

POTENSI KANDUNGAN MINYAK DALAM BITUMEN PADAT, DAERAH PADANGLAWAS, SUMATRA BARAT

Oleh

S. M. Tobing

Kelompok Program Penelitian Fozil Energy

SARI

Secara geologi, bitumen padat di daerah kajian terdapat pada struktur sinklin dari Formasi Telisa Atas (Miosen Tengah), terletak pada daerah perbukitan landai berupa suatu lapisan tunggal yang tebal, lebih dari 100 m. Endapan bitumen padat tersebut mengandung material organik yang tinggi ditunjukkan dengan total kandungan organik karbon (TOC) yang berkisar dari 3.13 % sampai 14.80 %.

Hasil analisis organik petrografi menunjukkan bahwa endapan bitumen padat di daerah penelitian dapat diklasifikasikan ke dalam bitumen padat jenis sapropelik yang didominasi oleh maseral alginite. Berdasarkan analisis Rock-eval pirolisis pada sejumlah conto terpilih, diagram plot HI terhadap OI memperlihatkan bahwa material organik sebagai source (batuan induk) hidrokarbon dikategorikan sebagai penghasil minyak (oil prone) kerogen tipe II dimana material organik dominan adalah alginite dan liptinite. Sedangkan plot TOC terhadap (S1+S2) menunjukkan bahwa batuan induk mempunyai potensi menghasilkan minyak dengan kategori 'baik' sampai 'istimewa' (good excellent). Analisis gas chromatography terhadap dua conto menunjukkan kecenderungan 'peak height' yang relatif sama dimana rasio antara pristane/pithane adalah 1,32 dan 0,57 yang menunjukkan bahwa bitumen padat diendapkan pada lingkungan lakustrin yang dipengaruhi oleh marin.

Potensi bitumen padat di daerah ini sangat besar dengan sumber daya hipotetik lebih dari 2.800 juta ton atau setara dengan 421.483.922 barrel minyak mentah. Mengingat sumber dayanya yang besar dan pencapaiannya yang relatif mudah, daerah penelitian mempunyai peluang untuk dieksploitasi.

ABSTRACT

Geologically, oil shale deposit occurs in a synclinal structure of the Upper Telisa Formation (Middle Miocene), lying in a gentle terrain morphological area as a single, thick coal seam of over 100 m. The oil shale deposit is rich in organic matter, shown by the TOC (total organic carbon) content that ranges from 3.13 % sampai 14.80 %.

Organic petrography analysis shows that oil shale in the study area can be classified as a sapropelic oil shale where the dominant component is alginite. Based Rock-eval pyrolysis analysis on a number of selected samples, HI versus OI diagram shows that organic matter is categorized as oil prone-type II kerogen where alginite and liptinite are the dominant lithology. Plot TOC against (S1+S2) indicates that the source rock in the study area has a good excellent oil generation potential. Gas chromatography analysis on two selected samples shows a tendency of relatively the same peak-height between pristane and pithane with the ratio of 1.32 and 0.57, indicating that the oil shale was deposited in a lacustrine environment under the marine influence.

The study area contains a significantly high of shale oil resources. Hypothetical resource of the shale oil is estimated to be more than 2.800 million tonnes rock or equal to approximately 421million barrel shale oil in place. Considering the area's shale oil resources and accessibility, the study area gives a good opportunity for further exploitation.

PENDAHULUAN

Bitumen padat (oil shale) didefinisikan sebagai batuan sedimen klastik dan karbonat yang mengandung material organik dalam jumlah yang signifikan, sehingga apabila diekstraksi dengan dipanaskan pada temperatur tertentu dapat menghasilkan minyak. Dari karakteristiknya yang meliputi jenis material organik, maturity dan kelimpahan material organiknya; secara geologi, endapan bitumen padat banyak terakumulasi di Cekungan Sumatera Tengah. Salah satunya adalah daerah Padanglawas, Kecamatan Sitiung dan Kecamatan Kotabaru, Kabupaten Dharmasraya, Sumatera Barat (Gambar 1). Daerah ini telah menjadi obyek penyelidikan penulis terdahulu diantaranya :

Silitonga P. H., dan Kastowo, (1995) yang menghasilkan peta geologi Lembar Solok, Sumatera. Dilanjutkan kemudian oleh H.M.D. Rosidi, S. Tjokrosapoetro, B. Pendowo, S. Gafoer dan Suharsono (1996) yang menghasilkan peta geologi Lembar Painan dan bagian timurlaut Lembar Muarasiberut, Sumatera. Ilyas, S. (2003) melakukan survei batubara di kawasan lintas propinsi di daerah Padanglawas, Sumatera Barat. Secara lebih spesifik pada komoditi bitumen padat, Tobing, (2000; 2005) melakukan survei pendahuluan endapan tersebut di daerah Kiliranjau dan beberapa pemboran dangkal di daerah Sitiung, Sumatera Barat.

Endapan bitumen padat di daerah penyelidikan terdapat pada Formasi Telisa Atas yang berumur Miosen.

Ketebalan lapisan bitumen padat pada formasi ini lebih dari 100 meter dengan kemiringan ke arah timurlaut antara 26° 70° dan penyebaran lapisan arah baratlaut tenggara. Bitumen padat diendapkan dalam lingkungan transisi hingga ke laut dangkal.

Sebagaimana diketahui bahwa pada beberapa dekade yang lalu, biaya produksi minyak bumi lebih murah dibandingkan dengan biaya produksi minyak bitumen padat (shale oil), diantaranya karena biaya tambahan pada penambangan dan biaya untuk ekstraksinya tinggi, disamping itu ekstraksi akan menghasilkan waste dalam kuantitas yang besar yang memerlukan penanganan tersendiri. Akan tetapi dengan meningkatnya kembali harga minyak dunia dan akan semakin berkurangnya cadangan minyak dunia, bitumen padat mempunyai peluang menjadi salah satu alternatif penghasil energi fosil minyak (shale oil) dalam memenuhi kebutuhan minyak nasional di masa datang. Berdasarkan pemikiran ini, pemanfaatan minyak dari bitumen padat perlu digiatkan karena selain dapat menghemat devisa juga untuk pemenuhan energi nasional serta meningkatkan peluang kerja.

Tulisan ini dimaksudkan untuk memberi gambaran ilmiah mengenai potensi bitumen padat, khususnya di daerah penelitian sebagai source minyak (shale oil) yang dapat dikembangkan sebagai sumber daya energi alternatif.

GEOLOGI UMUM

Pada Akhir Kapur terjadi pensesaran batuan dasar yang menghasilkan struktur 'horst' dan 'graben' di Cekungan Sumatra Tengah. Kemudian selama Eosen hingga Oligosen berlangsung proses sedimentasi pada bagian 'graben' (de Coster, 1974). Sedimen tersebut terutama terdiri dari batuan klastik kasar dengan sisipan batulumpur dan bitumen padat. Pada zona graben terjadi pembentukan bitumen padat yang perkembangannya dikendalikan oleh penurunan daratan secara perlahan yang mengakibatkan perluasan cekungan sedimentasi terutama ke arah timur dan barat. Pada waktu tertentu, cekungan tadi akan berhubungan dengan laut terbuka dan diikuti dengan pengendapan sedimen laut. Sejak Miosen Tengah proses sedimentasi pada lingkungan laut dangkal dan payau berkembang. Lapisan bitumen padat dari Formasi Telisa bagian atas berasal dari substansi organik yang terbentuk selama kurun waktu itu di lingkungan rawa laut dangkal.

Stratigrafi

Berdasarkan data hasil eksplorasi minyak bumi yang meliputi penyelidikan seismik dan pemboran, Carnell dkk. (1998) menyusun stratigrafi regional Cekungan Sumatra Tengah. Masing-masing peneliti cenderung memberikan penamaan formasi yang berbeda, karena itu tulisan ini menggunakan pembagian stratigrafi dari Carnell,

dkk., (1998) yang telah disesuaikan dengan pembagian stratigrafi oleh Silitonga P. H. dan Kastowo (1995), dimana Formasi Telisa dibagi menjadi dua anggota yaitu Anggota Telisa Bawah dan Anggota Telisa Atas. Di bagian selatan daerah kajian, Anggota Telisa dinamakan sebagai Formasi Talangakar, sedangkan Anggota Telisa Atas sebagai Formasi Gumai (Rosidi dkk., 1996).

Batuan tertua yang terdapat di daerah penelitian adalah kelompok batuan Pra Tersier yaitu Formasi Kuantan yang terdiri dari Anggota Bawah, Anggota Batugamping dan Anggota Filit dan Serpih. Anggota Bawah disusun oleh kuarsit dan batupasir kuarsa, sisipan filit, batusabak, serpih, batuan gunungapi, tuf klorit, konglomerat dan rijang. Anggota Batugamping dibangun oleh batugamping, batusabak filit, serpih terkersikkan dan kuarsit. Anggota Filit dan Serpih terdiri dari serpih dan filit, sisipan batusabak kuarsit, batulanau, rijang dan aliran lava. Ketiga anggota ini juga bertindak sebagai batuan dasar dari Cekungan Sumatra Tengah.

Batuan sedimen tersier tertua yang mengisi Cekungan Sumatra Tengah di daerah kajian adalah Formasi Telisa Bawah yang menutupi secara tidak selaras Formasi Kuantan. Formasi Telisa Bawah disusun oleh napal lempungan, batupasir, tuf, breksi dan batupasir glaukonit, dan sisipan batubara. Formasi Telisa Atas terdiri dari serpih, batugampingnapalan dengan sisipan tuf andesit. Selaras di atas Formasi Telisa Atas (Formasi Gumai) secara berturut-turut diendapkan Formasi Air Benakat dan Formasi Kasai.

Struktur Geologi

Struktur geologi yang terdapat di daerah ini adalah bentuk-bentuk lipatan yang berarah baratlaut tenggara. Struktur lipatan ini terdiri dari sinklin dan antiklin yang mempunyai sayap tidak simetri dan sudut kemiringannya relatif kecil pada sayap bagian barat baratdaya. Di bagian utara sudut kemiringan antara kurang dari 10° sampai 15°, sedangkan di bagian selatan berkisar dari 25° sampai 70°. Struktur sesar memotong struktur lipatan dari jenis sesar geser dengan arah relatif tegak lurus terhadap sumbu lipatan.

Morfologi

Morfologi daerah kajian dikelompokkan menjadi satuan morfologi pematang dan satuan morfologi pedataran. Satuan morfologi pematang dibentuk oleh deretan perbukitan yang mempunyai sudut lereng yang curam berkisar dari 45° 60° dan berada pada ketinggian antara 150 m 300 m di atas muka laut. Satuan ini dibentuk terutama oleh batuan Pra Tersier Formasi Kuantan. Satuan morfologi pedataran merupakan suatu daerah dengan lembah yang cukup lebar di antara morfologi pematang dan perbukitan landai. Satuan ini berada pada ketinggian antara 50 m 150 m yang dibentuk oleh batuan sedimen Tersier dan

endapan aluvial. Daerah ini dialiri oleh Sungai Pedulangan dan S. Batangtju di bagian utara, sedangkan di bagian selatan terdapat S. Timpeh. Masing-masing aliran sungai ini membentuk pola dendritik dan rektangular. Di bagian timur terdapat Sungai Batang Langsisp. Semua aliran sungai bermuara di Sungai Batanghari di bagian selatan.

BITUMEN PADAT

Endapan bitumen padat di Cekungan Sumatra Tengah secara umum sudah lama diketahui, akan tetapi kegiatan penyelidikan terbatas sebagai bagian dari eksplorasi minyak bumi oleh para ahli geologi minyak bumi. Source minyak bumi dipercaya berasal dari formasi-formasi batuan yang mengandung banyak material organik yang telah mengalami kematangan di bawah permukaan bumi. Sebagian dari formasi batuan pembawa bitumen padat tersebut tersingkap di permukaan atau setidaknya berada pada kedalaman yang relatif dangkal dan bila dieksploitasi dapat dimanfaatkan untuk memproduksi minyak melalui proses pemanasan pada temperatur tertentu.

Endapan bitumen padat tersingkap di beberapa tempat seperti pada aliran S. Timpeh, bukaan jalan dan perkebunan, dan di beberapa anak-anak sungai. Lapisan berarah umum barat-laut tenggara dengan kemiringan berkisar dari 20° sampai 40°. Singkapan bitumen padat yang dekat dengan sumbu sinklin, mempunyai kemiringan lapisan lebih besar hingga 70°.

Lapisan bitumen padat umumnya berwarna abu-abu tua sampai coklat tua, memperlihatkan laminasi tipis, agak mudah belah mengikuti bidang perlapisan, kadang-kadang sangat kompak, padat, kenyal dan agak keras, relatif tidak berlaminasi, keras/pajal, ciri khasnya apabila dibakar mengeluarkan asap tipis yang beraroma minyak atau aspal. Sebarannya dapat ditelusuri dari arah barat-laut ke tenggara mengikuti arah formasi sejauh lebih kurang 10 km.

Total ketebalan endapan bitumen padat di daerah kajian belum dapat diketahui dengan pasti, akan tetapi dari hasil pemboran yang pernah dilakukan di 5 (lima) titik bor (Tobing, 2005; 2006) ketebalan bitumen padat diperkirakan mencapai >100 meter. Sebaran endapan bitumen padat berdasarkan hasil penelitian disajikan pada Gambar 2.

Untuk mengetahui karakter dan potensi material organik bitumen padat tersebut dilakukan analisis pada sejumlah conto terpilih yaitu analisis petrografi, retort dan Rock-eval pirolisis. Namun apabila diperhatikan ternyata banyaknya kandungan minyak hasil analisis retort tidak selalu memperlihatkan hubungan yang linier positif dengan banyaknya kandungan material organik hasil analisis petrografi (lihat Tabel 1). Demikian pula apabila data analisis petrografi dibandingkan dengan data hasil Rock-eval pirolisis, seringkali tidak sejalan (Herudiyanto, 2007 in

prep.). Faktor yang mempengaruhi diantaranya :

- Basis analisis organik petrologi (khususnya petrografi) dan retorting atau Rock-eval pyrolisis tidaklah sama. Pada analisis petrografi, masing-masing komponen dalam conto batuan baik material organik maupun anorganik secara visual dapat langsung diamati dan diestimasi kelimpahannya. Namun, walaupun estimasi dilakukan dengan bantuan komparator (diagram persentase butir), sulit untuk menjaga hasilnya selalu konsisten. Estimasi seringkali memberikan data yang subyektif, sangat tergantung pada masing-masing individu yang melakukan analisis.
- Keterbatasan indra penglihatan manusia, terutama pada batuan bitumen-rich rocks atau batuan yang telah mengalami impregnasi, banyak komponen material organik yang tidak dapat diamati secara visual, sehingga dengan demikian akan memberikan angka estimasi yang kurang akurat.
- Pada analisis retort ataupun Rock-eval pyrolisis conto yang digunakan adalah bulk sample, sehingga semua material dalam conto baik yang dibutuhkan maupun yang tidak (kontaminan) semua akan turut dianalisis.

Analisis Petrografi Organik

Jenis atau tipe material organik yang umum terdapat di dalam bitumen padat adalah kelompok maseral liptinit. Tingkat kematangan batuan juga diperoleh dari hasil analisis petrografi organik berdasarkan nilai reflektan kelompok maseral vitrinit.

Sepuluh (10) conto inti bor bitumen padat dianalisis secara mikroskopi untuk mengetahui tingkat kematangan dan kandungan material organik batuan yang terdapat di dalamnya. Hasil analisis diperlihatkan pada Tabel 1. Dari hasil analisis petrografi material organik, tingkat kematangan batuan berkisar dari R_{vmax} 0.20% - 0.30%. Tingkat kematangan batuan cenderung meningkat dengan kedalaman di bawah permukaan bumi, namun demikian nilai tersebut masih mengindikasikan suatu tingkat kematangan yang immature. Kandungan material organik didominasi oleh maseral alginit berupa lamalginit dan telalginit dengan kuantitas yang bervariasi dalam setiap conto. Kandungan lamalginit dan telalginit juga cenderung meningkat dengan kedalaman.

Kandungan material organik (telalginit dan lamalginit) antara 0.1% - 0.5% relatif dekat ke permukaan sampai kedalaman <20 m, sedangkan liptodetrinite kurang dari 0.1%. Telalginit (*Botryococcus*), dengan kuantitas yang bervariasi, hadir hampir pada semua conto yang dianalisis, menunjukkan sebarannya secara vertikal dan mungkin juga lateral. Kandungan material organik terutama lamalginit,

mulai pada kedalaman >20 m menunjukkan peningkatan dari 2% sampai 50%. Demikian pula dengan telaginit (jenis botryococcus) kandungannya meningkat mengikuti kedalaman, mencapai hampir 50% (% volume) pada kedalaman sekitar 80 m. Perbedaan variasi banyaknya kandungan material organik semakin ke bawah tidak begitu menonjol. Hadirnya maseral alginat dari jenis botryococcus diyakini sebagai indikator suatu lingkungan pengendapan laut dangkal hingga ke transisi. Hal ini didukung pula oleh hadirnya mineral pirit framboidal, walaupun tidak terlalu signifikan (0.1 - 0.5%) pada kedalaman <50 m, namun kuantitasnya terus meningkat (10 - 20%) pada kedalaman > 100 m. Kelompok maseral liptinit lainnya terutama liptodetrinit berkisar dari 0.5% sampai 2% (Tabel 1). Maseral vitrinit dan inertinit dikategorikan sebagai rare (<0.1%). Walaupun tidak banyak dom vitrinit yang ditemukan di hampir semua conto yang dianalisis, namun hasil penentuan reflektan yang diperoleh dianggap dapat menunjukkan secara umum tingkat kematangan material organik di daerah penelitian.

Hampir semua conto yang dianalisis merupakan satuan batuan lempung yang mengandung karbonat. Botryococcus dan mineral-mineral pirit yang terdapat di dalam batuan klastik halus karbonatan, mengindikasikan lingkungan sedimentasi di bawah pengaruh marin yang diendapkan pada waktu yang sangat lambat dan lama.

Retorting

Banyaknya kandungan minyak di dalam batuan dapat ditentukan salah satunya dengan analisis retorting, yaitu ekstraksi conto dengan jalan dipanaskan sampai mencapai temperatur tertentu (biasanya > 550°C), sehingga menghasilkan minyak dan kemudian dikonversikan dalam satuan l/ton. Untuk keperluan itu sebanyak 89 conto batuan bitumen padat dianalisis dan hasilnya diperlihatkan pada (Tabel 2). Conto yang dianalisis adalah conto komposit yang berasal dari inti bor dengan ketebalan rata-rata satu meter.

Table 2 tersebut memperlihatkan bahwa kandungan minyak dalam conto sangat bervariasi di setiap interval kedalaman. Bestfitline pada grafik plot kandungan minyak (oil yield) terhadap kedalaman pada Gambar 4 menunjukkan adanya kecenderungan peningkatan kandungan minyak dengan kedalaman walaupun tidak terlalu tegas. Sejumlah conto yang meskipun berada pada kedalaman sekitar 100 m, kandungan minyaknya hanya sekitar 10 l/ton. Kandungan minyak pada conto dekat permukaan relatif lebih rendah bila dibandingkan dengan kandungan minyak pada conto yang lebih dalam. Misalnya, pada kedalaman 3,50 - 64,60 m kandungan minyak berkisar dari 0 - 36 liter per ton batuan. Sedangkan kandungan minyak mulai 64,60 m ke lapisan dalam relatif lebih tinggi, mencapai

78 liter per ton batuan. Kemungkinan hal ini disebabkan banyaknya material organik pada setiap level kedalaman juga bervariasi dan hal ini biasanya berkaitan erat dengan kondisi lingkungan pada saat material organik diendapkan. Akan tetapi, bila semua kandungan minyak di dalam conto direrata (n = 89) diperoleh sekitar 27 liter per ton batuan dengan ketebalan lapisan bitumen padat sekitar 102 meter. Nilai yang dianggap paling ekonomis dari minyak dalam batuan (shale oil) adalah 30 gallon (sekitar 84 liter) per ton batuan dengan ketebalan setidaknya 10 m (Yen dan Chilingar, 1976). Tissot dan Welte (1984) menyebutkan bahwa sejumlah literatur di Amerika menggunakan angka 10 gallon (sekitar 42 liter) sebagai batas paling rendah untuk disebut ekonomi, sebagai perbandingan harga minyak mentah pada saat itu sekitar US\$ 17 per barrel. Ada bermacam metoda perhitungan di dalam menentukan nilai ekonomis suatu komoditi, namun yang pasti nilai ekonomis tersebut dapat berubah sewaktu-waktu sesuai dengan kebutuhan atau kondisi. Beberapa kondisi yang dapat mempengaruhi nilai ekonomis suatu komoditi khususnya bitumen padat diantaranya : peningkatan akan kebutuhan minyak dunia, peningkatan keamanan energi dan ekonomi dalam negeri, pasokan energi dunia akan segera mencapai puncak dan turun drastis, pada beberapa negara seperti Amerika membutuhkan sumberdaya energi yang aman untuk kebutuhan militer dan dalam negeri.

Analisis Rock Eval Pyrolysis dan Total Organic Carbon (TOC)

Data analisis ini digunakan sebagai data penunjang pada kajian potensi bitumen padat yang umumnya didasarkan pada analisis petrografi organik. Hasil analisis Rock Eval kemudian dibandingkan dengan data analisis mikroskop untuk mengetahui lebih jauh karakter dan potensi endapan bitumen padat di daerah penelitian.

Prinsip analisis Rock Eval telah banyak diuraikan dalam berbagai publikasi, misalnya Tissot dan Welte (1978). Pada dasarnya conto yang sudah digerus dipanaskan di udara inert sampai temperatur 550°C. Produk pirolisis dihitung sebagai tiga peak (puncak) kromatografi yang disebut S1, S2 dan S3. Peak S1 dan S2 diukur dengan suatu detektor flame-ionization detector (FID), sedangkan peak S3 diukur dengan suatu thermal conductivity detector. S1 adalah banyaknya hidrokarbon (HC) tertambat dalam batuan, diukur dalam miligram HC/gram batuan. Peak S2 adalah banyaknya hidrokarbon dan material seperti hidrokarbon yang terbentuk selama pirolisis material organik. Peak S3 adalah banyaknya karbon dioksida (CO₂) yang terbentuk selama pirolisis. Total Organic Carbon (TOC) dihitung berdasarkan tiga parameter dasar tersebut dalam persentase berat, sebagai jumlah dari karbon organik residu dan karbon organik yang terbentuk dari pirolisis. Hidrogen Indeks (HI) dan Oksigen

Indeks (OI) adalah suatu besaran angka dari S2 dan S3, dinyatakan masing-masing dalam miligram HC/gram TOC dan miligram CO2/gram TOC. Production Index (PI) adalah perbandingan dari HC bebas dalam hubungannya dengan jumlah keseluruhan HC yang diperoleh dari pirolisis (rasio $S1/(S1+S2)$). Temperatur yang dicapai pada puncak (peak) T_{max} , dinyatakan dalam derajat Celcius.

Sejumlah 10 (sepuluh) conto dipilih untuk dianalisis Rock Eval dan TOC, dan hasilnya disajikan pada Tabel 3. TOC di dalam batuan atau sering juga disebut oleh ahli geokimia organik sebagai kerogen yaitu material organik yang tidak larut dalam pelarut kimia (CS₂). Komposisi kandungan organik dalam batuan dapat dibedakan secara mikroskopis (Tabel 1). Akan tetapi, beberapa material organik yang sangat halus dan umumnya hadir berupa masa dasar secara individu sulit untuk diidentifikasi. Kandungan TOC dalam masing-masing conto batuan mulai dari permukaan berkisar dari 3,13 sampai 14,80 % berat. Plot TOC terhadap kedalaman (Gambar 4) memperlihatkan suatu kecenderungan peningkatan TOC dengan kedalaman.

Analisis Gas Chromatography

Analisis Gas chromatography dilakukan untuk mengetahui antara lain lingkungan pengendapan dan juga tingkat kematangan material organik. Dua conto bitumen padat yang dianalisis memberikan gambaran dan nilai seperti pada Tabel 4.

SUMBER DAYA BITUMEN PADAT DAN MINYAK

Korelasi lapisan bitumen padat pada singkapan dan lubang bor memberikan suatu gambaran mengenai distribusi atau sebaran lapisan bitumen padat baik vertikal maupun lateral yang berada dalam sayap-sayap sinklin yang tidak simetris. Kemudian sumber daya bitumen padat dihitung berdasarkan formula sederhana sebagai berikut :

$$\text{Sumberdaya} = \text{Luas} \times \text{Tebal} \times \text{Berat Jenis}$$

Total sumber daya bitumen padat pada daerah kajian dengan luas daerah sekitar 1354,80 ha adalah sebesar 2.801.176.772 ton batuan atau setara dengan sekitar 421.483.922 barrel minyak mentah.

POTENSISOURCE ROCK BITUMEN PADAT

Hasil analisis petrografi (Tabel 1) memperlihatkan bahwa tingkat kematangan material organik pada semua conto batuan bitumen padat adalah rendah (immature) dengan nilai vitrinit reflektan R_{vmax} berkisar dari 0,20 0,30 %. Batuan tersebut mengandung material organik yang kaya, mencapai hampir 50% volume pada sejumlah conto dan umumnya didominasi oleh maseral alginit yaitu lamalginit dan telalginit (dari jenis Botryococcus) dengan minor komponen vitrinit dan jenis liptinit yang lainnya seperti sporinit, kutinit dan liptodetrinit. Material organik, khususnya alginit diyakini sebagai salah satu source

hidrokarbon dan dikategorikan sebagai very oil prone (sangat menghasilkan minyak). Rendahnya tingkat kematangan material organik pada conto bitumen padat didaerah penelitian, mungkin berhubungan dengan proses metamorfosa organik atau coalification yang berlangsung normal, disamping itu walaupun tampak nilai vitrinit reflektan menunjukkan kecenderungan meningkat semakin jauh dikedalaman bor (Gambar 3) namun karena depth of burial sedimennya dangkal misalnya karena erosi, proses pematangan material organik berjalan sangat lambat. Dengan demikian material organik akan tetap immature.

Berdasarkan data hasil analisis Rock Eval pada Tabel 3, dibuat diagram korelasi antara TOC dan (peak $S1+S2$) untuk mengetahui potensi minyak yang dapat dihasilkan. Seperti dapat dilihat pada Gambar 6, hampir semua conto memperlihatkan potensi dengan kategori excellent, hanya dua conto dikategorikan sebagai sangat baik (very good).

Demikian juga dengan diagram korelasi antara TOC dan Hidrogen Index (HI), seperti pada Gambar 7. Conto yang dianalisis semua masuk kelompok penghasil minyak (oil prone) kecuali satu conto yang dikategorikan sebagai penghasil gas (gas prone). Dengan demikian secara umum potensi batuan sebagai batuan induk (source rock) masuk dalam kategori sebagai sangat baik (very good) sampai excellent.

Bila hasil T_{max} dan Hidrogen Index di diplot ke dalam diagram seperti pada Gambar 8, maka hampir semua material organik pada conto yang dianalisis dapat dikategorikan sebagai kerogen Tipe II, yaitu batuan induk yang dianggap berpotensi sebagai penghasil minyak dan sedikit penghasil gas. Posisi tingkat kematangan material organik terletak pada zona transisi dari immature ke mature. Begitu pula plot antara HI (hydrogen index) dan OI (oxygen index) pada diagram van Krevelen (Gambar 9), menunjukkan bahwa batuan induk minyak bitumen padat di daerah penelitian adalah kerogen Tipe II (oil prone).

Van Krevelen membedakan kerogen dalam 4 tipe, Tipe I (alginit-very oil prone), Tipe II (liptinit dominan-oil prone), Tipe III (vitrinit dominan-gas prone) dan Tipe IV (inertinit-non oil/gas potential). Data pengamatan mikroskop memperlihatkan bahwa material organik pada bitumen padat di daerah penelitian didominasi oleh alginit, khususnya telalginit dan lamalginit. Dengan demikian seharusnya batuan induk sebagai penghasil minyak bitumen padat tersebut dikelompokkan ke dalam kerogen Tipe I (alginit), namun ternyata pada diagram van Krevelen batuan induk tadi berada pada area kerogen Tipe II (liptinit dominan). Hal ini dapat dijelaskan sebagai berikut : HI dihitung dari miligram Hidrokarbon (HC) / gram organik karbon (C). Sehingga apabila kandungan organik karbon

(C) tinggi seperti yang ditunjukkan dari data hasil analisis TOC, nilai HI akan menjadi kecil. Atau kemungkinan juga ada penambahan unsur C dari luar material organik, karena bitumen padat pada daerah penelitian adalah karbonatan.

Berdasarkan beberapa parameter analisis Rock-eval dan TOC, Peters (1986) menyusun tabel mengenai potensi suatu batuan induk dalam hal menghasilkan minyak (source rock generative potential) seperti yang disajikan pada Tabel 5a dan 5b sebagai berikut :

Tabel 5a. Parameter Geokimia Organik dan Hubungannya dengan Source Rock Generative Potential (Peters, 1986)

QUANTITY	TOC (wt %)	S1* (mgHC/gROCK)	S2* (mgHC/gROCK)
Poor	0-5	0-0.5	0-2.5
Fair	0.5-1	0.5-1	2.5-5
Good	1-2	1-2	5-10
Very good	>2	>2	>10

(*) : Tingkat Kematangan Material Organik
Diasumsikan Ekuivalen dengan $R_v = 0,6\%$

Tabel 5b. Parameter Geokimia Organik dan Hubungannya dengan Jenis Hidrokarbon yang Dihasilkan (Peters, 1986)

TYPE	HYDROGEN INDEX* (mgHC/gOrg)	S2/S3* (mgHC/mgCO2)
GAS	0-150	0-3
GAS AND OIL	150-300	3-5
OIL	>300	>5

(*) : Tingkat Kematangan Material Organik
Diasumsikan Ekuivalen dengan $R_v = 0,6\%$

Berdasarkan tabel dari Peters (1986) di atas, batuan induk (source rock) di daerah penelitian masuk dalam kategori good very good oil generative potential.

Analisis Gas Chromatography terhadap dua conto diperlihatkan ada Tabel 4, Gambar 10 dan Gambar 11. Kedua gambar tersebut menunjukkan kecenderungan peak height yang relatif sama dimana rasio antara pristane/pithane adalah 1,32 dan 0,57. Artinya, lingkungan pengendapan bitumen padat di daerah kajian adalah lakustrin yang dipengaruhi oleh marin. Kemudian, nilai Carbon Preference Index (CPI) adalah 1,05 dan 1,04 menunjukkan material organik yang immature, sesuai dengan hasil analisis petrografi organik dimana kisaran reflektan vitrinit R_{vmean} 0,20-0,30% yang menunjukkan tingkat kematangan material organik yang rendah (immature).

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil kajian kandungan minyak dalam bitumen padat di daerah Padanglawas dapat disimpulkan sebagai berikut :

- Formasi Telisa Atas adalah formasi utama pembawa endapan bitumen padat yang menempati struktur sinklin berarah Baratlaut Tenggara dan kemiringan 25°-70°.
- Endapan bitumen padat di daerah penelitian dapat diklasifikasikan ke dalam bitumen padat jenis sapropelik yang didominasi oleh maseral lamalgininit dan telalgininit, sedangkan jenis maseral liptinit hadir sebagai minor

konstituen. Tingkat kematangan material organik (R_v) adalah immature, berkisar dari 0.20-0.30 %, sesuai dengan data Rock-eval pirolisis (T_{max} dan CPI).

□ Kandungan minyak hasil analisa 'retort' bervariasi, dengan kisaran dari 3 sampai 78 liter per ton batuan, dengan rata-rata 27 liter per ton batuan.

□ Diagram plot HI terhadap OI dari analisis Rock-eval pirolisis memperlihatkan bahwa material organik sebagai source (batuan induk) hidrokarbon dikategorikan sebagai penghasil minyak (oil prone) kerogen tipe II dimana material organik dominan adalah algininit dan liptinit. Sedangkan plot TOC terhadap ($S1+S2$) menunjukkan bahwa batuan induk mempunyai potensi menghasilkan minyak dengan kategori 'baik' sampai 'istimewa' (good excellent).

□ Analisis gas chromatography terhadap dua conto menunjukkan kecenderungan 'peak height' yang relatif sama dimana rasio antara pristane/pithane adalah 1,32 dan 0,57 yang menunjukkan bahwa bitumen padat diendapkan pada lingkungan lakustrin yang dipengaruhi oleh marin.

□ Semua hasil analisis saling mendukung dan melengkapi bahwa bitumen padat diendapkan pada lingkungan lakustrin yang dipengaruhi marin dan tingkat kematangan material organik yang rendah.

□ Sumber daya batuan bitumen padat 2.801.176.772 ton (hipotetik) dan sumber daya minyak sekitar 421.483.922 barrel minyak mentah (hipotetik) dengan luas sekitar 1.354 Ha.

SARAN

Beberapa hal sebagai bahan pertimbangan selanjutnya, antara lain :

Besarnya potensi sumber daya bitumen padat, tingginya kandungan organik, lapisan dekat permukaan, prasarana kesampaian daerah yang relatif mudah, maka daerah kajian layak dipertimbangkan untuk dijadikan sebagai suatu 'pilot project' penghasil minyak (shale oil) sebagai langkah awal dalam penelitian serpih bitumen/bitumen padat untuk sumber energi alternatif.

Ucapan Terimakasih

Ucapan terimakasih disampaikan kepada Sukardjo, Kepala Kelompok Kajian Energi Fosil, Pusat Sumberdaya Geologi. Hari Puranto yang membuat dan mengedit gambar-gambar disampaikan terimakasih. Kepada Syufra Ilyas tidak lupa disampaikan terimakasih atas diskusi yang dilakukan.

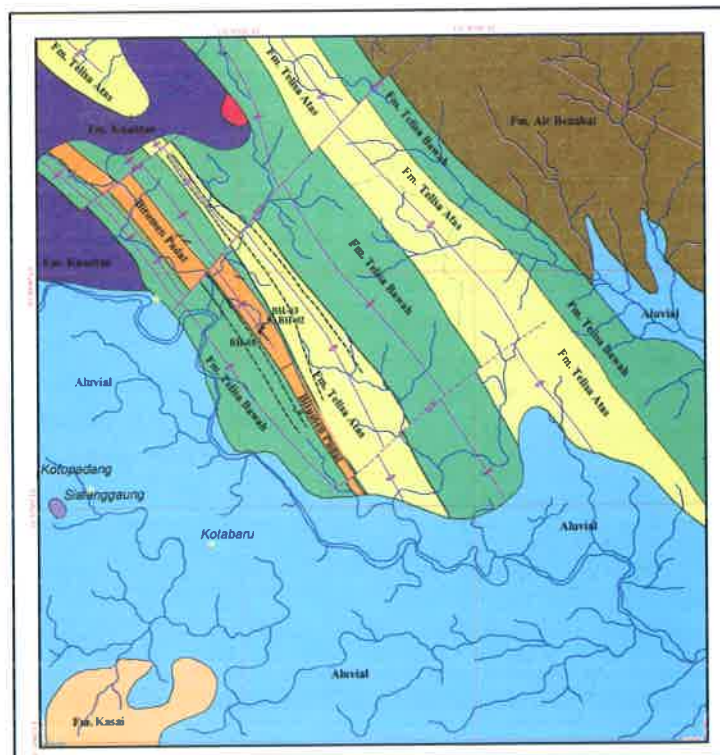
Khususnya kepada Herudiyanto yang melakukan analisa petrografi, memperbaiki naskah dan diskusi disampaikan terimakasih. Terakhir ucapan terimakasih disampaikan kepada para kolega di Pokja Energi Fosil.

DAFTAR PUSTAKA

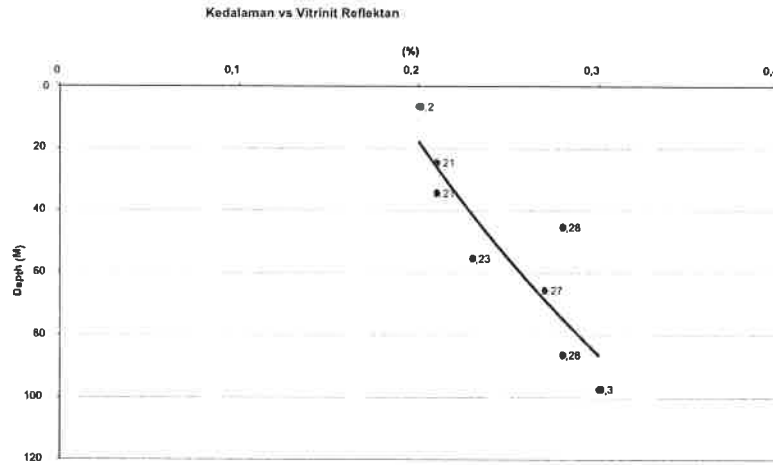
- Carnell, A., Butterworth, P., Hamid, A., Livsey, A., Barton, J., and Bates, C., 1998. The brown shale of Central Sumatera: a detailed geological appraisal of a shallow lacustrine source rock. Proceedings Indonesian Petroleum Association. 26th Annual Convention, Jakarta.
- De Coster, G.L., 1974. The Geology of The Central and South Sumatera Basin. Proceeding Indonesia Petroleum Association, 4th Annual Convention.
- Herudiyanto, 2007. Brief discussion on the Rock-eval/pyrolysis analysis results of some Kutei Basin coal samples, compare to those of petrological results (in prep).
- Ilyas, S., 1989. Laporan Survei Tinjau Sumber Daya Batubara Daerah Kuantan Mudik, Kabupaten Indragiri Hulu, Propinsi Riau. Direktorat Sumber Daya Mineral, Bandung.
- , 2003. Laporan Inventarisasi Batubara Kawasan Lintas Propinsi di Daerah Padanglawas, Kabupaten Sawahlunto Sijunjung, Propinsi Sumatera Barat dan Kabupaten Kuantan Singingi, Propinsi Riau. Direktorat Sumber Daya Mineral, Bandung
- Peters, K. E., 1988. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. In, Beaumont, E. A., and Foster N. H., Geochemistry. Treatise Petroleum Geology. Reprint Series No. 8.
- Rosidi, H. M. D., Tjokrosoepetro, S., Pendowo, B., Gafoer, S., dan Suharsono, 1996. Peta Geologi Lembar Painan dan Bagian Timurlaut Lembar Muarasiberut, Sumatera. Skala 1:250.000. Puslitbang Geologi, Bandung.
- Silitonga, P.H., dan Kastowo, 1975. Peta Geologi Lembar Solok, Sumatera. Skala 1 : 250.000. Puslitbang Geologi, Bandung.
- Tissot, B. P., and Welte, D. H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence. Second Revised and Enlarged Edition. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo. 699 pp.
- Tobing, S.M., 2000. Laporan Survei Pendahuluan Endapan Bitumen Padat di Daerah Sijunjung, Propinsi Sumatera Barat. Direktorat Inventarisasi Sumberdaya Mineral, Bandung.
- , 2005. Laporan Inventarisasi Bitumen Padat dengan 'outcropdrilling' di daerah Sungaidareh, Kab. Sawahlunto - Sijunjung, Propinsi Sumatera Barat. Direktorat Inventarisasi Sumberdaya Mineral, Bandung.
- Waples, D. W., 1988. *Modern approaches in source rock evaluation*. In, Beaumont, E. A., and Foster N. H., Geochemistry. Treatise Petroleum Geology. Reprint Series No. 8.



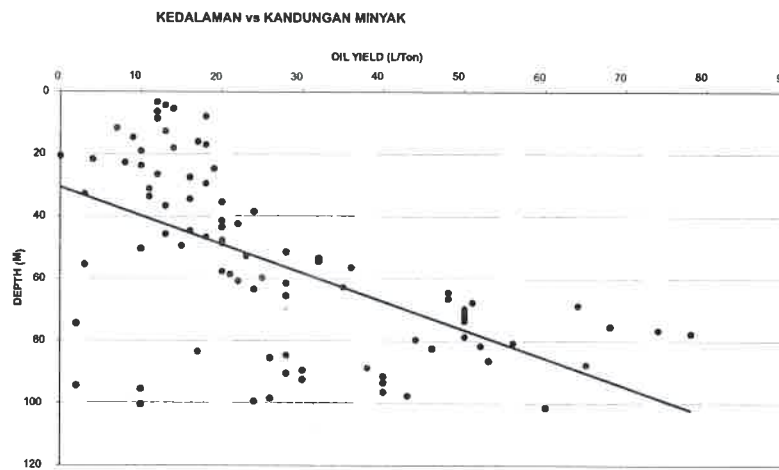
Gambar 1
Peta Lokasi Daerah Padanglawas, Sumatra Barat



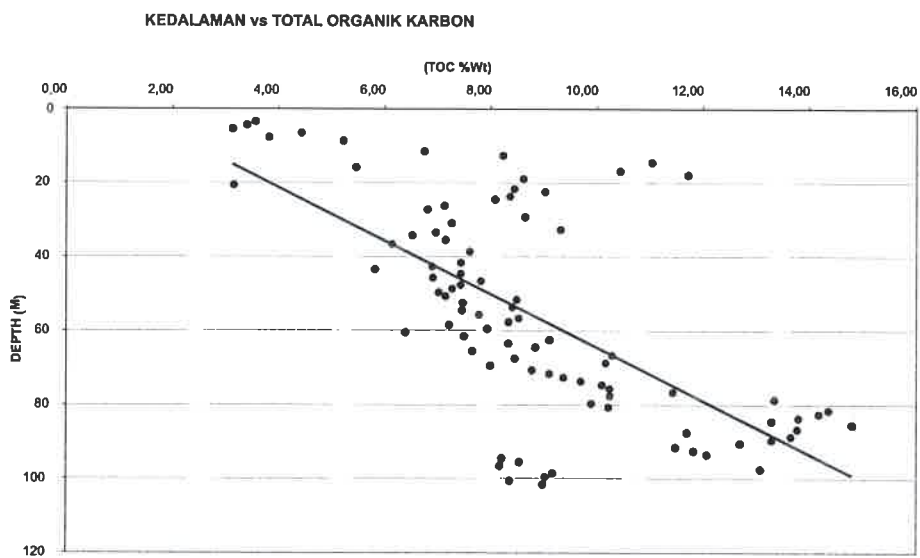
Gambar 2
Peta Geologi dan Distribusi Bitumen Padat di daerah Padanglawas



Gambar 3
Korelasi antara vitrinit reflektan dan kedalaman pada Lobang Bor BH-3

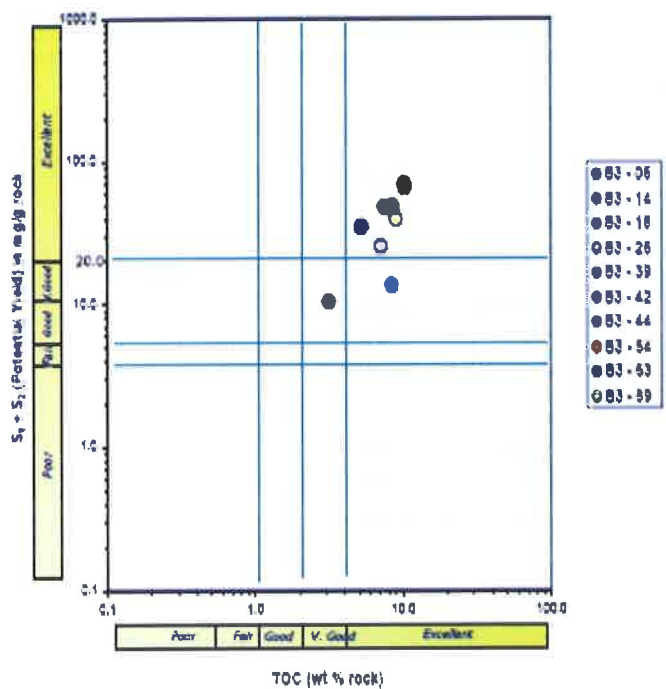


Gambar 4
Korelasi antara kedalaman dan kandungan minyak

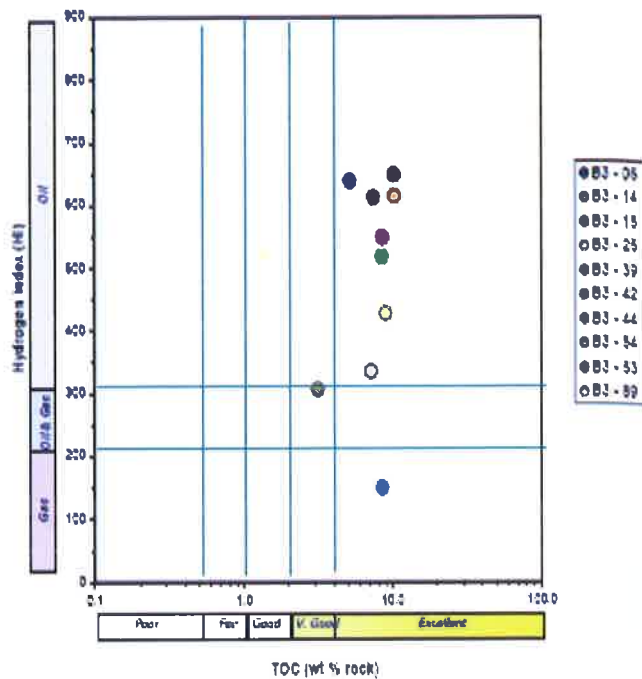


Gambar 5
Korelasi antara kedalaman dan total organik karbon (TOC)

TOC vs S₁+S₂



TOC vs HI



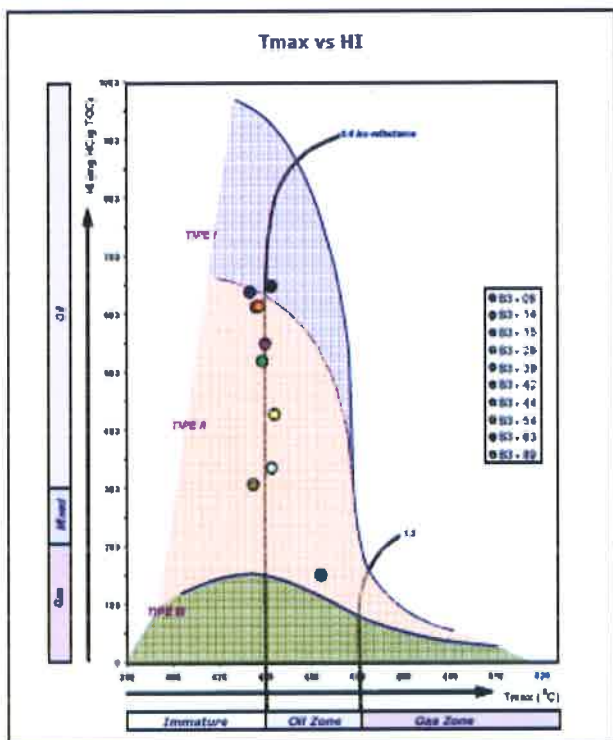
Gambar 6

Korelasi antara Total Organik Karbon dan (S₁ + S₂)

Gambar 7

Korelasi antara Total Organik Karbon dan Hidrogen Indeks

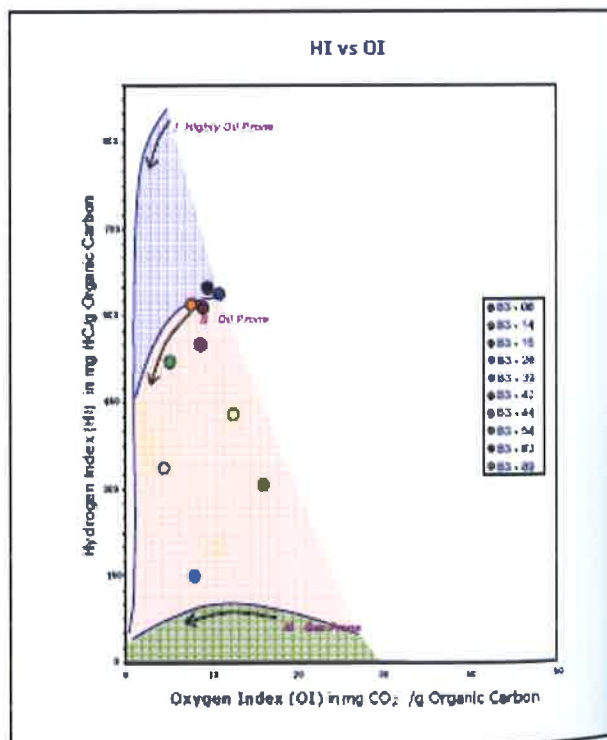
Tmax vs HI



Gambar 8

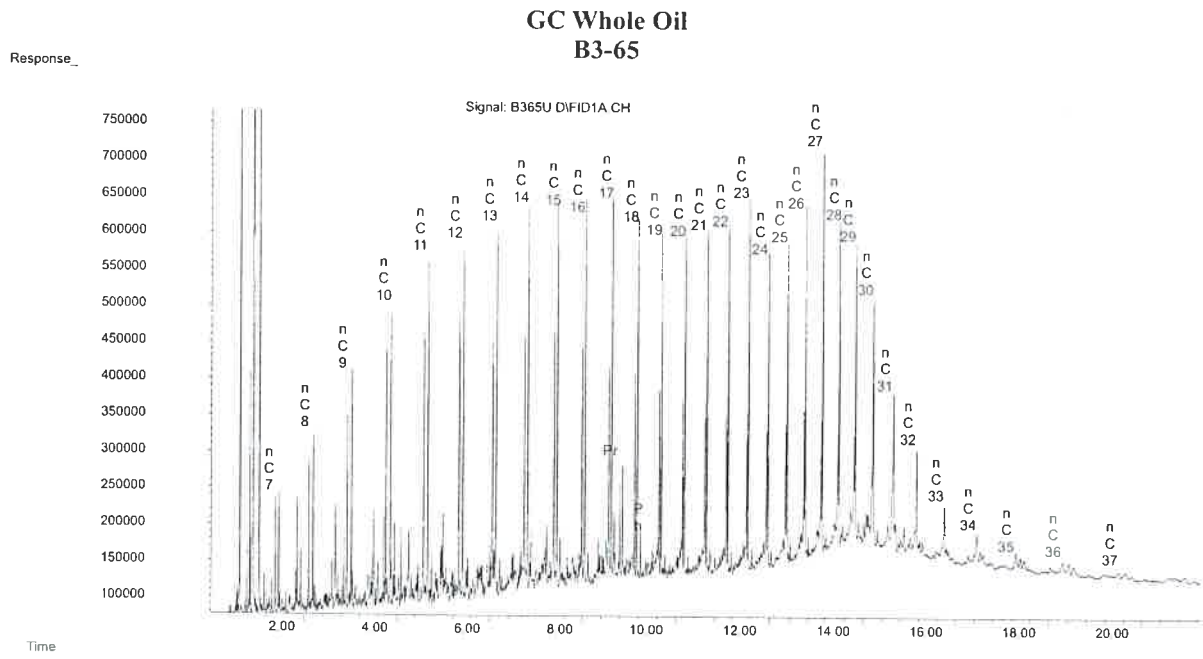
Tipe kandungan organik berdasarkan Tmax dan Hidrogen Indeks

HI vs OI

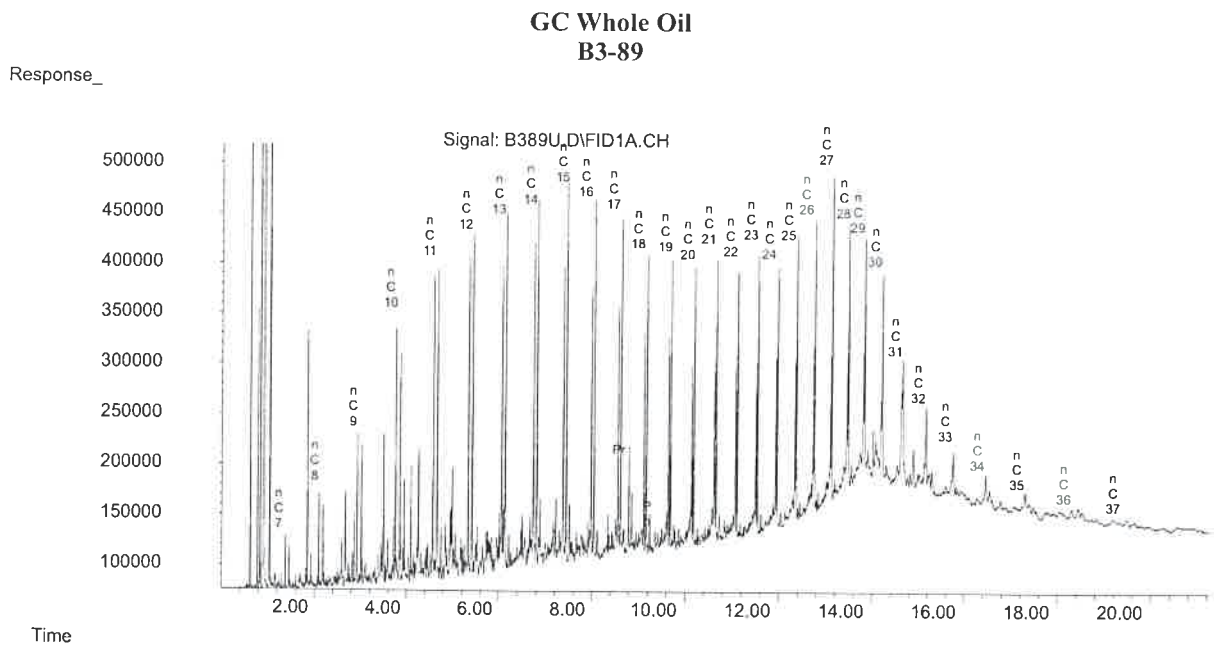


Gambar 9

Plotting data analisa berdasarkan Hidrogen Index dan Oxygen Index menunjukkan jalur evolusi kerogen dalam diagram van Krev elen



Gambar 10
Gas Chromatograph Conto B3-65 pada kedalaman 77,60 78,60 m



Gambar 11
Gas Chromatograph Conto B3-65 pada kedalaman 101,60 102 m

Tabel 1
Analisa Petrografi Organik Bitumen Padat Daerah Padanglawas

Lab. No.	Type of Samples/ Depth (m)	R _v Mean (%)	Range & (St.dev %)	No. Measr.	Description
B3-K1	Core (3.50 – 11.52)	0.20	0.17 – 0.23 (0.03)	4	<i>Botryococcus</i> -related telalginite sparse, yellow, lamalginite sparse, orange, liptodetrinite rare, orange. Claystone >> Carbonate . Dom common, L>V>I. Liptinite common, vitrinite and inertinite rare. Iron oxides common. Pyrite sparse.
B3-K2	Core (11.60 – 20.60)	-	-	-	Lamalginite and <i>Botryococcus</i> -related telalginite common, yellow to orange, liptodetrinite sparse, orange. Claystone >> Carbonate . Dom common, L>V. Liptinite common, vitrinite rare, inertinite absent. Iron oxides sparse. Pyrite rare.
B3-K3	Core (20.60 – 31.10)	0.21	0.19 – 0.24 (0.03)	3	Lamalginite and <i>Botryococcus</i> -related telalginite abundant, yellow to orange, liptodetrinite sparse, orange. Claystone >> Carbonate . Dom abundant, L>>V>I. Liptinite abundant, vitrinite and inertinite rare. Iron oxides common. Pyrite common.
B3-K4	Core (31.10 – 41.60)	0.21	0.19 – 0.23 (0.03)	2	<i>Botryococcus</i> -related telalginite abundant, yellow, lamalginite common, orange, liptodetrinite sparse, orange. Claystone . Dom abundant, L>>V=I. Liptinite abundant, vitrinite and inertinite rare. Ironoxides common. Pyrite sparse.
B3-K5	Core (41.60 – 50.60)	0.21	0.20 – 0.23 (0.02)	2	Lamalginite and <i>Botryococcus</i> -related telalginite abundant, yellow to orange, liptodetrinite common, orange. Claystone >> Carbonate . Dom abundant, L>>V>I. Liptinite abundant, vitrinite and inertinite rare. Iron oxides common. Pyrite abundant.
B3-K6	Core (50.60 – 61.60)	0.28	0.20 – 0.34 (0.05)	6	Lamalginite major, orange, <i>Botryococcus</i> -related telalginite abundant, yellow, liptodetrinite common, yellow to orange. Claystone >> Carbonate . Dom major, L>>V>I. Liptinite major, vitrinite sparse, inertinite rare. Iron oxides abundant. Pyrite abundant.
B3-K7	Core (61.60 – 70.60)	0.23	0.22 – 0.25 (0.01)	4	Lamalginite major, orange. <i>Botryococcus</i> -related telalginite abundant, yellow, liptodetrinite common, yellow to orange. Claystone >> Carbonate . Dom major, L>>V>I. Liptinite major, vitrinite and inertinite rare. Iron oxides common. Pyrite abundant.
B3-K8	Core (70.60 – 80.60)	0.27	0.21 – 0.31 (0.03)	14	Lamalginite and <i>Botryococcus</i> -related telalginite major, yellow to orange, liptodetrinite abundant, orange. Claystone>> Carbonate . Dom major, L>>V>I. Liptinite major, vitrinite sparse, inertinite rare. Iron oxides abundant. Pyrite abundant.
B3-K9	Core (80.60 – 92.60)	0.28	0.25 0.30 (0.02)	3	Lamalginite abundant, orange, liptodetrinite common, yellow to orange. <i>Botryococcus</i> -related telalginite sparse, yellow. Claystone . Dom abundant, L>>V. Liptinite abundant, vitrinite rare. Iron oxides abundant. Pyrite major.
B3-K10	Core (92.60 – 102.00)	0.30	0.26 – 0.32 (0.02)	5	Lamalginite abundant, orange, yellow to orange, <i>Botryococcus</i> -related telalginite and liptodetrinite common, yellow to orange. Claystone . Dom abundant, L>>V>I. Liptinite abundant, vitrinite sparse, inertinite absent. Iron oxides abundant. Pyrite major.

Tabel 2
 Hasil Analisa 'Retorting' dan Total Karbon Organik (TOC) Bitumen Padat Daerah Padanglawas

No.	No. Conto	Kedalaman {Tebal (M)}	Kandungan Minyak (Liter/Ton)	Kandungan Organik Karbon {TOC (%)}	Kandungan Air (Liter/Ton)
1	B3 01	3,50 – 4,50 (1,00)	12	3,56	75
2	B3 02	4,50 – 5,60 (1,10)	13	3,40	98
3	B3 03	5,60 – 6,60 (1,00)	14	3,13	78
4	B3 04	6,60 – 7,00 (0,40)	12	4,43	140
5	B3 05	7,80 – 8,80 (1,00)	18	3,82	119
6	B3 06	8,80 – 11,52 (2,72)	12	5,22	154
7	B3 07	11,60 – 12,60 (1,00)	7	6,74	95
8	B3 08	12,60 – 14,20 (1,60)	13	8,22	110
9	B3 09	14,55 – 15,95 (1,40)	9	11,03	130
10	B3 10	15,95 – 16,95 (1,00)	17	5,46	108
11	B3 11	16,95 – 17,95 (1,00)	18	10,43	111
12	B3 12	17,95 – 18,95 (1,00)	14	11,71	110
13	B3 13	18,95 – 20,60 (1,65)	10	8,61	110
14	B3 14	20,60 – 21,60 (1,00)	0	3,15	70
15	B3 15	21,60 – 22,60 (1,00)	4	8,44	90
16	B3 16	22,60 – 23,60 (1,00)	8	9,02	106
17	B3 17	23,60 – 24,60 (1,00)	10	8,36	78
18	B3 18	24,60 – 26,40 (1,80)	19	8,07	94
19	B3 19	26,40 – 27,40 (1,00)	12	7,13	44
20	B3 20	27,40 – 29,40 (2,00)	16	6,81	80
21	B3 21	29,40 – 31,10 (1,70)	18	8,65	52
22	B3 22	31,10 – 32,60 (1,50)	11	7,27	78
23	B3 23	32,60 – 33,60 (1,00)	3	9,31	9
24	B3 24	33,60 – 34,40 (0,80)	11	6,97	45
25	B3 25	34,40 – 35,60 (1,20)	16	6,52	74
26	B3 26	35,60 – 36,60 (1,00)	20	7,15	86
27	B3 27	36,60 – 38,60 (2,00)	13	6,13	88
28	B3 28	38,60 – 41,60 (3,00)	24	7,60	64
29	B3 29	41,60 – 42,60 (1,00)	20	7,44	60
30	B3 30	42,60 – 43,60 (1,00)	22	6,90	56
31	B3 31	43,60 – 44,60 (1,00)	20	5,82	60
32	B3 32	44,60 – 45,60 (1,00)	16	7,44	24
33	B3 33	45,60 – 46,60 (1,00)	13	6,91	86
34	B3 34	46,60 – 47,60 (1,00)	18	7,82	80
35	B3 35	47,60 – 48,60 (1,00)	20	7,43	78
36	B3 36	48,60 – 49,60 (1,00)	20	7,28	70
37	B3 37	49,60 – 50,60 (1,00)	15	7,02	93
38	B3 38	50,60 – 51,60 (1,00)	10	7,15	39
39	B3 39	51,60 – 52,60 (1,00)	28	8,48	36
40	B3 40	52,60 – 53,60 (1,00)	23	7,48	40
41	B3 41	53,60 – 54,60 (1,00)	32	8,40	32
42	B3 42	54,60 – 55,60 (1,00)	32	7,46	40
43	B3 43	55,60 – 56,60 (1,00)	3	7,78	18
44	B3 44	56,60 – 57,60 (1,00)	36	8,52	42
45	B3 45	57,60 – 58,60 (1,00)	20	8,33	44
46	B3 46	58,60 – 59,60 (1,00)	21	7,22	90
47	B3 47	59,60 – 60,60 (1,00)	25	7,93	130
48	B3 48	60,60 – 61,60 (1,00)	22	6,39	40
49	B3 49	61,60 – 62,60 (1,00)	28	7,50	66
50	B3 50	62,60 – 63,60 (1,00)	35	9,11	37
51	B3 51	63,60 – 64,60 (1,00)	24	8,33	60
52	B3 52	64,60 – 65,60 (1,00)	48	8,84	60
53	B3 53	65,60 – 66,60 (1,00)	28	7,66	68
54	B3 54	66,60 – 67,60 (1,00)	48	10,28	70
55	B3 55	67,60 – 68,60 (1,00)	51	8,45	47
56	B3 56	68,60 – 69,60 (1,00)	64	10,16	38
57	B3 57	69,60 – 70,60 (1,00)	50	7,99	60
58	B3 58	70,60 – 71,60 (1,00)	50	8,77	66
59	B3 59	71,60 – 72,60 (1,00)	50	9,10	50
60	B3 60	72,60 – 73,60 (1,00)	50	9,37	57
61	B3 61	73,60 – 74,60 (1,00)	50	9,69	60
62	B3 62	74,60 – 75,60 (1,00)	2	10,09	6
63	B3 63	75,60 – 76,60 (1,00)	68	10,23	60
64	B3 64	76,60 – 77,60 (1,00)	74	11,43	36
65	B3 65	77,60 – 78,60 (1,00)	78	10,24	68
66	B3 66	78,60 – 79,60 (1,00)	50	13,34	65
67	B3 67	79,60 – 80,60 (1,00)	44	9,89	85
68	B3 68	80,60 – 81,60 (1,00)	56	10,22	84

Tabel 2 (lanjutan)
 Hasil Analisa 'Retorting' dan Total Karbon Organik (TOC) Bitumen Padat Daerah Padanglawas

No.	No. Conto	Kedalaman {Tebal (M)}	Kandungan Minyak (Liter/Ton)	Kandungan Organik Karbon {TOC (%)}	Kandungan Air (Liter/Ton)
69	B3 - 69	81,60 - 82,60 (1,00)	52	14,36	85
70	B3 - 70	82,60 - 83,60 (1,00)	46	14,19	88
71	B3 - 71	83,60 - 84,60 (1,00)	17	13,80	0
72	B3 - 72	84,60 - 85,60 (1,00)	28	13,29	70
73	B3 - 73	85,60 - 86,60 (1,00)	26	14,80	84
74	B3 - 74	86,60 - 87,60 (1,00)	53	13,78	65
75	B3 - 75	87,60 - 88,60 (1,00)	65	11,69	44
76	B3 - 76	88,60 - 89,60 (1,00)	38	13,65	70
77	B3 - 77	89,60 - 90,60 (1,00)	30	13,29	80
78	B3 - 78	90,60 - 91,60 (1,00)	28	12,70	64
79	B3 - 79	91,60 - 92,60 (1,00)	40	11,47	60
80	B3 - 80	92,60 - 93,60 (1,00)	30	11,82	40
81	B3 - 81	93,60 - 94,60 (1,00)	40	12,07	22
82	B3 - 82	94,60 - 95,60 (1,00)	2	8,21	0
83	B3 - 83	95,60 - 96,60 (1,00)	10	8,54	8
84	B3 - 84	96,60 - 97,60 (1,00)	40	8,17	34
85	B3 - 85	97,60 - 98,60 (1,00)	43	13,08	56
86	B3 - 86	98,60 - 99,60 (1,00)	26	9,16	60
87	B3 - 87	99,60 - 100,60 (1,00)	24	9,02	60
88	B3 - 88	100,60 - 101,60 (1,00)	10	8,35	10
89	B3 - 89	101,60 - 102,00 (0,40)	60	8,98	26

Tabel 3
 Hasil Analisa Rock Eval Bitumen Padat Daerah Padanglawas

No.	No. Conto	TMax	S ₁	S ₂	S ₃	S ₁ + S ₂	S ₂ / S ₃	PI	PC	% TOC	HI	OI
1	B3 - 06	430	1,30	33,29	0,56	34,59	59,45	0,04	2,87	5,22	638	11
2	B3 - 14	431	0,69	9,64	0,48	10,33	20,08	0,07	0,86	3,15	306	15
3	B3 - 15	429	0,90	12,56	0,68	13,46	18,47	0,07	1,12	8,44	149	8
4	B3 - 26	437	1,13	23,92	0,35	25,05	68,34	0,05	2,08	7,15	335	5
5	B3 - 39	434	1,66	44,00	0,46	45,66	95,65	0,04	3,79	8,48	519	5
6	B3 - 42	432	1,64	45,68	0,68	47,32	67,18	0,03	3,93	7,46	612	9
7	B3 - 44	435	1,33	46,74	0,74	48,07	63,16	0,03	3,99	8,52	549	9
8	B3 - 54	433	1,95	63,19	0,82	65,14	77,06	0,03	5,41	10,28	615	8
9	B3 - 63	437	2,17	66,30	0,97	68,47	68,35	0,03	5,68	10,23	648	9
10	B3 - 89	438	0,76	38,35	1,09	39,11	35,18	0,02	3,25	8,98	427	12

Ket.

TMax. = Temperatur Maksimum S₁; S₁ = Volatil Hidrokarbon; S₂ = Hydrocarbon Generating Potential; S₃ = Organik Karbon Dioxida; S₁ + S₂ = Potential Yield; PI = Production Index; PC = Pyrolysable Carbon; TOC = Total Organic Carbon; HI = Hydrogen Index; OI = Oxygen Index.

Tabel 4
 Hasil Analisis Gas Chromatography Bitumen Padat Daerah Padanglawas

Parameter	Conto	
	B3 - 65	B3 - 89
Pristane/Phytane	1,32	0,57
Pristane/nC17	0,17	0,07
Phytane/nC18	0,14	0,13
n-Alkanes		
A Total C25 C33-Odd	15,12	14,88
B Total C24 C32-Even	16,36	16,14
C Total C26 C34-Even	12,86	12,76
CPI	1,05	1,04
D Total C23 C27-Odd	13,44	13,05
E Total C25 C29-Odd	12,53	12,40
F Total C24 C28-Even	12,14	12,03
CPI	1,07	1,06