



Geokimia Organik dan Kandungan Minyak pada Serpilh Silat di Daerah Nanga Silat, Kabupaten Kapuas Hulu, Provinsi Kalimantan Barat

Organic Geochemistry and Oil Content in the Silat Shale at Nanga Silat Area, Kapuas Hulu Regency, West Kalimantan Province

Robet Lumban Tobing¹, Moh.Heri Hermiyanto Z², Riecca Oktavitanian², Ollybinar Rizkika²

¹Pusat Sumber Daya Geologi, Jalan Soekarno-Hatta No.444 Bandung

²Pusat Survei Geologi, Jalan Diponegoro No.57 Bandung

email: trebortobing@gmail.com

Naskah diterima : 17 Mei 2021, Revisi terakhir : 26 Juli 2021 Disetujui : 27 Juli 2021, Online : 27 Juli 2021

DOI: <http://dx.doi.org/10.33332/jgsm.geologi.22.2.115-122p>

Abstrak-Serpilh minyak merupakan salah satu sumber energi alternatif pengganti minyak bumi konvensional. Serpilh minyak tersebar di Indonesia di banyak tempat, salah satunya Formasi Serpilh Silat, berumur Eosen Atas. Penelitian geokimia organik dan kandungan minyak yang dilakukan pada Serpilh Silat di daerah Nanga Silat, Kapuas Hulu bertujuan untuk mengetahui kelimpahan, tipe, kematangan termal, kuantitas minyak, asal mula dan lingkungan pengendapan material organik yang terkandung di dalam conto batuan. Metode yang dipakai adalah menganalisis, mengkompilasi, dan mengestimasi data hasil ujis TOC (*total organic carbon*), retort, pirolisis, ekstraksi dan GC (*gas chromatography*). Plot silang antara TOC terhadap PY, HI terhadap OI, dan Tmax terhadap HI dan hasil uji retort memperlihatkan bahwa material organik memiliki potensi yang baik hingga sangat baik untuk menghasilkan hidrokarbon, merupakan kerogen tipe II (*oil prone*) dan tipe III (*gas prone*), berada pada tahap awal matang, dan jumlah rata-rata kandungan minyak yang dihasilkan sebesar 4,55 liter/ton batuan. Dari hasil analisis kromatografi diperoleh bentuk konfigurasi alkana normal dua puncak (bimodal), yaitu C17 dan C27, C17 dan C28, serta C17 dan C23, serta plot silang antara pristana/nC17 dan fitana/nC18 mengindikasikan adanya kontribusi material organik asal tumbuhan tinggi/darat dan alga lakustrin/laut pada kondisi oksidasi dan reduksi.

Katakunci: kematangan, material organik, serpilh minyak.

Abstract-Oil shale is one of alternative energy to substitute the conventional oil. Oil shales are scattered in Indonesia many places, Silat Shale is one of it s with having an Upper Eocene age. The study of organic geochemistry and oil content were performed on the Silat Shale in Nanga Silat, Kapuas Hulu with to determine the abundance, type, thermal maturity, oil quantity, origin and depositional environment of organic material contained in rock samples. The method used is to analyze, compile, and estimate the results of the total organic carbon, retorts, pyrolysis, extraction and gas chromatography. Cross plot between PY vs. TOC, HI vs. OI, and Tmax vs. HI and the result of retort analysis showed that the organic material has good potential to very good to produce hydrocarbons, that has type II (oil prone) and type III (gas prone) kerogen at early mature stage. The average number of produced oil content is 4.55 liters/ton of rock. The chromatographic analysis shows that the normal alkanes configuration forms has two peaks, C17 and C27, C17 and C28, C17 and C23, as well as the cross plot between pristane/nC17 vs. phytane/nC18 which indicates that the organic material in the area derived from a mixture of higher plants and algae in the oxidized and reduced conditions.

Keywords: maturity, organic material, oil shales.

PENDAHULUAN

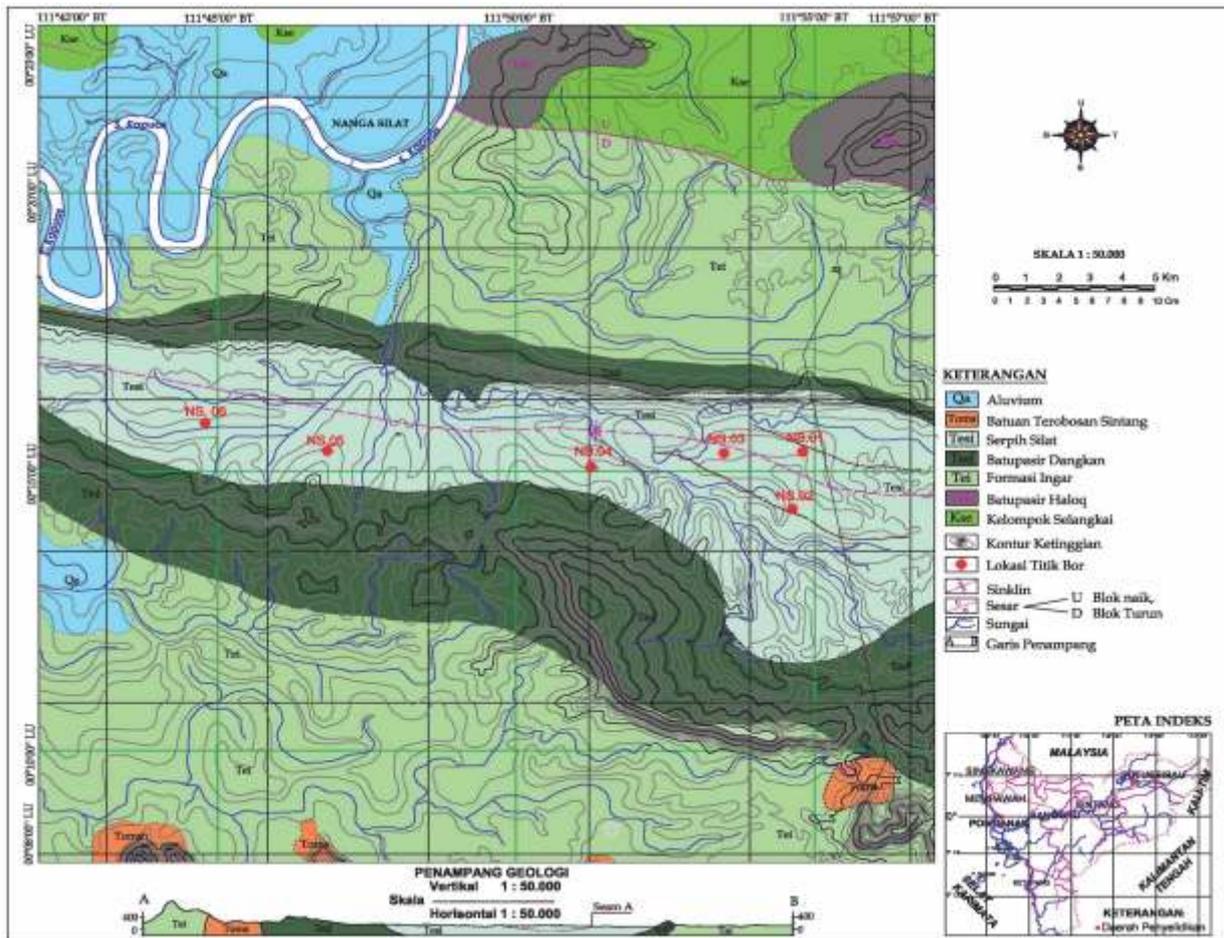
Serpih minyak merupakan salah satu sumber energi alternatif pengganti minyak dan gas bumi konvensional. Serpih minyak adalah batuan sedimen berbutir halus yang mengandung material organik yang akan menghasilkan minyak ketika dilakukan *retorting* pada temperatur 550°C (Yen dan Chilingarian, 1976). Nilai ekonomis serpih minyak berkisar 25 hingga 40 liter minyak/ton batuan (Dyni, 2006).

Serpih minyak tersebar di banyak tempat di Indonesia, salah satunya adalah di daerah Nanga Silat dan sekitarnya, Provinsi Kalimantan Barat. Di lokasi penelitian, endapan serpih minyak ditemukan pada Serpih Silat. Menurut Heryanto dkk. (1993), formasi ini diperkirakan berumur Eosen Atas.

Formasi batuan yang mengandung endapan serpih pada umumnya terendapkan dalam suatu lingkungan arus air yang relatif tenang. Kandungan material organik serpih umumnya berasal dari alga dan sisa-sisa tumbuhan.

Maksud tulisan ini adalah untuk mengetahui geokimia organik dan kandungan minyak di dalam serpih minyak pada Serpih Silat yang meliputi kekayaan, tipe, kematangan termal, kuantitas minyak, asal mula dan lingkungan pengendapan material organik yang terkandung di dalam contoh batuan.

Secara administratif, lokasi penelitian berada di wilayah Kabupaten Kapuas Hulu, Provinsi Kalimantan Barat. Secara geografis, daerah penelitian berada pada koordinat 111°42' hingga 111°57' Bujur Timur dan 0°08' hingga 0°23' Lintang Utara (Gambar 1).



sumber: Modifikasi dari Heryanto dkk.(1993).

Gambar 1. Peta geologi dan lokasi titik pengeboran singkapan (*outcrop drilling*) serpih minyak pada Formasi Serpih Silat di daerah penelitian.

METODOLOGI PENELITIAN

Metode penelitian yang dilakukan adalah menganalisis, mengkompilasi, dan mengestimasi data hasil uji TOC (*total organic carbon*), *retort*, pirolisis, ekstraksi dan GC (*gas chromatography*) contoh batuan. Uji TOC bertujuan untuk mengetahui kelimpahan material organik, uji pirolisis, ekstraksi, dan GC bertujuan untuk mengetahui tipe kerogen, kelimpahan, kematangan dan potensi material organik dalam menghasilkan hidrokarbon. Analisis retort merupakan suatu metode estimasi kuantitas minyak yang dapat dihasilkan dari contoh batuan melalui proses pemanasan hingga mencapai temperatur 550°C.

GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

Morfologi di daerah penelitian dibedakan menjadi dua satuan morfologi, yaitu satuan perbukitan bergelombang dan perbukitan terjal. Satuan perbukitan bergelombang didominasi oleh batuan Formasi Ingar, Selangkai dan Serpih Silat, sedangkan satuan perbukitan terjal didominasi oleh batuan Batupasir Dangkan dan Terobosan Sintang yang menempati bagian tengah daerah penelitian dan menyebar berarah barat hingga timur. Pola aliran sungai yang berkembang adalah pola dendritik dan parallel.

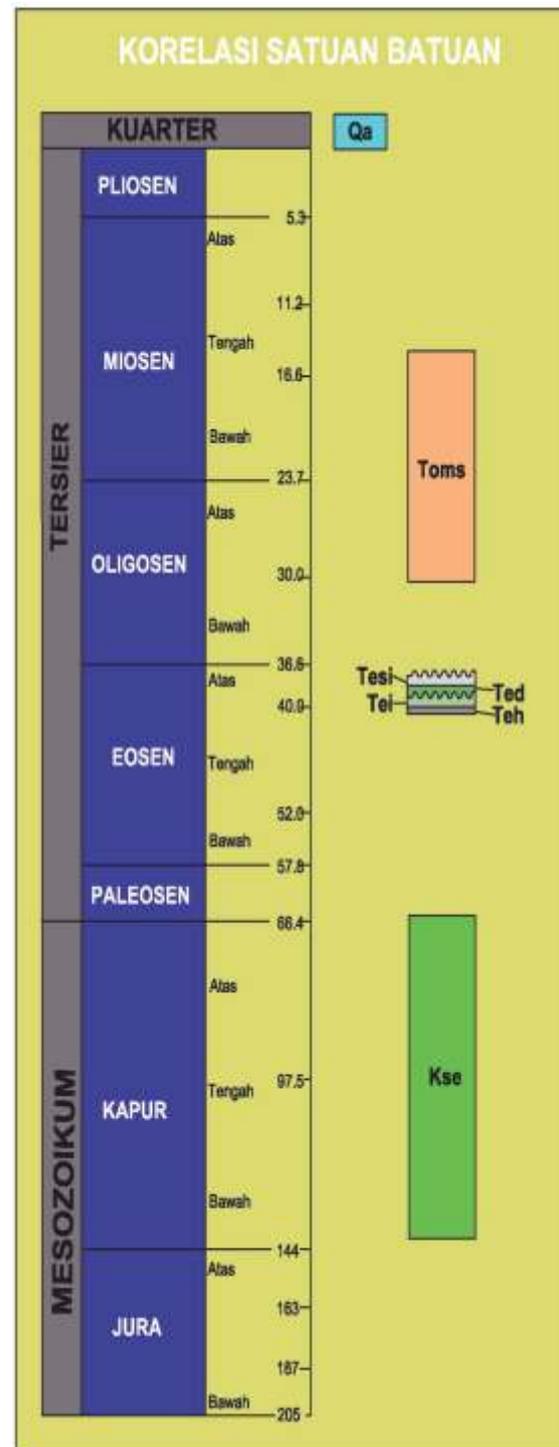
Menurut Heryanto dkk. (1993), stratigrafi di daerah penelitian tersusun oleh batuan berumur Mesozoikum dan Kenozoikum (Gambar 2). Urut-urutan batuan dari yang tertua hingga batuan termuda, yaitu Kelompok Selangkai (Kse), Batupasir Haloq (The), Formasi Ingar (Tei), Batupasir Dangkan (Ted), Serpih Silat (Tesi), Batuan Terobosan Sintang (Toms) dan Aluvium (Qa).

Struktur geologi yang berkembang adalah struktur sinklin asimetri dengan sumbu lipatan berarah barat hingga timur. Sayap lipatan di bagian utara relatif curam dibandingkan dengan sayap lipatan di bagian selatan.

DATA

Data yang digunakan dalam tulisan ini adalah data yang diperoleh dari hasil pemetaan geologi dan pengeboran singkapan (*outcrop drilling*) endapan bitumen padat pada Serpih Silat di daerah Nanga Silat dan sekitarnya. Pekerjaan dilakukan oleh tim pemetaan geologi dan pengeboran, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung. Menurut UU No.4 tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara, serpih minyak dikenal dengan nama bitumen padat.

Sebanyak 43 contoh batuan yang berasal dari pengeboran singkapan dilakukan analisis retorting dan TOC (*total organic carbon*), dan enam contoh batuan dilakukan analisis pirolisis, ekstraksi dan analisis GC (*gas chromatography*), yaitu notasi NS-01-01, NS02-08, NS-02-10, NS-03-05, NS-03-11 dan NS-03-16. Data hasil analisis ditampilkan pada Tabel 1.



Sumber: modifikasi dari Heryanto dkk., (1993)

Gambar 2. Kolom stratigrafi daerah penelitian.

Tabel 1. Data hasil uji TOC, retort, pirolisis, ekstraksi, dan gas chromatography di daerah penelitian.

No	Kode Contoh	Kedalaman (m)	Retort (L/ton)	TOC (%)	S1 (mg/gr)	S2 (mg/gr)	S3 (mg/gr)	PY	S2/S3	PI	PC	Timaks (°C)	HI	OI	EOM (ppm)	Sat (% berat)	Aro (% berat)	NSO (ppm)	HC (ppm)	Extract (mg/g TOC)	HC (mg/g TOC)	Sat (mg/g TOC)	PhPh	Phn-C17	Phn-C18	CPI
1	NS-01-01	2.0-3.0	6	2.12	1.25	0.15	0.1	7.4	47.31	0.17	0.61	437	291	8	3110	33.27	11.51	55.22	1393	147	66	49	2.07	0.69	0.36	1.11
2	NS-01-02	5.0-7.0	6	1.93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	NS-01-03	7.0-10.0	6	1.95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	NS-01-04	10.0-14.0	1	1.44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	NS-01-05	14.0-18.0	0.0	1.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	NS-01-06	18.0-18.0	40	1.39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	NS-01-07	18.0-20.0	0.0	1.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	NS-01-08	20.0-22.0	0.0	1.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	NS-01-09	22.0-24.0	0.2	0.95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	NS-02-01	3.0-6.0	1	1.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	NS-02-02	6.0-9.0	0.0	0.06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	NS-02-03	9.0-13.0	6	1.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	NS-02-04	23.5-25.0	0.2	0.87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	NS-02-05	25.0-28.0	0.0	1.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	NS-02-06	28.0-31.0	0	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	NS-02-07	31.0-34.0	5	1.76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	NS-02-08	34.0-37.0	10	3.23	1.53	12.9	0.4	14.47	31.96	0.11	1.2	443	401	13	5107	42.91	15.53	41.56	2984	118	69	51	2.4	1.79	0.91	1.07
18	NS-02-09	37.0-40.0	12	3.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	NS-02-10	40.0-43.0	12	3.49	0.76	13.2	0.3	13.94	39.94	0.05	1.16	444	378	9	5133	50.54	13.1	36.36	3267	104	66	52	2.27	1.24	0.65	1.07
20	NS-02-11	43.0-46.0	14	3.17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	NS-02-12	46.0-49.0	14	2.91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	NS-02-13	49.0-51.2	10	1.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	NS-03-01	3.0-6.0	0.2	1.23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	NS-03-02	6.0-10.0	0.0	1.23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	NS-03-03	10.0-12.0	0.0	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	NS-03-04	12.0-14.0	6	1.35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	NS-03-05	14.0-18.0	6	2.54	0.91	5.56	0.2	6.46	29.21	0.14	0.54	439	219	7	3343	41.02	13.26	45.72	1814	132	72	54	2.64	0.49	0.18	1.1
28	NS-03-06	16.0-19.0	6	1.49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	NS-03-07	19.0-23.0	4	1.47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	NS-03-08	23.0-26.0	0.2	1.14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	NS-03-09	26.0-29.0	0.0	1.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	NS-03-10	29.0-32.0	0.0	0.99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	NS-03-11	32.0-35.0	6	2.61	1.08	5.73	0.4	6.79	16.37	0.19	0.56	437	220	13	3401	40.12	15.68	44.2	1896	131	73	52	2.48	0.3	0.13	1.17
34	NS-03-12	36.0-38.0	0.0	1.95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	NS-03-13	38.0-41.0	4	1.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	NS-03-14	41.0-43.0	4	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	NS-03-15	43.0-47.0	2	1.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	NS-03-16	47.0-50	0.0	2.25	1.18	5.06	0.4	6.26	13.73	0.19	0.52	435	226	15	2949	45.24	14.34	40.42	1757	131	76	59	2.57	0.34	0.14	1.13
39	NS-04-01	5.0-7.0	0.0	0.17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	NS-04-02	9.0-11.0	2	0.15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	NS-05-01	6.0-9.0	0.0	0.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	NS-05-02	12.0-15.0	0.0	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	NS-06-01	5.0-8.0	0.0	0.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Keterangan:

HI : Hydrogen Index	Timaks : Maximum Temperatur S2	Extract : (extract (ppm) /10xTOC
S1 : Volatil Hydrocarbon	OI : Oxygen Index	HC (mg/g) : HC (ppm) /10 x TOC
S2 : Hydrocarbon Generating Potential	TOC : Total organic carbon	Sat (mg/g) : %sat x extract (mg/g TOC)
S3 : Organic Carbon Dioxide	EOM : Gram bitumen (gram sample x 10 ⁶) (ppm)	CPI : Carbon preference index
PY : Potential Yield	Sat : Saturated fraction	CP11 = (C25+C27+C29+HC27+HC29)/C25+C27+C29; Bay & Gove, 1961
PI : Production Index	Aro : Aromatic fraction	CP12 = (C23+C25+C27+C29)/C23+C25; Neal et al., 1983
PC : Pyrolysable Carbon	NSO : Non polar fraction	HC (ppm) : (%sat + % aro) x Extract ppm

HASIL ANALISIS

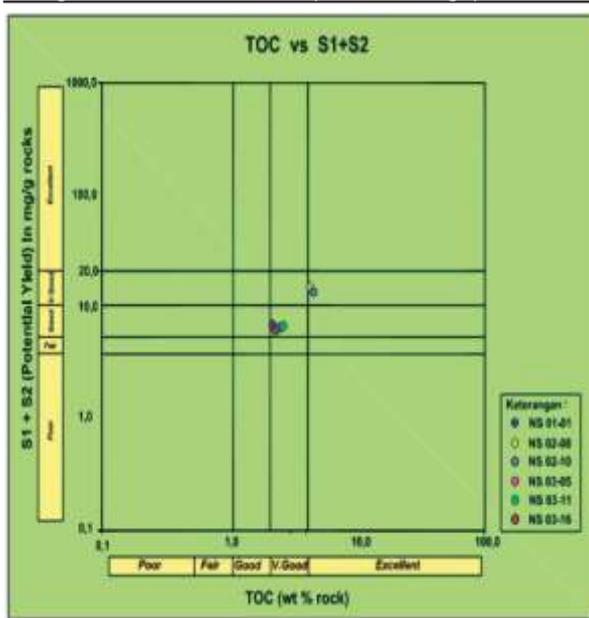
Secara geokimia organik, karakter serpih minyak meliputi kekayaan, tipe, kematangan termal, serta asal mula dan lingkungan pengendapan material organik.

Pengujian TOC dari suatu contoh batuan bertujuan untuk mengetahui kelimpahan material organik pada contoh batuan. Uji TOC yang dilakukan terhadap 43 contoh batuan menunjukkan bahwa contoh batuan mengandung karbon organik berkisar 0,04% hingga 3,49%.

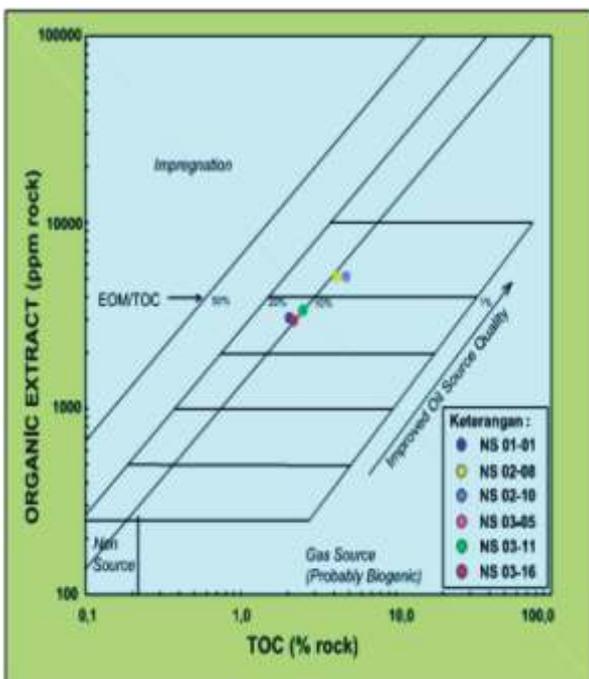
Penggunaan parameter TOC dan PY berupa plot silang pada diagram TOC terhadap PY (Gambar 3) memperlihatkan bahwa potensi contoh batuan untuk menghasilkan hidrokarbon termasuk dalam kriteria baik hingga sangat baik (*good to very good*).

Plot silang antara ekstraksi contoh batuan dan kandungan karbon organik pada diagram ekstraksi terhadap TOC mengindikasikan bahwa contoh batuan NS-02-08 dan NS-02-10 memiliki kualitas yang paling baik untuk menghasilkan minyak (Gambar 4).

Berdasarkan analisis pirolisis diperoleh nilai HI sebesar 219 hingga 401 mgHC/gr TOC. Nilai HI berkisar 200 hingga 300 mgHC/g TOC merupakan campuran antara kerogen tipe II dan tipe III. Nilai HI berkisar 300 hingga 600 mgHC/g TOC merupakan kerogen tipe II. Menurut Waples (1985), kerogen tipe II merupakan material organik yang berasal dari polen, spora, lapisan lilin tanaman, resin tanaman, lemak tanaman dan alga laut, sedangkan kerogen tipe III berasal dari material tumbuhan tinggi. Di beberapa daerah lain di Kalimantan Selatan, pada Formasi Tanjung berumur Eosen mengandung alga yang bisa tumbuh di kondisi akuatik maupun subakuatik (Sutjipto, 2020).



Gambar 3. Korelasi antara TOC dan PY.



Gambar 4. Plot silang antara TOC terhadap total ekstraksi contoh batuan.

Plot silang antara HI terhadap OI pada diagram Van Krevelen (dalam Hunt, 1996; Gambar 5), memperlihatkan bahwa material organik contoh batuan merupakan kerogen tipe II dan tipe III. Menurut Waples (1985) kerogen tipe II memiliki kecenderungan menghasilkan minyak, sedangkan kerogen tipe III memiliki kecenderungan

menghasilkan gas. Kuantitas minyak yang dapat dihasilkan oleh material organik akan ditentukan berdasarkan nilai HI. Semakin tinggi nilai HI, maka akan semakin besar jumlah minyak yang akan dihasilkan.

Nilai T_{maks} contoh batuan berkisar 435 hingga 444°C menunjukkan bahwa material organik contoh batuan berada pada kategori awal matang. Plot silang antara T_{maks} dan HI pada diagram T_{maks} terhadap HI juga mengindikasikan contoh batuan berada pada tahap awal matang (Gambar 6).

Dari data hasil analisis kromatografi gas (Tabel 1) diperoleh nilai *Carbon Preference Index* (CPI) berkisar 1,00 hingga 1,16. Parameter ini mengindikasikan material organik contoh batuan berada pada tahap awal matang (Philp, 1985).

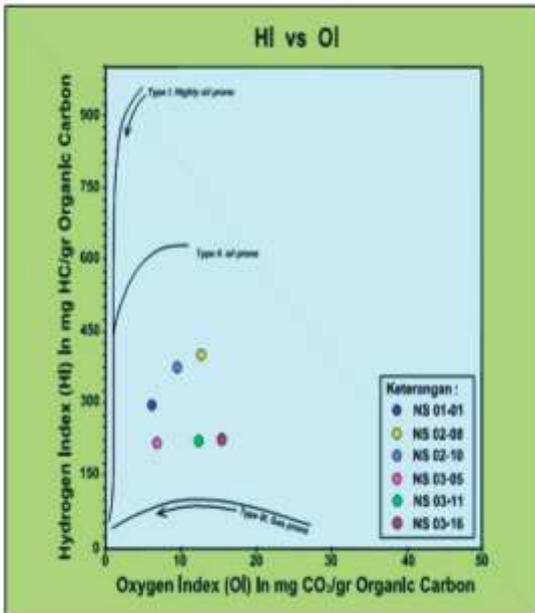
Dari hasil analisis retort yang dilakukan pada 43 contoh batuan (Tabel 1), menghasilkan minyak berkisar 0 hingga 40 liter/ton batuan, atau dengan rata-rata kuantitas minyak yang dihasilkan dari 43 contoh batuan adalah sebesar 4,55 liter/ton batuan.

Plot silang antara pristana/nC17 dan pristana/fitana pada diagram pristana/nC17 terhadap pristana/fitana (Gambar 7), menunjukkan bahwa material organik batuan berasal dari alga/bakteri dengan kondisi anoksik hingga suboksik (lakustrin atau laut).

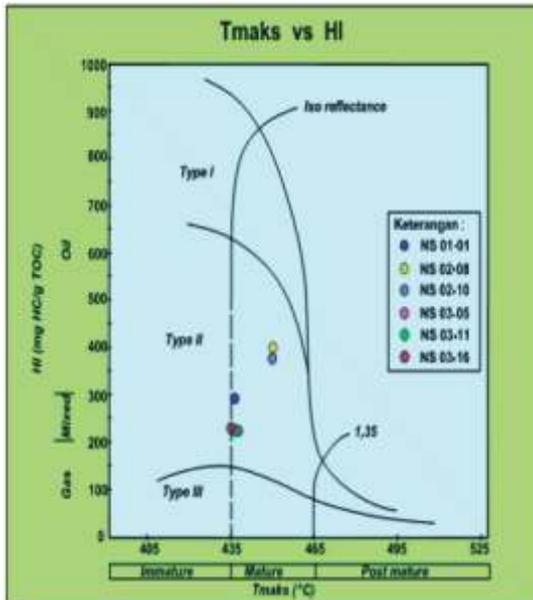
Berdasarkan plot silang antara pristana/nC17 dan fitana/nC18 pada diagram pristana/nC17 terhadap fitana/nC18 (Gambar 8), mengindikasikan bahwa material organik berasal dari campuran material organik tumbuhan tinggi dan alga lakustrin/ laut dengan kondisi oksidasi dan reduksi.

Berdasarkan data hasil analisis kromatografi gas dari enam contoh batuan (Gambar 9) diperoleh bentuk distribusi alkana normal yang mengindikasikan asal material organiknya. Keenam contoh batuan mempunyai bentuk konfigurasi alkana normal dengan dua puncak (bimodal), yaitu C17 dan C27 (NS 01-01 dan NS 02-08), C17 dan C28 (NS 02-10), serta C17 dan C23 (NS 03-05, NS 03-11, dan NS 03-16) mengindikasikan adanya kontribusi material organik asal alga dan tumbuhan tinggi/darat.

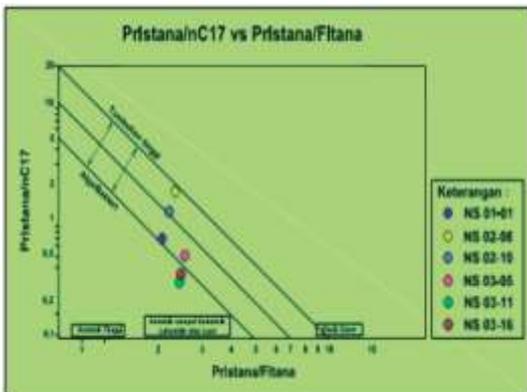
Konfigurasi alkana normal dua puncak (bimodal) seperti ini biasanya terdapat pada sedimen danau atau delta. Rasio pristana/fitana conto batuan sebesar 2,07 hingga 2,64 mengindikasikan bahwa contoh batuan terendapkan pada lingkungan oksik (Tissot dan Welte, 1984).



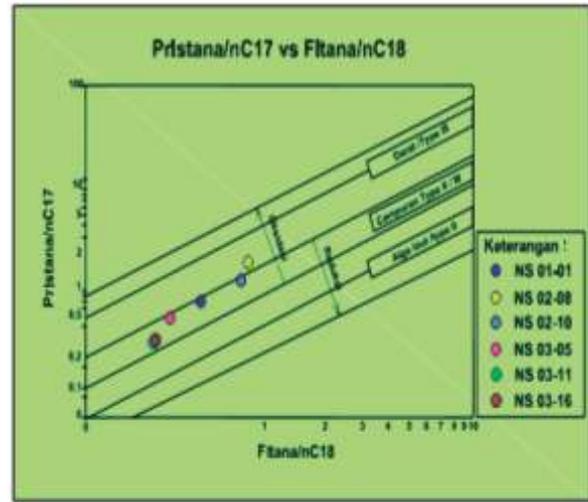
Gambar 5. Plot silang antara HI terhadap OI.



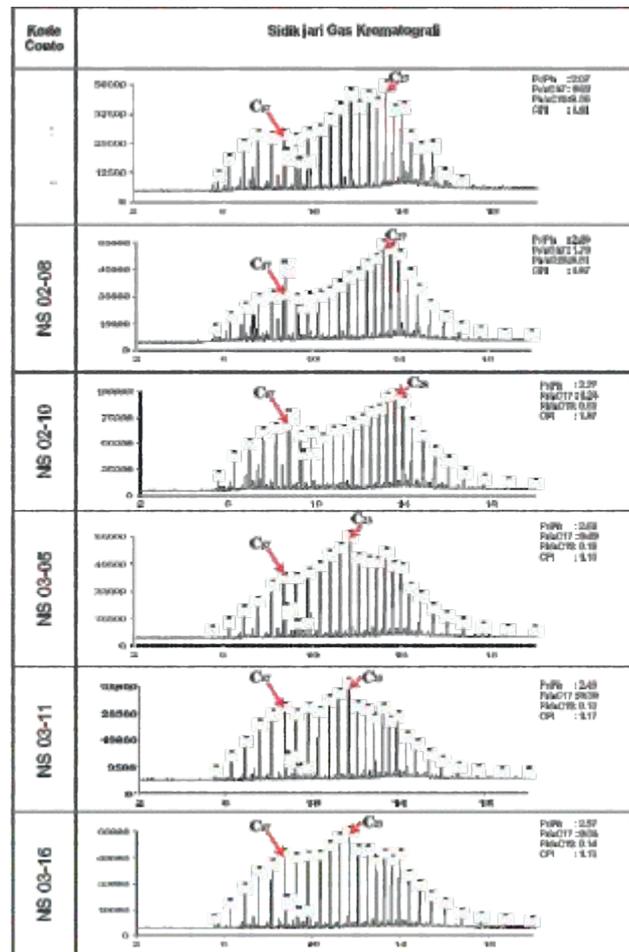
Gambar 6. Plot silang antara Tmaks terhadap HI.



Gambar 7. Plot silang antara pristana/nC17 terhadap pristana/fitana.



Gambar 8. Plot silang antara pristana/nC17 terhadap fitana/nC18.



Gambar 9. Sidikjari kromatografi gas contoh batuan di daerah penelitian.

PEMBAHASAN

Serpil Silat diendapkan dalam Cekungan Melawi (Williams dan Heryanto, 1986 dalam Harahap dkk., 2003) pada lingkungan lakustrin dan delta (Margono dkk., 1995). Formasi ini tersusun oleh batulumpur, karbonan, serpih, serpih sabakan, sedikit batulanau warna tua, batupasir berbutir halus sampai menengah, kalsilutit, setempat lapisan tipis batubara, bahan tumbuhan. Lapisan serpih di lokasi ini relatif tebal. Menurut Santy dan Panggabean (2013) menyatakan bahwa Serpil Silat mempunyai potensi yang sangat bagus sebagai migas non-konvensional (*oil shale* dan *shale gas*). Serpil dari Cekungan Sumatera Tengah berumur Eosen ada kemiripan dengan Serpil Silat di sini telah dibahas oleh Zajuli dkk. (2020).

Secara megaskopis, contoh batuan serpil hasil pengeboran di daerah penelitian berwarna abu-abu gelap, keras, getas, menyerpil, dan berstruktur laminasi. Semakin ke arah barat batuan serpil semakin jarang ditemukan dan digantikan dengan batulempung dan batupasir berukuran sedang hingga kasar. Dari data di atas diperkirakan endapan serpil di lokasi penelitian terendapkan di bagian tengah cekungan.

Ketebalan lapisan dan kenampakan struktur laminasi pada lapisan serpil mencirikan suatu proses sedimentasi yang terjadi secara terus menerus dan terjadi pada lingkungan pengendapan dengan arus relatif tenang (Tissot dan Welte, 1984).

Berdasarkan data hasil analisis TOC (Tabel 1) diketahui bahwa kelimpahan karbon organik contoh serpil di daerah penelitian adalah berkisar 0,04% hingga 3,49%. Menurut Waples (1985), batuan yang memiliki kandungan karbon organik >2,0% kemungkinan berpotensi baik hingga sangat baik sebagai batuan induk, sedangkan batuan dengan nilai 1,0% hingga 2,0% kemungkinan cukup berpotensi, nilai 0,5% hingga 1,0% kemungkinan sedikit berpotensi, dan batuan yang memiliki kandungan karbon organik <0,5% kemampuan sebagai batuan induk dapat diabaikan/miskin karena memiliki kecenderungan menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang sangat kecil dan kemungkinan tidak terjadi ekspulsif.

Data analisis ekstraksi material organik (EOM) yang dilakukan pada contoh batuan, menunjukkan nilai berkisar 2.949 ppm hingga 5.133 ppm. Kandungan ekstraksi terbesar terdapat pada contoh NS-02-10. Nilai ekstraksi material organik sebesar 2.000 hingga

4.000 ppm berpotensi menghasilkan hidrokarbon dengan kategori sangat baik dan nilai ekstraksi >4.000 ppm dikategorikan istimewa.

Berdasarkan analisis pirolisis diperoleh nilai HI sebesar 219 hingga 401 mgHc/gr TOC. Menurut Peters dan Cassa (1994), nilai HI berkisar 50 hingga 200 mg HC/g TOC merupakan kerogen tipe III yang memiliki kecenderungan menghasilkan gas, sedangkan nilai HI berkisar 200 hingga 300 mg HC/g TOC merupakan campuran kerogen tipe II/III yang memiliki kecenderungan menghasilkan gas dan sedikit minyak.

Material organik pada contoh batuan berada pada tahap awal matang yaitu pada 435°C hingga 444°C. Menurut Peters dan Cassa (1994), tahap awal matang suatu batuan berada pada 435°C hingga 445°C, puncak matang berada pada 445°C hingga 450°C, dan akhir matang berada pada 450 °C hingga 470°C. Nilai rasio S1 dan S2 yang diekspresikan sebagai produksi indeks (PI) berkisar 0,05 hingga 0,19 merupakan ambang batas suatu batuan sumber yang telah matang secara termal dan telah terjadi pembentukan hidrokarbon bebas hasil degradasi termal dari kerogen.

Hasil analisis retort yang dilakukan pada 43 contoh batuan, terdapat 28 contoh batuan yang menghasilkan minyak. Hal ini mengindikasikan bahwa 15 contoh batuan yang tidak menghasilkan minyak tersebut kemungkinan memiliki kecenderungan menghasilkan gas. Nilai rata-rata kandungan minyak yang dihasilkan adalah sebesar 4,55 liter/ton batuan.

KESIMPULAN

Berdasarkan analisis geokimia organik, contoh batuan serpil minyak Serpil Silat di daerah penelitian dan sekitarnya memiliki kandungan material organik berkisar 0,04% hingga 3,49%. Material organik pada contoh batuan berasal dari alga dan tumbuhan tinggi yang terendapkan di bagian tengah cekungan dan memiliki kecenderungan menghasilkan minyak dan gas. Tingkat kematangan material organik dikategorikan awal matang.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis menyampaikan terimakasih kepada Ir. Asep Suryana dan Soleh Basuki Rahmat, ST., yang telah memberikan dukungan dan masukan-masukan dalam pembuatan tulisan ini sehingga tulisan ini dapat diselesaikan.

ACUAN

- Dyni, J.R., 2006. Geology and Resources of Some World Oil-shale Deposits. Scientific investigation report 2005-5294, USGS, Reston, Virginia.
- Harahap, B.H., Syaiful, B., Baharuddin, Suwarna, N., Panggabean, H., and Simanjuntak, T.O., 2003. *Stratigraphic Lexicon of Indonesia*. Special Publication No. 29, Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Heryanto, R., Harahap, B.H., Sanyoto, P., Williams, P.R., dan Pieters, P.E., 1993. *Peta Geologi Lembar Sintang, Kalimantan, Skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd edition*. W.H. Freeman and Company, New York.
- Santy, L.D. and Panggabean, H., 2013. The Potential of Ketungau and Silat Shales in Ketungau and Melawi Basins, West Kalimantan: For Oil Shale and Shale Gas Exploration. *Indonesian Journal of Geology*, 8(1): 39-53
- Margono, U., Sujitno, T., dan Santosa, T., 1995. *Peta Geologi Lembar Tumbangharam, Kalimantan, Skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Peters, K.E. and Cassa, M.R., 1994. *Applied Source Rock Geochemistry: The Petroleum System from Source Rock to Trap*. Am. Assoc. Petrol. Geol. Memoirs 60.
- Philp, R.P., 1985. *Biological Markers in Fossil Fuel Production*, In: Beaumont, E.A. and Foster, N.H. (eds). *Geochemistry*, 337-390.
- Sutjipto, R.H., 2020. Karakteristik dan Lingkungan Pengendapan Batubara Formasi Tanjung di Daerah Batulicin, Kalimantan Selatan. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 21(3): 157-164.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer Verlag, Berlin.
- Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation, Boston.
- Yen, T.F. and Chilingarian, G.V., 1976. *Oil Shale*. Elsevier, Amsterdam.
- Zajuli, M.H.H., Octavitania, R., dan Rizkika, O., 2020. Geokimia Organik Serpih Hidrokarbon Berumur Eosen di Daerah Sumatera Bagian Tengah. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 21(1): 45-60.
-