

KARAKTERISTIK CONTO BATUAN SERPIH MINYAK FORMASI SANGKAREWANG, DI DAERAH SAWAHLUNTO - SUMATERA BARAT, BERDASARKAN GEOKIMIA ORGANIK

Oleh:

Robet Lumban Tobing

Pusat Sumber Daya Geologi
Jln. Soekarno - Hatta No. 444 Bandung

SARI

Berdasarkan analisis geokimia organik, material organik di dalam conto batuan serpih minyak Formasi Sangkarewang berkisar 0,11-5,12%, berasal dari campuran alga dan tumbuhan tinggi, terendapkan pada lingkungan danau teroksidasi, merupakan kerogen Tipe II dan Tipe III, serta memiliki tingkat kematangan dengan kategori belum matang-awal matang.

Kata kunci: serpih minyak, material organik, kematangan.

ABSTRACT

Based on the analysis of organic geochemistry and organic material in the rock samples from oil shale in Sangkarewang Formation is about 0.11 to 5.12%, derived from a mixture of algae and higher plants, deposited in the oxidized lake environment, to form the kerogen Type II and III, and have immature to early mature level of maturity.

Key words: oil shale, organic material, maturity.

PENDAHULUAN

Ketergantungan pada minyak dan gas bumi sebagai sumber energi utama, diiringi dengan kenaikan harga minyak dan menurunnya cadangan minyak dalam negeri, menyebabkan perlunya menemukan sumber energi baru sebagai energi pengganti. Serpih minyak (*oil shale*) 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; Hutton, 1987; Dyni, 2006; Lee et al., 2007).

Menurut Dyni (2006), nilai ekonomis serpih minyak berkisar 25-40 liter minyak/ton batuan.

Maksud tulisan ini yaitu untuk mengetahui karakter conto batuan serpih minyak Formasi Sangkarewang yang

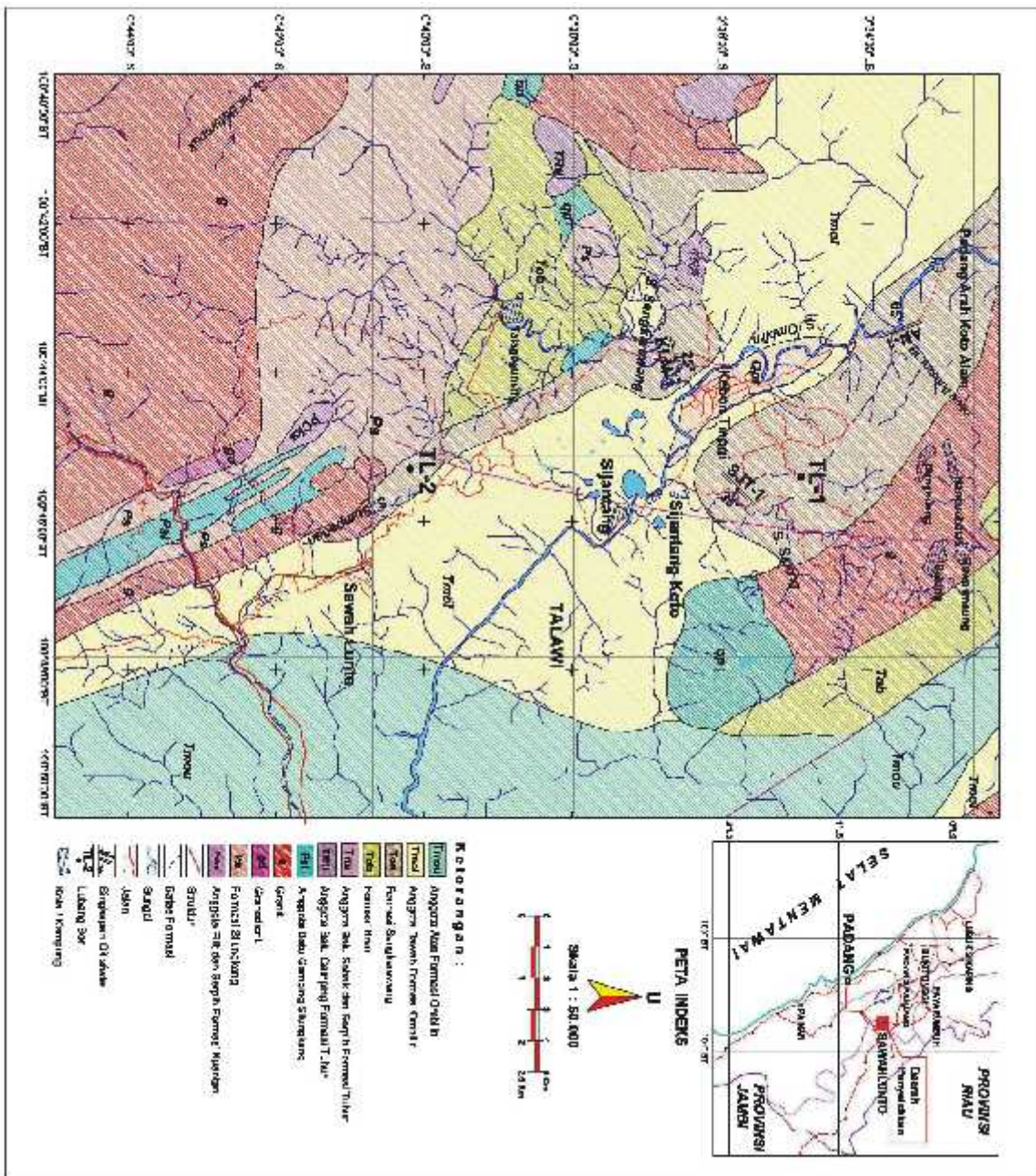
tersebar di daerah Sawahlunto dalam menghasilkan minyak serpih (*shale oil*).

Lokasi penelitian secara administratif merupakan wilayah Kota Sawahlunto, Provinsi Sumatra Barat. Koordinat geografis daerah penelitian berada pada 0°27'00" - 0°44'00" LS dan 100°38'00" - 100°50'00" BT (Gambar 1).

GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

Morfologi di daerah penelitian dibedakan menjadi dua satuan morfologi, yaitu Satuan Perbukitan Berlereng Landai dan Satuan Perbukitan Berlereng Terjal. Satuan Perbukitan Berlereng Landai tersusun oleh batuan sedimen klastik berbutir halus, berumur Tersier dan batuan vulkanik berumur Kuarter. Satuan Perbukitan Berlereng Terjal tersusun oleh batuan sedimen klastik kasar berumur Pratersier-Tersier. Pola aliran sungai adalah subtrellis dan subdentritik (Amarullah, 2007).

Gambar 1. Peta geologi, lokasi titik bor dan singkapan conto batuan serpih minyak di daerah penelitian (Amarullah, 2007).



Stratigrafi di daerah penelitian terdiri dari batuan Pratersier dan Tersier. Batuan Pratersier yang menjadi batuan dasar pada Cekungan Ombilin tersusun oleh Formasi Kuantan berumur Karbon-Perm, Formasi Silungkang berumur Perm-Trias, Formasi Tuhur berumur Trias. Secara tidak selaras, di atas batuan Pratersier terendapkan batuan Tersier tersusun oleh Formasi Brani yang menjemari dengan Formasi Sangkarewang berumur Eosen-Oligosen Tengah, Anggota Bawah Formasi Ombilin berumur Oligosen, Anggota Atas Formasi Ombilin berumur Miosen Awal-Tengah, dan Kelompok Vulkanik (Silitonga dan Kastowo, 1995). Menurut Koesoemadinata dan Matasak (1981) Kelompok Vulkanik dinamakan Formasi Ranau berumur Plio-Plistosen.

Struktur geologi yang berkembang berupa struktur sinklin berarah barat-laut-tenggara, dengan sudut kemiringan lapisan batuan berkisar 5° - 80° , serta struktur sesar mendatar dan sesar normal. Sesar yang memotong perlapisan batuan adalah sesar mendatar berarah utara-selatan (Amarullah, 2007).

SUMBER DATA

Data yang digunakan dalam tulisan ini adalah data yang diperoleh dari hasil pemetaan geologi dan pemboran endapan bitumen padat pada Formasi Sangkarewang di daerah Sawahlunto dan sekitarnya, yang dilakukan oleh tim pemetaan geologi dan pemboran, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung. Di lingkungan Pusat Sumber Daya Geologi, serpih minyak dikenal dengan bitumen padat. Pengambilan conto batuan dilakukan pada lokasi-lokasi tertentu, yaitu empat conto batuan yang berasal dari pemboran inti (*coring*) sumur TL-1, yaitu TL-1/9, TL-1/23, TL-1/34, TL-1/42, empat conto batuan dari sumur TL-2, yaitu TL-2/5, TL-2/18, TL-2/22, TL-2/30, dan empat conto batuan yang berasal dari singkapan, yaitu KLM-1, SKR-11, SJT-1, dan AN-1. Total conto batuan yang dianalisis berjumlah 12 (dua belas) conto batuan.

DATA HASIL ANALISIS

Secara geokimia organik, karakter

serpih minyak meliputi kekayaan, tipe, kematangan termal material organik, serta asal mula dan lingkungan pengendapannya. Analisis laboratorium yang dilakukan terhadap conto batuan serpih minyak terdiri dari analisis TOC (*total organic carbon*), pirolisis menggunakan alat Rock-Eval, ekstraksi dan GC (*gas chromatography*).

Analisis TOC dari suatu conto batuan bertujuan untuk mengetahui kelimpahan material organik pada conto batuan. Analisis TOC yang dilakukan terhadap 12 (dua belas) conto batuan menunjukkan bahwa conto batuan mengandung karbon organik berkisar 0,11-5,21%, dengan nilai T_{maks} 367-443°C (Tabel 1).

Berdasarkan pirolisis Rock-Eval conto batuan, diperoleh nilai HI (*hydrogen index*) sebesar 350-608 miligram hidrokarbon/gram TOC (Tabel 1), mengindikasikan bahwa kemampuan conto batuan untuk menghasilkan hidrokarbon dikategorikan sedang-sangat banyak, kecuali conto batuan SKR-11 dengan nilai HI sebesar 54 miligram hidrokarbon/gram TOC, memiliki kecenderungan menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah relatif sedikit (Waples, 1985).

Menurut Peters dan Cassa (1994), nilai HI berkisar 50-200 miligram hidrokarbon/gram TOC, merupakan kerogen Tipe III, dan pada puncak kematangan akan menghasilkan gas. Kerogen Tipe III merupakan material organik darat yang kurang akan kandungan lemak atau zat lilin. Selulosa dan lignin merupakan material penyumbang terbesar kerogen tipe ini (Waples, 1985).

Data analisis ekstraksi dan kromatografi gas (Tabel 2; Gambar 2) yang dilakukan pada conto batuan TL-1/23, TL-1/34, TL-2/18 dan TL-2/22, menunjukkan nilai EOM (*Extraction Organic Material*) sebesar 2.382-6.039 ppm. Kandungan ekstraksi terbesar terdapat pada conto TL-2/18 dan TL-2/22 yaitu 5.665 dan 6.039 ppm, sedangkan pada conto TL-1/23 dan TL-1/34 sebesar 2.382 dan 2.714 ppm. Menurut Peters dan Cassa (1994), nilai EOM sebesar 2.000-4.000 ppm berpotensi menghasilkan

Tabel 1. Data analisis geokimia organik conto batuan serpih minyak pada sumur pemboran TL-1, TL-2, dan singkapan batuan (Amarullah, 2007).

No.	Kode Sampel	Kedalaman (m)	Geokimia Organik											
			TOC (%)	S1	S2	S3	PY	S2/S3	PI	PC	Tmax (oC)	HI	OI	
1	TL-1/9	12,00 - 13,40	3,89	1,04	18,93	0,13	19,97	145,62	0,05	1,66	443	487	3	
2	TL-1/23	32,35 - 32,75	3,93	2,09	19,24	0,33	21,33	58,30	0,10	1,77	441	489	8	
3	TL-1/34	46,90 - 48,90	4,06	2,45	22,69	0,05	25,14	453,80	0,10	2,09	439	559	1	
4	TL-1/42	57,88 - 58,64	3,87	2,36	20,75	0,14	23,11	148,21	0,10	1,92	439	536	4	
5	TL-2/5	13,00 - 15,00	4,65	1,83	23,11	0,39	29,94	59,26	0,07	2,07	437	497	8	
6	TL-2/18	39,00 - 41,00	4,79	2,11	28,07	0,19	30,81	151,05	0,07	2,50	442	599	2	
7	TL-2/22	47,00 - 49,00	4,66	2,13	28,34	0,09	30,47	314,89	0,07	2,53	443	608	2	
8	TL-2/30	63,00 - 64,00	4,8	2,26	23,21	0,54	25,47	42,98	0,09	2,11	441	483	11	
9	KLM-1	-	5,21	1,05	22,05	0,50	23,10	44,10	0,05	1,92	435	423	10	
10	SKR-11	-	0,11	0,05	0,06	0,15	0,11	0,40	0,45	0,01	367	54	134	
11	SJT-1	-	3,40	1,01	11,91	0,45	12,92	26,47	0,08	1,07	434	350	13	
12	AN-1	-	3,14	0,79	11,49	0,35	12,28	32,83	0,06	1,02	437	366	11	

Catatan :
 TOC : Total Organic Carbon (%) PY : Potential Yield = (S1 + S2) (mg/g) HI : Hydrogen Index = (S2/TOC) x 100
 S1 : Volatile Hydrocarbon (mg/g) PI : Production Index = S1 / (S1 + S2) OI : Oxygen Index = (S3/TOC) x 100
 S2 : Hydrocarbon Generating Potential (mg/g) PC : Pyrolysable Carbon
 S3 : Organic Carbon Dioxide (mg/g) Tmax : Maximum Temperatur S2

Tabel 2.

Data analisis ekstraksi dan kromatografi gas conto batuan serpi minyak (Amarullah,2007).

Kode Sampel	TL-1/23	TL-1/34	TL-2/18	TL-2/22
Jenis Sampel	Inti bor	Inti bor	Inti bor	Inti bor
Kedalaman (m)	32,35 - 32,75	46,90 - 48,90	39,00 - 41,00	47,00 - 49,00
EOM (ppm)	2.392,43	2.714,85	3.665,15	6.039,25
TOC (%w)	3,93	4,06	4,79	4,66
Sat. (%w)	25,94	50,90	27,32	28,03
Aro. (%w)	9,21	9,00	7,16	7,97
NSO (%w)	64,85	40,10	65,22	64,00
HC (ppm)	123.900,47	276.371,73	329.543,80	338.560,36
Extr (mg/gTOC)	80,59	68,84	118,32	129,53
HC (mg/gTOC)	48.589,70	112.251,14	148.236,47	157.853,77
Pr/Ph	3,92	4,12	1,92	1,79
Pr/n-C ₁₇	2,31	1,95	2,58	2,14
Ph/n-C ₉	0,86	0,84	1,25	1,31
CPI	1,32	1,32	1,13	1,19
C ₂₉ -C ₃₃ /C ₁₅ -C ₁₉	0,62	0,81	0,85	0,84
Keterangan:				
EOM : gr bitumen/gr conto x 10 ³ (ppm)				
TOC : Total Organic Carbon (% w)				
Sat. : Saturated Fraction				
Aro. : Aromatic Fraction				
NSO : Non Polars Fraction				
Pr : Pristane				
Ph : Phytane				
n-C ₁₇ : Normal alkane				
CPI : Carbon Preference Index				
CPI : (C ₂₅ -C ₂₇ +C ₂₉)/(C ₂₇ +C ₂₉ +C ₃₁)/2*(C ₂₆ +C ₂₈ +C ₃₀)				
HC (ppm) : (% Sat + % Aro) x Extr (ppm)				
Extr (mg/gTOC) : Extract (ppm)/10 x TOC				
HC (mg/gTOC) : HC(ppm)/10 x TOC				

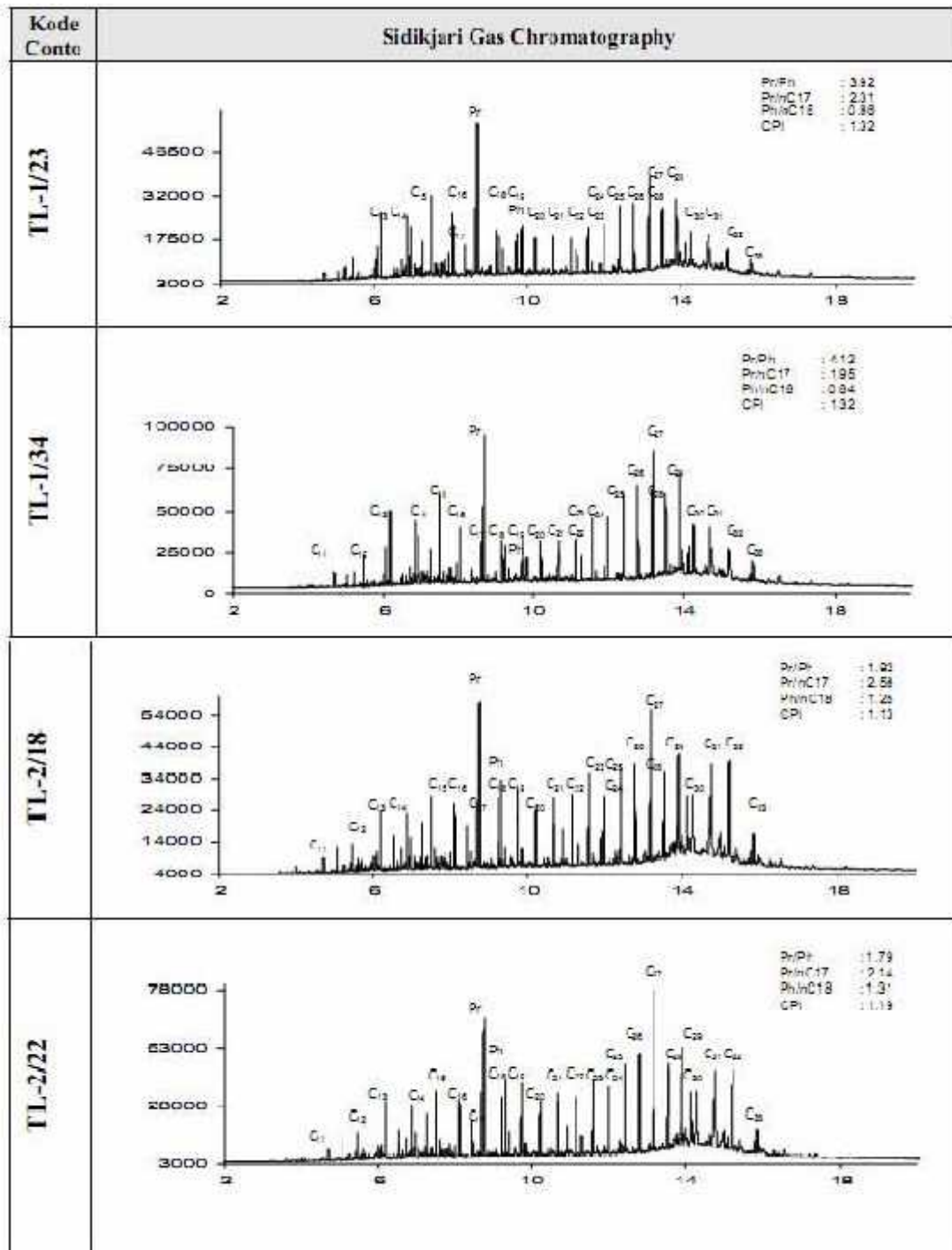
hidrokarbon dengan kategori sangat baik, dan nilai ekstraksi >4.000 ppm dikategorikan istimewa.

Berdasarkan data hasil analisis TOC pada Tabel 1 diperoleh kandungan karbon organik conto batuan berkisar 0,11-5,21%, kecuali conto SKR-11 yang mengandung karbon organik sebesar 0,11%. Menurut Waples (1985) conto batuan yang memiliki kandungan karbon organik >2,0% kemungkinan berpotensi baik-sangat baik sebagai batuan induk, sedangkan conto batuan yang memiliki kandungan karbon organik <0,5% kemampuan sebagai batuan induk dapat diabaikan karena memiliki kecenderungan menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang sangat kecil dan kemungkinan tidak terjadi ekspulsif. Korelasi antara TOC conto batuan hasil pemoran TL-1 dan TL-2 terhadap kedalaman berupa

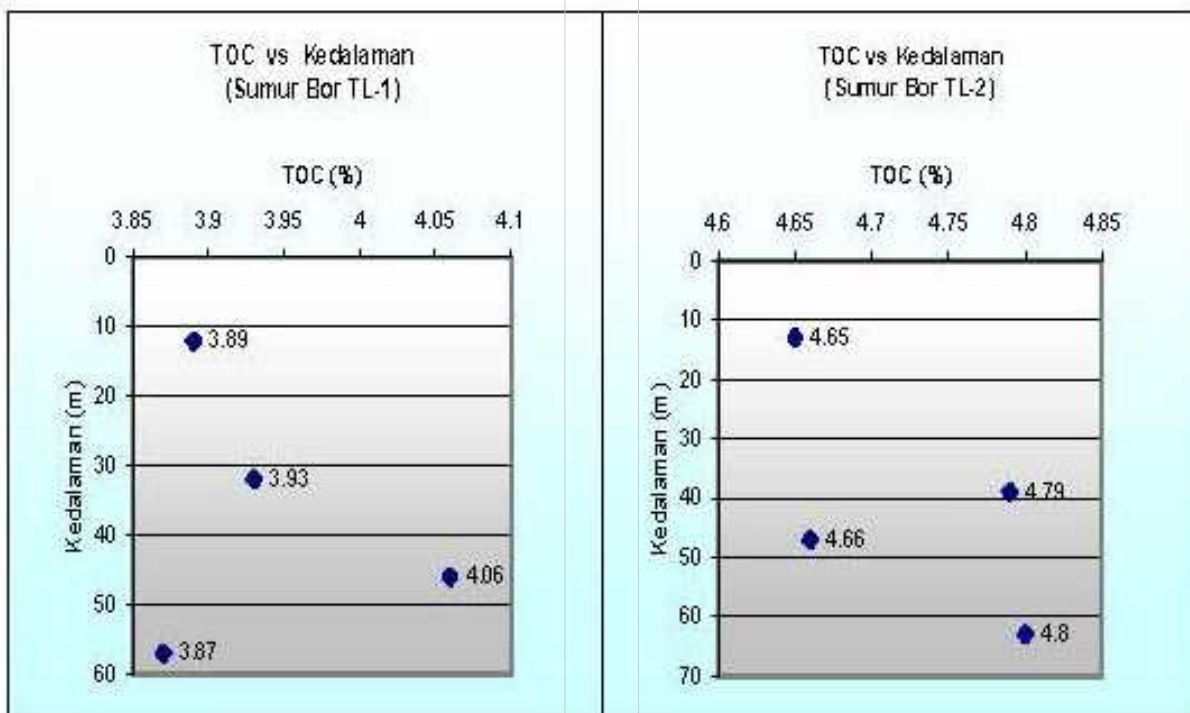
plot silang pada diagram TOC dan kedalaman.

Gambar 3), memperlihatkan bahwa kandungan material organik semakin berlimpah dengan bertambahnya kedalaman.

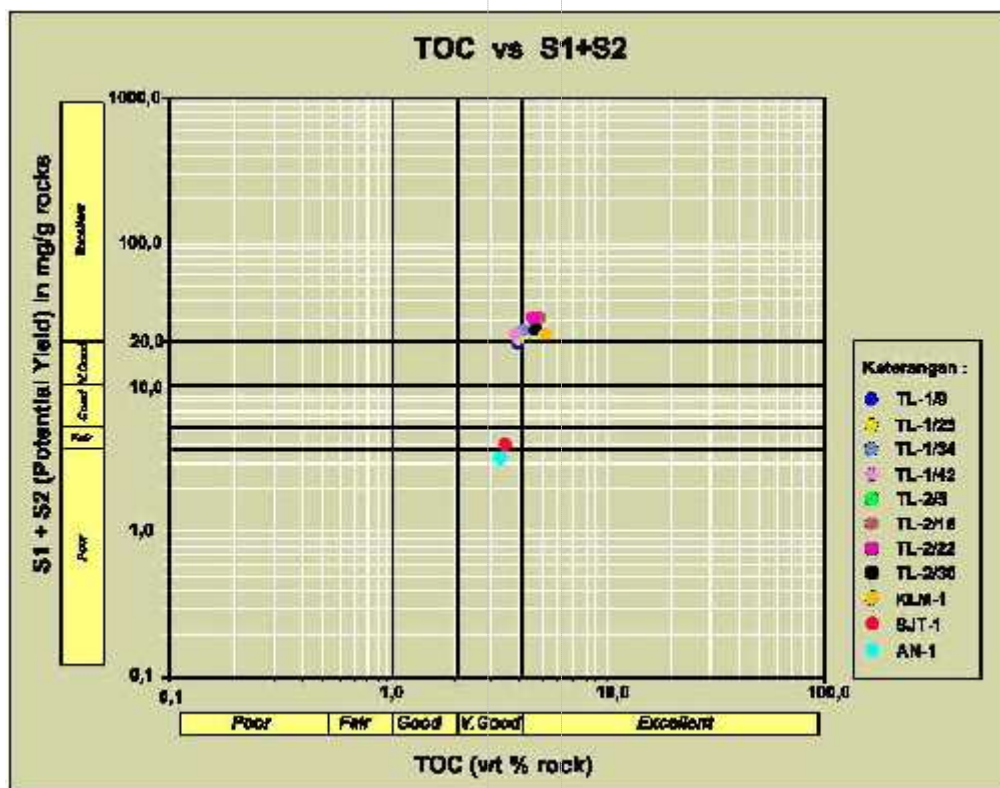
Penggunaan parameter TOC dan PY (*Potential Yields*) berupa plot silang pada diagram TOC terhadap PY (Gambar 4) memperlihatkan bahwa potensi conto batuan untuk menghasilkan hidrokarbon termasuk dalam kriteria sedang-istimewa (*fair-excellent*). Plot silang antara ekstraksi conto batuan dan karbon organik pada diagram ekstraksi terhadap TOC mengindikasikan bahwa conto TL-2/18 dan TL-2/22 memiliki kualitas yang paling baik sebagai batuan induk (Gambar 5).



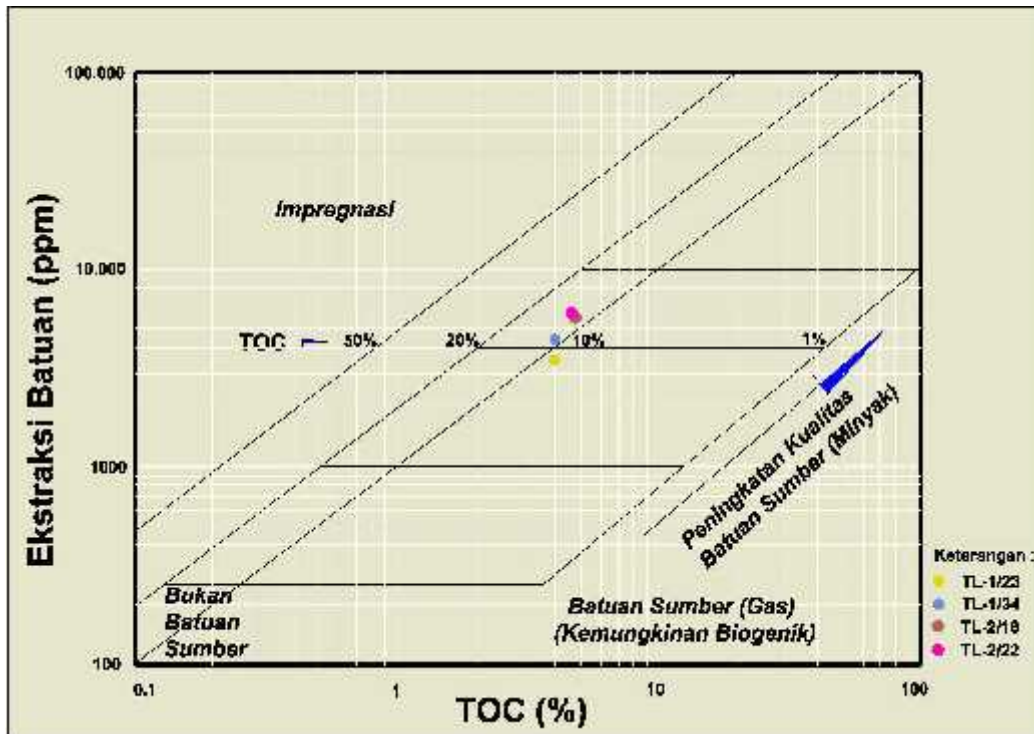
Gambar 2. Sidikjari kromatografi gas conto TL-1/23, TL-1/34, TL-2/18 dan TL-2/22 (Amarullah, 2007).



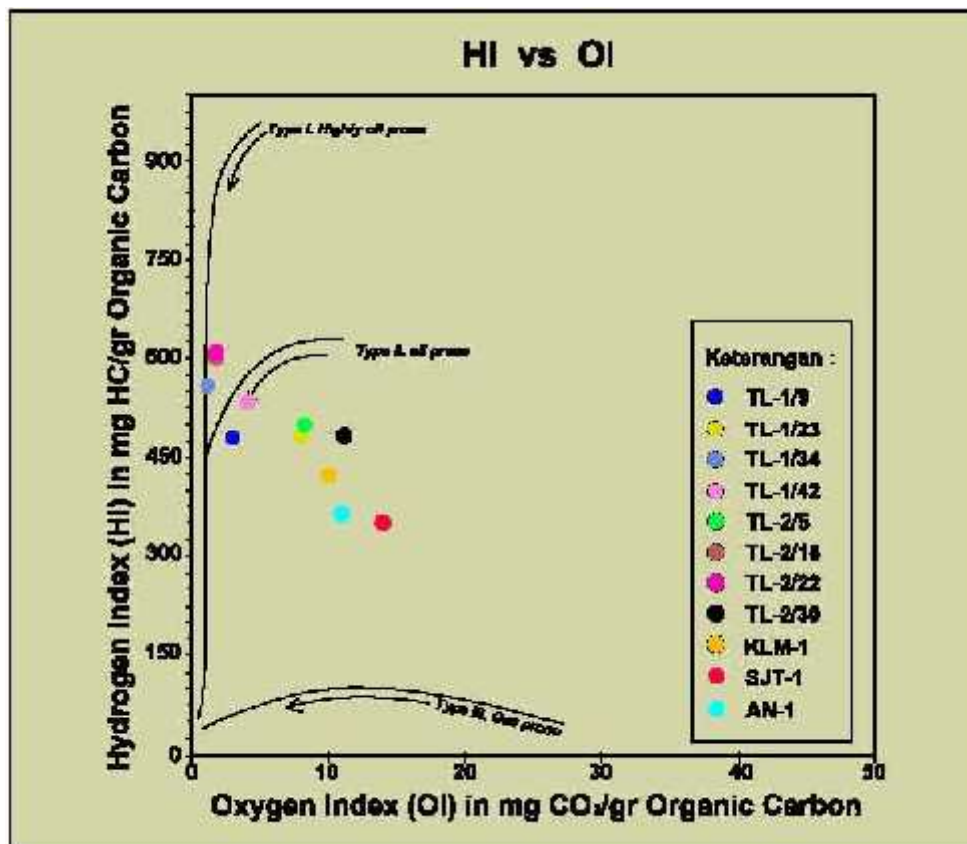
Gambar 3. Korelasi antara TOC sumur pemboran TL-1 dan TL-2 terhadap kedalaman.



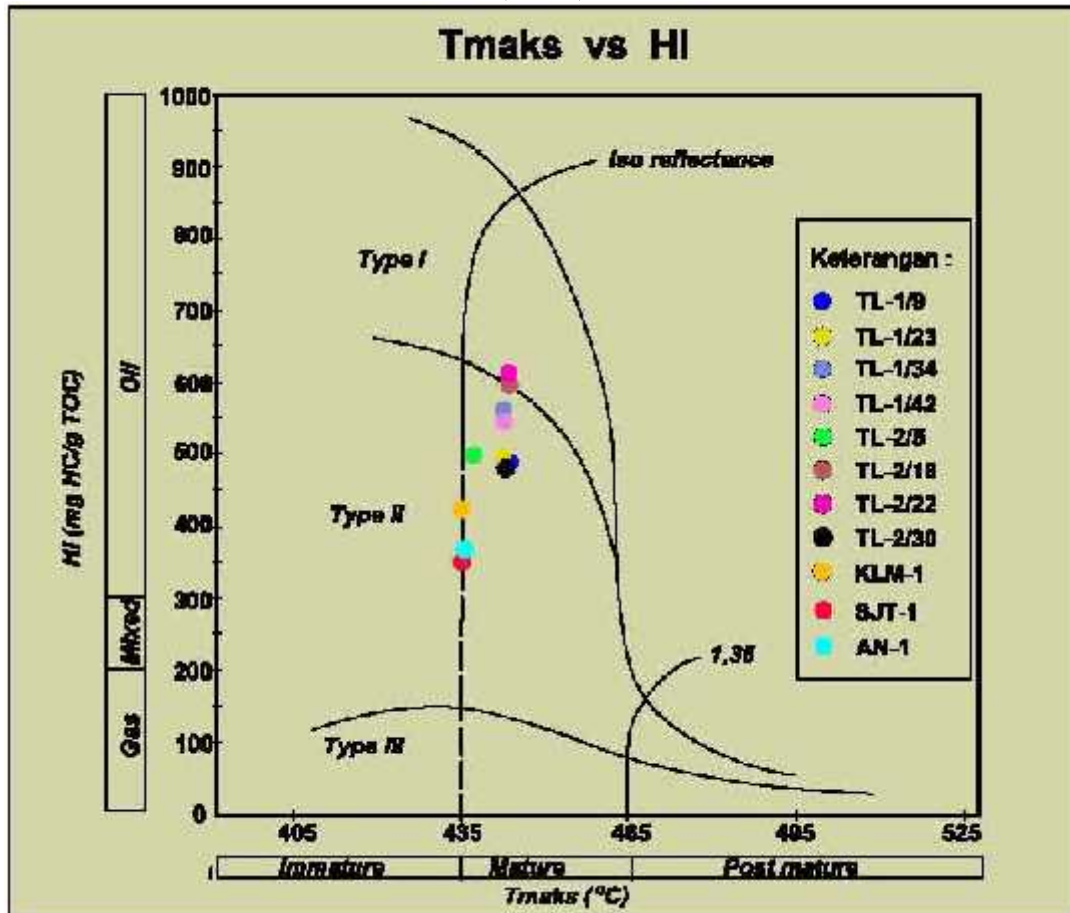
Gambar 4. Korelasi antara TOC terhadap PY.



Gambar 5. Plot silang antara TOC terhadap total ekstraksi conto TL-2/18 dan TL-2/22.



Gambar 6. Plot silang antara HI terhadap OI.



Gambar 7. Plot silang antara Tmaks terhadap HI.

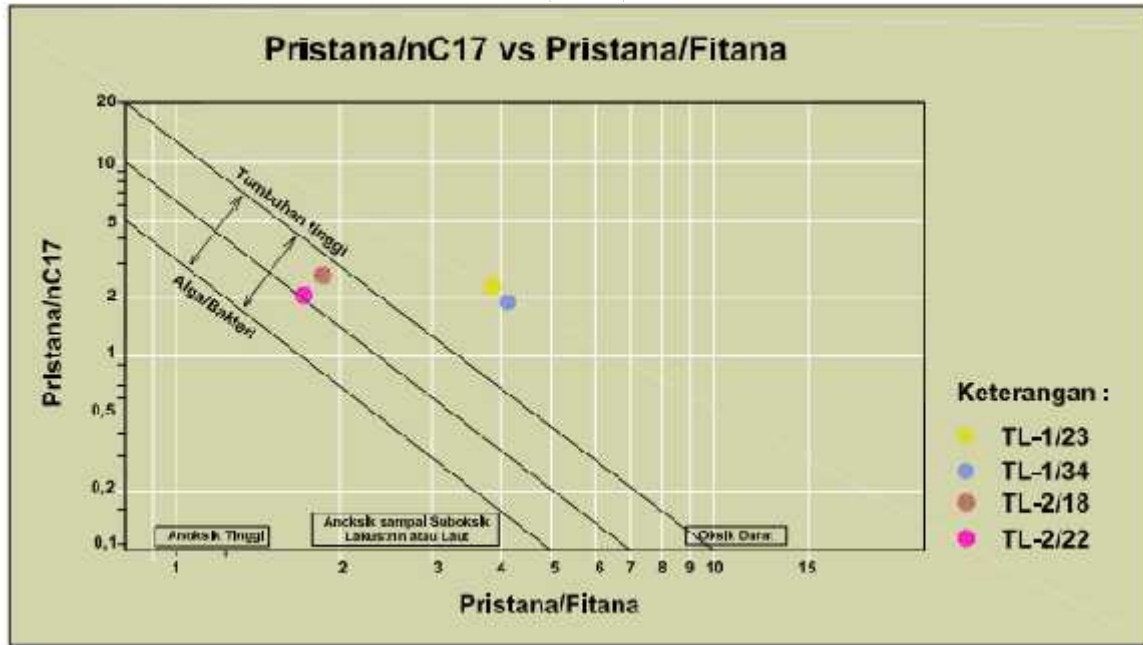
Plot silang antara HI terhadap OI (*oxygen index*) pada diagram van Krevelen (Gambar 6), memperlihatkan bahwa material organik di dalam conto batuan merupakan kerogen tipe II dan III. Menurut Waples (1985) kerogen tipe II memiliki kecenderungan menghasilkan minyak, sedangkan kerogen tipe III memiliki 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.

Berdasarkan data hasil pirolisis Rock-Eval diperoleh nilai Tmaks sebesar 367-443°C (Tabel 1). Nilai-nilai tersebut mengindikasikan material organik di dalam conto batuan dikategorikan belum matang-awal matang. Tahap awal matang material

organik berdasarkan pirolisis Rock-Eval adalah temperatur >4350C. Plot silang antara Tmaks dan HI pada diagram Tmaks terhadap HI juga mengindikasikan conto batuan berada pada tahap belum matang-awal matang (Gambar 7). Dari data hasil analisis kromatografi gas pada conto TL-1/23, TL-1/34, TL-2/18 dan TL-2/22 (Tabel 2) diperoleh nilai CPI (*Carbon Preference Index*) berkisar 1,13-1,32. Parameter ini juga mengindikasikan material organik conto batuan berada pada tahap belum matang (Philp, 1985).

PEMBAHASAN

Secara umum litologi Formasi Sangkarewang terdiri dari serpih napalan, batupasir arkose dan breksi andesitan (Silitonga dan Kastowo, 1995). Menurut Amarullah (2007), serpih di daerah



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

penelitian berwarna kelabu gelap kehitaman-kecoklatan, karbonan, sedangkan batupasir berwarna kelabu terang, berbutir halus-kasar, kadang kala konglomeratan dan breksian.

Berdasarkan analisis TOC yang dilakukan pada conto batuan Formasi Sangkarewang menunjukkan bahwa conto batuan kaya/berlimpah akan kandungan material organik. Kelimpahan material organik pada formasi ini diduga disebabkan oleh kondisi lingkungan pengendapan relatif tenang dan produktivitas organik melimpah pada saat sedimentasi (Yen dan Chilingarian, 1976).

Konfigurasi sidikjari kromatografi gas conto batuan TL-1/23, TL-1/34, TL-2/18, TL-2/22 (Gambar 2) memperlihatkan dua puncak alkana normal (bimodal) yaitu nC27 dan nC15. Konfigurasi alkana normal seperti ini biasanya terdapat pada sedimen danau (lakustrin). Rasio antara pristana da

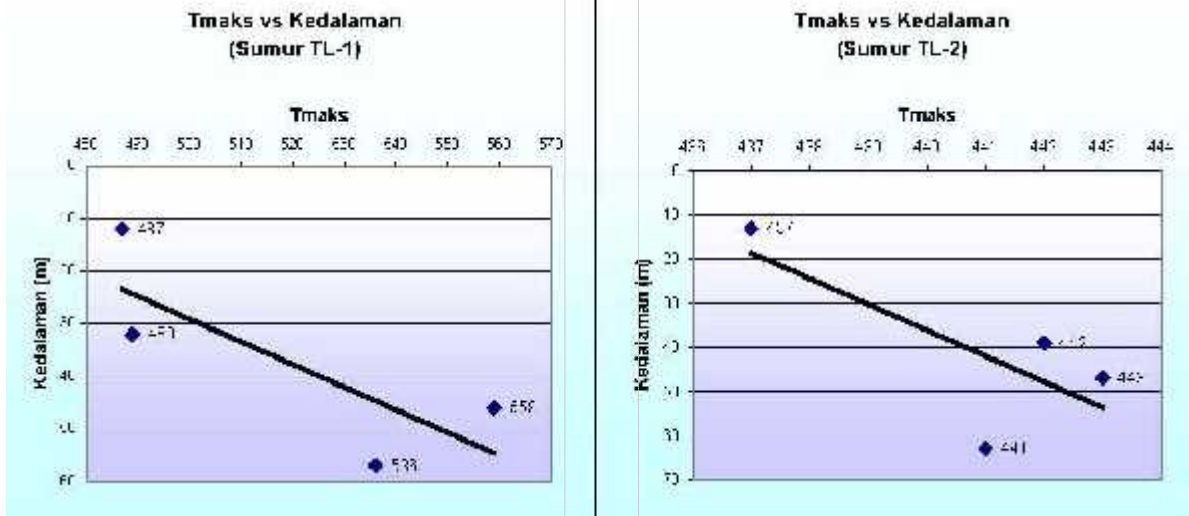
itana pada conto batuan adalah berkisar 1,79-4,12. Menurut Tissot dan Welte (1984), rasio pristana dan fitana >1 mencirikan lingkungan pengendapan pada kondisi teroksidasi. Tingginya nilai rasio tersebut diduga conto batuan terendapkan pada

bagian yang dangkal/bagian tepi yang banyak berasosiasi dengan oksigen/daerah terbuka.

Secara garis besar, kelimpahan material organik, dua gugusan alkana normal, rasio pristana dan fitana, serta kenampakan litologi berupa serpih, batupasir berbutir halus-kasar, batupasir konglomeratan dan breksian, maka diduga conto batuan Formasi Sangkarewang terendapkan pada lingkungan danau di bagian tepi.

Plot silang antara pristana/nC17 terhadap pristana/fitana (Gambar 8), mengindikasikan material organik conto batuan TL-1/23 dan TL-1/34 berasal dari tumbuhan tinggi, sedangkan pada conto TL-2/18 dan TL-2/22 berasal dari campuran antara alga dan tumbuhan tinggi. Kehadiran nC15 pada sidikjari kromatografi gas juga menjadi penciri material organik yang berasal dari alga, sedangkan nC27 merupakan penciri material organik yang berasal dari tumbuhan tinggi (Waples, 1985).

Korelasi antara Tmaks dan kedalaman conto batuan sumur pemboran TL-1 dan TL-2 pada diagram Tmaks terhadap kedalaman (Gambar 9) mengindikasikan kematangan



Gambar 9. Korelasi antara Tmaks terhadap kedalaman.

material organik semakin meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman. Peningkatan kematangan ini terjadi ketika suatu material organik mengalami temperatur tinggi untuk jangka waktu yang cukup lama (Waples, 1985). Meningkatnya temperatur di bawah permukaan dapat disebabkan oleh penurunan cekungan (*subsidence*) karena pembebanan lapisan penutup, konduktifitas panas yang berasal dari batuan disekitarnya, atau tekanan akibat tektonik (Stone dan Cook, 1979; Teichmuller, 1987; dalam Herudiyanto, 2006).

KESIMPULAN

Berdasarkan analisis geokimia organik, conto batuan serpih minyak Formasi Sangkarewang di daerah Sawahlunto dan sekitarnya memiliki kandungan material organik berkisar 0,11- 5,21%, atau rata-rata

dari 12 (dua belas) conto batuan sebesar 3,88%. Material organik pada conto batuan berasal dari alga dan tumbuhan tinggi yang terendapkan pada lingkungan danau di bagian tepi, dan merupakan kerogen Tipe II dan III. Kerogen Tipe II memiliki kecenderungan menghasilkan minyak, sedangkan Tipe III memiliki kecenderungan menghasilkan gas. Tingkat kematangan material organik dikategorikan belum matang-awal matang.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan terima kasih kepada Ir. Dedy Amarullah dan Ir. Asep Suryana yang telah memberikan izin pemakaian data dan dukungannya, serta kepada Ir. S.M. Tobing, M.Sc. yang telah memberikan masukan-masukan sehingga tulisan ini dapat diselesaikan.

DAFTAR PUSTAKA

Amarullah, D., 2007. Inventarisasi potensi kandungan minyak dalam endapan bitumen padat di daerah Sawahlunto, Kota Sawah Lunto, Provinsi Sumatera Barat, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi, Bandung.

Dyni, J.R., 2006. Geology and resources of some world oil-shale deposits, Scientific investigation report 2005-5294, USGS, Reston, Virginia.

Herudiyanto, 2006. Laporan kajian awal potensi batuan induk hidrokarbon daerah sangata

Cekungan Kutai, Provinsi Kalimantan Timur, Pusat Sumberdaya Geologi, Badan Geologi, Bandung.

Hutton, A.C., 1987. Petrographic classification of serpih minyak: International Journal of Coal Geology, 203-231, Elsevier science publisher B.V., Amsterdam.

Koesoemadinata, R.P. dan Matasak, T., 1981. Stratigraphy and sedimentation Ombilin Basin Central Sumatra (West Sumatra Province), Proceedings Indonesian Petroleum Association, 10th Annual Convention, 217-249.

Lee, Sunggyu, Speight, J.G., Loyalka, S.K., 2007. Handbook of alternative fuel technologies, CRC Press, Taylor and Francis Group.

Peters, K.E., Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry: The petroleum system from source rock to trap, AAPG, Memoirs 60.

Philp, R.P., 1985. Biological markers in fossil fuel production, In: Beaumont, E.A. and Foster, N.H. (eds), Geochemistry, 337-390.

Silitonga P.H. & Kastowo, 1995. *Peta geologi lembar Solok, Sumatera*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.

Waples, D.W., 1985. Geochemistry in petroleum exploration, International Human Resources Development Cooperation, Boston.

Yen, T.F., Chilingarian, G.V., 1976. Serpih minyak, Elsevier, Amsterdam.

Diterima tanggal 21 Maret 2011
Revisi tanggal 16 Mei 2011