



Karakteristik Geokimia Organik dan Indeks Kegetasan Serpih Berumur Eosen-Oligosen di Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan *Organic Geochemistry And Brittleness Index Characteristics of Eocene-Oligocene Shale in Jambi Sub-Basin, South Sumatra Basin*

Heri Hermiyanto Z¹, Indra Nurdiana ¹ dan Taufik Ramli²

¹Pusat Survei Geologi, Jl.Diponegoro no.57

²Badan Riset dan Inovasi Nasional (BRIN)

email: herisayazajuli@gmail.com

Naskah diterima: 30 Agustus 2022, Revisi terakhir: 04 November 2022, Disetujui: 04 November 2022, Online: 05 Desember 2022

DOI: <http://dx.doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v24.1.11-22>

Abstrak-Daerah penyelidikan terletak di Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Secara administrasi termasuk Kabupaten Tebo dan Sarolangun. Studi ini difokuskan pada karakteristik geokimia organik dan indeks kegetasan (BI) dari serpih Formasi yang berumur Eosen-Oligosen. Metodologi yang digunakan adalah hasil analisis laboratorium TOC, XRD dan petrofisika dari data log dan seismik. Berdasarkan data tersebut maka serpih yang terdapat di daerah penyelidikan mempunyai kecenderungan berpotensi sebagai sumberdaya migas nonkonvensional dengan kategori bagus. Dari hasil perhitungan volume *sweetspot* serpih ini diketahui volume SS_01 adalah 1.17×10^{12} ft² dengan luas area 8.9×10^8 ft² dan volume SS_02 adalah 5.01×10^{11} ft² dengan luas area 4.21×10^8 ft².

Kata kunci : Geokimia Organik, TOC, Indeks Kegetasan, Cekungan Sumatera Selatan, Eosen-Oligosen.

Abstract-The study area is located in the Jambi Sub Basin, South Sumatra Basin. Administratively, it belongs to Regency of Tebo and Sarolangun This study focused on the characteristics of organic geochemistry and brittleness index (BI) of the Eocene-Oligocene Shale Formation. The methodology used is the result of laboratory analysis of TOC, XRD and petrophysics from log and seismic data. Based on these data, the shale in the study area has a tendency to be potential as a non-conventional oil and gas resource with a good category. From the calculation of the sweetspot shale volume, it is known that the volume of SS_01 is 1.17×10^{12} ft² with an area of 8.9×10^8 ft² and the volume of SS_02 is 5.01×10^{11} ft² with an area of 4.21×10^8 ft².

Keywords : Organic Geochemistry, TOC, Brittleness Index (BI), South Sumatra Basin, Eocene-Oligocene.

PENDAHULUAN

Penurunan produksi minyak saat ini yang terus diikuti oleh penurunan gas bumi di masa akan datang, menjadi titik tolak bagi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) dalam meningkatkan eksplorasi di sektor hulu migas dengan pencarian cadangan-cadangan minyak dan gas bumi baru di seluruh wilayah Indonesia.

Berdasarkan data dari Satuan Kerja Khusus Migas (SKK Migas) per tanggal 17 November 2016, terdapat 52 Wilayah Kerja (WK), dan tiga WK masih dalam proses terminasi. Dari 52 WK hanya enam WK yang termasuk ke dalam WK Migas Non Konvensional (MNK). Dari enam WK tersebut hanya dua WK yang merealisasikan komitmen pastinya, yaitu dari Pertamina Hulu Energi (PHE) dan *Prosypac Oil Gas* (POG). Kondisi penurunan harga minyak dunia saat ini, berakibat pada kemampuan finansial perusahaan migas yang menurun. Karakteristik serpih berkaitan erat dengan sumberdaya serpih sebagai sumber migas nonkonvensional.

Dengan adanya studi karakteristik serpih di Sub Cekungan Jambi diharapkan lebih membuka wawasan serta menambah data yang lebih banyak. Kedua hal tersebut menggairahkan para investor dapat menanamkan modalnya di bidang migas non konvensional, yang pada akhirnya mengarah kepada pembangunan negara Indonesia demi menyongsong masa depan yang lebih baik.

Maksud dan Tujuan

Kegiatan penyelidikan ini bermaksud untuk untuk mengetahui potensi serpih (*shale*) dari batuan sedimen berumur Tersier Awal di Sub Cekungan Jambi dan sekitarnya.

Tujuannya adalah untuk mengetahui secara rinci karakteristik batuan yang berpotensi sebagai batuan induk, model bawah permukaan dan potensinya (*resource/reserve*) serta memberikan tambahan data dan pemikiran kepada PT Pertamina dalam mengembangkan serpih (*shale*) di daerah Jambi.

Adapun sasaran yang akan dicapai dari kegiatan penyelidikan ini adalah sebagai berikut:

- a. Mengetahui karakteristik dari serpih, baik karakteristik geokimia maupun fisiknya, seperti: kandungan geokimia organik, mineralogi, porositas, permeabilitas, dan brittleness.

- b. Menentukan ketebalan dan penyebaran dari lapisan serpih.
- c. Merekonstruksi pemodelan geologi dan memperkirakan sumberdaya shale hidrokarbon, serta menentukan area prospek untuk pengembangan shale hidrokarbon.

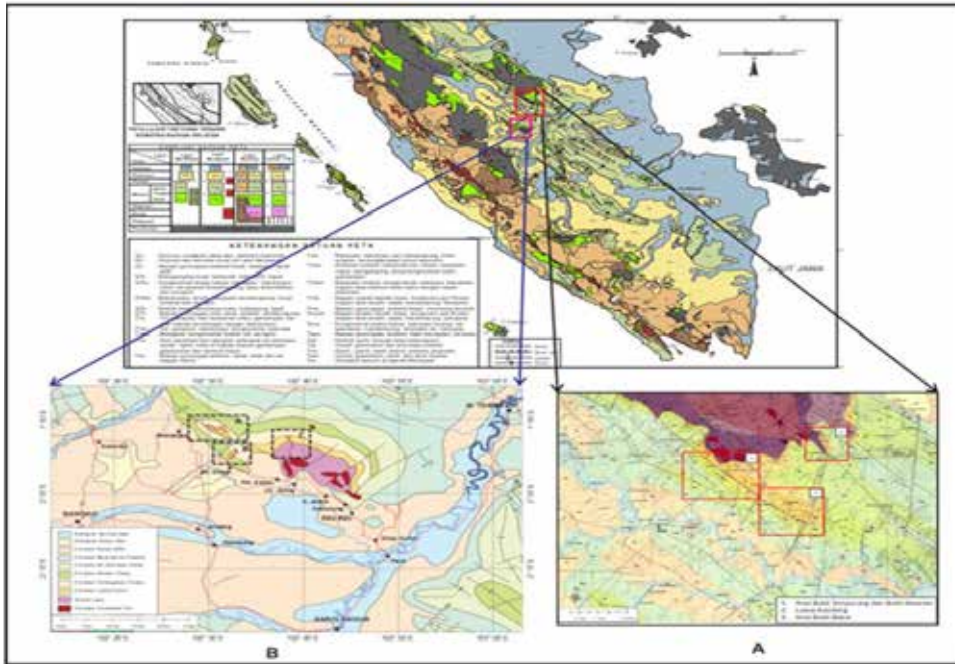
Karakteristik serpih mempunyai peran penting terhadap sumberdaya migas baik konvensional maupun non konvensional. Sumber daya energi non-konvensional adalah sumber daya energi yang mempunyai persyaratan sebagai berikut :

- a. sumber energi fosil tak terbarukan di luar minyak dan gas bumi konvensional
- b. memerlukan penerapan teknologi khusus untuk memproduksinya
- c. merupakan energi alternatif di masa depan antara lain: *CBM (coal bed methane)*, serpih minyak (*oil shale*), minyak serpih (*shale oil*), serpih gas (*gas shale*) dan gas serpih (*shale gas*).

Cekungan Sumatra Selatan merupakan salah satu cekungan besar di Indonesia sebagai penghasil minyak dan gas secara konvensional. Menurut Ginger dan Fielding (2005) akumulasi produksi minyak berjumlah 2,3 BBO (*Billion Barel Oil*) dari total 3,1 BBO cadangan terbukti dan akumulasi. Produksi gas berjumlah 6 TCF (*Trilliuns Cubic Feet*) dari 22 TCF cadangan terbukti.

Lokasi penyelidikan serpih (*shale*) telah dilakukan di Sub Cekungan Jambi, yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan. Secara administrasi, lokasi penyelidikan ini termasuk Provinsi Jambi yaitu di Kabupaten Tebo dan Sarolangun, yaitu daerah Bukit Bakar, Pegunungan Tigapuluh, Bukit Suban, Makekal, dan Pematang Kabau/Lubuk Jering serta daerah Air Hitam (Gambar 1).

Di daerah penyelidikan terdapat sepuluh satuan atau formasi, tetapi penyelidikan ini hanya difokuskan pada tiga formasi saja yaitu Formasi Lahat, Formasi Talangakar, dan Formasi Gumai. Stratigrafi ini mengacu pada Peta Geologi Lembar Muarobungo (Simandjuntak dkk., 1991) (Gambar 1). Ryacudu (2005) menjelaskan terdapat tiga arah utama struktur geologi pada cekungan ini yaitu timurlaut-baratdaya, utara-selatan, dan baratlaut-tenggara. Berikut penjabaran tiga arah utama struktur geologi yang terdapat di Cekungan Sumatra Selatan menurut Ryacudu (2005).



Gambar 1. Peta lokasi pengamatan di daerah Pegunungan Tigapuluh (A), Kabupaten Sarolangun dan Taman Nasional Bukit Duabelas (TNBD) (B), Sarolangun dan sekitarnya.

STRATIGRAFI

Tatanan Stratigrafi

Secara stratigrafi, dari tua ke muda, satuan batuan Tersier yang terendapkan di daerah penelitian ini tersusun atas Formasi Kikim, Lahat, Talangakar, Gumai, Baturaja, Airbenakat, Muaraenim dan Kasai (Gambar 2).

Formasi Kikim

Batuan penyusun Formasi Kikim terdiri atas breksi gunungapi, tuf padu, tuf, lava, batupasir dan batulempung. Batuan diendapkan pada kala Eosen–Oligosen di lingkungan daratan fluvial dengan ketebalan beragam dan mencapai 250 m. Secara tak selaras di atasnya diendapkan Formasi Talangakar. Formasi Kikim mempunyai anggota, yaitu Anggota Cawang yang terdiri atas konglomerat kuarsa dan batupasir kuarsa (Gafoer dkk., 1993).

Formasi Lahat

Formasi Lahat yang berumur Eosen Awal sampai Oligosen terdiri atas breksi, aglomerat, batupasir, batulanau dan serpih; mempunyai ketebalan dari 200 sampai 700 m. Formasi ini dapat ditemukan di Sumur Tempino dengan kedalaman 3442 m. Lingkungan pengendapan dari formasi ini terestrial sampai lakustrin (Suwarna, 2001). Formasi ini mirip dengan satuan batuan di Pegunungan Gumai yang disebut

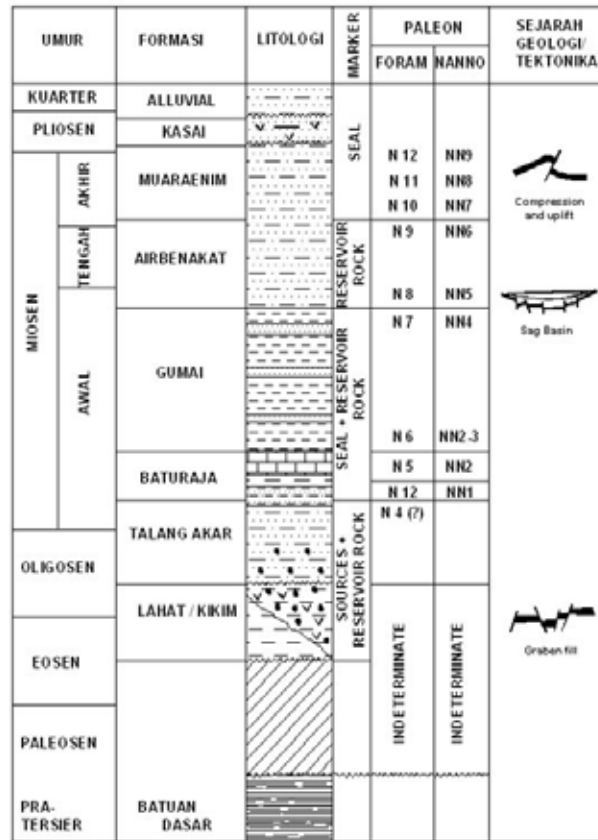
Formasi Kikim dan terdiri atas breksi ungu, dengan selingan dan sisipan batupasir, batulanau dan batupasir kuarsa-konglomeratan (Gafoer dkk., 1992).

Formasi Talangakar

Formasi Talangakar berumur Oligosen sampai awal Miosen. Bagian bawah terdiri atas perselingan antara konglomerat (75 sampai 300 cm) dan batupasir (20 sampai 60 cm), dengan sisipan batulumpur (50 sampai 150 cm) dan batubara (25 sampai 100 cm). Bagian bawah Formasi Talangakar dapat ditemukan di bagian barat dari Subcekungan Jambi (Pegunungan Tigapuluh). Bagian bawah formasi ini terendapkan pada lingkungan fluvial dengan asosiasi rawa. Sementara itu, bagian atas Formasi Talangakar terdiri atas perselingan batulumpur dengan batupasir glaukonitan, yang diendapkan pada lingkungan delta (Suwarna, dkk 2001).

Formasi Baturaja

Formasi Baturaja yang umumnya adalah fasies karbonat terdiri atas batugamping terumbu dan kalkarenit dengan sisipan serpih gampingan dan napal. Ketebalan formasi ini mencapai 300 m dan diendapkan di lingkungan laut dangkal hingga dekat terumbu. Umur formasi ini adalah Miosen Awal dan bagian atasnya menjemari dengan Formasi Gumai.



sumber: Modifikasi dari Tarazona et al.,(1999) dalam Hermiyanto et al., (2006)

Gambar 2. Kolom litostratigrafi umum Cekungan Sumatera Selatan

Formasi Gumai

Formasi Gumai berumur Miosen Tengah, terdiri atas serpih yang berselingan dengan batupasir halus, sisipan napal, napal tufan dan batugamping serta kaya akan kandungan fosil *Globigerina*. Ketebalan Formasi Gumai ini mencapai 300 m. Formasi Gumai diendapkan bersamaan dengan tercapainya genang laut maksimum pada Miosen Tengah. Setelah genang laut maksimum, menyusul fase susut laut dengan diendapkannya Formasi Airbenakat, Formasi Muaraenim dan Formasi Kasai (Ambismar, 1977).

Formasi Airbenakat

Formasi Airbenakat yang berumur Miosen Akhir terdiri atas perselingan batupasir dan batulempung, sisipan konglomerat gampingan, batulanau, napal dan batubara. Moluska dalam jumlah besar dan makin ke atas makin banyak sisa tumbuhan terkandung dalam satuan ini. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah neritik sampai litoral (Suwarna,dkk., 2001).

Formasi Muaraenim

Formasi Muaraenim berumur akhir Miosen

Akhir sampai awal Pliosen; tersusun atas perselingan batupasir, batulanau, batulempung dan lignit. Batupasir berwarna abu-abu kehijauan sampai coklat, sedang sampai keras, berbutir halus sampai sedang, gampingan atau glaukonitan. Batulanau coklat cerah, mengandung karbon. Batulempung hijau pucat, abu-abu cerah, lunak sampai keras, mengandung karbon dan pasir. Lignit coklat kehitaman sampai hitam, keras, mengandung jejak amber (Suwarna,dkk., 2001).

Formasi Kasai

Formasi Kasai terdiri atas perselingan batupasir tufan, tuf, batulempung tufan, batulempung, dan batupasir lempungan. Batupasir tufan berwarna putih sampai coklat kekuningan, berbutir halus sampai sedang, lunak–keras, komposisi utama felspar dan sejumlah kuarsa. Batulempung pejal, abu-abu cerah, lunak-keras, tufan. Batupasir lempungan, abu-abu cerah sampai coklat, tufan, struktur laminasi sejajar. Tuf putih, lunak-keras. Ketebalan formasi berkisar antara 500 sampai 1000 m. Formasi ini berumur Pliosen Akhir sampai Plistosen Awal (Suwarna, dkk., 2001).

METODOLOGI

Metodologi penyelidikan dalam studi tentang serpih (*shale*) di Sub Cekungan Jambi secara umum meliputi tahap persiapan, survei lapangan, laboratorium, dan pekerjaan studio. Dalam pengerjaannya memerlukan diagram alir sehingga penyelidikan ini dilakukan secara sistematis (Gambar 3).

Tahap Persiapan

Tahap persiapan dilakukan sebelum pekerjaan lapangan. Pada tahap persiapan, kegiatan yang dilakukan adalah mengumpulkan informasi mengenai daerah survei yang berasal dari berbagai sumber sebagai referensi dan untuk mengetahui lebih banyak mengenai geografis, aksesibilitas dan kesampaian, akomodasi dan kondisi geologi daerah yang akan disurvei. Persiapan yang dilakukan meliputi hal-hal sebagai berikut di bawah ini:

Pengumpulan Peta

Peta dasar yang dimaksud adalah peta Topografi, peta Rupabumi, peta Geologi dan peta untuk membuat rencana lintasan stratigrafi dan *camp* utama.

Studi Kepustakaan

Studi kepustakaan dilakukan untuk memperoleh gambaran umum keadaan geologi daerah survei se-

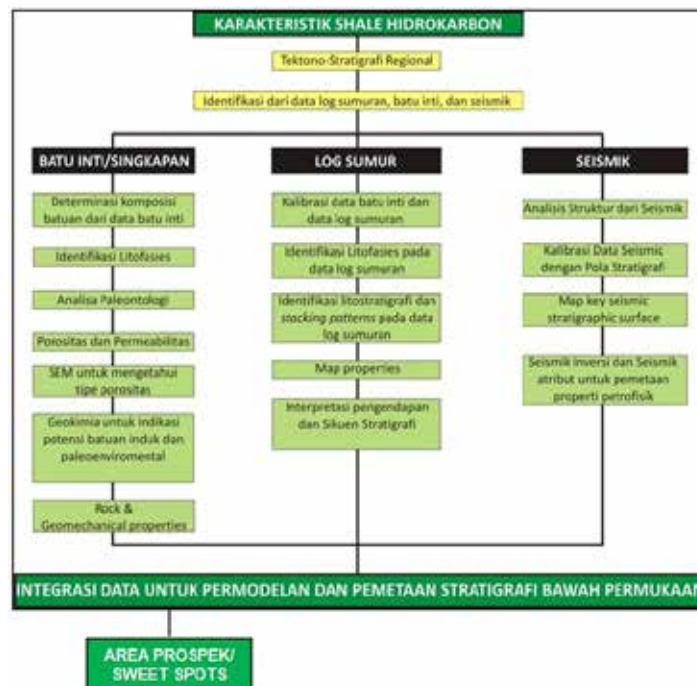
cara regional. Dari sejumlah literatur hasil survei para peneliti terdahulu, didapatkan data-data geologi regional yang berhubungan dengan daerah survei.

Survei Lapangan

Tahapan pertama dalam kegiatan lapangan adalah melakukan survei tinjau, merupakan survei pendahuluan yang bertujuan untuk mengecek lokasi-lokasi yang telah direncanakan untuk disurvei dan mencari lokasi pengganti apabila lokasi usulan awal tidak layak untuk dilakukan pengukuran dan penelitian rinci.

Beberapa hal yang dilakukan ketika survei lapangan adalah:

1. Pembuatan peta lintasan pengamatan.
2. Pembuatan kolom stratigrafi terukur untuk batuan pembawa *shale gas*.
3. Pengamatan singkapan secara setempat (*spot-site*).
4. Pengambilan sampel batuan secara sistematis untuk batuan pembawa *shale gas*.
5. Pengambilan sampel cairan atau gas (jika ada).
6. Pengambilan potret singkapan batuan dan struktur sedimen.



Gambar 3. Diagram alir kerja dalam studi rekomendasi wilayah kerja serpih (*shale*) di Subcekungan Jambi

Analisis Laboratorium

Dari hasil pengambilan contoh batuan di lapangan, percontonya batuan diseleksi batuan yang baik atau tidak. Terhadap contoh-contoh batuan terseleksi akan dilakukan beberapa analisis di laboratorium. Analisis laboratorium yang digunakan dalam penyelidikan tentang karakteristik geokimia organik dan indeks kegetasan ini adalah :

- Analisis *TOC* dan *Rock Eval Pyrolysis (REP)* untuk mengetahui geokimia organik dan potensi migas (untuk *BI*)
- Analisis *XRD* untuk mengetahui mineralogi serpih pada tiap-tiap formasi untuk *BI*.
- Analisis petrofisika data bawah permukaan berupa data log dan data seismik.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan hasil pengamatan di lapangan diketahui bahwa serpih dari Formasi Talangakar dan Lahat mempunyai karakteristik yang sangat bagus sebagai batuan induk penghasil hidrokarbon. Sebagai contoh adalah kenampakan litologi di Bukit Suban yang tersusun lebih dominan oleh litologi batuan sedimen halus berupa serpih dan batulanau. Batupasir dan batupasir konglomeratan merupakan batuan yang tersingkap sebagai sisipan ataupun batas-batas fasies. Blok Bukit Suban termasuk bagian dari Formasi Lahat yang berumur Eosen. Serpih karbonan umumnya berwarna abu-abu gelap, dengan kekerasan kurang keras, menyerpih dari *papery* (Gambar 4) sampai *flaggy*, mengandung banyak karbon dan fosil-fosil daun. Batupasir konglomeratan berwarna abu-abu. Ukuran butir pasir halus sampai kerikil.



Gambar 4. Singkapan serpih yang bersifat papery yang sangat bagus sebagai batuan induk (*source rock*) di daerah penelitian

HASIL ANALISIS TOC

Tabel 1, memperlihatkan hasil analisis TOC terhadap 40 percontonya batuan sedimen halus yang terdiri dari Formasi Lahat sebanyak 20 percontonya dan Formasi Talangakar 20 percontonya.

Berdasarkan nilai TOC, serpih dari Formasi Lahat mempunyai nilai TOC berkisar antara 0,59-27,18 % yang termasuk ke dalam kategori kekayaan organiknya sedang-sangat bagus sekali. Sedangkan serpih dari Formasi Talangakar berkisar dari 0,14-20,42 % yang tergolong ke dalam kekayaan organik jelek-sangat bagus sekali. Serpih Formasi Lahat mempunyai nilai kekayaan organik yang lebih bagus dari Formasi Talangakar (Gambar 5).

Hasil Analisis XRD

Berdasarkan hasil analisis XRD (Tabel 2), mineral *brittle* dari serpih Formasi Talangakar dan Lahat didominasi oleh mineral kuarsa 16.6-65.6 %, sedangkan mineral *ductile* didominasi oleh kaolinit (9,2 – 40,4%) dan grafit (6,5-25,1).

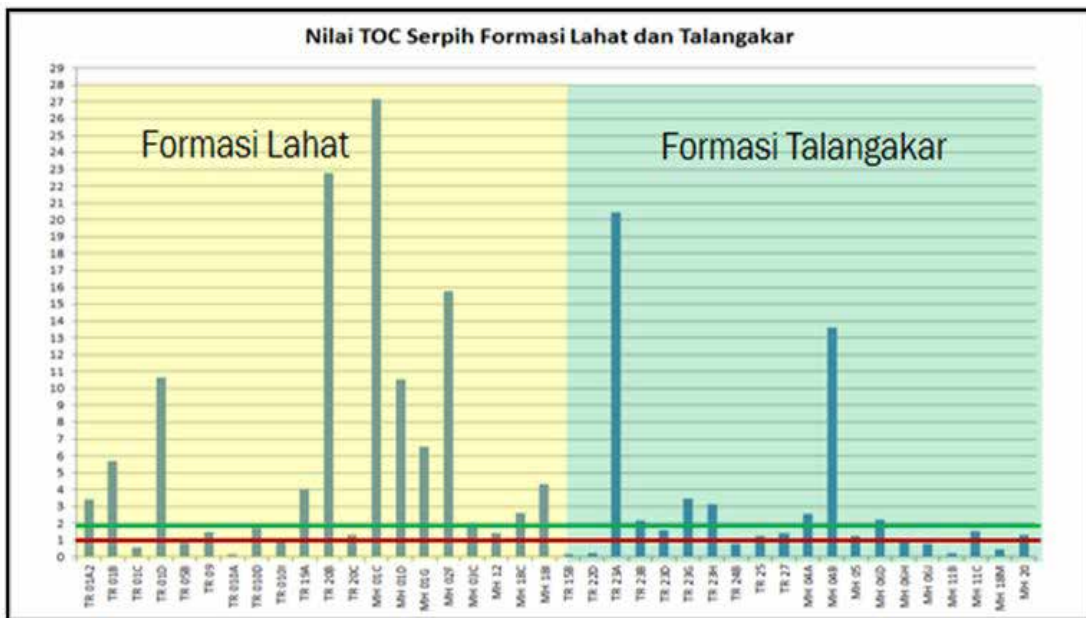
Berdasarkan perhitungan *Brittleness Indeks (BI)* sesuai rumus dari Wang dan Gale (2009), dari serpih Formasi Lahat mempunyai nilai *BI* 31,32-61,00 %, sementara itu nilai *BI* dari serpih Formasi Talangakar adalah 39,20-75,48%.

Geokimia Organik

Formasi Gumai memiliki nilai TOC 0,91% dan 1,42% dengan kategori cukup hingga baik. Nilai *S2* untuk dua sampel formasi ini adalah 0,73 mg HC/g dan 2,56 mg HC/g dengan kategori buruk hingga cukup. Formasi Talangakar memiliki nilai *TOC* 0,81-20,42% dengan kategori cukup-luar biasa. Secara umum, sebagian besar sampel menunjukkan kategori baik - luar biasa (*TOC* > 1%). Berdasarkan nilai *S2*, Formasi Talangakar memiliki rentang nilai 0,61-123,02 mg HC/g dengan kategori buruk-luar biasa. Formasi Lahat memiliki nilai *TOC* 0,59- 27,18% dengan kategori buruk - luar biasa. Secara umum, sebagian besar sampel menunjukkan kategori baik – luar biasa (*TOC* > 2%). Berdasarkan nilai *S2*, formasi ini memiliki rentang nilai 0,91-172,31 mg HC/g dengan kategori buruk-luar biasa. Secara umum, sebagian besar sampel berada pada kategori sangat baik-luar biasa. Dari ketiga formasi ini, Formasi Lahat memiliki kuantitas material organik paling baik (*TOC* > 2%). Formasi Gumai yang hanya terdiri atas dua sampel memiliki kerogen tipe III dengan nilai 80 dan 180 mg HC/g *TOC*. Produk utama yang diharapkan berdasarkan tipe kerogen dari formasi ini adalah gas. Nilai *HI* untuk Formasi Talangakar berkisar dari 49 – 902 mg HC/g *TOC*, sehingga tipe kerogennya adalah tipe I, II, dan III. Formasi Lahat memiliki rentang nilai *HI* antara 131 – 736 mg HC/g *TOC*, sehingga ketiga tipe kerogen tersebut ada di formasi ini.

Tabel 1. Hasil analisis TOC terhadap perconto batuan dari daerah Bukit bakar dan sekitarnya

No.	Kode perconto	jenis perconto	Litologi	Formasi	TOC (%)
1	TR 01A2	OC	Meta-shale (?), brownish dark grey, hard, oxidized, Non-Calc.	Lahat	3.43
2	TR 01B	OC	Meta-shale (?), brownish dark grey, hard, oxidized, Non-Calc.	Lahat	5.7
3	TR 01C	OC	Shale, brownish light grey, oxidized, Calcareous.	Lahat	0.59
4	TR 01D	OC	Meta-shale (?), brownish black, hard, oxidized, Non-Calc.	Lahat	10.62
5	TR 05B	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Lahat	0.88
6	TR 09	OC	Shale, dark grey, Non-Calc.	Lahat	1.46
7	TR 010A	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Lahat	0.19
8	TR 010D	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Lahat	1.7
9	TR 010I	OC	Shale, brownish grey, oxidized, Non-Calc.	Lahat	0.95
10	TR 19A	OC	Shale, black, Non-Calc.	Lahat	4.06
11	TR 20B	OC	Coaly shale, black, Non-Calc.	Lahat	22.79
12	TR 20C	OC	Shale, dark grey, Non-Calc.	Lahat	1.29
13	MH 01C	OC	Meta-shale (?), brownish black, hard, oxidized, Non-Calc.	Lahat	27.18
14	MH 01D	OC	Meta-shale (?), brownish black, hard, oxidized, Non-Calc.	Lahat	10.53
15	MH 01G	OC	Meta-shale (?), brownish black, hard, oxidized, Calcareous.	Lahat	6.53
16	MH 02F	OC	Coaly shale, brownish black, oxidized, Non Calc	Lahat	15.75
17	MH 03C	OC	Meta-shale (?), brownish light grey, hard, oxidized, Non-Calc.	Lahat	2.01
18	MH 12	OC	Shale, brownish light grey, oxidized, Non-Calc.	Lahat	1.43
19	MH 18C	OC	Shale, dark grey-black, Non-Calc.	Lahat	2.6
20	MH 18I	OC	Meta-shale (?), brownish grey, oxidized, Non-Calc.	Lahat	4.35
21	TR 15B	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Talangakar	0.14
22	TR 22D	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Talangakar	0.23
23	TR 23A	OC	Coaly shale, black, Non-Calc.	Talangakar	20.42
24	TR 23B	OC	Shale, dark grey, Non-Calc.	Talangakar	2.18
25	TR 23D	OC	Shale, brownish dark grey, oxidized, Non-Calc.	Talangakar	1.59
26	TR 23G	OC	Shale, brownish dark grey, oxidized, Non-Calc.	Talangakar	3.45
27	TR 23H	OC	Shale, dark grey, Non-Calc.	Talangakar	3.13
28	TR 24B	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Talangakar	0.81
29	TR 25	OC	Shale, dark grey, Non-Calc.	Talangakar	1.25
30	TR 27	OC	Shale, brownish grey, oxidized, Non-Calc.	Talangakar	1.44
31	MH 04A	OC	Meta-shale (?), brownish light grey, hard, oxidized, Non-Calc.	Talangakar	2.54
32	MH 04B	OC	Meta-shale (?), brownish black, hard, oxidized, Non-Calc.	Talangakar	13.63
33	MH 05	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Talangakar	1.24
34	MH 06D	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Talangakar	2.2
35	MH 06H	OC	Shale, dark grey, Non-Calc	Talangakar	0.92
36	MH 06J	OC	Shale, dark grey, Non-Calc.	Talangakar	0.81
37	MH 11B	OC	Shale, brownish grey, oxidized, Non-Calc.	Talangakar	0.22
38	MH 11C	OC	Shale, brownish light grey, oxidized, Non-Calc.	Talangakar	1.53
39	MH 18M	OC	Shale, light grey, Non-Calc.	Talangakar	0.46
40	MH 20	OC	Shale, brownish light grey, oxidized, Non-Calc.	Talangakar	1.3



Gambar 5. Distribusi hasil nilai TOC serpih Formasi Lahat dan Talangakar yang memperlihatkan nilai OC Formasi Lahat lebih bagus daripada Formasi Talangakar.

Kematangan Material Organik

Serpip Formasi Gumai memiliki nilai T_{maks} 414 – 431°C yang artinya belum matang. Formasi Talangakar memiliki rentang nilai T_{maks} 417 – 440°C dengan kategori belum matang – matang awal dengan perincian 31% sampel matang awal dan 69% sampel belum matang. Formasi Lahat memiliki rentang nilai T_{maks} 425 – 443°C dengan kategori yang sama dengan Formasi Talangakar, yaitu belum matang – matang awal. Perlu diingat sampel ini adalah sampel permukaan, sehingga kemungkinan besar kondisi bawah permukaan untuk tiga formasi ini sudah matang.

Brittleness index (BI) / Indeks Kegetasan

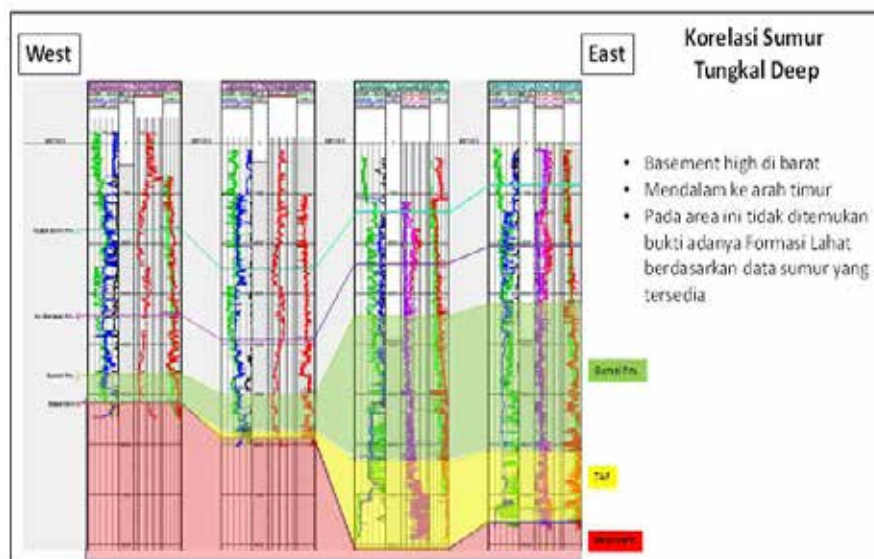
Formasi Lahat memiliki rentang nilai BI antara 19,6-56,3% dengan rata-rata 36,6%. Mineral getas yang hadir pada formasi ini adalah kuarsa, pirit, dan karbonatan yang bersifat getas. Formasi Talangakar memiliki rentang nilai BI antara 36,0-71,3% dengan rata-rata 51,7%. Mineral getas yang hadir pada formasi ini adalah kuarsa, pirit, dan karbonatan yang bersifat getas. Tingginya nilai BI disebabkan oleh kelimpahan mineral kuarsa di atas 40% (bahkan ada tiga sampel di atas 50%). Dua sampel Formasi Gumai memiliki nilai BI 35,8% dan 59,5% dengan rata-rata 47,7%. Mineral getas yang muncul hanya kuarsa dengan nilai 42,3% (MH 22) dan 60,1% (MH 16A). Secara umum tiap formasi memiliki nilai $BI > 35\%$, sehingga dapat disimpulkan secara mineralogi ketiga formasi ini cukup getas untuk dilakukan perekahan hidrolik.

DISKUSI

Analisis data sumur dan interpretasi data seismik dilakukan untuk mengetahui persebaran serpip pada interval umur tertentu. Dari hasil analisis korelasi data sumur diketahui bahwa batuan dasar meninggi di bagian barat area penyelidikan, sedangkan Formasi Talangakar menebal di bagian timur daerah penyelidikan (Gambar 6). Pada area ini tidak ditemukan bukti adanya Formasi Lahat berdasarkan data sumur yang tersedia. Analisis petrofisika di daerah penyelidikan dilakukan pada 5 sumur berdasarkan ketersediaan data *marker* umur (Gambar 7), yaitu Sumur Gangsal-1, Lemang-1, Senyerang-1, Tebing Tinggi-1 dan South East Tiung-1 (Tabel 3).

Analisis yang dilakukan meliputi kandungan serpip (V_{cl}) dan porositas (Φ), dan saturasi air (SW) dengan data yang terdiri dari *wireline log* dalam format *LAS*, hasil analisis batuan inti, dan laporan studi sebelumnya.

Data log masing – masing sumur kemudian dikoreksi berdasarkan *Schlumberger chart*, untuk diaplikasikan pada *log gamma ray*, *neutron*, densitas dan resistivitas. Selanjutnya dilakukan penentuan zona *sweetspot* dengan asumsi pada kedalaman 10250 kaki, *TAF* telah memasuki kematangan *early gas generation* berdasarkan *review* data geokimia, maka ditemukan setidaknya 2 area yang menarik sebagai potensi *sweetspot* serpip, yaitu SS_01 dan SS_02 (Gambar 8 dan 9). Dari hasil perhitungan volume *sweetspot* serpip ini diketahui volume SS_01 adalah 1.17×10^{12} ft³ dengan luas area 8.9×10^8 ft² dan volume SS_02 adalah 5.01×10^{11} ft³ dengan luas area 4.21×10^8 ft².



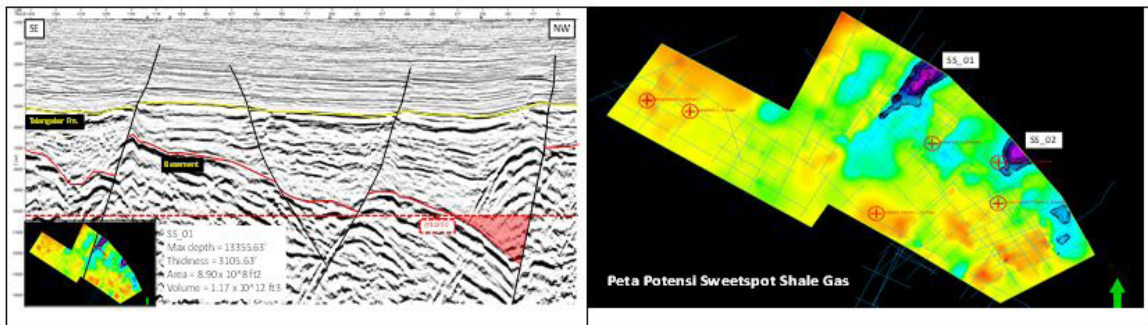
Gambar 6. Korelasi sumur berarah barat-timur



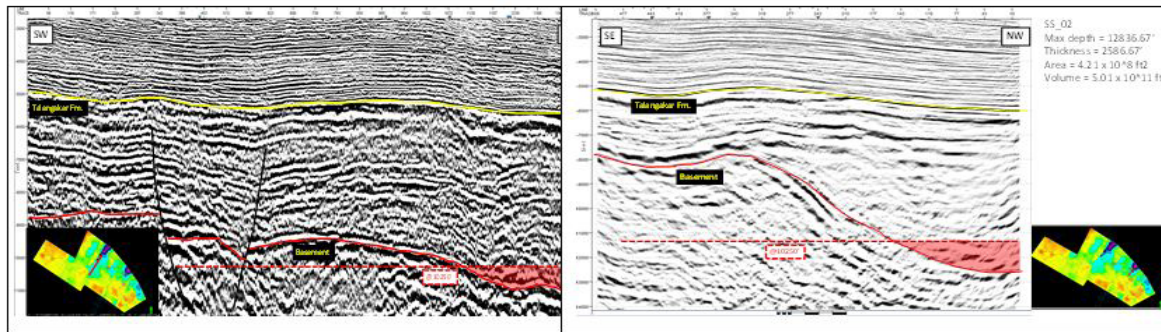
Gambar 7. Beberapa sumur yang dipakai untuk evaluasi

Tabel 3. Hasil perhitungan petrofisika untuk mengetahui nilai karakteristik batuan

Well	Zone Name	Top	Bottom	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
GANGSAL-1_SANJAB	Gumai. Fm	3480.0	6380.0	0.158	0.397	0.365
	TAF	6380.0	6985.0	0.078	0.270	0.154
	All Zones	3480.0	7970.0	0.149	0.397	0.350
LEMANG-1_TOTIND	Gumai Fm.	5121.4	5887.5	0.263	0.106	0.493
	TAF	5887.5	6007.2	0.196	0.001	0.439
	All Zones	5121.4	6007.2	0.254	0.095	0.486
SENYERANG-1_SANJAB	Gumai Fm.	3219.0	6181.0	0.246	0.473	0.332
	TAF	6181.0	6685.0	0.163	0.351	0.268
	All Zones	3219.0	7570.0	0.221	0.446	0.314
TEBING TINGGI-1_TOTIND	Gumai Fm.	2828.0	4629.5	0.242	0.826	0.416
	TAF	4629.5	4823.0	0.236	0.490	0.373
	All Zones	2828.0	4823.0	0.241	0.773	0.409
SOUTH EAST TIUNG-1_RANHIL	Gumai Fm.	2160.0	4350.0	0.229	0.221	0.422
	TAF	5228.0	6300.0	0.117	0.197	0.309
	All Zones	2160.0	6667.0	0.190	0.248	0.376



Gambar 8. Penampang seismik Line SF93-26 yang memperlihatkan play serpih pada SS_01(a). Peta Potensi Sweetspot Serpih (b).



Gambar 9. Penampang seismik Line 79JS-08 yang memperlihatkan play serpih pada SS_01 dan penampang seismik SF93-43B yang memperlihatkan play serpih pada SS_02.

KESIMPULAN

Berdasarkan sifat geokimia organik dan nilai *Brittleness index* maka serpih Formasi Lahat, Talangkar dan Gumai mempunyai kecenderungan dapat berpotensi sebagai sumberdaya migas nonkonvensional. Daerah penyelidikan memiliki sedikitnya 2 area *sweet spot* yang berasal dari serpih Formasi Talangkar yang mempunyai cadangan yang cukup baik.

UCAPAN TERIMAKASIH

Terimakasih kepada Kepala Pusat Survei Geologi atas dukungannya dalam penerbitan makalah ini. Ucapan yang sama juga ditujukan kepada para *reviewer*, Dewan Redaksi Pusat Survei Geologi dan para pihak yang sudah berkontribusi dalam penulisan ini.

ACUAN

- Ambismar, T. 1977. Pengaruh Intrusi Batuan Beku Terhadap Penaikan Mutu Batubara Daerah Bukit Asam-Sumatera Selatan. *Departemen Teknik Geologi. ITB, Bandung.*
- Bowker, K.A., 2002. Recent developments of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin. In: Law, B.E., Wilson, M. (Eds.), *Innovative Gas Exploration Concepts Symposium: Rocky Mountain Association of Geologists and Petroleum Technology Transfer Council, October. Denver, Colorado, p. 16.*
- Cameron N.R., Clarke M.C.G., Aldis D.T., Aspden J.A., dan Djunuddin A., 1980, The Geological Evolution of Northern Sumatra, *Proceedings Indonesian petroleum Assosiation (IPA) 9th Annual Convention, Jakarta.*
- Curry, J.R., D.G Moore, L.A. Lowver, F.J Emmel, R.W.Raitt, M. Henry, dan R. Kieckhefer, 1979, Tectonics of The Andaman Sea and Burma: *AAPG Memoir vol. 29.*
- Cheng, Keming, Wang, Shiqian, Dong, Dazhong, et al., 2009. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi formation, the Upper Yangtze region. *Natural Gas Industry* 29 (5), 40-44.
- Coster De, G.L., 1974. The Geology of the Central and South Sumatera Basins. *Proceeding of third Annual Convention of Indonesian Petroleum Assosiation.*
- Fitch, R.T., 1972 Plate Convergence, Transcurrent Fault and Internal Deformation Adjacent to Southeast Asia and the Western Pacific, *Journal of Geophysical Research, Vol.77. No.23.*
- Gafoer S., Amin T.C., dan Pardede R., 1992, *Geologi Lembar Bengkulu, Sumatra, Skala 1 : 250.000*, Pusat penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Gafoer S., Amin T.C., dan Pardede R., 1993, *Geologi Lembar Baturaja, Sumatra, Skala 1 : 250.000*, Pusat penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Hamilton, W., 1979, Subduction in the Indonesian Region, *Proceedings Indonesian Petroleum Assosiation (IPA) 5th Annual Convention, V.II.*
- Hermiyanto. M.H., Suwarna. N., Lauti. D.S., Ivan. S.S., and Irvan R., 2006. Laporan Penelitian Sedimentologi dan Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan. Geological Survey Institute (GSI), Bandung. unpublished. 8ppKati-li, J.A., 1972, Geochronology of The west Indonesia and Its Implication on Plate Tectonics.
- Nelson, P.H., 2009. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 93 (3), 329-340
- PND, 2016. Data seismik dan bor di wilayah Jambi.
- Pulunggono, A. and Cameron, N.R., 1984.** Sumateran Microplates, their characteristics and their role in the evolution of the Central and South Sumatera Basins, *Proc. 13th. Ann. Conv. IPA. I, p. 121-144.*

- Pulunggono, A. Haryo Agus, S., dan Kosuma Christine, G., 1992.** Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems As A Framework of the South Sumatra Basin: A Study of SAR-MAPS, *Proc. 1st. Ann. Conv. IPA*, p. 339-360.
- Ryacudu, R., 2005. Studi Endapan Syn-Rift Paleogen Di Cekungan Sumatera Selatan, Desertasi Institut Teknologi Bandung.
- Simandjuntak, T.O., Budhitrisna, T., Surono, Gafoer, S., dan Amin, T.C., 1994, *Peta Geologi Lembar Muarabungo, Sumatera skala 1:250.000*. Pusat Penyelidikan dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Suwarna, N., Gafoer, S., Heryanto, R., Andi Mangga, S., and Hendarto, 2001. Oil Possibilities in the Tigapuluh Mountain and Adjacent Areas. In-house Research, Draft, *Geological Research and Development Centre*, Bandung.
- Wahap, A. dan J. Purnomo, 1982, Geology Parameter Symmetric South Palembang and Jambi Sub-basin, Pertamina, tidak diterbitkan.
- Wang, F. P., dan J. F. W. Gale. 2009. Screening criteria for shale-gas systems: Gulf Coast Association of Geological-Societies Transactions, 59,
- Zou, C., Zhu, R., Tao, S., Hou, L., Yuan, X., Song, Y., Niau, J., Dong, D., Liu, S., Jiang, L., Wang, S., dan Zhang, G., 2013. *Unconventional Petroleum Geology*, Elsevier, 225 Wyman Street, Waltham, MA 02451, USA, 365 h.
-