih Formasi Kasiro mempunyai nilai TOC berkisar dari 3,69% sampai 14,76%, Tmaks dari 444°C sampai 507°C, Potential Yield (PY) antara 17,24 sampai 138,50, Indeks Hidrogen (HI) antara 461 dan 906 mg HC/gr batuan. Tipe material organik dari serpih Formasi Kasiro termasuk ke dalam tipe kerogen I, dan II.

Hermiyanto dan Panggabean (2013) menjelaskan bahwa serpih Formasi Sinamar mempunyai nilai TOC berkisar dari 0,6% sampai 10,84%, Tmaks dari 4020C sampai 439°C, Potential Yield (PY) antara 0,49 sampai 80,36, Indeks Hidrogen (HI) antara 66 dan 819 mg HC/gr batuan. Tipe material organik dari serpih Formasi Sinamar termasuk ke dalam tipe kerogen I, II, dan III (Gambar 9).

**Tabel 5.** Potensi kerogen kurang matang berdasarkan indeks hidrogen (Waples, 1985)

Indeks Hidrogen (mg HC/g TOC)	Produk Utama	Jumlah Relatif	Tipe kerogen
< 150	Gas	Sedikit	III dan IV
150 – 300	Minyak dan Gas	Sedikit	III
300 – 450	Minyak	Sedang	II
450 – 600	Minyak	Banyak	I dan II
> 600	Minyak	Sangat banyak	I



**Gambar 9.** Diagram Tmaks terhadap Hidrogen Indek (HI) yang menunjukkan tipe kerogen dari serpih Formasi Kasiro, Sinamar dan Kelesa di daerah penelitian.

Hermiyanto dkk. (2015) menjelaskan bahwa serpih Formasi Kelesa mempunyai nilai TOC berkisar dari 1,18% sampai 7,17%,  $T_{maks}$  dari 431°C sampai 441°C, *Potential Yield* (PY) antara 1,28 sampai 51,94, Indeks Hidrogen (HI) antara 65 dan 1522 mg HC/gr batuan. Tipe material organik dari serpih Formasi Kelesa termasuk ke dalam tipe kerogen I, II, dan III (Gambar 9).

### Kematangan

Kematangan material organik di dalam batuan sedimen dapat diperoleh dari analisis kerogen dan biomarker (fraksi bitumen). Perkiraan kematangan dari analisis kerogen dilakukan dengan beberapa metode, antara lain reflektansi vitrinit, warna spora atau indeks alterasi termal (*TAI/Thermal Alteration Index*) dan temperatur pirolisis ( $T_{maks}$ ), sedangkan perkiraan kematangan dengan analisis biomarker dapat diperoleh dengan menggunakan data dari alkana normal, sterana, dan triterpana yang diperoleh dari hasil analisis gas kromatografi dan GC-MS. Penelitian ini menggunakan temperatur pirolisis ( $T_{maks}$ ) dalam menentukan tingkat kematangan serpih.

Gambar 10, 11, dan 12 memperlihatkan kematangan serpih Formasi Kasiro mempunyai nilai  $T_{maks}$  berkisar antara 444°C sampai 507°C, Formasi Sinamar mempunyai nilai  $T_{maks}$  402°C sampai 439°C dan serpih Formasi Kelesa mempunyai nilai  $T_{maks}$  dari 431°C sampai 441°C. Berdasarkan nilai tersebut maka dapat dijelaskan serpih Formasi Kasiro menunjukkan kematangan yang sudah awal matang, serpih Formasi Sinamar belum matang sampai awal matang. Sementara itu serpih Formasi Kelesa mempunyai

tingkat kematangan belum matang sampai awal matang. Serpih Formasi Kasiro mempunyai tingkat kematangan yang lebih matang dari serpih Formasi Kelesa dan Sinamar.

### Potensi Hidrokarbon

Berdasarkan hasil analisis REP dan hasil *plot* antara total *Generation Potensial* (PY) dengan Total Organik Carbon (TOC) (Gambar 13), menunjukkan bahwa serpih Formasi Kasiro mempunyai kecenderungan termasuk ke dalam zona gas (*gas prone*) dengan kategori bagus sampai sempurna. Serpih Formasi Sinamar cenderung termasuk ke dalam zona gas (*gas prone*) yang masuk kategori jelek dan sempurna. Sementara itu serpih Formasi Kelesa cenderung masuk dalam zona gas (*gas prone*) dan minyak (*oil prone*) yang termasuk ke dalam kategori jelek sampai sempurna. Ketiga serpih tersebut mempunyai kecenderungan menghasilkan minyak dan gas, tetapi serpih Formasi Kasiro dan Sinamar cenderung akan memproduksi gas daripada minyak.

### Lingkungan Pengendapan

Menurut Hermiyanto dan Panggabean (2013) lingkungan pengendapan dari serpih Formasi Sinamar yaitu lakustrin. Hermiyanto dkk., 2015 mengemukakan bahwa serpih Formasi Kelesa di daerah Kuburan Panjang merupakan hasil pengendapan dari lingkungan lakustrin. Sementara itu Formasi Kasiro, yang secara keseluruhan tersusun atas serpih, batulempung dan batulanau dengan sisipan batupasir tufan, setempat konglomeratan, dan lignit yang terendapkan dalam kondisi rezim energi lemah lingkungan fluvial-lakustrin (Suwarna dan Suharsono, 1984; Suwarna, 2004 a).



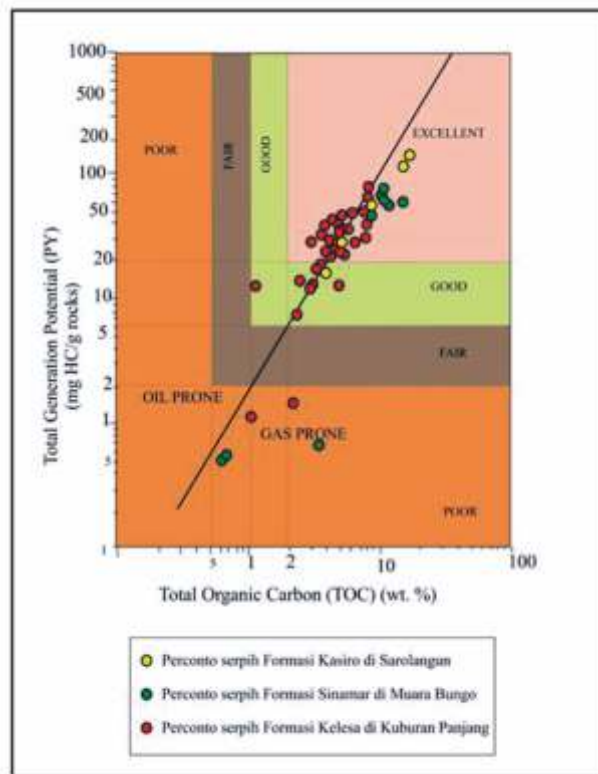
**Gambar 10.** Histogram yang menunjukkan tingkat kematangan serpih Formasi Kasiro.



**Gambar 11.** Histogram yang menunjukkan tingkat kematangan serpih Formasi Sinamar.



**Gambar 12.** Histogram yang menunjukkan tingkat kematangan serpih Formasi Kelesa.



**Gambar 13.** Diagram TOC terhadap *Pyrolysis Yields* (PY) yang menunjukkan potensi hidrokarbon di daerah penelitian.

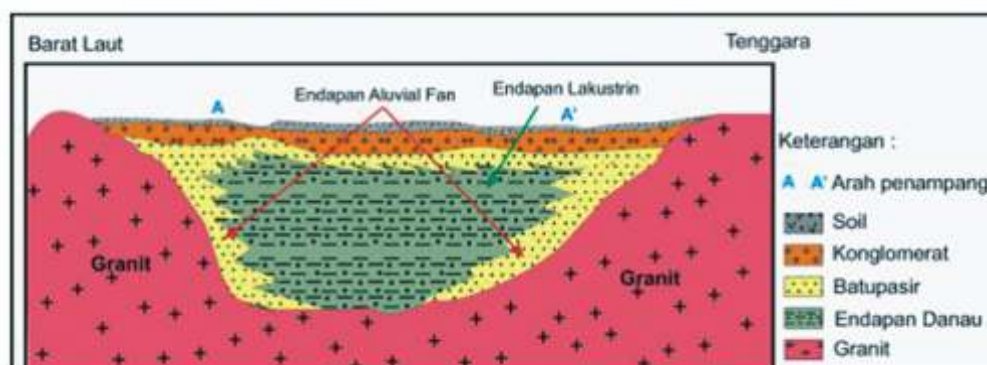
Model lingkungan pengendapan dari serpih dari ketiga formasi tersebut dapat digambarkan pada gambar 14. Gambar 14 memperlihatkan serpih diendapkan pada lingkungan lakustrin yang merupakan lingkungan air tawar. Pada pinggir cekungan atau model lakustrin terlihat adanya perselingan antara batuan berbutir kasar dengan serpih atau berbutir halus. Perselingan tersebut di jumpai di lapangan sebagai perselingan batupasir dengan serpih dan batupasir dengan batuan sedimen halus lainnya.

### Perbedaan Karakter Serpih

Serpih di Cekungan Sumatera Selatan (Formasi Sinamar dan Kasiro) mempunyai karakter kurang begitu menyerpih, kandungan pasirnya lebih banyak, komposisi maseral lebih bervariasi daripada serpih di Cekungan Sumatera Tengah (Formasi Kelesa) yang menunjukkan karakter serpih yang lebih menyerpih. Serpih Formasi Sinamar memperlihatkan bahan organik utamanya terdiri dari kelompok maseral vitrinit 9,4 – 17,0% dan liptinit sebanyak 9,0 – 20,6%, sementara inertinit hanya terdiri dari inertodetrinit sebesar 0,4%. Maseral vitrinit terdiri atas sub-maseral telokolinit sebanyak 0,4 – 0,6%, desmokolinit 0,4%, dan vitrodetrinit 8,4 – 16,6%, sedangkan liptinit tersusun atas sub-maseral resinat 2,0 – 5,6%, alginat 3,4 – 18,0%. Material mineral terdiri dari lempung 58,4 – 77,0%, karbonat sebanyak 2,6 – 4,0% pirit sebanyak 0,6 – 5,0%. Sementara itu serpih dari Formasi Kelesa menunjukkan komposisi maseral vitrinit berkisar antara 0,20 – 5,0 % terdiri atas sub-maseral detrovitrinit 0,2 – 5%, liptinit 0,60 – 4,70% yang tersusun atas sub-maseral resinat 0,2 -3%,

bituminit 1,3-3,4%, Sporinit 0,4-0,8%,cutinit 0,6-1,4%, dan alginat 0,6-1,8% , pirit 0,20 – 16,00%, karbonat 0,20 -24,2 % dan mineral lempung merupakan komponen yang paling dominan yaitu berkisar antara 71,60 - 98,00%.

Berdasarkan data tersebut terlihat adanya perbedaan yang cukup signifikan terutama dari kandungan maseral vitrinit dan liptinit yang berbeda. Kandungan maseral vitrinit dan liptinit di Formasi Sinamar jauh lebih besar daripada kandungan maseral pada serpih Formasi Kelesa. Kandungan mineral lainnya cenderung menunjukkan kondisi yang sebaliknya yaitu kandungan mineral pirit, karbonat dan mineral lempung dari serpih Formasi kelesa lebih besar dari kandungan pada serpih Formasi Sinamar. Dari perbedaan kedua hal tersebut dapat disimpulkan bahwa serpih dari Cekungan Sumatera Selatan (Formasi Sinamar dan Kasiro) lebih menunjukkan tingkat kelimpahan material organik yang lebih besar dari serpih dari Cekungan Sumatera Tengah (Formasi Kelesa). Kondisi tersebut dipengaruhi perkembangan material organiknya yang lebih berkembang sehingga dimungkinkan terakumulasinya bahan organik yang lebih banyak. Perkembangan material organik dipengaruhi oleh kondisi cekungan yang konsisten kondisi muka airnya. Kondisi muka air yang tinggi cenderung terjadi suatu sistem reduksi/anoksik yang menghasilkan material organik yang melimpah, sebaliknya muka air rendah menunjukkan sistem oksidasi atau oksigen tinggi yang menghasilkan material organik yang sedikit. Sementara itu kandungan mineral lainnya cenderung turun atau sedikit yang dikarenakan tidak adanya suplai mineral lempung atau karbonat dari tempat lain.



sumber: modifikasi dari Hermiyanto dan Panggabean, (2013).

**Gambar 14.** Lingkungan pengendapan serpih di daerah Sumatera bagian tengah

Menurut Einsele (1992), mengemukakan perbedaan produksi material organik pada cekungan dengan kondisi oksik dan anoksik. Pada kondisi oksik mempunyai kecenderungan akan menghasilkan batuan sedimen dengan kandungan organik karbon lebih rendah yaitu 0,5 – 1% dibandingkan dengan kondisi anoksik yang berkisar antara 2-10 %. Perbedaan kelimpahan komposisi pada serpih tersebut dipengaruhi oleh lingkungan pengendapan dan suplai material organik dari berbagai sumber. Kondisi tersebut menunjukkan adanya perbedaan sistem pengendapan material organik pada serpih di dua cekungan tersebut, yaitu di Cekungan Sumatera Tengah kondisinya lebih oksik daripada di Cekungan Sumatera Selatan.

## DISKUSI

Serpih Formasi Kasiro termasuk ke dalam tipe kerogen I dan II yang mempunyai kecenderungan agak berbeda dengan serpih dari Formasi Sinamar dan Kelesa. Serpih dari Formasi Sinamar tersusun oleh material organik yang paling lengkap yaitu vitrinit, liptinit dan inertinit. Dari ketiganya vitrinit mendominasi, kemudian liptinit dan inertinit. Tipe kerogen dari serpih Formasi Sinamar dan Kelesa termasuk ke dalam tipe I, II dan III. Kehadiran vitrinit dan inertinit pada serpih Formasi Sinamar mendukung serpih tersebut termasuk ke dalam tipe kerogen III, sementara itu serpih Formasi Kelesa dipengaruhi oleh kehadiran maseral dari vitrinit saja. Komposisi maseral pada serpih sangat dipengaruhi oleh lingkungan pengendapannya. Komposisi vitrinit dan inertinit dalam serpih Formasi Sinamar yang jauh lebih besar dari kedua serpih yang lain mencirikan bahwa material penyusun serpih Formasi Sinamar lebih cenderung dari darat.

Nilai TOC dari Serpih dari Formasi Kelesa di dominasi kandungannya oleh maseral liptinit dan vitrinit. Kehadiran liptinit dan vitrinit sangat mempengaruhi jenis tipe kerogen serpih, liptinit sangat berperan dalam pembentukan tipe kerogen II, sedangkan vitrinit berpengaruh pada tipe kerogen III. Tipe kerogen I sangat dipengaruhi oleh kandungan alginat pada serpih tersebut.

Menurut 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 lingkungan pengendapan laut dengan kondisi yang reduksi. Sementara itu kerogen tipe III mempunyai terbentuk dari campuran material organik berupa kayu, selulosa dari tumbuhan-tumbuhan darat.

Serpih dari tiga formasi tersebut merupakan serpih yang pernah diendapkan pada lingkungan lakustrin dengan kondisi anoksik sementara itu. Serpih Formasi Sinamar dan Kelesa pada saat pengendapannya sempat mengalami lingkungan yang oksik yang dicirikan oleh suplai material organik dari darat lebih dominan yaitu dengan kehadiran vitrinit. Perbedaan komposisi maseral serpih Formasi Kasiro, Sinamar dan Kelesa akan mengakibatkan perbedaan tipe kerogen ketiganya. Perbedaan komposisi maseral dipengaruhi oleh kondisi lingkungan pengendapan, asal material organiknya dan iklim pada saat serpih diendapkan.

Serpih Formasi Kasiro mempunyai kecenderungan menghasilkan minyak dan sedikit gas atau lebih dominan minyak daripada gas. Sementara itu serpih Formasi Sinamar dan Formasi Kelesa cenderung bisa menghasilkan minyak dan gas hampir seimbang. Hal ini terlihat dari tipe kerogen masing-masing serpih tersebut. Kematangan serpih dari ketiga serpih tersebut cenderung menunjukkan kematangan belum matang sampai awal matang. Berdasarkan hal tersebut maka serpih dari Formasi Kasiro cenderung masuk ke dalam tipe kerogen I dan II yang bisa berpotensi sebagai batuan induk (*source rock*) minyak dan gas. Sementara itu serpih Formasi Sinamar dan Kelesa cenderung masuk ke dalam tipe kerogen I, II dan III yang bisa berfungsi sebagai batuan induk minyak, serpih minyak ataupun sebagai gas serpih. Kematangan menjadi kunci lebih jauh lagi apakah serpih tersebut sudah atau belum dalam memproduksi minyak dan gas.

Tabel 6 menunjukkan rangkuman dari beberapa fakta yang ada yang dapat dijelaskan bahwa serpih dari Formasi Kasiro lebih cenderung berpotensi sebagai batuan induk minyak dari pada batuan induk untuk gas. Serpih Formasi Sinamar dan Kelesa cenderung belum matang sehingga akan sangat berpotensi sebagai serpih minyak (*oil shale*) daripada gas serpih (*shale gas*), tetapi bisa menjadi batuan induk untuk minyak dan gas apabila tercapai tingkat kematangannya.

**Tabel 6.** Ringkasan karakteristik geokimia dan potensi serpilh di daerah Sumatera bagian tengah.

No.	Formasi	Litologi	Komposisi maseral	TOC	Tipe kerogen	Kematangannya		Potensi Hidrokarbon	
						T <sub>max</sub>	Ro		
1.	Kasiro	serpilh		baik sekali	I, II	awal matang	belum matang	Gas peone	- Batuan induk (Source rock) - Gas serpilh (Shale gas)
2.	Sinamar	serpilh	Vit > Eks	baik sekali	I, II, III	belum - awal matang	belum matang	Gas peone	- Batuan induk (Source rock) - Serpilh minyak (Oil shale) - Gas serpilh (Shale gas)
3.	Kelesa	serpilh	Eks > Vit	baik sekali	I, II, III	belum - awal matang	belum matang	Oil dan gas peone	- Batuan induk (Source rock) - Serpilh minyak (Oil shale) - Gas serpilh (Shale gas)

## KESIMPULAN

Karakteristik komposisi maseral pada serpilh dari Cekungan Sumatera Tengah (Formasi Kelesa) mempunyai perbedaan dengan serpilh dari Cekungan Sumatera Selatan (Formasi Sinamar), yang dipengaruhi oleh sistem pengendapan yang oksidasi-anoksik. Secara umum serpilh Formasi Kasiro, Sinamar dan Kelesa mempunyai kecenderungan berpotensi sebagai penghasil minyak dan gas dengan karakteristik yang berbeda-beda sesuai dengan tipe kerogen dan kematangannya, serta komposisi material organiknya. Kehadiran maseral vitrinit, eksinit, inertinit mempunyai dampak yang sangat besar terhadap penentuan serpilh terhadap potensi serpilh itu. Berdasarkan karakteristik tersebut dapat disimpulkan bahwa serpilh Formasi Kasiro sangat berpeluang berpotensi sebagai batuan induk (*source rock*) minyak daripada gas. Sementara itu serpilh dari

Formasi Sinamar dan Kelesa mempunyai kecenderungan berpotensi sebagai serpilh minyak (*oil shale*) daripada sebagai gas serpilh (*shale gas*) dan sebagai batuan induk (*source rock*).

## UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada Kepala Pusat Survei Geologi, Dewan Redaksi, rekan-rekan tim lapangan sehingga tulisan dan data dapat diolah menjadi suatu tulisan ilmiah.

## KONTRIBUTOR TULISAN

Moh Heri Hermiyanto merupakan contributor utama dalam tulisan ini karena sebagai penyuplai data dan interpretasi, sementara Riecca dan Ollybinar sebagai contributor anggota dalam membantu penulisan karya tulis ini.

## ACUAN

- Clarke, M.C.G., 1982. Notes on a Geological Traverse from Padang to Medan, Sumatra. Unpublished Report, NSFP Rep. Ser. Vol. 4, No. 4/83, Directorate of Mineral Resources, Bandung, Indonesia, 11/10/83.
- Claudia, 2012. *Shale Gas News*. Shell China E&P (iagi-net@iagi.or.id)
- Einsele, G., 1992. *Sedimentary Basin; Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, New York.
- Hermiyanto, M.H dan Panggabean, H., 2013. Depositional Environment of Fine-Grained Sedimentary Rocks of the Sinamar Formation, Muara Bungo, Jambi. *Indonesian Journal of Geology*, 8: 25-38.
- Hermiyanto, M.H., Panggabean, H., Hendarmawan dan Ildrem Syafri, 2015. Dinamika Kehadiran Material Organik pada Lapisan Serpilh Formasi Kelesa di Daerah Kuburan Panjang, Cekungan Sumatera Tengah, Riau. *Jurnal Geologi dan Sumaberdaya Mineral*, 16(4): 171-181.

- 
- Hutton, A., 2006. *Oil Shale Workshop, School Earth and Environmental Science*. University of Wollongong.
- 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*, 6: 196-207.
- Rahmalia, D., 2012. Shale Gas Potential in Indonesia "More to The East". *Proceedings Indonesian Petroleum Association Thirty-Sixth Annual Convention & Exhibition*, May 2012.
- Rosidi, H.M.D., Tjokrosaputro, s., Pendowo, b., Gafoer, s., dan Suharsono., 1996. *Peta Geologi Lembar Painan dan bagian Timurlaut Lembar Muarasiberut, Sumatra, skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Setiadi, I., dan Widijono, B.S., 2010. Delineasi Cekungan Sedimen Sumatra Selatan Berdasarkan Analisis Data Gayaberat, *Jurnal Sumber Daya Geologi*, 20(2). (dalam proses percetakan).
- Silitonga, P.H dan Kastowo, 1995. *Peta Geologi Lembar Solok skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Sosrowidjojo, Imam B., 2009. Evaluating and Developing Coalbed Methane Resources, Bahan Kursus (tidak dipublikasikan).
- Sosrowidjojo, Imam B., 2011. Teknik Identifikasi Shale Gas: Prospek Shale Gas di Cekungan Sumatra Utara. disampaikan dalam Workshop Kapasitas Sumberdaya Manusia dalam Penguasaan Teknologi Shale Gas, Badan Litbang ESDM, PPTMGB LEMIGAS, Jakarta 22 Nopember 2011.
- Susanto, E., Suwarna, N. dan Hermiyanto, H., 2004. *Penelitian Fosil Fuel dan Paleontolog, Kajian Oil Shale, di Sumatera Bagian Tengah*. Laporan Internal, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Suwarna, N. dan Suharsono, 1984. *Laporan Geologi Lembar Bangko (Sarolangun), Sumatra*. Open-file Report, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Suwarna, N., Budhitrisna, T., Santosa, S., dan Andi Mangga, S., 1994. *Geological Map of the Rengat Quadrangle, Sumatera, Scale 1 : 250.000*. Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Suwarna, N., Suharsono, Gafoer, S., Amin, T.C., Kusnama, and Hermanto, B., 1992. *Geology of the Sarolangun Quadrangle, Sumatera, Scale 1:250.000*. Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Suwarna, N., 2004. Relation of Organik Facies to Palaeoenvironmental Deposition; Case Study in the "Papanbetupang-Kasiro Coal Measures", South Sumatera. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, 14(2).
- US Energy Information, 2006 Skema yang Memperlihatkan Perbedaan Gas Konvensional dan Non-Konvensional (brosur).
- Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Brown and Ruth Laboratories, Inc. Denver, Colorado.
- Zhang, D.W., Li, Y.X., Zhang, J.C., Qiao, D.W., Jiang, W.L., Zhang, J.F., 2012. *National Survey and Assesment of Shale Gas Resources Potential in China*. Geologic Publishing House in Chinese, Beijing.
-