

**KARAKTERISTIK BATUAN INDUK HIDROKARBON DAN HUBUNGANNYA
DENGAN REMBESAN MINYAK DI LAPANGAN MINYAK CIPLUK,
KABUPATEN KENDAL, PROVINSI JAWA TENGAH**

**THE CHARACTERISTIC OF HYDROCARBON SOURCE ROCK AND ITS RELATIONSHIP
TO OIL SEEPAGE IN THE CIPLUK OILFIELD, KENDAL REGENCY,
CENTRAL JAVA PROVINCE**

Praptisih

Pusat Penelitian Geoteknologi-LIPI,
Jl. Sangkuriang Komplek LIPI Gedung 70 Bandung
praptie3103@yahoo.com

ABSTRAK

Lapangan minyak Cipluk di Cekungan Serayu Utara merupakan lapangan minyak tua jaman Belanda yang telah ditinggalkan, dan belum pernah dilakukan analisis geokimia minyak atau batuan yang diduga sebagai batuan sumber. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui karakteristik batuan induk dari Formasi Kerek dan Formasi Penyatan dan hubungannya dengan rembesan minyak bumi di Sojomerto. Metodologi yang dilakukan adalah penelitian lapangan dan analisis laboratorium. Dari analisis batuan induk diperoleh nilai Kandungan Organik Karbon (TOC) yang berkisar dari 0,72% sampai 7,97%, yang menunjukkan kategori sedang hingga sangat baik untuk mampu membentuk hidrokarbon. Berdasarkan pirolisis *rock eval* tingkat kematangan *thermal* dari conto berada dalam kisaran belum matang hingga matang, sedangkan tipe kerogennya termasuk ke dalam tipe III. Hasil analisis geokimia conto minyak menunjukkan minyak yang telah mencapai tingkat matang, batuan induk minyak diendapkan pada lingkungan estuarin atau lakustrin dangkal dengan material organik yang berasal dari tumbuhan daratan. Rembesan minyak di Sojomerto tidak mempunyai korelasi geokimia dengan conto batuan induk dari Formasi Kerek atau Formasi Penyatan.

Kata kunci: Formasi Kerek, Formasi Penyatan, karakteristik batuan induk, rembesan minyak

ABSTRACT

The Cipluk oil field located in the North Serayu Basin is the oil field in the Dutch Era and has been abandoned and geochemical analysis of oil and rock predicted as source rocks has never been done. The propose of the study was to detemine source rock potential of Kerek and Penyatan Formation and also to know geochemical characteristic of oil seepage at Sojomerto. The method used in this study are a field research and taking samples of mudstone and oil seepage tobe analyzed in the laboratory. Results of the analysis indicate that the source rock has a TOC value 0,72%-7,97% which in the catagory moderate to very good to be able to form hidrocarbon. Based on the Rock Eval Pirolysis the levels of thermal maturity of the samples in range of immature to mature and the type of kerogen is type III. Geochemical analysis of oil sample show that the levels of maturity is mature and the oil source rock deposited in estuarine or shallow lacustrine environment with organic material derived from land plants. Oil seepage at Sojomerto no geochemical correlation with source rock samples.

Keywords: Kerek Formation, Penyatan Formation, source rock characteristic, Oil seepage

PENDAHULUAN

Penelitian batuan induk dilakukan di daerah Kabupaten Kendal, Provinsi Jawa

Tengah. Di daerah tersebut terdapat lapangan minyak Cipluk yang merupakan lapangan minyak tua peninggalan Belanda yang sampai sekarang masih dimanfaatkan-

kan oleh masyarakat setempat. Lapangan minyak Cipluk termasuk dalam Cekungan Serayu Utara (*North Serayu Basin*), secara regional menerus ke Cekungan Bogor di Jawa Barat, dan ke Zona Kendeng di Jawa Timur. Jalur ini membentang di sepanjang Pulau Jawa yang disebut *Bogor-North Serayu-Kendeng Deep Water Zone* (Setyana, 2004). Keberadaan rembesan minyak di daerah Kendal membuktikan di daerah tersebut terdapat batuan induk efektif (*effective source rock*). Permasalahannya adalah batuan induk mana yang menjadi sumber rembesan minyak di daerah tersebut.

Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi karakteristik batuan induk di daerah Liangan serta hubungannya dengan rembesan minyak bumi di daerah Sojomerto, Kecamatan Singorejo. Dengan mengetahui lingkungan pengendapan dan karakteristik rembesan minyak, diharapkan dapat diketahui hubungan antara rembesan minyak dengan formasi batuan yang tersingkap di sekitar lokasi rembesan tersebut.

METODOLOGI

Penelitian ini diawali dengan studi pustaka yang berkaitan dengan cekungan sedimen yang telah terbukti mengandung hidrokarbon. Metode pengumpulan data yang dilakukan adalah penelitian lapangan dan laboratorium. Penelitian lapangan meliputi pengamatan litostratigrafi Formasi Kerek dan Formasi Penyatan, serta pengambilan conto batuan dan rembesan minyak. Penelitian laboratorium terdiri dari dua jenis analisis geokimia, yang pertama adalah analisis geokimia batuan induk yang meliputi analisis kandungan bahan organik total atau "*total organic carbon content*" (TOC). Analisis pirolisis hanya dilakukan terhadap conto batuan yang mempunyai nilai TOC lebih besar dari 0,5%, tujuan analisis pirolisis adalah untuk mengetahui *Production Index* (PI), tipe dari kerogen (indek Hidrogen) dan Temperatur maksimum (C) pembentukan hidrokarbon dari kerogen. Kedua, analisis karakteristik

geokimia rembesan minyak bumi meliputi analisis *Gas Chromatography* (GC).

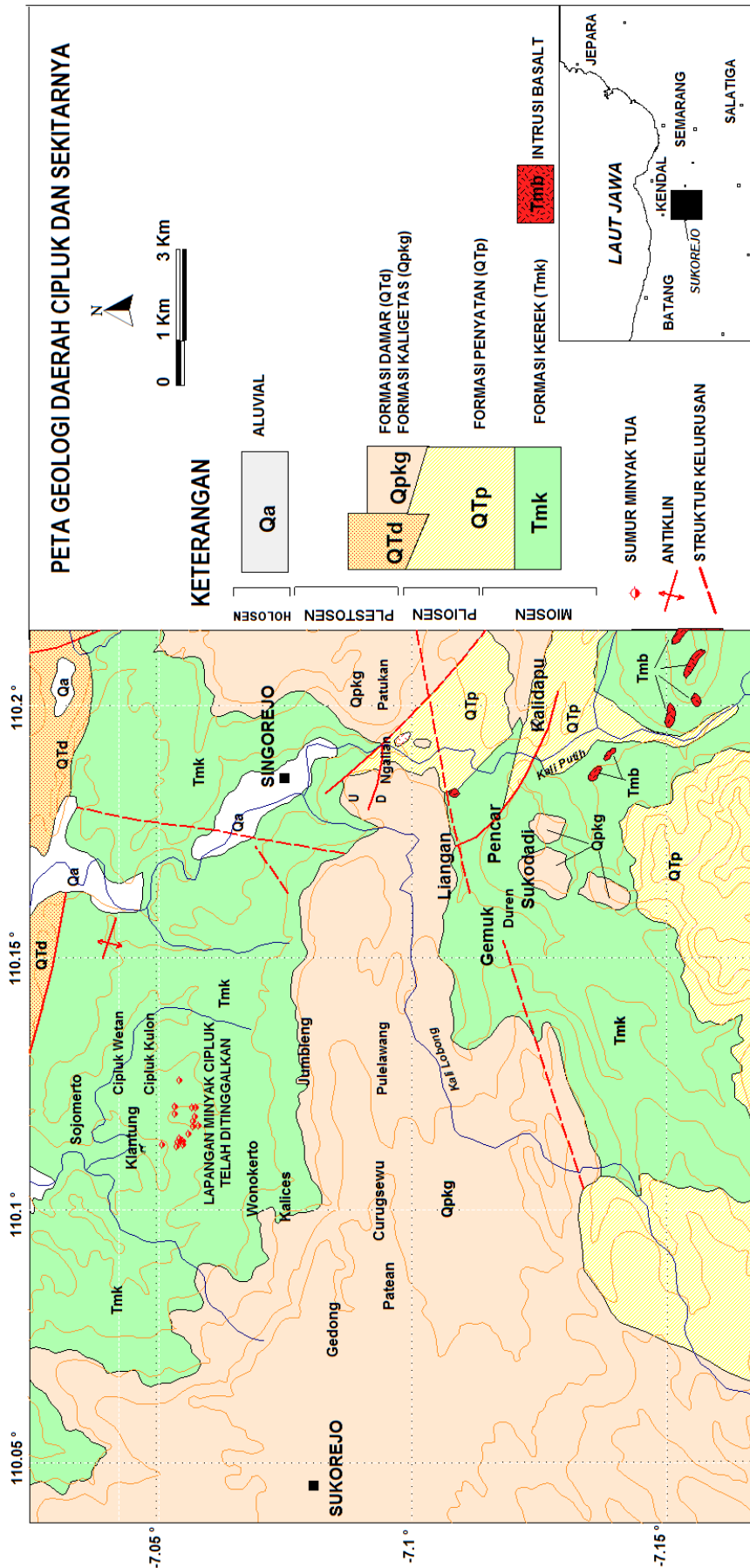
GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

Geologi daerah penelitian termasuk dalam Peta Geologi Lembar Magelang-Semarang skala 1 : 100.000 (Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, 1996). Stratigrafi daerah penelitian dari tua ke muda disusun oleh Formasi Kerek, Formasi Penyatan, Formasi Kaligetas, Formasi Damar dan endapan aluvium. Di samping itu ditemukan juga batuan terobosan basal yang berumur Miosen Tengah.

Formasi Kerek terdiri dari perselingan batulempung, napal, batupasir tufaan, konglomerat, breksi vulkanik dan batugamping. Batulempung berwarna kelabu tua yang sebagian bersisipan batulanau atau batupasir, setempat mengandung fosil foram, moluska dan koral-koral koloni, berumur Miosen Tengah.

Formasi Penyatan terdiri dari batupasir, breksi, tuf, batulempung dan aliran-aliran lava. Batupasir tufaan dan breksi vulkanik (aliran dan lahar) tampak dominan. Secara setempat ditemukan aliran lava, batulempung marine dan napal. Formasi ini berumur Miosen Tengah-Pliosen. Bagian atas dari Formasi Penyatan menjemari dengan Formasi Kaligetas dan Formasi Damar.

Formasi Kaligetas disusun oleh breksi vulkanik, aliran lava, tuf, batupasir tufaan dan batulempung. Setempat bagian bawahnya ditemukan batulempung mengandung moluska dan batupasir tufaan. Seumur dengan Formasi Kaligetas adalah Formasi Damar yang disusun oleh batupasir tufaan, konglomerat, dan breksi vulkanik. Umur Formasi Kaligetas dan Formasi Damar adalah Plio-Plistosen. Endapan paling muda pada daerah ini adalah endapan aluvium yang terdiri dari kerikil, kerakal, pasir, lanau dan lempung (Gambar 1).

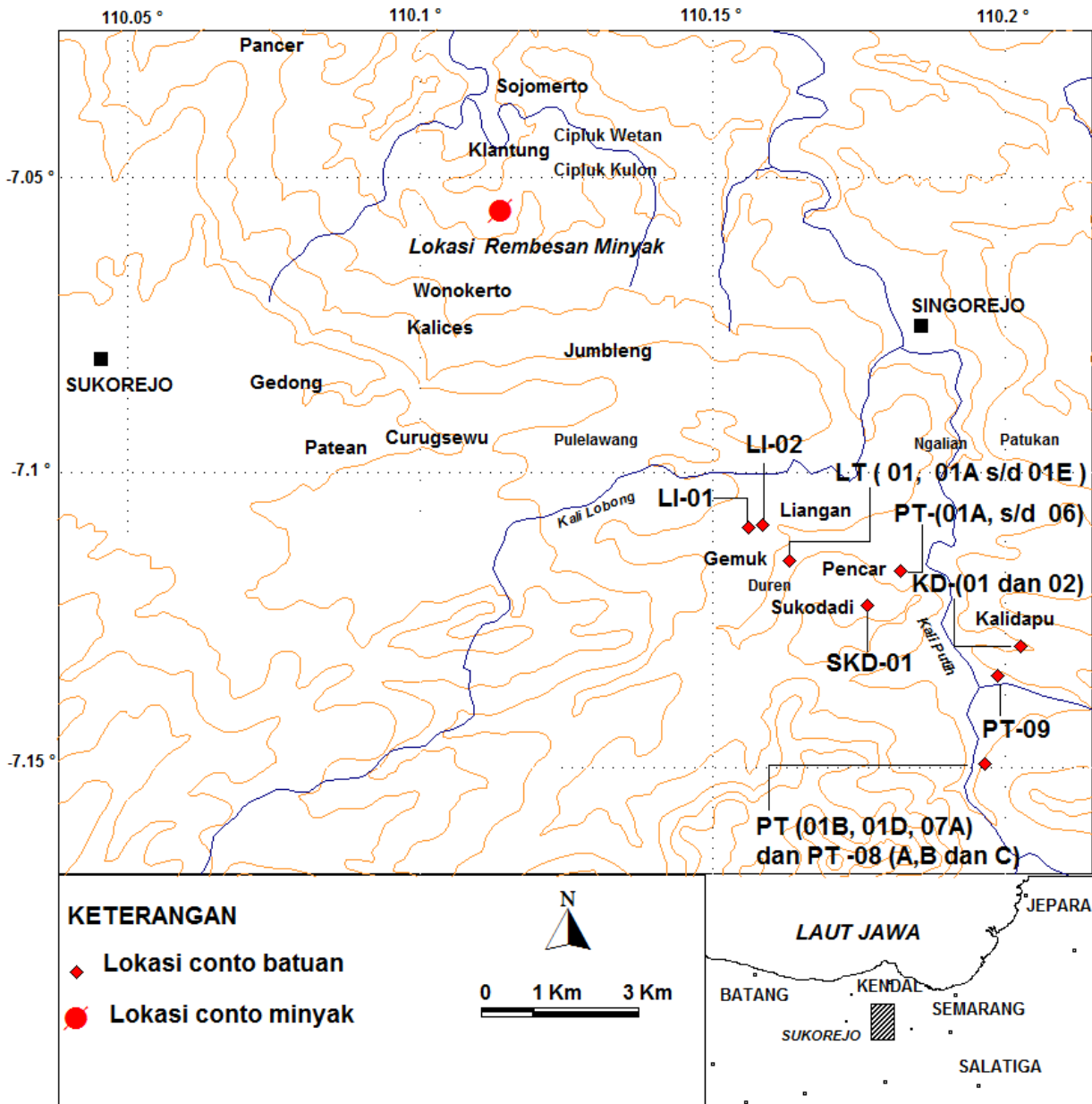


Gambar 1. Peta geologi daerah penelitian (Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, 1996)

ANALISIS GEOKIMIA

Analisis batuan induk untuk mengetahui potensi dan kematangan termal hidrokarbon dilakukan terhadap 12 conto batu lempung dan batulanau dari Formasi

Kerek dan Formasi Penyatan. Analisis geokimia yang dilakukan meliputi kandungan organik karbon (TOC) sebanyak 12 conto dan *Rock Eval* Piroalisis sebanyak 7 conto yang lokasinya dapat dilihat pada Gambar 2. Hasil analisis dapat dilihat pada tabel 1 dan 2.



Gambar 2. Lokasi pengambilan conto batulempung dan rembesan minyak bumi.

Tabel 1. Hasil Analisis TOC

No	No. Conto	Lokasi	Formasi	Litologi	TOC (%)
1	LT 01	Sungai Lutut, Desa Duren	Formasi Kerek	Batulempung	0,87
2	LT 01 D	Sungai Lutut, kampung Liangan	Formasi Kerek	Batulanau	2,08
3	PT 01	Kali Putih	Formasi Kerek	Batulanau	0,41
4	PT 01 D	Kali Putih	Formasi Kerek	Batulanau	0,96
5	PT 04	Kali Putih	Formasi Kerek	Batulempung	0,20
6	PT 07 B	Kali Dengkeng	Formasi Kerek	Batulempung	1,45
7	PT 08 B	Kali Putih	Formasi Kerek	Batulempung	1,41
8	PT 09 C	Kali Putih	Formasi Kerek	Batulempung	0,10
9	LI 01	Liangan	Formasi Kerek	Batulanau	7,97
10	LI 02 B	Liangan	Formasi Kerek	Batulempung	0,72
11	KD 02	Kalidapu	Formasi Penjatan	Batulanau	0,20
12	SKD 01	Sukodadi	Formasi Penjatan	Batulempung	0,06

Tabel 2. Analisis Rock Eval pirolisis

No	Sampel	Litologi	TOC (%)	S1 S2 S3			PY	PI	Tmax (°C)	HI	OI
				Mg/g							
1	LT 01	Batulempung	0,87	0,03	0,75	1,70	0,78	0,04	342	86	195
2	LT 01 D	Batulanau	2,08	0,04	0,66	1,37	0,70	0,06	426	32	66
3	PT 01 D	Batulanau	0,96	0,03	0,71	2,37	0,74	0,04	433	74	246
4	PT 07 B	Batulempung	1,45	0,06	1,77	0,97	1,83	0,02	435	122	67
5	PT 08 B	Batulempung	1,41	0,04	1,65	0,59	1,69	0,02	434	117	42
6	LI 01	Batulanau	7,97	0,15	1,43	8,62	1,58	0,09	398	18	108
7	LI 02 B	Batulempung	0,72	0,06	1,18	0,34	1,24	1,24	432	163	47

Keterangan :

S1 : Free Hydrocarbon , S2 : Pyrolysable Hydrocarbon, S3 : Organic CO₂, Oil Production Index = Transformation Ratio = S1/(S1+S2), Tmax = Temperature of Maximum, OI : Oxigen Index = (S2/TOCx100), HI : Hidrogen Index = (S2/TOCx100), PY : Total Generation Potential

PEMBAHASAN

Potensi batuan induk

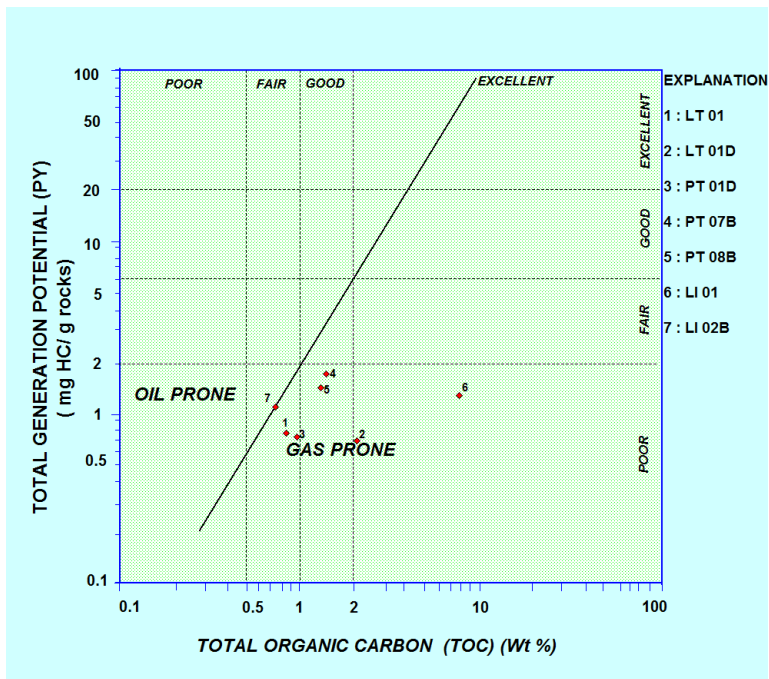
Nilai TOC pada Formasi Kerek berkisar antara 0,72% sampai 7,97%, nilai tersebut menunjukkan bahwa batuan induk berpotensi sedang hingga sangat baik untuk membentuk hidrokarbon, sedangkan pada Formasi Penyatan berkisar antara 0,06% sampai 0,20%, nilai tersebut menunjukkan batuan induk berpotensi rendah untuk membentuk hidrokarbon (Waples, 1985).

Potensi hidrokarbon Formasi Kerek di daerah penelitian dapat dilihat pada

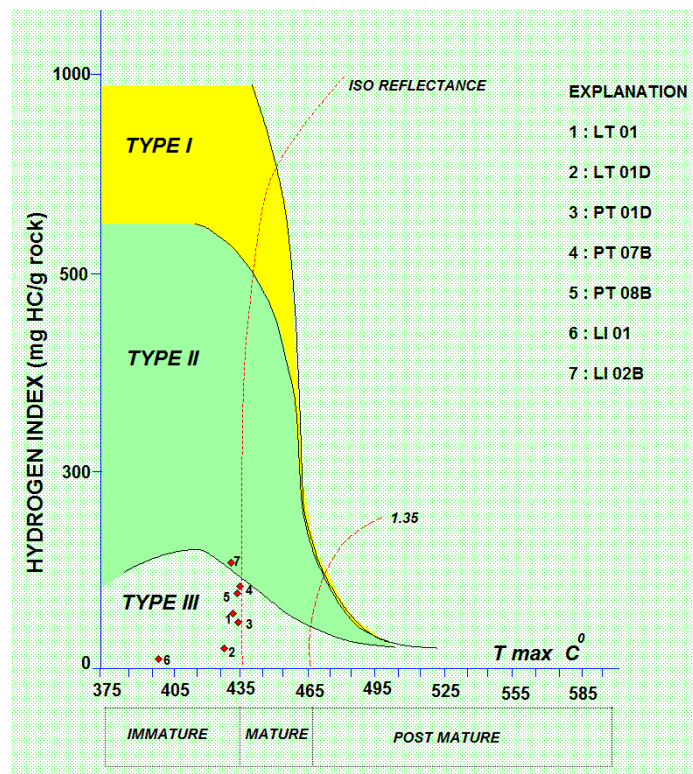
diagram kandungan organik karbon (TOC) versus Total Generation Potential (PY) (Gambar 3). Nilai PY yang berkisar antara 0,70 HC/g rock sampai 1,24 mg HC/g rock termasuk kategori rendah (*poor*). Hasil pengeplotan TOC versus PY pada conto yang dianalisis, sebanyak 6 conto menempati *gas prone* dan 1 conto pada batas antara *oil prone* dan *gas prone* (Rad, 1984). Batuan induk pada Formasi Kerek mempunyai nilai HI sebesar 32 HC/g rock sampai 163 mg HC/g rock, berdasarkan klasifikasi Petter (1986) nilai indek hidrogen tersebut menunjukkan bahwa 6 conto (LT01, LT01D, PT01D, PT 07B, PT08B dan LI0) menghasilkan gas dan 1 conto (LI02B) dapat menghasilkan minyak dan gas.

Kematangan termal Formasi Kerek berdasarkan diagram HI versus Temperatur Maksimum (Gambar 4), menunjukkan kategori belum matang

(immature) sampai matang (mature). Sedangkan tipe kerogen di daerah penelitian termasuk dalam tipe kerogen III.



Gambar 3. Diagram TOC terhadap Total Generation Potential (PY) pada contoh Formasi Kerek (Rad, 1984)



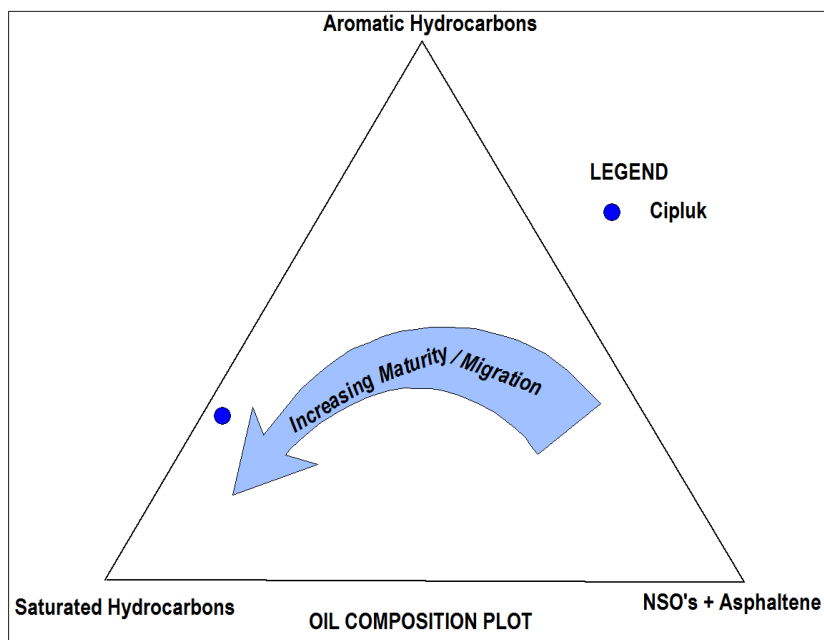
Gambar 4. Diagram Tmax terhadap HI pada contoh Formasi Kerek yang memperlihatkan tipe kerogen dan tingkat kematangan. (Espitalié, J., 1984, op.cit Mukhopadhyay, 1995)

Karakteristik geokimia rembesan minyak Cipluk

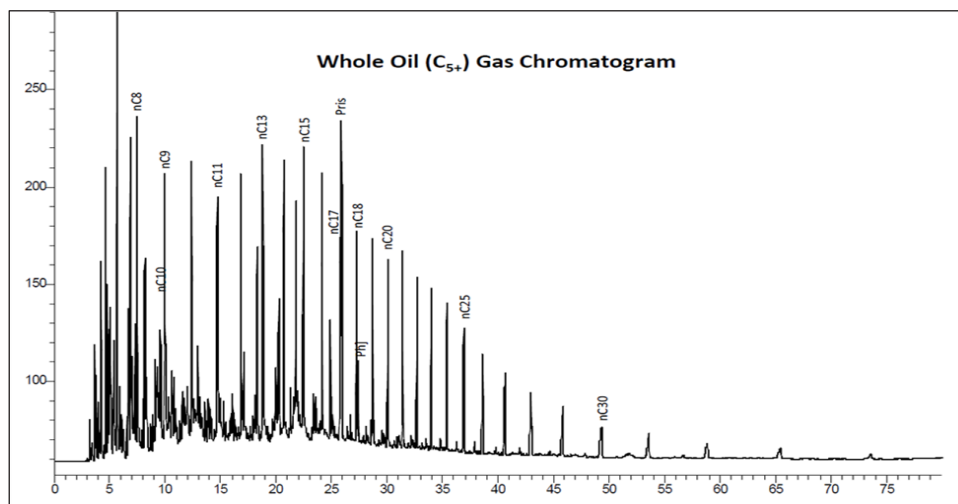
Minyak Cipluk menunjukkan kandungan fraksi saturat jenuh yang sangat dominan yaitu 62,71%, fraksi aromatik 8,23%, fraksi polar (NSO₅) 2,37%, dan *asphaltene* 0,65%. Total tingkat *asphaltene* yang rendah menunjukkan bahwa minyak di daerah ini sudah mengalami biodegradasi tingkat sedang (*midly biodegraded*). Rasio saturasi/aromatik yang relatif tinggi (2,13) mengindikasikan karakter tipe parafinik sedang serta minyak matang (Tissot and Welte, 1984) (Gambar 5).

GC dan GCMS Biomarker

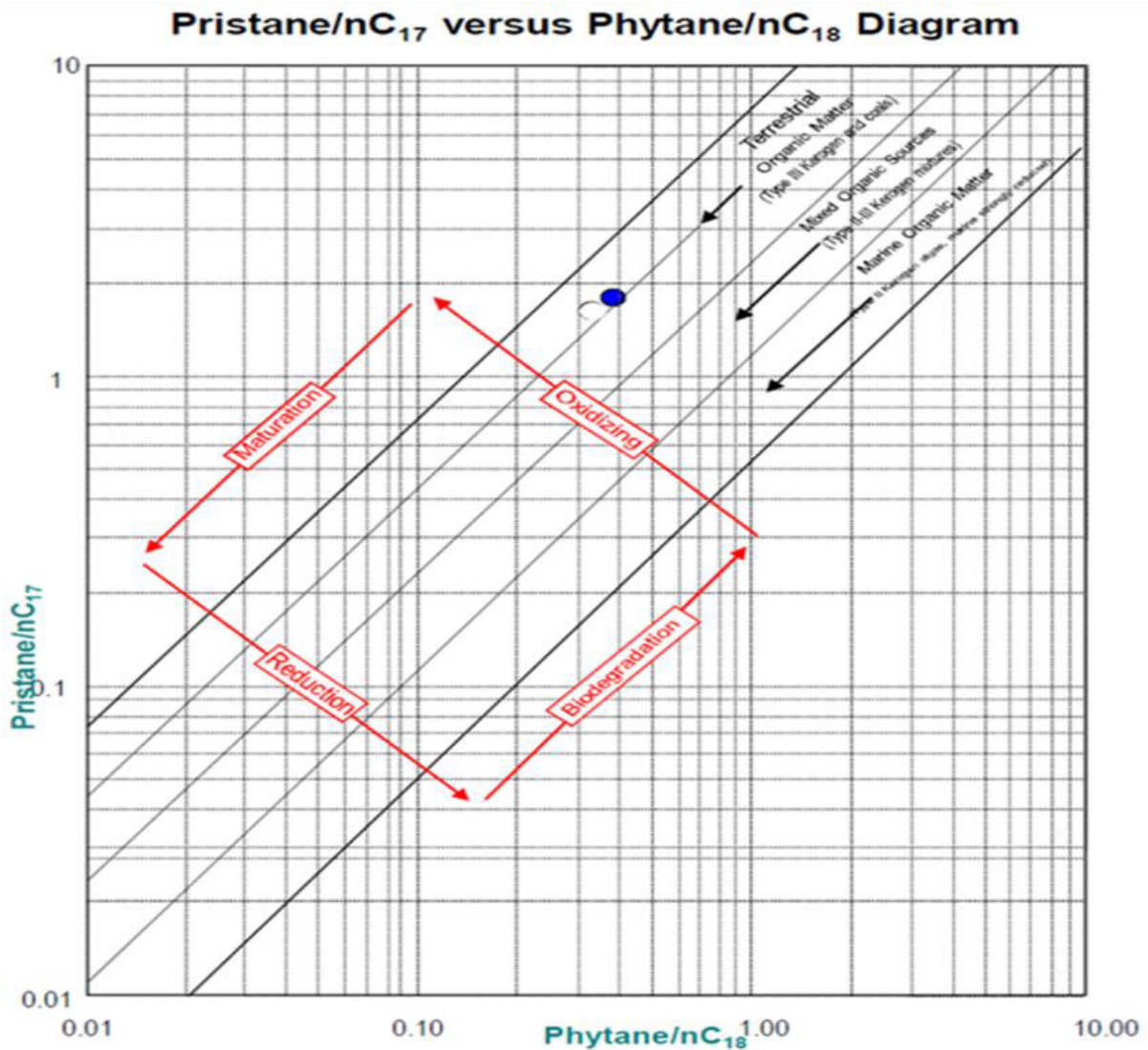
Analisis gas kromatografi dilakukan pada fraksi *whole extract* (C₅₊) pada conto minyak. GC ditunjukkan pada Gambar 6. *Whole oil GC* memberikan karakter kedudukan parafine normal yaitu N C₅ sampai N C₃₀₊. CH₄ *oil* menunjukkan *light oil* dengan batas alkana normal dari C₅ sampai C₂₄. Grafik data gas kromatografi menunjukkan rasio *pristane/phytane* yang tinggi yaitu 4,78 (Gambar 7), diperkirakan berasal dari batuan induk yang diendapkan pada lingkungan suboksik (*midly ocxic*) menunjukkan kerogen tipe III.



Gambar 5. Diagram komposisi fraksi, aromatik dan NSO₅ + *Asphaltene* pada saturat minyak.



Gambar 6. Grafik *Whole oil* (C₅₊) *Gas Chromatogram*

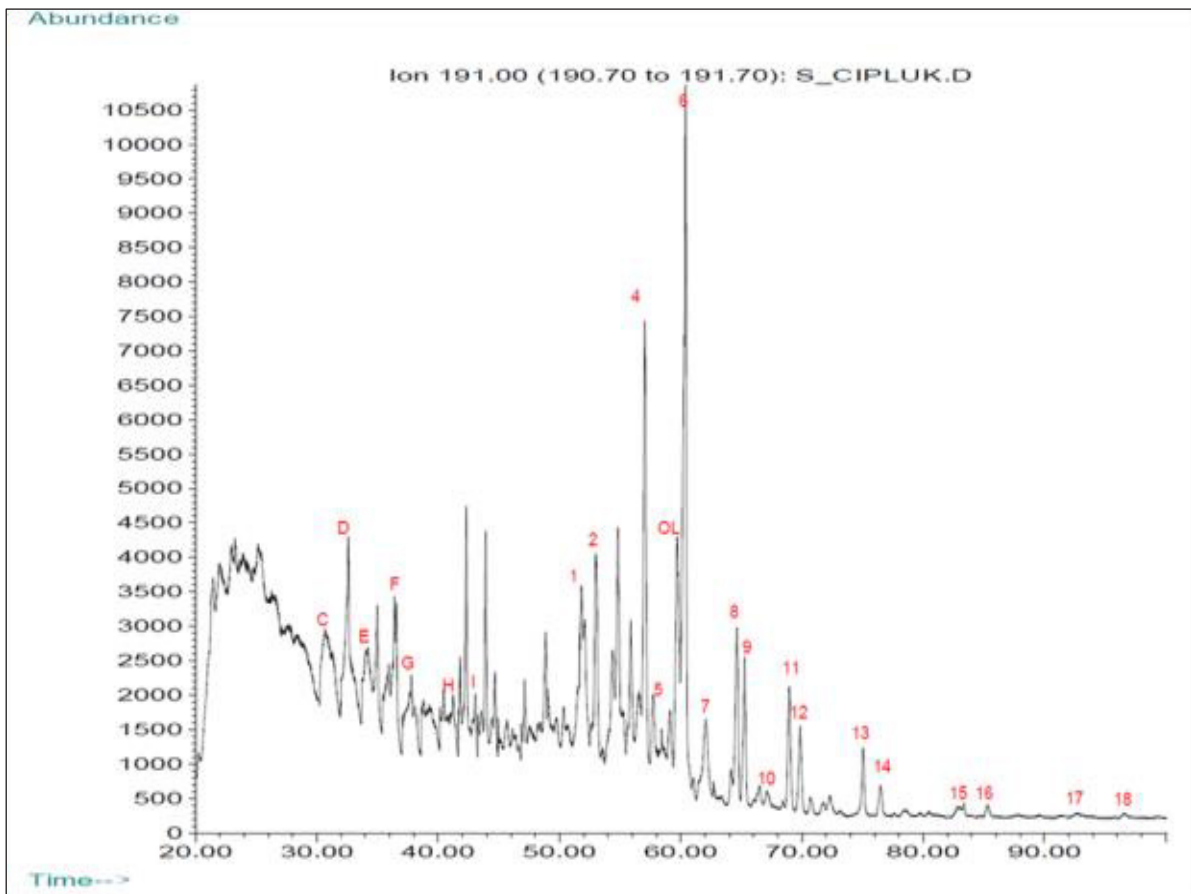


Gambar 7. Diagram pristane/C₁₇ versus phytane/C₁₈ (Connan and Cassou, 1980)

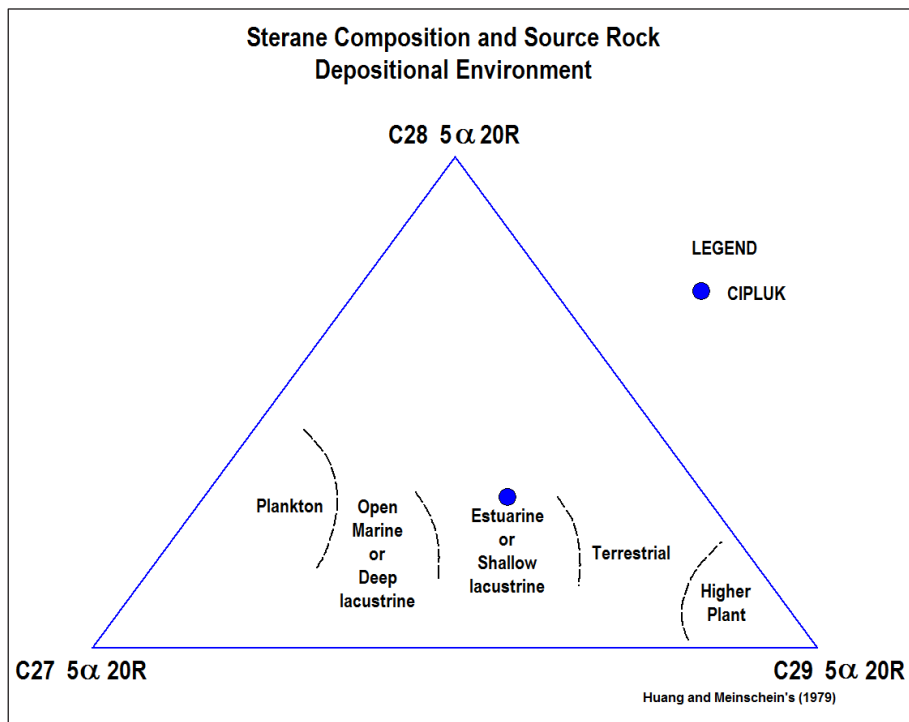
Fragmentogram massa m/z 191 (Gambar 8) menunjukkan distribusi bakteri 17 $\alpha\beta$ (H)-hopane yang relatif sama dengan C 30 hopane sampai C 29 hopane. Hal ini menunjukkan bahwa conto minyak berasal dari *fluvio deltaic*. Hadirnya senyawa 18 α (H)-oleanana yang relatif tinggi diperkirakan berasal dari tanaman *angiosperm* yang berumur Kapur atau lebih muda (Petter and K.E. Moldowan, 1993).

Sterane (m/z 217)

Distribusi normal sterane memperlihatkan C 27 sterane sebesar 27,90% kurang berlimpah, C 29 sterane mempunyai porsi yang lebih besar yaitu 38,69% hal ini menunjukkan bahwa material dari C 27 organikya berasal dari darat. Gambar 9 menunjukkan lingkungan pengendapan batuan induk minyak bumi. Dari plot komposisi sterane pada segitiga Huang dan Meinchene, 1979 diperkirakan diendapkan pada lingkungan estuarin atau lakustrin dangkal.



Gambar 8. Fragmentogram massa m/z 191



Gambar 9. Diagram komposisi sterane dan lingkungan pengendapan batuan induk rembesan minyak di daerah penelitian (Huang dan Meinschein's, 1979 dalam Waples and Machihara, 1991).

Kematangan

Methylphene (MPI) dihitung dari distribusi *phenantheren* (m/z 170) dan *methyhenantheres* (m/z) dalam minyak. Hasil perhitungan tersebut menunjukkan bahwa contoh minyak mempunyai nilai MPI yang relatif tinggi yaitu 0,79, hal ini diperkirakan bahwa minyak berada pada tingkat matang. Berdasarkan distribusi biomarker diinterpretasikan bahwa minyak berasal dari fasies batuan induk estuarin atau lakustrin dangkal dengan organik tanaman darat yang tinggi dengan sedikit alga.

Korelasi Batuan Induk dan Minyak

Analisis GC dan GCMS ekstrak batuan induk dari Formasi Kerek belum dilakukan, namun untuk mengkorelasikan batuan induk Formasi Kerek dengan minyak Cipluk digunakan analisis yang telah dilakukan oleh peneliti terdahulu yang dilakukan di daerah Kedungjati, Semarang. Hasil analisis menunjukkan bahwa Formasi Kerek mengandung bahan organik *aquatic* (alga) yang kemungkinan berasal dari lingkungan marin dan mempunyai tingkat kematangan rendah (*thermally immature*) (Hidayat dan Fatimah, 2007).

Hasil analisis GC dan GCMS pada rembesan minyak menunjukkan bahwa minyak berasal dari batuan induk yang diendapkan pada lingkungan estuarin atau lakustrin dangkal dengan bahan organik dari tanaman darat dan batuan induk dikategorikan matang. Berdasarkan data analisis, diperkirakan rembesan minyak di lapangan Cipluk bukan berasal dari batuan induk Formasi Kerek.

KESIMPULAN

Batuan induk Formasi Kerek menunjukkan kategori rendah hingga sangat baik untuk membentuk hidrokarbon, termasuk dalam *gas prone* dan *oil prone*. Diagram Hidrogen indek versus Temperatur Maksimum menunjukkan bahwa kematangan termal

contoh di daerah penelitian termasuk dalam kategori belum matang hingga matang dan termasuk dalam tipe kerogen III.

Dari hasil analisis geokimia minyak bumi menunjukkan batuan induk diendapkan pada lingkungan Estuarin atau lakustrin dangkal yang material organiknya berasal dari tanaman darat yang tinggi dan sedikit alga. Rembesan minyak bumi berasal dari batuan induk yang diendapkan pada lingkungan suboksik, menunjukkan tipe kerogen III dan dapat dikategorikan minyak matang.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada tim editor yang telah membantu dalam penyempurnaan makalah dan kepada dewan redaksi atas dimuatnya makalah dalam buletin ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Connan J. and Cassou, A.M., 1980, Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochemical Cosmochim. Acta* 44, 1-23.
- Cox, H.C., Leeuw, J.W., Schenk, P.A. *et al.*, 1986. Biscadinane, a C₃₀ pentacyclic isoprenoid hydrocarbon found in crude oil. *Nature*, pp. 316-319.
- Hidayat R. dan Fatimah, 2007, Inventarisasi Kandungan Minyak dalam Batuan Daerah Kedungjati, Kabupaten Semarang, Provinsi Jawa Tengah. *Proceeding Pemaparan Hasil Kegiatan Lapangan dan Non Lapangan Tahun 2007*. Pusat Sumber Daya Geologi. 13 hal.
- Mukhopadhyay, P. K., Wade J.A., Gruge M. A., 1995, Organic facies and maturation of Jurassic/ cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian Basin Canada, *Org. Geochem.*, Vol. 22, No.1, pp. 85- 104.

- Peters, K.E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. American Association of Petroleum Geology, Bulletin, 70, p.1-36.
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M., 1993, The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments, Prentice Hall, New Jersey, 363pp.
- Satyana, A.H., Armandita C., 2004. Deepwater Plays of Java, Indonesia: Regional Evaluation on Opportunities and Risks. Proc. Deepwater And Frontier Exploration In Asia & Australasia Symposium, Indonesian Petroleum Association.
- Thanden R.E., Sumadirdja H., Richards P.W., Sutisna K., dan Amin T.C., 1996, Peta Geologi Lembar Magelang dan Semarang. Skala 1:100.000. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Tissot, B.P. and D.H.Welte, 1984, Petroleum formation and occurrence, Springer Verlag, Berlin, 699 pp.
- Waples D.W. (1985), Geochemistry in Petroleum Exploration, International Human Resources Developmen Co., Boston.
- Waples, D.W. and Machihara, 1991. Biomarker for Geologist-A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. American Association of Petroleum Geologists. Methods in Exploration Series, 9, 91pp.

Diterima	: 1 Juni 2016
Direvisi	: 19 Juli 2016
Disetujui	: 16 Agustus 2016