

KANDUNGAN MATERIAL ORGANIK DAN SIFAT GEOKIMIA BATULEMPUNG PALEOGEN DAN NEOGEN DI CEKUNGAN SERAYU: Suatu Analisis Potensi Batuan Induk Hidrokarbon

E. Slameto, H. Panggabean dan S. Bachri

Pusat Survei Geologi
Jl. Diponegoro No.57 Bandung 40122

Sari

Telah dilakukan analisis geokimia (pirolisis *Rock-Eval*, kromatografi gas *IGC*, dan kromatografi gas spektrometer massa/*GCMS*) terhadap dua percontoh batulempung Paleogen, tiga batulempung Neogen, dan satu percontoh rembesan minyak bumi di daerah Cekungan Serayu. Hasil analisis tersebut menunjukkan bahwa batulempung Neogen mempunyai nilai *TOC* lebih tinggi dibanding batulempung Paleogen. Satu percontoh batulempung Neogen dapat memenuhi syarat sebagai batuan induk minyak maupun gas bumi, sementara percontoh lainnya, termasuk batulempung Paleogen hanya memiliki kriteria sebagai batuan induk gas bumi. Komposisi geokimia batulempung Neogen di Kali Gintung mengindikasikan bahwa batuan tersebut dapat dikorelasikan dengan rembesan minyak bumi di daerah Kali Gintung. Tipe kerogen dalam batulempung di daerah penelitian berkisar dari tipe III (asal darat) dan Tipe II (campuran asal darat dan laut).

Kata kunci: batuan induk hidrokarbon, pirolisis *rock eval*, kromatografi gas, kromatografi gas spektrometer massa, Cekungan Serayu

Abstract

Geochemistry analysis (Rock-Eval pyrolysis, GC and GC-MS) on 2 (two) samples of Paleogene claystone, 3 (three) samples Neogene claystone, and 1 (one) oil seepage sample in Serayu Basin. The result of analysis shows that TOC of the Neogene claystone is higher than the Paleogene claystone. One sample of the Neogene claystone is able to be classified as source rock for oil and gas, whilst the others including the Paleogene claystone show as gas source rock. The geochemistry composition of Neogene claystone at Gintung River indicates that the oil seepage can be correlated with the rocks. The kerogen type of all claystone in the area ranges from Type III (terrestrial) to Type II (mixing terrestrial and marine).

Keywords: hydrocarbon source rock, Rock-Eval pyrolysis, gas chromatography, gas chromatography-mass spectrometry, Serayu Basin

Pendahuluan

Selama penelitian di daerah Cekungan Serayu (Gambar 1) telah ditemukan satu rembesan minyak bumi di daerah Kalibening, tepatnya di tepian Kali Gintung, yaitu pada koordinat 07°4'45,4 LS dan 109°34'46,0" BT. Minyak bumi yang berwarna coklat kekuningan keluar dari batulempung yang diduga merupakan bagian dari Formasi Merawu yang berumur Neogen (Condon drr., 1975) atau dipetakan sebagai Formasi Rambatan oleh Condon drr. (1996).

Studi terhadap batulempung Formasi Worawari (Bachri drr., 2008) atau dinamakan Batuan Paleogen Serayu Utara (Condon drr., 1975) atau Formasi Totogan (Condon drr., 1996) berumur Paleogen dan batulempung Formasi Merawu berumur Neogen telah dilaksanakan. Lima percontoh batulempung, masing-masing dua dari Paleogen dan tiga dari Neogen telah diambil untuk analisis pirolisis *Rock-*

Eval, dan kandungan material organik (*TOC*) untuk mengetahui tingkat kematangan termal dan jumlah serta tipe kerogen di dalam batuan.

Selanjutnya dilakukan analisis geokimia biomarker dengan metode kromatografi gas (*GC*) dan kromatografi gas-spektrometer massa (*GCMS*) untuk mengetahui asal material organik dan lingkungan pengendapan.

Analisis *TOC* Dan *Rock Eval Pyrolysis*

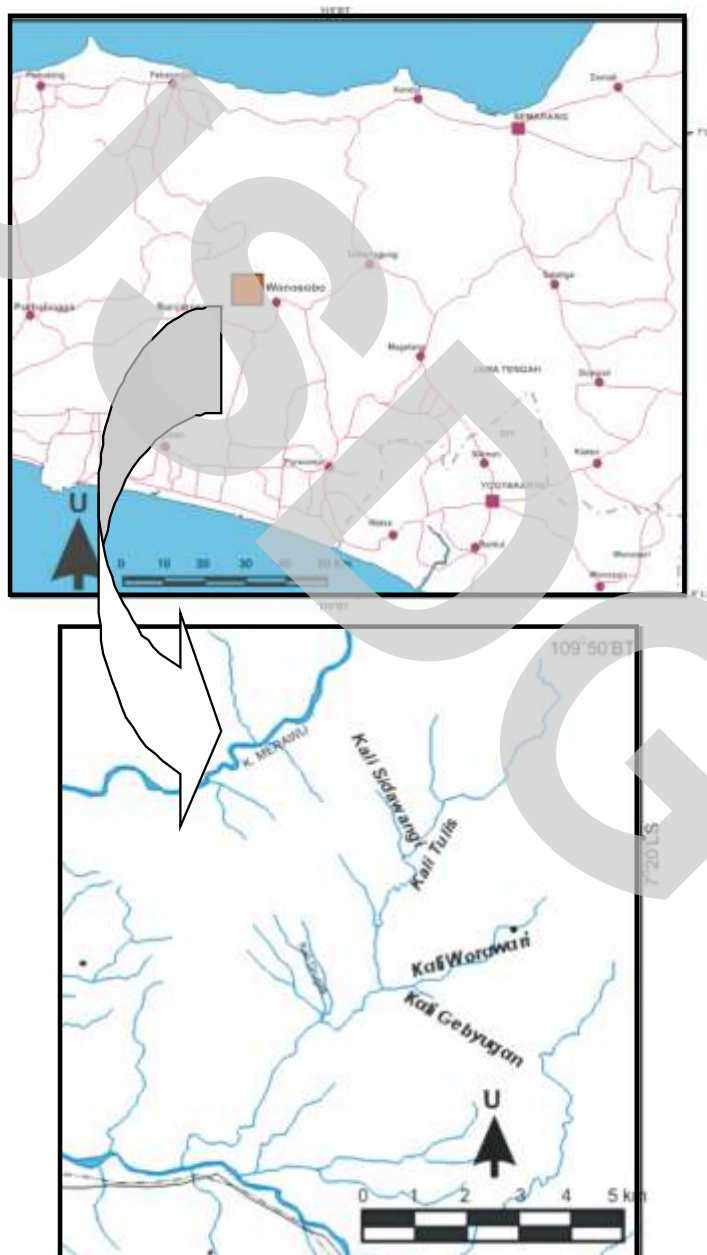
Kandungan Karbon Organik (TOC)

Berdasarkan analisis *TOC* dan pirolisis *rock eval* kelima percontoh batulempung/serpih didapatkan hasil seperti terlihat pada Tabel 1. Percontoh batulempung Paleogen memiliki kandungan *TOC* masing-masing 0,37% dan 0,50 %, yang lebih tinggi dari ketiga percontoh batulempung Neogen, yaitu 0,61% dan 0,92% dan 0,69%. Demikian pula halnya dengan jumlah total hidrokarbon (*Py*), yaitu

gabungan antara jumlah hidrokarbon bebas (S1) dan jumlah hidrokarbon yang dilepaskan dari kerogen (S2). Nilai pada percontoh batuan Neogen, yaitu antara 0,75 sampai 1,88 mg/g lebih besar dibanding nilai percontoh batuan Paleogen (0,63 dan 0,83 mg/g).

Untuk menjadi batuan induk hidrokarbon, terdapat keragaman batas minimal nilai TOCnya, atau persentase berat karbon organik dalam batuan. Ronov (1958) mengusulkan kisaran 0,4 – 1,4%, Schroyer dan Zarella (1963) mengusulkan 1,5%, sedangkan Welte (1965) membuat batas 0,5%.

Berdasarkan ketiga klasifikasi tersebut, hanya percontoh 08SB30T (percontoh Paleogen) yang tidak memenuhi kriteria batuan induk, selebihnya dengan menggunakan ketiga klasifikasi tersebut memenuhi kriteria. Meskipun demikian, Koesoemadinata (1980) mengemukakan bahwa nilai EOM/TOC lebih bermakna dibanding nilai TOC dalam penilaian batuan induk hidrokarbon. EOM (*extractable Organic Matter*) adalah zat organik hidrokarbon dan non-hidrokarbon yang dapat diekstraksi atau dilarutkan, misalnya dalam CS₂. EOM / TOC (minyak / kerogen) paling rendah terdapat dalam batubara dan serpih minyak.



Gambar 1. Lokasi daerah penelitian.

Tabel 1. Data TOC dan *Pyrolysis Rock Eval*

No.	Formasi	No Percontoh	Litologi	TOC (%)	S1	S2	S3	Py	S2/S3	PI	Pc	T _{max} °C	HI	OI
					mg/g									
1	Merawu	08SB09G	Serpilh	0,61	0,23	0,52	0,09	0,75	5,78	0,31	0,06	428	86	15
2	Merawu	08SB10I	Serpilh	0,92	0,38	1,09	0,10	1,47	10,9	0,26	0,12	434	118	11
3	Worawariu	08SB30K	Serpilh	0,50	0,29	0,54	0,03	0,83	18,0	0,35	0,07	436	109	6
4	Worawari	08SB30T	Serpilh	0,37	0,26	0,37	0,07	0,63	5,29	0,41	0,05	431	101	19
5	Merawu	08ED35B	Serpilh	0,69	0,23	1,65	0,14	1,88	11,79	0,12	0,16	435	239	20

TOC : Karbon organik total
 S1 : Jumlah hidrokarbon bebas
 S2 : Jumlah hidrokarbon yang dilepaskan dari kerogen
 S3 : Karbon dioksida organik
 Py = S1 + S2 : Jumlah total hidrokarbon
 PI : Indeks produksi = S1/S1+S2
 PC : Karbon terpiroksis
 Tmax : Temperatur maksimum pada puncak S2
 HI : Indeks hidrogen = S2/TOC x 100
 OI : Indeks oksigen = S3/TOC x 100

Kualitas Batuan Induk

Kualitas batuan induk, baik batuan Paleogen maupun Neogen di daerah penelitian adalah buruk sampai sedang yang didasarkan atas nilai TOC vs S2 (Gambar 2). Demikian pula berdasarkan persentase TOC dan HI (Indeks Hidrogen) (Gambar 3) dapat diklasifikasikan bahwa kualitas batuan induk Paleogen dan Neogen buruk sampai sedang. Gambar 2 juga memperlihatkan bahwa hanya percontoh batulempung dari Kali Gintung (08ED35B) saja yang dapat menjadi batuan induk minyak dan gas bumi, sementara percontoh lainnya hanya dapat berfungsi sebagai batuan induk gas bumi.

Sementara itu, dari diagram komposisi ekstrak/minyak (Gambar 4), terlihat bahwa percontoh batulempung Paleogen dan Neogen memiliki tingkat kematangan yang relatif sama. Pada Gambar 5, yaitu penggambaran nilai persentase TOC vs jumlah *organic extract* tampak bahwa dua percontoh batulempung Neogen, yaitu 08SB10I dan

08ED35B, menunjukkan kualitas batuan induk yang lebih baik dibanding percontoh lainnya.

Analisis Kromatografi Gas (Gc) dan Kromatografi Gas Spektrometer Massa (GC-MS).

Korelasi Batuan Induk dan Rembesan Minyak, dan Tipe Kerogen

Berdasarkan analisis sidik jari kromatografi gas (Gambar 6), tampak bahwa percontoh 08ED35B paling mirip dengan percontoh minyak, sehingga dapat diartikan bahwa percontoh tersebut merupakan batuan induk dari rembesan minyak di Kali Gintung. Sementara itu, berdasarkan diagram Pristanen/n-C17 vs Phytanen/n-C18 (Gambar 7), dapat diketahui tipe kerogen dan asal material organik. Dari kelima percontoh batulempung, ternyata hanya percontoh 08ED35B yang memiliki kerogen tipe III, dengan material organik campuran dari laut dan darat. Adapun percontoh lainnya memiliki kerogen tipe II, dengan material organik berasal dari darat.

Asal Organisme (Lingkungan Pengendapan)

Dari diagram komposisi sterana (Gambar 8) dapat diketahui bahwa organisme pada seluruh percontoh yang dianalisis merupakan organisme akuatik. Dalam hal ini ditafsirkan berasal dari laut dangkal, mengingat batuan Neogen, khususnya Formasi Merawu bagian bawah mempunyai lingkungan pengendapan laut dangkal, dan ke arah atas berangsur menjadi lingkungan pasang surut. Adapun lingkungan pengendapan batuan Paleogen (Formasi Worawari), adalah laut dalam. Lingkungan yang lebih dalam ini mungkin yang menyebabkan kandungan karbon organik pada batuan Paleogen lebih rendah dibanding pada batuan Neogen.

Sementara itu berdasarkan sidik jari sterana (m/z217) tampak distribusi biomaker sterana dari ekstrak batuan (Gambar 9 A s/d E) dan minyak bumi (Gambar 9F). Sementara pada Gambar 10, yaitu sidik jari terpana dan triterpana ion (m/z 191) menunjukkan perbandingan distribusi biomarker terpana dan triterpana pada keenam percontoh (5 percontoh batuan dan satu percontoh minyak-bumi).

Kesimpulan

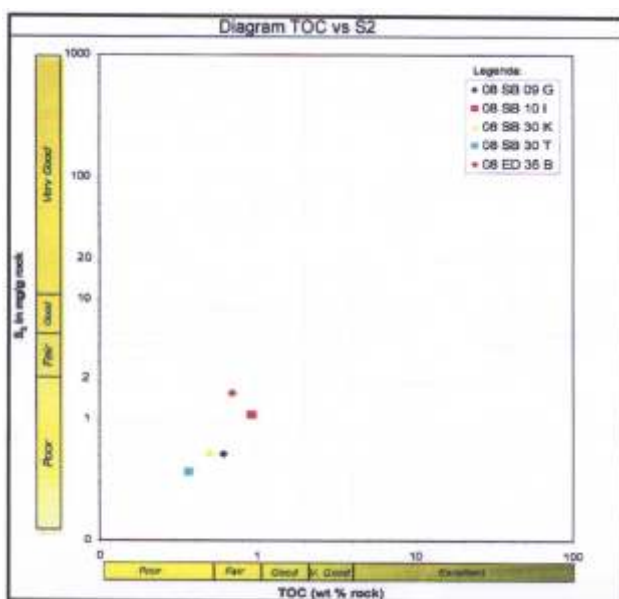
Jumlah hidrokarbon yang dilepaskan dari kerogen (S₂), nilainya lebih besar pada percontoh-percontoh Neogen, yaitu antara 0,75 sampai 1,88 mg/g batuan, dibanding pada percontoh batuan Paleogen (0,63 dan 0,83 mg/g). Ini menunjukkan bahwa batulempung Formasi Merawu lebih berpotensi

sebagai batuan induk hidrokarbon dibandingkan dengan batulempung Formasi Worawari. Sementara itu, kualitas batuan induk untuk minyak dan gas bumi di daerah penelitian termasuk kategori buruk sampai sedang, namun batulempung Neogen memiliki kualitas lebih baik dibandingkan batulempung Paleogen, meskipun tingkat kematangannya relatif sama. Batulempung Neogen dan Paleogen di daerah penelitian digolongkan ke dalam kerogen tipe III yang material organiknya berasal dari darat, dan kerogen tipe II, yang material organiknya berasal dari campuran darat dan laut.

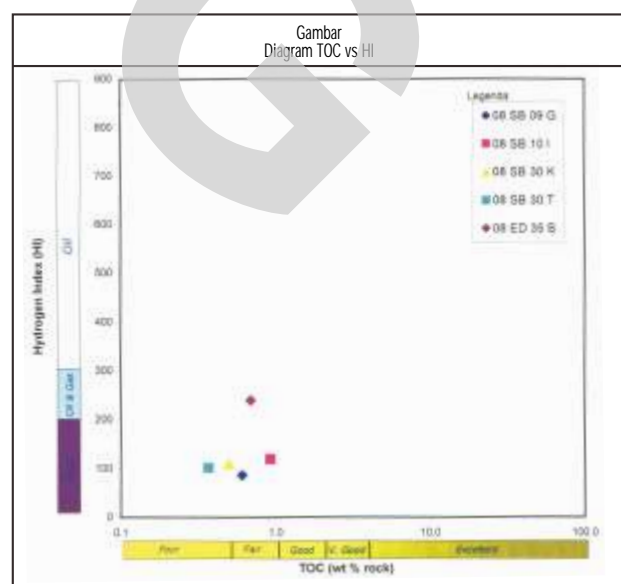
Analisis kromatografi gas mengindikasikan bahwa rembesan minyak bumi di Kali Gintung dapat dikorelasikan dengan batuan induk yang berasal dari batulempung Neogen. Jumlah percontoh batulempung yang dianalisis dalam penelitian ini sangat sedikit, sehingga untuk penelitian yang lebih terperinci diperlukan pengambilan percontoh batulempung/serpih lebih banyak, yang mewakili seluruh bagian dari Formasi Worawari maupun Formasi Merawu.

Ucapan Terima Kasih

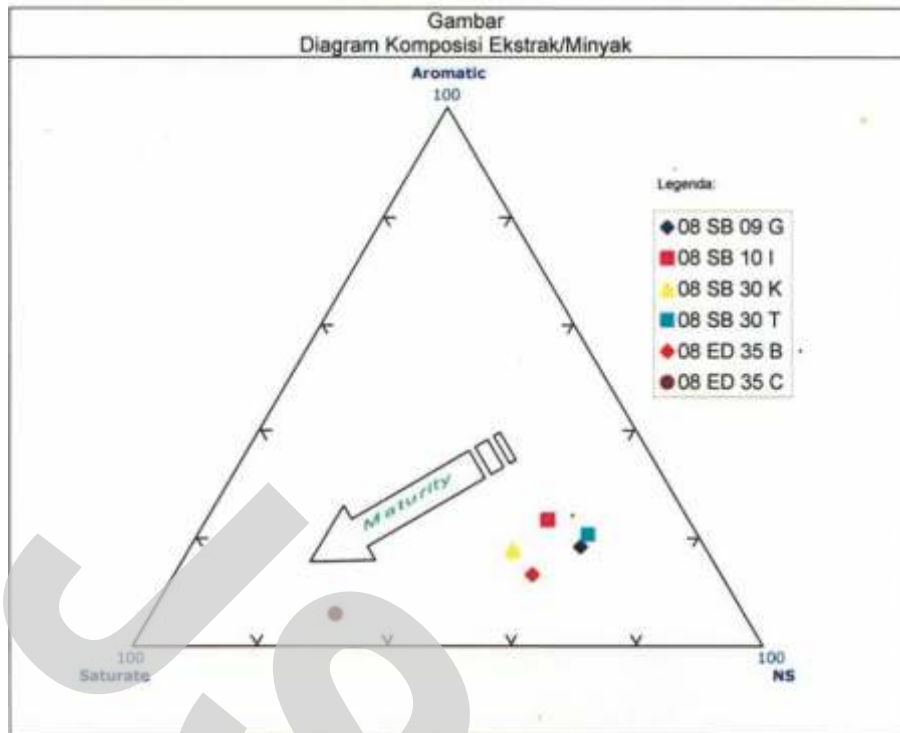
Penulis mengucapkan terimakasih atas segala bentuk kerjasama selama pengambilan data di lapangan maupun laboratorium, serta berbagai diskusi selama penyusunan laporan penelitian ini, terutama kepada Ir. D. Agustiyanto, M.Phil., Indra Nurdiana, ST., Ir. Rachmansyah, Ir. Erwin Hariyanto Nugroho, dan Rachmat Yantono Saragih, ST.



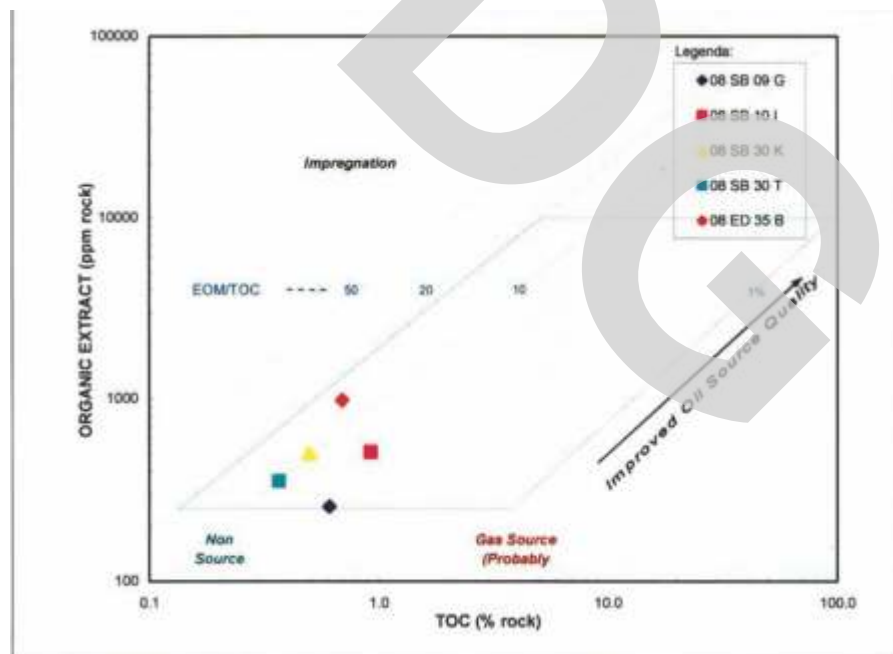
Gambar 2. Diagram TOC vs S₂.



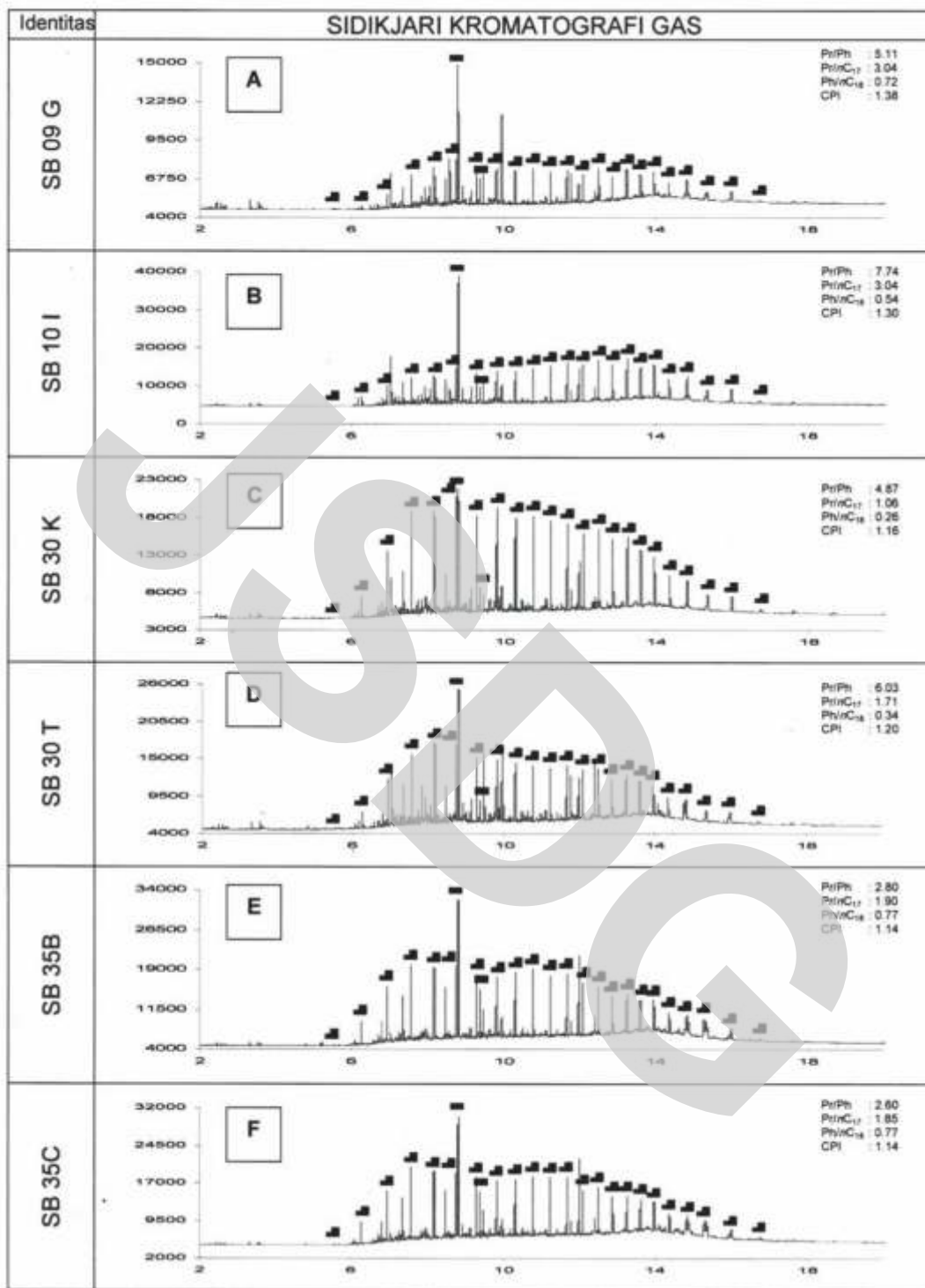
Gambar 3. Diagram TOC vs Hydrogen Index



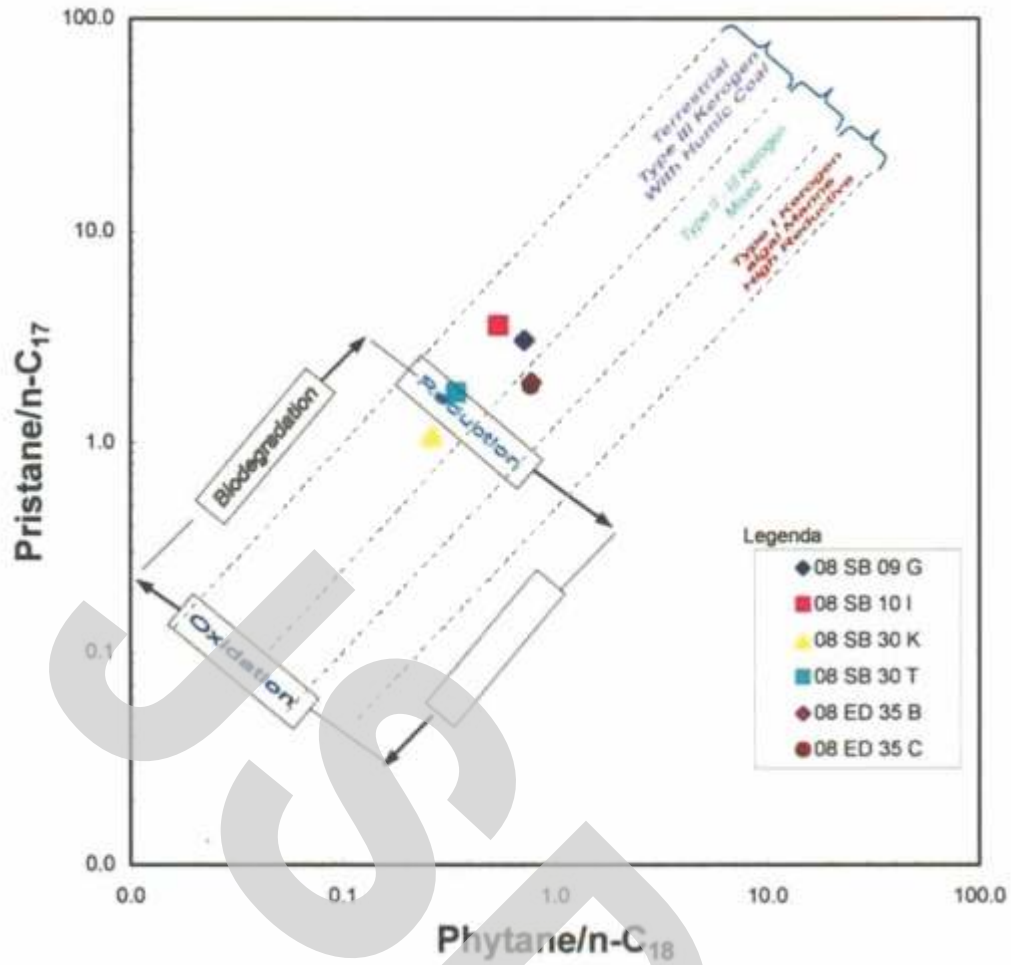
Gambar 4. Diagram komposisi ekstrak / minyak.



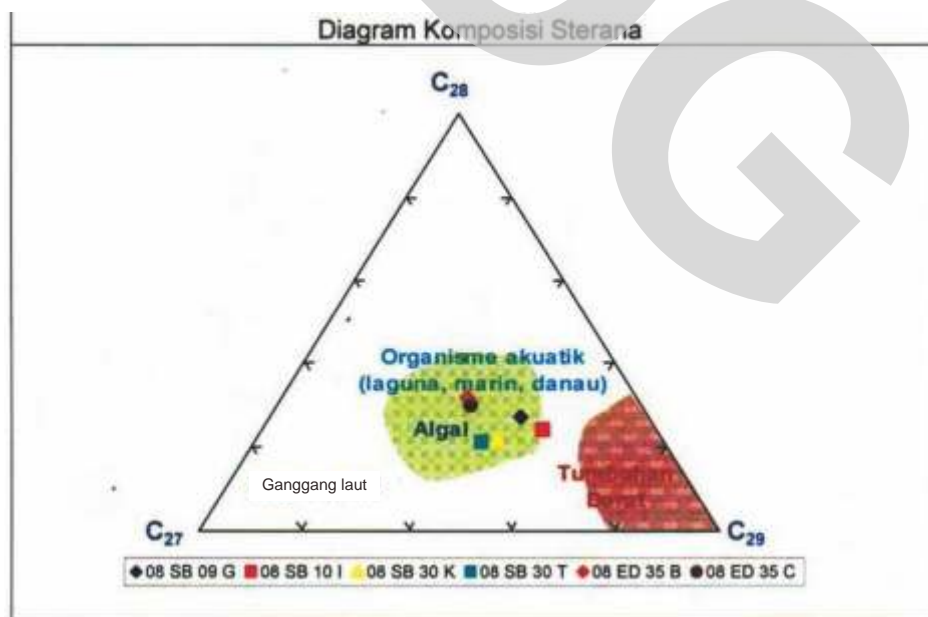
Gambar 5. Diagram TOC vs organic extract.



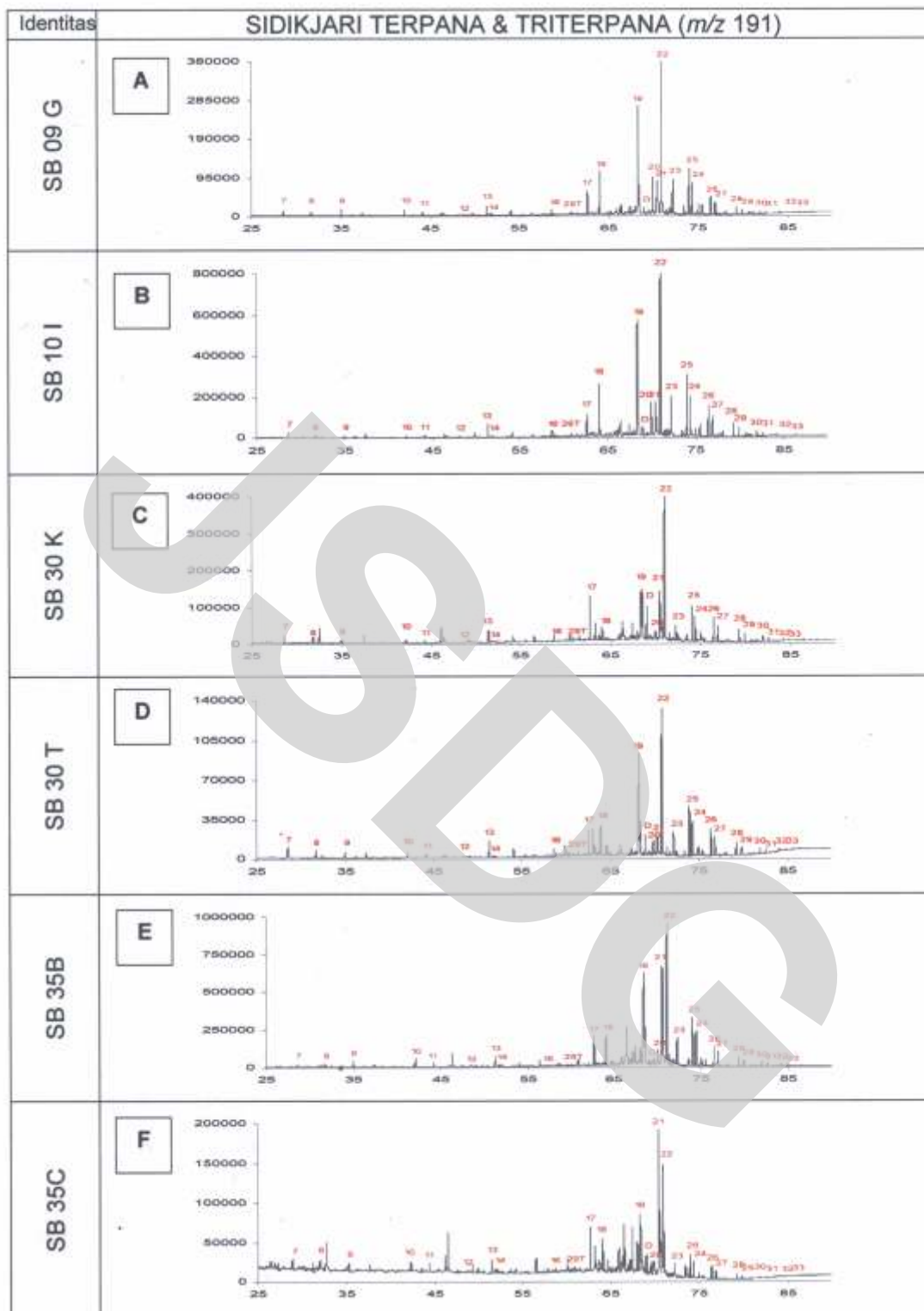
Gambar 6. Sidikjari kromatografi gas.



Gambar 7. Diagram Pristanen/n-C17 vs Phytanen/n-C18 yang menunjukkan tipe kerogen.



Gambar 8. Diagram komposisi sterana yang menunjukkan organisme pada kelima percontoh batulempung dan satu percontoh minyak-bumi berasal dari lingkungan akuatik.



Gambar 9. Distribusi biomarker pada sidikjari terpana dan triterpana ion m/z 191 pada kelima percontoh batulempung dan satu percontoh mimyakbumi (08ED35B).

Acuan

- Bachri, S., Agustiyanto, D.A. & Slameto, E., 2008. Penelitian Evolusi Cekungan Paleogen – Neogen Daerah Banjarnegara – Purbalingga, Jawa Tengah. Laporan Akhir, Pusat Survei Geologi, Bandung, tidak terbit.
- Condon, W.H., Pardiyanto, L. & Ketner, K.B., 1975. *Peta Geologi Lembar Banjarnegara dan Pekalongan, skala 1 : 100.000*, Direktorat Geologi, Bandung.
- Condon, W.H., Pardiyanto, L., Ketner, K.B., Amin, T.C., Gafoer, S. dan Samodra, H., 1996. *Peta Geologi Lembar Banjarnegara dan Pekalongan, Jawa, skala 1 : 100.000*, Edisi ke 2, Puslitbang Geologi, Bandung.
- Koesoemadinata, R.P., 1980. *Geologi Minyak - dan Gas Bumi*, Penerbit ITB, Edisi ke dua Jilid 2296 h.
- Ronov, A.B., 1958. Organic carbon in sedimentary rocks (in relation to the presence of petroleum. *Geochemistry* v.5, h.510-536.
- Schrayer, G.J. & Zarella, W.M., 1963. Organic geochemistry of shales, I. Distribution of organic matter in the siliceous Mowry Shale in Wyoming. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, v.27, h.1033-1046.
- Welter, 1965, h.190. Relation between petroleum and sandstone rock. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 49. 2246-2268. WBLTE.

JSDG