

**PETROGRAFI ORGANIK DAN RETORTING CONTO BATUAN  
HASIL PEMBORAN SUMUR BH-02 ANGGOTA ATAS FORMASI TELISA  
UNTUK MENGETAHUI POTENSI SERPIH MINYAK,  
DI DAERAH PADANGLAWAS, SUMATERA BARAT.**

Oleh:

**Robert L. Tobing, Sigit A. Wibisono, David P. Simatupang**  
Pusat Sumber Daya Geologi  
Jl. Soekarno Hatta No. 444, Bandung.

### SARI

Analisis petrografi organik conto batuan sedimen halus dari Sumur BH-02 daerah Padanglawas memperlihatkan kandungan material organik didominasi oleh kelompok liptinit, yaitu maseral lamalgininit dan telalgininit (*botryococcus*), sedangkan vitrinit dan inertinit hadir dengan jumlah sedikit. Kandungan TOC (*total organic carbon*) pada conto batuan berkisar antara 3,13-14,80%. Nilai Rv (reflektansi vitrinit) berkisar antara 0,20-0,30% mengindikasikan material organik dalam conto batuan yang dikategorikan belum matang. Berdasarkan analisis *retorting* yang dilakukan pada 89 conto batuan diperoleh kandungan minyak berkisar 2-78 liter/ton batuan atau dengan rata-rata sebesar 27 liter/ton batuan.

**Kata kunci:** petrografi organik, *retorting*, serpih minyak, Formasi Telisa.

### ABSTRACT

*Organic petrography analysis of rock samples performed on fine sediments from Well BH-02, Padanglawas area showed that the organic material content is dominated by liptinite groups, namely lamalginite and telalginite maceral (botryococcus), whereas vitrinite and inertinite maceral present in small amounts. The amount of organic material (TOC) is about 3.13 to 14.80%. Rv values (vitrinite reflectance) is about 0.20 to 0.30%, indicating that organic materials classified immature. Based on the retorting analysis performed in 89 rock samples estimated oil content is about 2-78 liters/ton of rock or average of 27 liters/ton of rock.*

**Key words:** organic petrography, *retorting*, oil shale, Telisa Formation.

### PENDAHULUAN

Serpih minyak didefinisikan sebagai batuan sedimen halus yang mengandung material organik, ketika dilakukan *retorting*, akan menghasilkan minyak (Yen dan Chilingarian, 1976; Hutton, 1987; Dyni, 2006; Lee dkk., 2007). Serpih minyak terendapkan dalam suatu lingkungan yang tenang, baik lingkungan air asin dan air tawar, terisolasi, danau, delta dan rawa-rawa (Yen dan Chilingarian, 1976). Kandungan material organik serpih minyak umumnya berasal dari alga, tetapi dapat juga berasal dari sisa-sisa tetumbuhan. Komponen mineral serpih minyak umumnya terdiri dari kuarsa, mineral lempung, karbonat dan pirit (Crisp dkk., 1987). Menurut UU No.4 tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara, serpih minyak dikenal dengan nama bitumen padat.

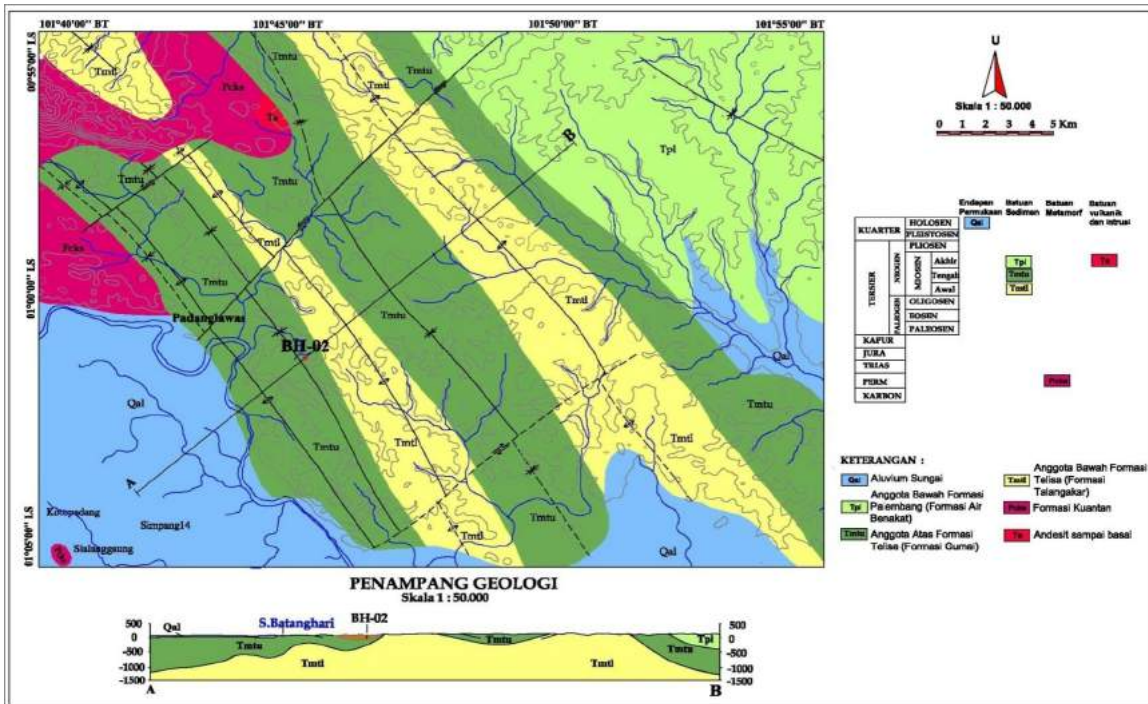
Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui tipe, kelimpahan dan kematangan material organik, serta lingkungan pengendapan dan potensi conto batuan dalam menghasilkan minyak dengan menggunakan analisis maseral,

Rv (reflektansi vitrinit), TOC (*total organic carbon*) dan *retorting* pada conto batuan sedimen halus hasil pemboran Sumur BH-02 Anggota Atas Formasi Telisa.

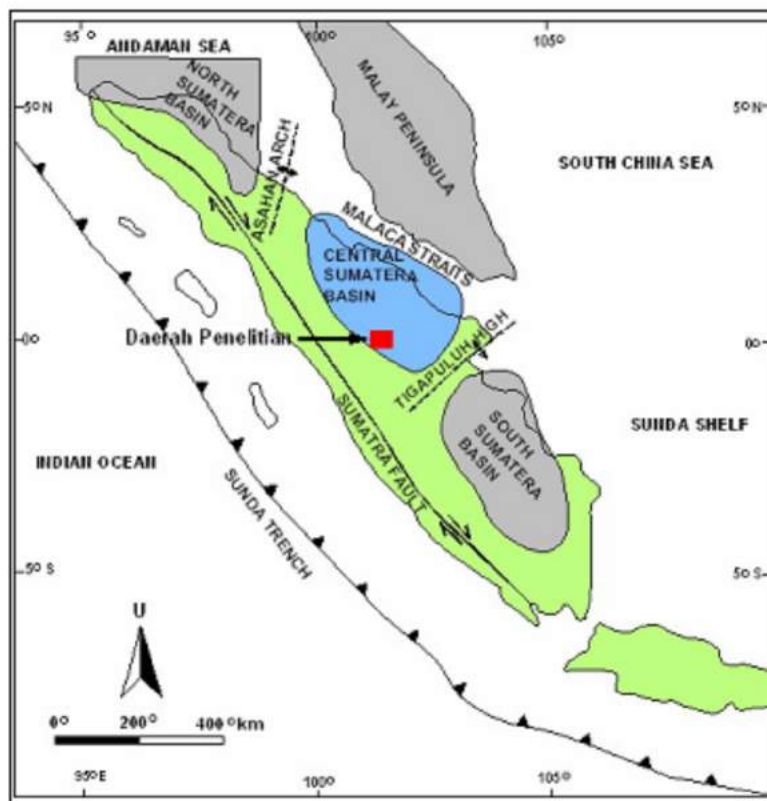
Lokasi penelitian terletak di daerah Padanglawas (Gambar 1), termasuk dalam Cekungan Sumatera Tengah. Menurut Barber dkk., (2005), Cekungan Sumatera Tengah di sebelah barat laut dibatasi oleh Busur Asahan, di sebelah timur laut dibatasi oleh Selat Malaka, di sebelah tenggara dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh dan di sebelah barat daya oleh Pegunungan Bukit Barisan (Gambar 2)

### GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

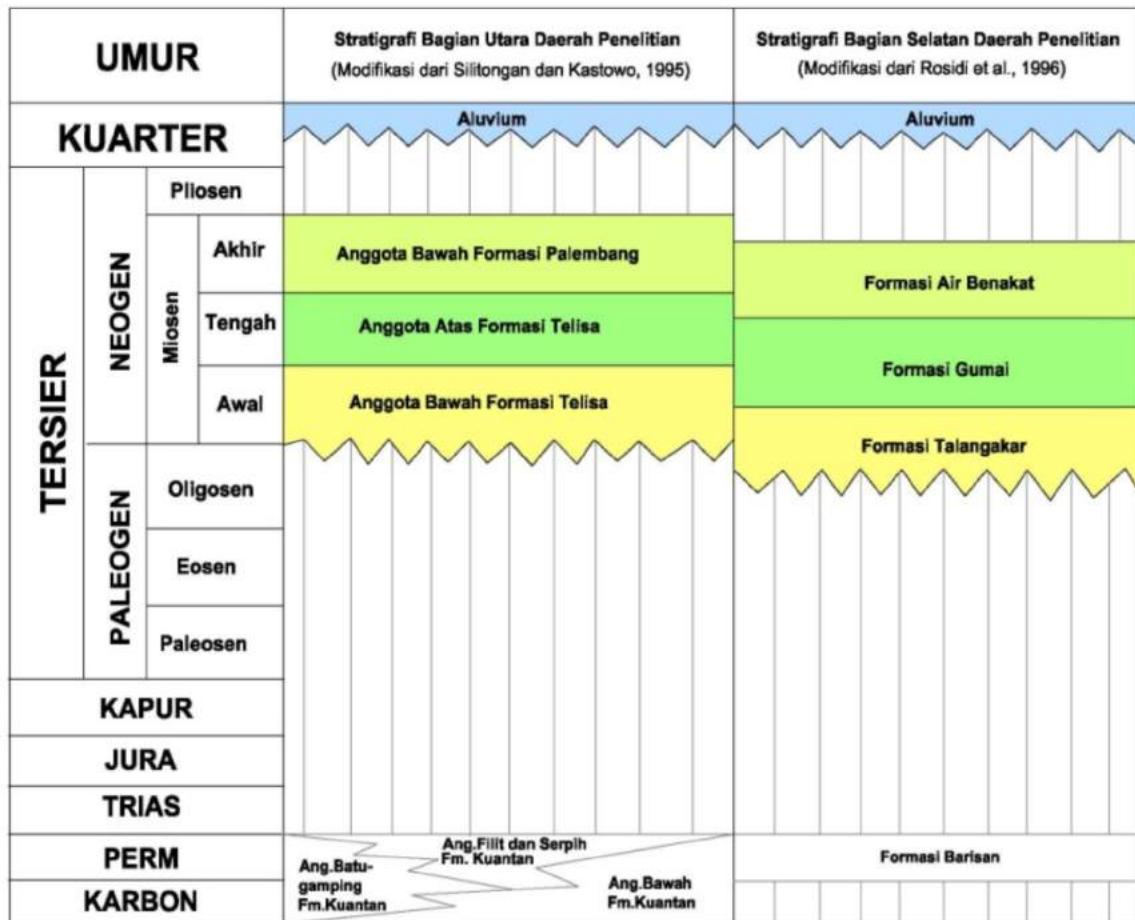
Geologi daerah penelitian, di sebelah utara mengacu pada Peta Geologi Lembar Solok-Sumatera dengan skala 1:250.000 (Silitonga dan Kastowo, 1995) dan di sebelah selatan mengacu pada Peta Geologi Lembar Painan dan Bagian Timurlaut Lembar Muarasiberut dengan skala 1:250.000 (Rosidi dkk., 1996). Stratigrafi



Gambar 1. Peta geologi dan lokasi pemboran Sumur BH-02 di daerah penelitian (Modifikasi dari Tim Inventarisasi, 2006).



Gambar 2. Lokasi penelitian termasuk dalam Cekungan Sumatera Tengah (Barber dkk., 2005).



Gambar 3. Korelasi stratigrafi bagian utara daerah Padanglawas (Silitonga dan Kastowo, 1995) dengan stratigrafi bagian selatan (Rosidi dkk., 1996).

daerah penelitian disusun oleh batuan berumur Karbon sampai Miosen Akhir (Gambar 3).

Morfologi daerah penelitian dibagi menjadi dua satuan yaitu Satuan Morfologi Pematang dan Pedataran. Satuan Morfologi Pematang dibentuk oleh deretan perbukitan yang mempunyai sudut lereng yang curam berkisar 45°-60°, dan berada pada ketinggian berkisar 150-300 meter di atas permukaan laut. Satuan ini dibentuk oleh batuan pra-Tersier, sedangkan Satuan Morfologi Pedataran merupakan daerah lembah-lembah yang lebar di antara morfologi pematang dan daerah perbukitan landai. Satuan ini berada pada ketinggian berkisar 50-150 meter di atas permukaan laut, dan dibentuk oleh batuan sedimen Tersier dan endapan aluvium.

Daerah penelitian dialiri oleh Sungai Pedulangan dan Sungai Batangtiu di bagian utara, sedangkan di bagian barat terdapat Sungai Batangtimpeh, serta di bagian timur terdapat Sungai Batanglansisip. Pola aliran sungai di daerah ini membentuk pola dendritik dan

rektangular (Tim Inventarisasi, 2006).

Menurut Silitonga dan Kastowo (1995), batuan tertua di daerah penelitian adalah kelompok batuan metamorf dan metasedimen yang menempati bagian barat laut dengan kisaran umur Karbon-Perm. Kedua kelompok batuan ini disebut sebagai batuan dasar (Formasi Kuantan). Secara tidak selaras, di atas Formasi Kuantan diendapkan Formasi Telisa. Formasi Telisa terendapkan pada lingkungan sublitoral dan laut terbuka (Clarke dkk., 1982 dalam Harahap dkk., 2003). Silitonga dan Kastowo (1995) membagi Formasi Telisa menjadi dua anggota, yaitu Anggota Bawah dan Anggota Atas. Anggota Bawah Formasi Telisa di bagian selatan disebut Formasi Talangakar dan Anggota Atas Formasi Telisa di bagian selatan disebut Formasi Gumai (Rosidi dkk., 1996). Anggota Bawah Formasi Telisa yang berumur Miosen Awal merupakan hasil sedimentasi Tersier pertama di daerah penelitian yang diendapkan pada bagian graben dari paleotopografi. Selaras di atasnya diendapkan Anggota Atas Formasi Telisa

berumur Miosen Awal-Tengah. Selanjutnya, pada Miosen Tengah-Miosen Akhir, di atas Anggota Atas Formasi Telisa, terendapkan Anggota Bawah Formasi Palembang berumur Miosen Tengah-Akhir.

Struktur geologi yang berkembang di daerah penelitian berupa struktur perlipatan dan sesar. Struktur perlipatan terdiri dari sinklin dan antiklin berarah baratlaut - tenggara, mempunyai sayap-sayap asimetris dengan kemiringan berkisar  $10^{\circ}$ - $15^{\circ}$  di bagian utara dan  $25^{\circ}$ - $70^{\circ}$  di bagian selatan Tim Inventarisasi, 2006). Struktur sesar berupa sesar mendatar berarah timurlaut-baratdaya yang memotong sumbu antiklin dan sinklin.

## DATA DAN HASIL ANALISIS

### Data

Data yang digunakan pada penelitian ini adalah conto batuan hasil pemboran bitumen padat di daerah Padanglawas. Sumur pemboran ini diberi notasi BH-02 berada pada koordinat  $01^{\circ}01'05''\text{LS}-101^{\circ}45'34''\text{BT}$ .

Sumur pemboran ini menembus batuan yang merupakan bagian dari Anggota Atas Formasi Telisa hingga kedalaman 102 meter dengan ketebalan total batuan mencapai 98,5 meter. Puncak lapisan batuan berada pada kedalaman 3,5 meter dengan dip  $20^{\circ}$ . Litologi batuan pada pemboran sumur BH-02 mulai dari bagian bawah hingga puncak lapisan (kedalaman 102,00-3,5 meter) didominasi oleh serpih. Di beberapa tempat terdapat sisipan berupa interkalasi batupasir sangat halus pada kedalaman 23,35-23,30 meter dan 14,65-14,15 meter berwarna kelabu, kusam, keras, kompak, dengan dip  $35^{\circ}$  serta batupasir halus di kedalaman 7,80-7,00 meter, berwarna kelabu, lunak, dengan dip  $20^{\circ}$ .

Sebanyak 89 conto batuan dilakukan analisis TOC dan *retorting*, sedangkan untuk analisis petrografi organik dilakukan pada 10 conto batuan yang diberi notasi B3-06, B3-14, B3-15, B3-26, B3-39, B3-42, B3-44, B3-54, B3-65, B3-89 (Tabel 1).

### Hasil Analisis

Berdasarkan terminologi Hutton (2006), secara mikroskopik, maseral organik conto batuan didominasi oleh kelompok liptinit (material organik yang memiliki kecenderungan membentuk minyak), yaitu maseral alginit tipe lamalginit dan telalginit (*botryococcus*) berkisar  $<0,1$ - $50\%$ , liptodetrinit berkisar  $<0,1$ - $10,0\%$ , sedangkan kelompok maseral vitrinit berkisar  $<0,1$ - $0,5\%$ , dan kelompok inertinit  $<0,1\%$  (Gambar 4).

Komponen mineral di dalam conto batuan terdiri dari pirit berkisar  $0,1$ - $50\%$ , dan

oksida besi berkisar  $0,1$ - $10\%$ . Matriks pada conto batuan didominasi oleh mineral lempung, sedangkan karbonat hadir dalam jumlah sedikit. Hasil analisis TOC pada Tabel 1 mengindikasikan bahwa conto batuan mengandung karbon organik berkisar  $3,13$ - $14,80\%$ .

Plot silang antara TOC dan kedalaman conto batuan pada Gambar 5 memperlihatkan kecenderungan bahwa kandungan material organik semakin berlimpah dengan bertambahnya kedalaman.

Kematangan material organik conto batuan akan ditentukan berdasarkan nilai Rv. Pengukuran Rv yang dilakukan pada conto batuan berkisar  $0,20$ - $0,30\%$  (Tabel 1).

Banyaknya kandungan minyak di dalam conto batuan dapat diketahui berdasarkan analisis *retorting*, yaitu suatu proses pemanasan conto batuan hingga mencapai temperatur sebesar  $550^{\circ}\text{C}$ . Pada Tabel 1 diperlihatkan bahwa kandungan minyak hasil analisis *retorting* berkisar antara  $2$ - $78$  liter/ton batuan atau dengan rata-rata sebesar  $27$  liter /ton batuan.

## DISKUSI

### A. Tipe

Material organik yang terdapat di daerah penelitian didominasi oleh lamalginit dan telalginit (*botryococcus*), sedangkan vitrinit dan inertinit hadir dalam jumlah sedikit. Menurut Hutton (2006) *Botryococcus* adalah salah satu jenis alga yang digolongkan ke dalam submaseral telalginit dari maseral alginit.

### B. Kelimpahan

Jumlah keseluruhan kandungan material organik dikategorikan sangat berlimpah yaitu sebesar  $3,13$ - $14,80\%$ . Menurut Waples (1985) conto batuan yang memiliki kandungan karbon organik lebih besar dari  $2,0\%$  kemungkinan berpotensi sangat baik sebagai batuan induk untuk minyak.

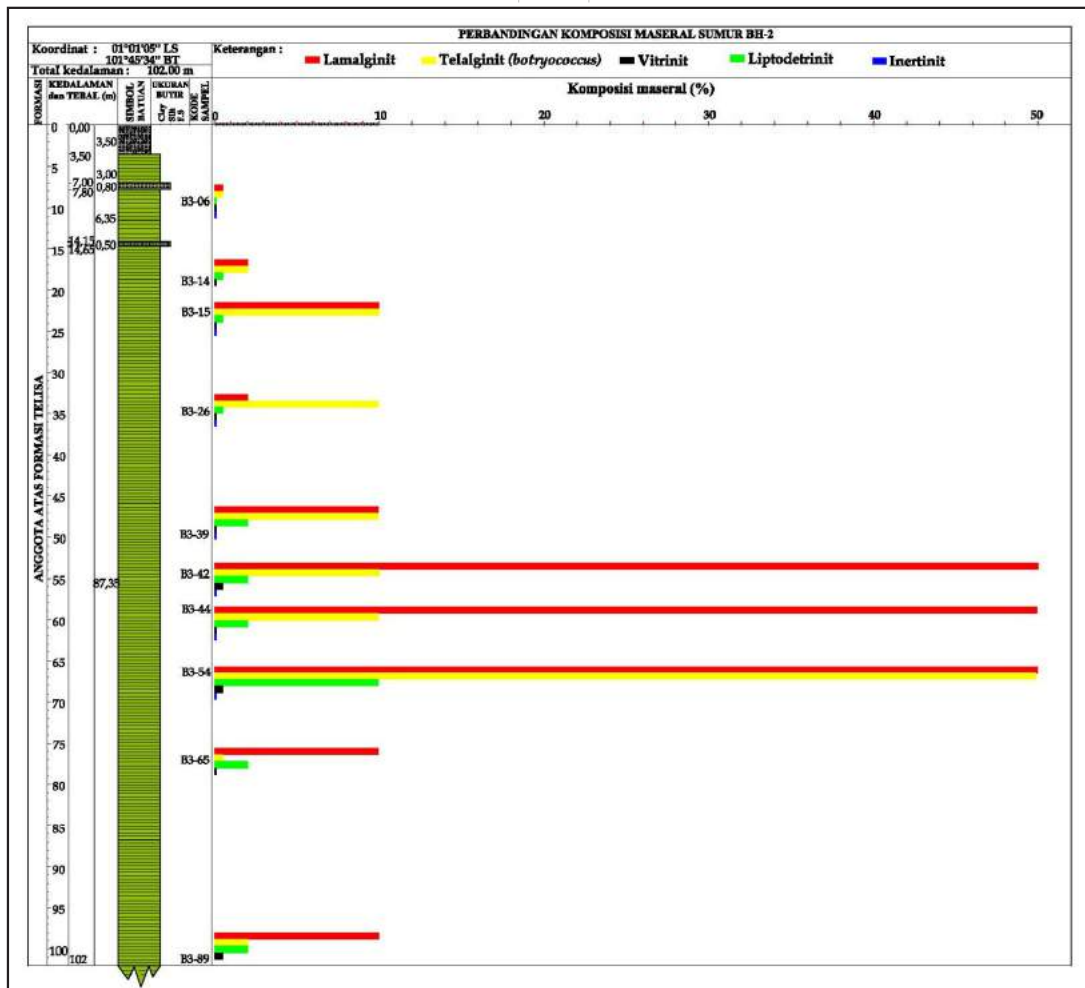
### C. Kematangan

Berdasarkan analisis reflektansi vitrinit, material organik di dalam batuan memiliki nilai Rv berkisar  $0,20$ - $0,30\%$  menurut Peters dan Cassa (1994) nilai Rv minimum untuk kematangan batuan induk sebesar  $0,35\%$ . Korelasi antara nilai Rv dan kedalaman pada Gambar 6 memperlihatkan tahap kematangan material organik semakin meningkat dengan bertambahnya kedalaman. Meningkatnya 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, konduktivitas panas yang berasal dari

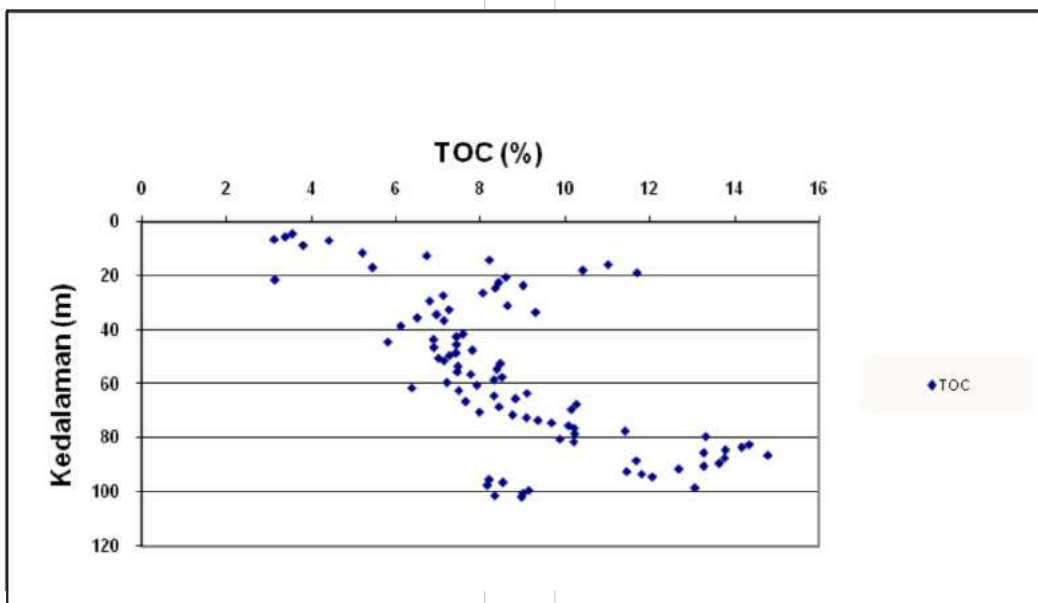
**Tabel 1.**  
 Hasil analisis TOC, *retorting*, dan petrografi organik conto  
 batuan hasil pemboran Sumur BH-02 (Tim Inventarisasi, 2006).

No.	Kode Conto	Kedalaman (m)	TOC (%)	Maseral (%)					Pyr. (%)	Fe-ox (%)	Rv (%)	Minyak (l/ton)
				Liptinit			Vit.	Inert.				
				Lam.	Botry.	Lipto.						
Conto inti bor BH-2												
1	B3-01	3,50 – 4,50	3,56								12	
2	B3-02	4,50 – 5,60	3,40								13	
3	B3-03	5,60 – 6,60	3,13								14	
4	B3-04	6,60 – 7,00	4,43								12	
5	B3-05	7,80 – 8,80	3,82								18	
6	B3-06	8,80 – 11,52	5,22	0,1-0,5	0,1-0,5	<0,1	<0,1	<0,1	0,1-0,5	0,5-2,0	0,20	
7	B3-07	11,60 – 12,60	6,74								7	
8	B3-08	12,60 – 14,20	8,22								13	
9	B3-09	14,55 – 15,95	11,03								9	
10	B3-10	15,95 – 16,95	5,46								17	
11	B3-11	16,95 – 17,95	10,43								18	
12	B3-12	17,95 – 18,95	11,71								14	
13	B3-13	18,95 – 20,60	8,61								10	
14	B3-14	20,60 – 21,60	3,15	0,5-2,0	0,5-2,0	0,1-0,5	<0,1	-	<0,1	0,1-0,5	0,20	
15	B3-15	21,60 – 22,60	8,44	2,0-10,0	2,0-10,0	0,1-0,5	<0,1	<0,1	0,5-2,0	0,5-2,0	0,21	
16	B3-16	22,60 – 23,60	9,02								8	
17	B3-17	23,60 – 24,60	8,36								10	
18	B3-18	24,60 – 26,40	8,07								19	
19	B3-19	26,40 – 27,40	7,13								12	
20	B3-20	27,40 – 29,40	6,81								16	
21	B3-21	29,40 – 31,10	8,65								18	
22	B3-22	31,10 – 32,60	7,27								11	
23	B3-23	32,60 – 33,60	9,31								3	
24	B3-24	33,60 – 34,40	6,97								11	
25	B3-25	34,40 – 35,60	6,52								16	
26	B3-26	35,60 – 36,60	7,15	0,5-2,0	2,0-10,0	0,1-0,5	<0,1	<0,1	0,1-0,5	0,5-2,0	0,21	
27	B3-27	36,60 – 38,60	6,13								13	
28	B3-28	38,60 – 41,60	7,60								24	
29	B3-29	41,60 – 42,60	7,44								20	
30	B3-30	42,60 – 43,60	6,90								22	
31	B3-31	43,60 – 44,60	5,82								20	
32	B3-32	44,60 – 45,60	7,44								16	
33	B3-33	45,60 – 46,60	6,91								13	
34	B3-34	46,60 – 47,60	7,82								18	
35	B3-35	47,60 – 48,60	7,43								20	
36	B3-36	48,60 – 49,60	7,28								20	
37	B3-37	49,60 – 50,60	7,02								15	
38	B3-38	50,60 – 51,60	7,15								10	
39	B3-39	51,60 – 52,60	8,48	2,0-10,0	2,0-10,0	0,5-2,0	<0,1	<0,1	2,0-10,0	0,5-2,0	0,21	
40	B3-40	52,60 – 53,60	7,48								23	
41	B3-41	53,60 – 54,60	8,40								32	
42	B3-42	54,60 – 55,60	7,46	10,0-50,0	2,0-10,0	0,5-2,0	0,1-0,5	<0,1	2,0-10,0	2,0-10,0	0,28	
43	B3-43	55,60 – 56,60	7,78								3	
44	B3-44	56,60 – 57,60	8,52	10,0-50,0	2,0-10,0	0,5-2,0	<0,1	<0,1	2,0-10,0	0,5-2,0	0,23	
45	B3-45	57,60 – 58,60	8,33								20	
46	B3-46	58,60 – 59,60	7,22								21	
47	B3-47	59,60 – 60,60	7,93								25	
48	B3-48	60,60 – 61,60	6,39								22	
49	B3-49	61,60 – 62,60	7,50								28	
50	B3-50	62,60 – 63,60	9,11								35	
51	B3-51	63,60 – 64,60	8,33								24	
52	B3-52	64,60 – 65,60	8,84								48	
53	B3-53	65,60 – 66,60	7,66								28	
54	B3-54	66,60 – 67,60	10,28	10,0-50,0	10,0-50,0	2,0-10,0	0,1-0,5	<0,1	2,0-10,0	2,0-10,0	0,27	
55	B3-55	67,60 – 68,60	8,45								51	
56	B3-56	68,60 – 69,60	10,16								64	
57	B3-57	69,60 – 70,60	7,99								50	
58	B3-58	70,60 – 71,60	8,77								50	
59	B3-59	71,60 – 72,60	9,10								50	
60	B3-60	72,60 – 73,60	9,37								50	
61	B3-61	73,60 – 74,60	9,69								50	
62	B3-62	74,60 – 75,60	10,09								2	
63	B3-63	75,60 – 76,60	10,23								68	
64	B3-64	76,60 – 77,60	11,43								74	
65	B3-65	77,60 – 78,60	10,24	2,0-10,0	0,1-0,5	0,5-2,0	<0,1	-	2,0-10,0	2,0-10,0	0,28	
66	B3-66	78,60 – 79,60	13,34								50	
67	B3-67	79,60 – 80,60	9,89								44	
68	B3-68	80,60 – 81,60	10,22								56	
69	B3-69	81,60 – 82,60	14,36								52	
70	B3-70	82,60 – 83,60	14,19								46	
71	B3-71	83,60 – 84,60	13,80								17	
72	B3-72	84,60 – 85,60	13,29								28	
73	B3-73	85,60 – 86,60	14,80								26	
74	B3-74	86,60 – 87,60	13,78								53	
75	B3-75	87,60 – 88,60	11,69								65	
76	B3-76	88,60 – 89,60	13,65								38	
77	B3-77	89,60 – 90,60	13,29								30	
78	B3-78	90,60 – 91,60	12,70								28	
79	B3-79	91,60 – 92,60	11,47								40	
80	B3-80	92,60 – 93,60	11,82								30	
81	B3-81	93,60 – 94,60	12,07								40	
82	B3-82	94,60 – 95,60	8,21								2	
83	B3-83	95,60 – 96,60	8,54								10	
84	B3-84	96,60 – 97,60	8,17								40	
85	B3-85	97,60 – 98,60	13,08								43	
86	B3-86	98,60 – 99,60	9,16								26	
87	B3-87	99,60 – 100,60	9,02								24	
88	B3-88	100,60 – 101,60	8,35								10	
89	B3-89	101,60 – 102,00	8,98	2,0-10,0	0,5-2,0	0,5-2,0	0,1-0,5	-	2,0-10,0	2,0-10,0	0,3	

Keterangan:  
 Lam : Lamalginin Vit : Vitritin Fe-ox : Oksida besi  
 Botry : Botryococcus Inert : Inertinit Rv : Reflektansi vitritin  
 Lipto : Liptodetrinit Pyr : Pirit TOC : total organic carbon



Gambar 4. Perbandingan komposisi maseral conto batuan hasil pemboran Sumur BH-02.



Gambar 5. Korelasi antara TOC dan kedalaman conto batuan hasil pemboran Sumur BH-02.

batuan sekitarnya atau tekanan akibat tektonik (Stone dan Cook, 1979; Teichmuller, 1987; dalam Tim Kajian, 2006).

D. Lingkungan Pengendapan

*Botryococcus* yang ditemukan pada conto batuan merupakan material organik penciri lingkungan pengendapan lakustrin (Moldowan dan Seifert, 1980; McKirdy dkk., 1986; dalam Peters dan Moldowan, 1993; Hutton, 1987, 2006).

Hadirnya mineral pirit framboidal pada conto batuan mengindikasikan bahwa lingkungan pengendapan di daerah penelitian mengalami infiltrasi air laut pada saat sedimentasi. Menurut Taylor dkk., (1998) pirit framboidal merupakan mineral autigenik penciri lingkungan laut. Infiltrasi air laut yang mempengaruhi lingkungan pengendapan di daerah penelitian terjadi pada saat transgresi laut maksimum kala Miosen Awal - Tengah (De Coster, 1974). Proses transgresi laut ini diinterpretasikan merupakan penyebab terjadinya perubahan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian dari lingkungan lakustrin menjadi lingkungan laut.

E. Potensi Minyak

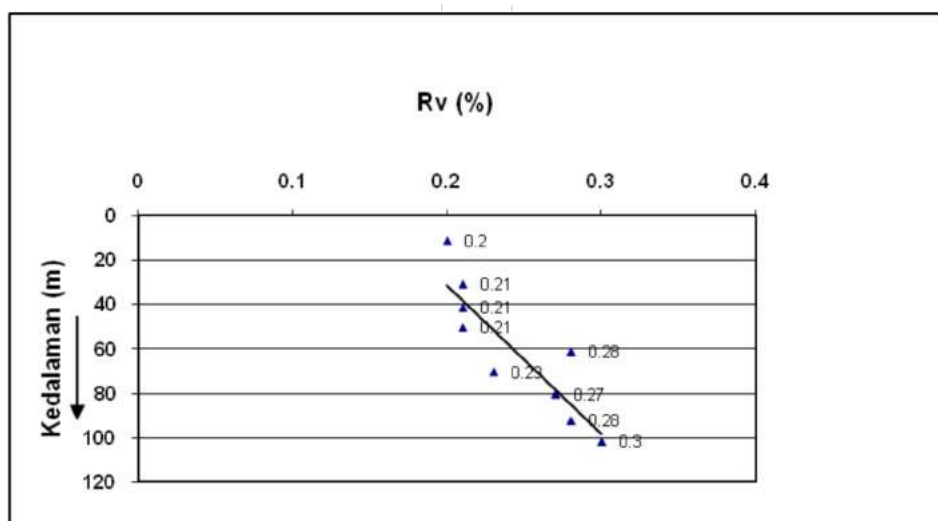
Plot silang antara kandungan minyak terhadap kedalaman (Gambar 7) menunjukkan adanya kecenderungan jumlah minyak yang dihasilkan semakin besar seiring dengan bertambahnya kedalaman. Hal ini disebabkan semakin berlimpahnya jumlah material organik ke arah kedalaman, atau dengan kata lain, kandungan minyak yang dihasilkan oleh batuan berbanding lurus terhadap kelimpahan material organik.

Terdapat dua conto batuan, yaitu B3-15 dan B3-54 (kedalaman 21,60-22,60 meter dan 66,60-67,60 meter) (Tabel 1) memiliki nilai TOC yang cukup tinggi, yaitu sebesar 8,44% dan 10,28%, akan tetapi, bila dibandingkan dengan conto batuan yang lainnya, kandungan minyak yang dihasilkan oleh kedua conto batuan tersebut sangat sedikit/rendah. Menurut Waples (1985), banyak batuan memiliki kandungan material organik yang tinggi tetapi memiliki potensi yang rendah untuk menghasilkan minyak, hal ini disebabkan oleh material organik yang terkandung di dalam batuan bersifat kayuan (*woody*) atau telah teroksidasi. Jadi, dapat dikatakan bahwa kelimpahan material organik bukan merupakan satu-satunya indikator dalam menentukan kuantitas minyak yang akan dihasilkan.

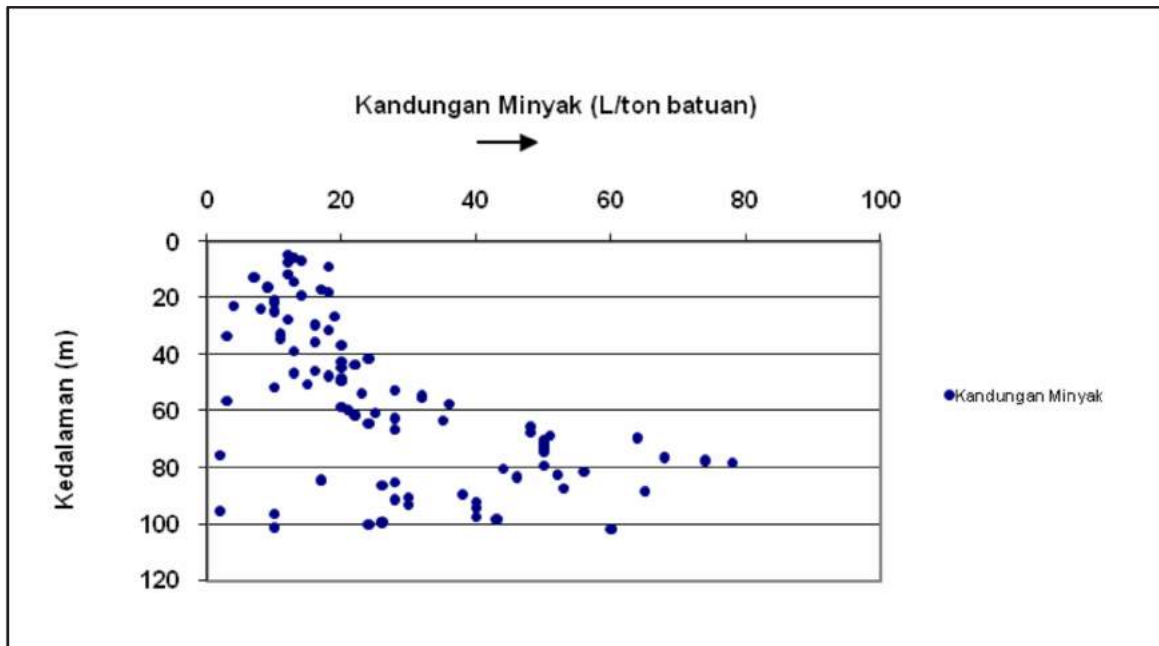
KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis data dan pembahasan yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Kandungan material organik pada conto batuan didominasi oleh kelompok liptinit, yaitu maseral lamalginit dan telalginit (*botryococcus*) yang memiliki kemampuan untuk menghasilkan minyak.
2. Analisis TOC (*total organic carbon*) menunjukkan bahwa conto batuan Anggota Atas Formasi Telisa berpotensi sangat baik sebagai batuan induk.
3. Nilai Rv (reflektansi vitrinit) berkisar 0,20-0,30% mengindikasikan bahwa material organik di dalam conto batuan sedimen halus Anggota Atas Formasi Telisa dikategorikan belum matang.



Gambar 6. Korelasi antara reflektansi vitrinit dan kedalaman conto batuan hasil pemboran BH-02.



Gambar 7. Plot silang kandungan minyak terhadap kedalaman conto batuan hasil pemboran BH-02.

4. Berdasarkan hasil analisis *retorting* pada conto batuan diperoleh kandungan minyak rata-rata sebesar 27 liter/ton batuan.
5. Kelimpahan material organik di dalam suatu batuan bukan merupakan satu-satunya indikator dalam menentukan kuantitas minyak yang akan dihasilkan.

Dari data hasil pemboran Sumur BH-02 pada Anggota Atas Formasi Telisa diperlihatkan bahwa litologi batuan sumur pemboran ini didominasi oleh serpih dengan ketebalan relatif besar. Ketebalan lapisan dan kenampakan struktur paralel laminasi batuan merupakan

penciri dari suatu proses sedimentasi yang berlangsung secara terus menerus dan terjadi pada lingkungan pengendapan dengan arus relatif tenang (Tissot dan Welte, 1984).

**UCAPAN TERIMA KASIH**

Penulis menyampaikan terima kasih kepada Ir. S.M. Tobing M.Sc., Ir. Deddy Amarullah dan Ir. Asep Suryana yang telah memberikan masukan dan dukungannya dalam pembuatan karya tulis ini.

**DAFTAR PUSTAKA**

Barber, A.J., Crow, M.J., Milsom, J.S. (2005): Sumatera: Geology, Resources and Tectonic Evolution, Geological Society Memoir, No.31, London.

Crisp, P.T., Ellis, J., Hutton, A.C., Korth, J., Martin, F.A., Saxby, J.D. (1987): Australian Oil Shale: A compendium of Geological and Chemical Data, University of Wollongong, Australia.

De Coster, G.L. (1974): The geology of the Central and South Sumatera Basins, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 3th Annual Convention, 77- 110.

Dyni, J.R. (2006): Geology and Resources of Some World Oil Shale Deposits, Scientific Investigation Report 2005-5294, USGS, Reston, Virginia.

Harahap Bhakti H., Syaiful B., Baharuddin, Suwarna N., Pangabean H., Simanjuntak T.O. (2003), Stratigraphic Lexicon of Indonesia, (Special Publication No.29), Geological Research and Development Centre, Bandung.

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 Oil Shales: International Journal of Coal Geology,



- 203-231, Elsevier Science Publisher B.V., Amsterdam.
- Hutton, A.C. (2006): *Organic Petrography and Classification of Oil Shales: Oil Shales Workshop*, University of Wollongong, Australia.
- 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.
- Peters, K.E., dan Moldowan, J.M. (1993): *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.
- Rosidi, H.M.D., Tjokrosapoetro, S., Pendowo, B., Gafoer, S., Suharsono. (1996): *Peta Geologi Lembar Painan dan Bagian Timurlaut Lembar Muara Siberut - Sumatera*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Silitonga, P.H., Kastowo (1995): *Peta Geologi Lembar Solok, Sumatera*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Tissot, B.P., Welte, D.H. (1984): *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer Verlag, Berlin.
- Tobing, S.M. (2006): *Laporan Inventarisasi Kandungan Minyak Dalam Endapan Bitumen Padat di Daerah Padanglawas, Kabupaten Dharmasraya, Provinsi Sumatera Barat*, Pusat Sumberdaya Geologi, Bandung.
- Waples, D.W. (1985): *Geochemistry, In petroleum exploration*, International Human Resources Development Cooperation, Boston.
- Yen, T.F., Chilingarian, G.V. (1976): *Oil Shale*, Elsevier, Amsterdam.

<p>Diterima tanggal 15 Oktober 2011  Revisi tanggal 25 September 2011</p>
---