

Karakteristik Batuan Sumber (*Source Rock*) Hidrokarbon pada Formasi Batuasih di daerah Sukabumi, Jawa Barat

PRAPTISIH, KAMTONO, P.S. PUTRA, dan M. HENDRIZAN

Pusat Penelitian Geoteknologi LIPI, Jln. Sangkuriang Gedung 70, Bandung

SARI

Penelitian yang dilakukan pada percontoh singkapan batulempung Formasi Batuasih di daerah Sukabumi bertujuan untuk mengetahui potensi batuan sumber hidrokarbon dan karakteristiknya. Formasi Batuasih yang terendapkan secara selaras di atas Formasi Walat, secara litologi tersusun oleh batulempung berwarna abu-abu kehitaman, menyerpih, *brittle*, mengandung *clay ball*, urat-urat kalsit, dengan sisipan batugamping. Hasil analisis geokimia terhadap dua belas percontoh batulempung menunjukkan nilai *TOC* sebesar 0,49 – 1,14 % . T_{maks} empat percontoh yang mempunyai kisaran 431 – 434° C menunjukkan tingkat kematangan termal yang belum matang, sedangkan delapan percontoh lainnya masuk kategori sudah matang (436 - 441° C). Nilai *HI* berkisar dari 77 - 191 mg *HC/TOC*, dan berada dalam fasies C dan CD. Dari hasil tersebut terlihat bahwa batuan induk di daerah penelitian dapat menghasilkan minyak dan gas dalam kuantitas kecil. Potensi hidrokarbon di daerah penelitian menunjukkan kategori kekayaan material organik rendah hingga menengah, dengan kerogen yang termasuk ke dalam tipe II dan III. Kualitas batuan sumber percontoh berdasarkan nilai *HI* termasuk dalam kategori *gas prone*.

Kata kunci: batulempung, batuan sumber, hidrokarbon, Formasi Batuasih, Sukabumi

ABSTRACT

*The purpose of the study carried out on the claystone of Batuasih Formation in Sukabumi area is to find out the hydrocarbon potential and its characteristics. The Batuasih Formation, overlying conformably the Walat Formation, consists of claystone, dark gray, shaly, brittle, containing clay ball, calcite veins, with carbonate intercalations. The geochemical analysis conducted on twelve samples shows the *TOC* values vary between 0.49 – 1.14 % and T_{max} of 431 – 434° C. Four samples are categorized to be immature, while the rests are mature. *HI* values of the Batuasih Formation varying from 77-191 mg *HC/TOC* indicate that the samples are of C and CD organic facies. Based on those analyses, the source rock is favourably potential to generate a small quantity of hydrocarbon and gas. The hydrocarbon source rock potential level in the investigation area shows a poor to fair organic richness, and its kerogen is included into types II and III. The source rock quality based on the Hydrogen Index (*HI*) value tends to be a gas prone.*

Keyword: claystone, source rock, hydrocarbon, Batuasih Formation, Sukabumi

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Hidrokarbon adalah sumber daya energi yang penting peranannya dalam mendukung perekonomian negara. Di Indonesia terdapat lebih dari enam puluh cekungan sedimen, baik yang ada di lepas pantai maupun di darat. Enam belas di antaranya telah berproduksi (Priyono, 2007). Dalam delapan

tahun terakhir ini produksi minyak Indonesia menurun secara konstan, karena kondisi lapangan minyak di Indonesia sebagian besar telah tua dan rendahnya pemboran eksplorasi baru. Sebagai pembanding, sebagian negara yang tergabung dalam OPEC (Angola, Brasil, Rusia, Azerbaijan, Kazakstan, Sudan, dan Guinea) telah meningkatkan pemboran eksplorasi dan menemukan cadangan baru yang sebagian besar berada di laut dalam (Kurtubi, 2007).

Cekungan sedimen berkarakter laut dalam di Pulau Jawa terbentang mulai dari Zona Bogor di bagian barat sampai Zona Kendeng di bagian timur yang berkembang mulai awal Tersier.

Saat ini batuan sedimen laut dalam mendapat perhatian karena berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon, seperti yang telah dibuktikan di Cekungan Kutai, Brunei, Tarakan, Sumatra Utara, Jawa Timur, dan Cekungan Palawan (Kusumastuti drr., 2001; Guritno drr., 2003).

Dalam sistem petroleum, selain reservoir, unsur yang juga penting adalah batuan sumber hidrokarbon atau batuan induk. Dalam eksplorasi konvensional ada kecenderungan kegiatan eksplorasi lebih banyak dilakukan untuk menentukan jenis perangkap hidrokarbon, dan sedikit dilakukan studi terperinci mengenai batuan sumber asal hidrokarbon tersebut.

Perumusan Masalah dan Tujuan

Cekungan di Jawa Barat termasuk ke dalam Zona Cekungan Bogor yang mempunyai sifat-sifat serta karakteristik batuan sedimen laut dalam, sedangkan bagian utaranya berbatasan dengan Zona Paparan yang sebagian besar disusun oleh batuan karbonat. Kedua karakteristik batuan tersebut terbukti berpotensi sebagai reservoir.

Adanya rembesan minyak atau gas sepanjang *Bogor – North Serayu - Kendeng deepwater zone*, khususnya di Cekungan Bogor, memberikan indikasi adanya batuan sumber rembesan tersebut. Yang menjadi permasalahan adalah dari mana, batuan apa, dan seberapa potensial hidrokarbon yang dapat dikeluarkan dari dalam batuan sumber tersebut.

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui potensi batuan Formasi Batuasih berumur Oligo-Miosen yang diduga merupakan batuan induk hidrokarbon, berdasarkan data permukaan.

Hipotesis

Dijumpainya rembesan minyak dan gas di Cekungan Bogor menunjukkan kemungkinan hadirnya formasi pembawa batuan sumber migas di kawasan tersebut. Dengan melakukan pengamatan, pengukuran sifat kimia-fisika batuan lebih tua yang berkarakter sebagai batuan induk, dalam hal ini batuan Formasi Batuasih berumur Oligo-Miosen yang diduga sebagai bahan batuan pembawa batuan sumber, maka akan diketahui potensinya.

Metodologi

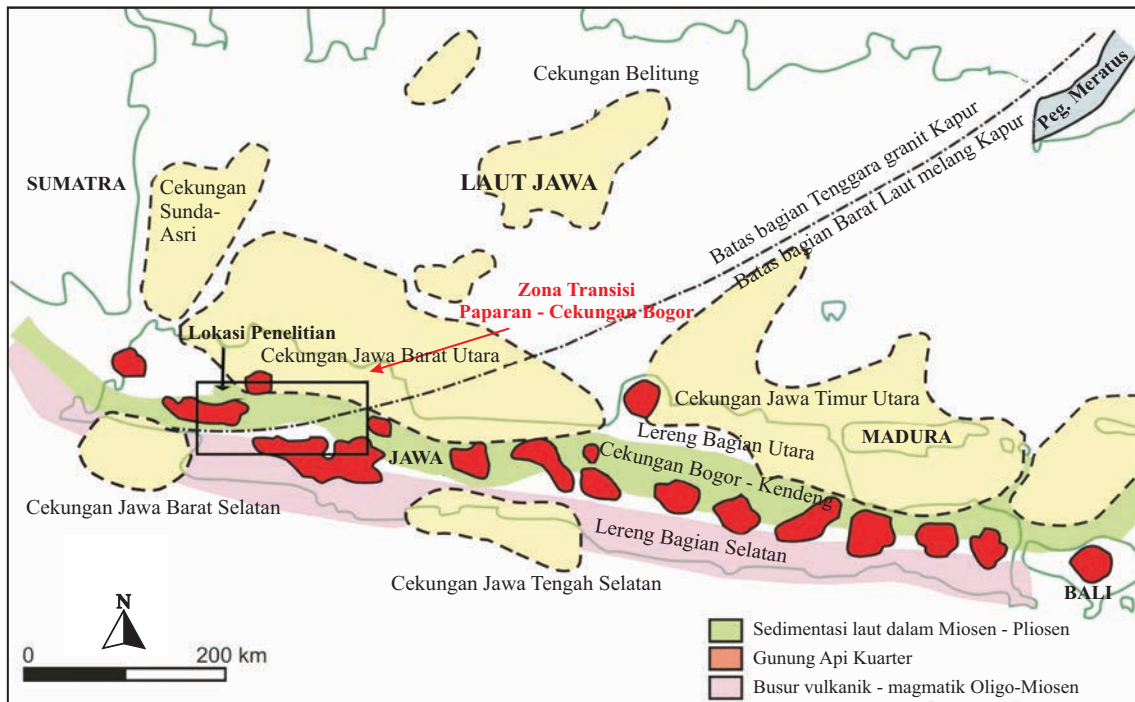
Metodologi penelitian ini meliputi survei lapangan, yaitu pembuatan penampang stratigrafi terukur, pengamatan karakteristik batuan, dan pengambilan percontoh batuan permukaan untuk analisis laboratorium. Analisis laboratorium yang dilakukan di Lemigas Jakarta, yakni untuk mengetahui kandungan *TOC*, dan pirolisis (*Rock-eval*) untuk mengetahui tipe bahan organik dan karakteristik umum hidrokarbon yang dihasilkan, serta potensi sumber batuan hidrokarbon.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi daerah penelitian termasuk ke dalam *Bogor - North Serayu - Kendeng Anticlinorium* (Van Bemmelen, 1949) atau *Bogor - North Serayu – Kendeng deepwater Zone* (Satyana & Armandita, 2004) (Gambar 1).

Secara tektonis, Cekungan Bogor merupakan Cekungan Busur-Belakang (*Back-Arc Basin*) terhadap busur vulkanik Oligo-Miosen yang berada di selatannya. Aktivitas tektonik yang terjadi di Jawa telah menyebabkan terbentuknya unsur - unsur tektonik berupa zona akresi, cekungan, dan busur magmatik. Evolusi tektonik Jawa Barat menyebabkan posisi cekungan yang telah terbentuk dapat berubah kedudukannya terhadap busur magmatik. Cekungan Bogor pada kala Eosen-Oligosen merupakan cekungan busur muka magmatik, namun pada kala Oligo-Miosen posisi cekungan berubah menjadi cekungan busur-belakang. Kegiatan tektonik Plio-Plistosen Cekungan Bogor ditempati oleh jalur magmatik hingga kini (Satyana & Armandita, 2004).

Daerah paparan (*Northwest Java Basin*) yang berada di utara Cekungan Bogor - Kendeng pada awalnya (Eosen - Oligosen) juga merupakan daerah cekungan busur muka dalam bentuk terban yang diisi oleh endapan Paleogen nonmarin vulkanosklatika dan endapan lakustrin Formasi Jatibarang serta endapan fluviatil, kipas aluvial, fluvio deltaik, dan material lakustrin Formasi Talang Akar (Sudarmono drr., 1997, *op. cit.* Ryacudu drr., 1999). Dalam perkembangannya, pascatektonik Oligo-Miosen, daerah ini menjadi paparan hingga lingkungan laut dangkal sebagai tempat diendapkannya sedimen Miosen Formasi Baturaja (karbonat), Formasi Cibulakan, dan Formasi Parigi (karbonat) yang berpotensi sebagai reservoir.



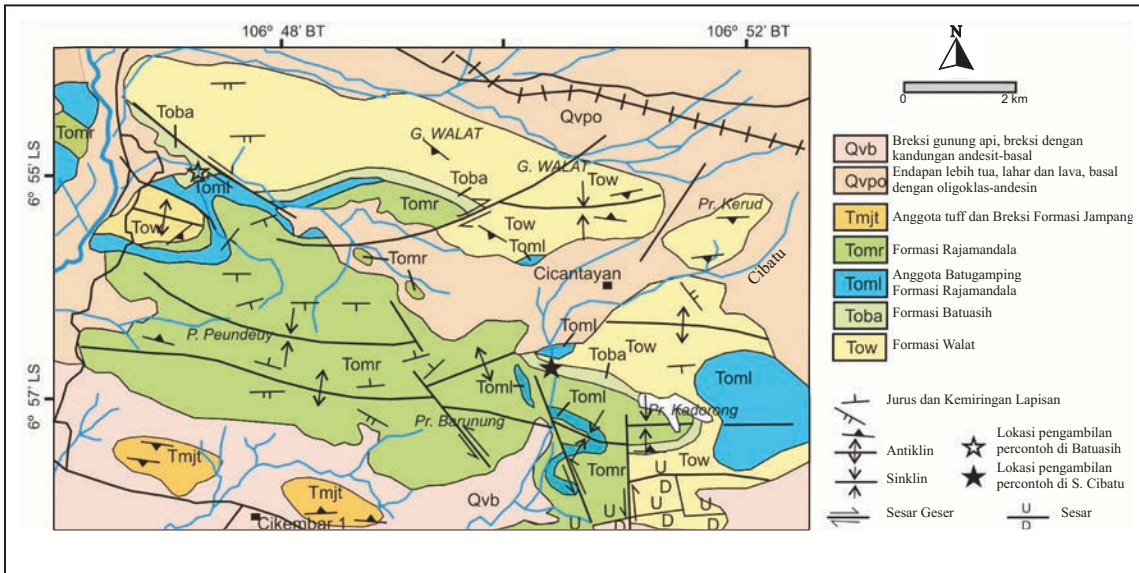
Gambar 1. Cekungan Bogor sebagai cekungan busur-belakang magmatik Oligo-Miosen, yang kini sebagian ditutupi oleh vulkanik Kuartar (Satyana & Armandita, 2004).

Menurut Effendi drr. (1998) (Gambar 2) secara stratigrafis, batuan tertua di daerah Sukabumi adalah Formasi Walat yang disusun oleh batupasir kuarsa berlapis silang, konglomerat kerakal kuarsa, batulempung karbonan, dan lapisan tipis-tipis batubara; ke atas ukuran butir bertambah kasar; tersingkap di Gunung Walat dan sekitarnya. Umur satuan ini diduga Oligosen Awal. Di atasnya secara selaras diendapkan Formasi Batuasih yang terutama terdiri atas batulempung napalan hijau dengan konkresi pirit. Di beberapa tempat mengandung banyak fosil foraminifera besar dan kecil yang diduga berumur Oligosen Akhir. Tebal satuan ini mencapai 200 m, dan tersingkap baik di Kampung Batuasih. Selanjutnya, diendapkan Formasi Rajamandala yang disusun oleh napal tufan, lempung napalan, batupasir, dan lensa-lensa batugamping mengandung fosil *Globigerina oligocaenica*, *Globigerina praebulloides*, *Orbulina*, *Lepidocyclina*, dan *Spiroclypeus* yang memberikan informasi kisaran umur Oligosen Akhir - Miosen Awal. Formasi ini menindih secara tak selaras Formasi Batuasih dengan tebal sekitar 1.100 m. Anggota Batugamping Formasi Rajamandala yang terdiri atas batugamping

terumbu koral dengan sejumlah fosil *Lithothamnium*, *Lepidocyclina sumatrensis*, dan *Lepidocyclina (Eulepidina) ephippiodes*, biasanya terdolomitkan. Di atasnya diendapkan Formasi Halang yang terdiri atas Anggota Tuf berupa batupasir tuf dasitan, tuf andesit, dan Anggota Breksi berupa breksi andesit/dasit tufan, batugamping, dan batulempung napalan; setempat lapisan batugamping mengandung fosil *Trillina howchini*, *Lepidocyclina brouweri*, dan *Globorotalia mayeri*, yang memberikan indikasi umur Miosen Awal. Anggota ini merupakan bagian paling bawah Formasi Jampang yang menindih secara selaras Formasi Rajamandala. Selanjutnya, ke arah atas terdapat batuan Gunung Api Tua yang terdiri atas: (1) Batuan Gunung Api Pangrango, endapan lebih tua, lahar, dan lava serta basal andesit, dan (2) Breksi Gunung Api, breksi bersusunan andesit – basal, setempat aglomerat, lapuk.

PENELITIAN LAPANGAN FORMASI BATUASIH

Penelitian lapangan meliputi pembuatan penampang stratigrafi terukur dan pengamatan di lokasi-

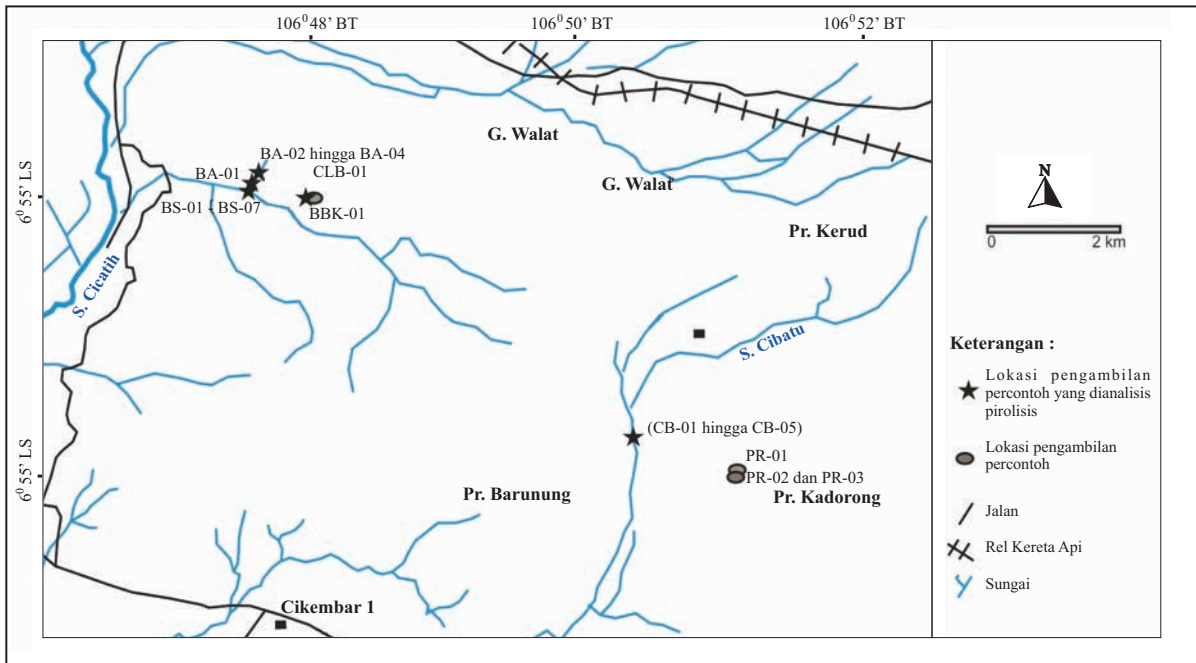


Gambar 2. Peta geologi daerah Sukabumi (Effendi dr., 1998).

lokasi terpilih. Pembuatan penampang stratigrafi dilakukan di dua lokasi, yaitu daerah Batuasih dan Cibatu. Sebagai tambahan, penelitian juga dilaksanakan di Babakan. Lokasi pengamatan dan pengambilan percontoh batuan dituangkan dalam Gambar 3.

Lokasi Batuasih

Pengukuran penampang stratigrafi terukur satuan batuan dilakukan di sungai di Kampung Batuasih, Desa Sekarwangi. Satuan Paling bawah tersusun oleh Formasi Gunung Walat yang terdiri atas konglomerat, berwarna putih kecoklatan, *inverse*



Gambar 3. Peta lokasi pengambilan percontoh batuan di daerah penelitian.

grading, aneka bahan, kuarsa, rijang, dan fragmen batuan beku berdiameter 3 m, kemas terbuka, massa dasar silika, menyudut tanggung – membulat tanggung, pemilahan buruk. Di atasnya secara selaras diendapkan Formasi Batuasih setebal 36 m. Bagian bawah Formasi Batuasih terdiri atas batulempung (percontohan BS5) yang berwarna abu-abu kehitaman (Gambar 4a), banyak mengandung *clay ball* berdiameter 5 cm.

Bagian tengah terdiri atas batulempung (percontohan BS 4), abu-abu kehitaman, banyak mengandung *clayball* berdiameter 5 - 7 cm, terdapat urat-urat kalsit. Pada bagian atas dijumpai batulempung (percontohan BS2) yang berwarna abu-abu kehitaman, menyerpih, *brittle*, terdapat urat-urat kalsit, juga sisipan batugamping (percontohan BS 3), berwarna abu-abu kehitaman, halus, keras, berbentuk *channel* dengan tebal lapisan 5 - 15 cm. Sementara itu, pengamatan Formasi Batuasih ini juga dilakukan di bukit-bukit sekitar Kampung Batuasih. Di sini, batumannya terdiri atas batulempung, berwarna hitam, *brittle* (percontohan BA 01 - BA 04). Formasi Batuasih ini ditindih tak selaras oleh batugamping Formasi Rajamandala, yang berwarna putih keabu-abuan, kompak, dan pejal.

Lokasi Cibatu

Pembuatan penampang stratigrafi terukur (MS. 2) dilakukan di Sungai Cibatu, daerah Cibatu. Di paling bawah runtunan tersingkap konglomerat aneka bahan Formasi Gunung Walat. Secara selaras di atasnya diendapkan Formasi Batuasih setebal 103 m. Bagian paling bawah Formasi Batuasih terdiri atas batulempung (percontohan CB 01), berwarna hitam, pejal, menyerpih, keras (Gambar 4b). Bagian tengah disusun oleh batulempung (percontohan CB 02) yang berwarna hitam, pejal, menyerpih, banyak dijumpai urat-urat kalsit (Gambar 4c). Bagian atas formasi ini terdiri atas batulempung (percontohan CB 03-04) berwarna abu-abu kehitaman, pejal, keras, urat-urat kalsit, terdapat sisipan batugamping pejal dengan tebal 50 cm. Selanjutnya, formasi ini ditindih secara selaras oleh batugamping Formasi Rajamandala.

Lokasi Babakan

Singkapan batuan sedimen setebal 2,5 m dijumpai di daerah Babakan. Bagian paling bawah terdiri atas batupasir, berwarna abu-abu, berlapis, ukuran butir halus sampai sedang, berlapis. Menindih secara

selaras batupasir tersebut terdapat batulempung (percontohan BBK 01) berwarna abu-abu kehitaman (Gambar 4d), dengan sisipan batulanau pasiran di bagian tengah.

KARAKTERISTIK GEOKIMIA BATUAN SUMBER HIDROKARBON FORMASI BATUASIH

Kajian geokimia yang dilakukan pada dua belas percontohan batulempung Formasi Batuasih di daerah Sukabumi meliputi analisis *TOC* dan pirolisis *Rock-Eval*. Hasil analisis ini dituangkan dalam Tabel 1.

Kandungan Material Organik

Di daerah Batuasih, Desa Sekarwangi, sebanyak enam percontohan batulempung Formasi Batuasih telah dianalisis. Dari lokasi MS 1 Batuasih dianalisis empat percontohan (BS 02, BS 04, BS 05, dan BS 07), sedang dua percontohan lagi diambil dari bukit di Kampung Batuasih (BA 02 dan BA 04). Kadar *TOC* di lokasi MS 1 berkisar antara 0,65 – 0,70 %, sedang di lokasi bukit berkisar antara 0,82 - 1,06 %. Kandungan *TOC* sebesar 0,65 – 1,06 %, menunjukkan potensi sedang hingga baik untuk membentuk hidrokarbon (Waples, 1985).

Untuk lokasi Cibatu dianalisis sebanyak lima percontohan batulempung Formasi Batuasih. Kadar *TOC* percontohan tersebut berkisar antara 0,49 - 1,06 %. Angka tersebut menunjukkan satu percontohan berpotensi rendah membentuk hidrokarbon, sedang empat lainnya menunjukkan potensi sedang hingga baik untuk membentuk hidrokarbon (Waples, 1985). Percontohan batulempung Formasi Batuasih yang diambil dari Babakan (BBK 01) mempunyai kandungan *TOC* sebesar 1,14 %, menunjukkan potensi baik untuk membentuk hidrokarbon (Waples, 1985).

Tingkat Kematangan

Batuan induk dapat dikatakan berada dalam tingkat matang apabila nilai T_{maks} hasil analisis > 435° C atau Indeks Produksi (PI) sebesar 0,1 (Waples, 1985).

Hasil analisis pada pirolisis *Rock-Eval* percontohan dari lokasi MS 1 Batuasih (BS 02, BS 04, BS 05, dan BS 07) memperlihatkan nilai T_{maks} antara 436 – 438° C, termasuk matang. Di lokasi bukit di Batuasih, yaitu percontohan BA 02 dan BA 04, mempunyai nilai



Gambar 4. Foto singkapan batuan Formasi Batuasih. a) Batulempung Formasi Batuasih bagian bawah di sungai Kampung Batuasih, b) batulempung pada Formasi Batuasih bagian bawah di Sungai Cibatu, c) batulempung dengan urat-urat kalsit Formasi Batuasih bagian tengah di Sungai Cibatu dan d) batulempung Formasi Batuasih di Kampung Babakan.

Tabel 1. Hasil Analisis *TOC* dan Pirolisis *Rock-Eval* di daerah Sukabumi 2008

No	No Percontoh	Litologi	Lokasi/ Area MS	TOC (%)	S_1	S_2 mg/g	PY	PI	T_{maks} (°C)	HI
1	BBK 01	Batulempung	Babakan	1,14	0,53	1,54	2,07	0,26	441	135
2	BA-02	Batulempung	Batuasih	0,82	0,41	1,57	1,98	0,21	437	191
3	BA-04	Batulempung	Batuasih	1,06	0,48	1,35	1,83	0,26	439	128
4	BS-02	Batulempung	Batuasih	0,69	0,28	0,64	0,92	0,30	436	93
5	BS-04	Batulempung	Batuasih	0,65	0,21	0,50	0,71	0,30	437	77
6	BS-05	Batulempung	Batuasih	0,70	0,29	0,91	1,20	0,24	437	130
7	BS-07	Batulempung	Batuasih	0,70	0,27	0,88	1,15	0,23	438	126
8	CB-01	Batulempung	Cibatu	0,68	0,20	0,80	1,00	0,20	439	118
9	CB-02	Batulempung	Cibatu	0,77	0,35	0,82	1,17	0,30	434	106
10	CB-03	Batulempung	Cibatu	0,81	0,24	1,20	1,44	0,17	433	149
11	CB-04	Batulempung	Cibatu	0,49	0,30	0,71	1,01	0,30	431	146
12	CB-05	Batulempung	Cibatu	1,14	0,27	1,16	1,43	0,19	432	147

Keterangan:

TOC : Total Organic Carbon

S_1 : Amount of Free Hydrocarbon

S_2 : Amount of Hydrocarbon released kerogen

PY : Amount of Total Hydrocarbon
= ($S_1 + S_2$)

PI : Production Index = $S_1/(S_1+S_2)$

T_{maks} : Maximum Temperature (°C) at the top of S_2 peak

HI : Hydrogen Index
= (S_2/TOC) x 100

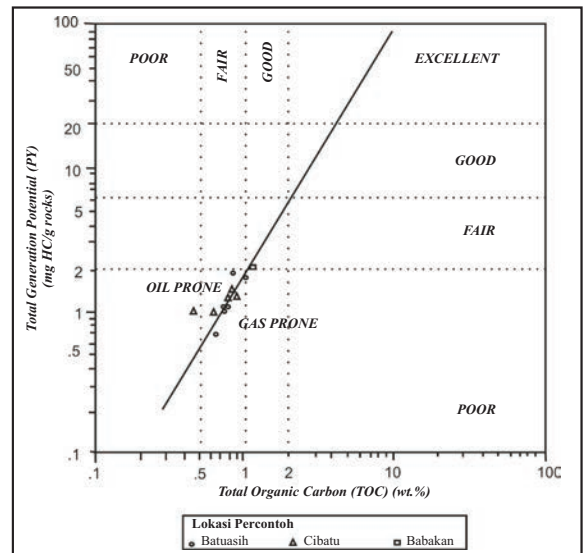
T_{maks} antara 437 – 439°C, yang juga termasuk matang awal. Lima percontoh yang diambil dari lokasi MS 2 Cibatu, sebanyak empat percontoh (CB 02, CB 03, CB 04, dan CB 05) mempunyai nilai T_{maks} antara 431 – 434°C, yang termasuk kategori belum matang karena nilainya < dari 435°C, sedang satu percontoh lain (CB 01) mempunyai nilai T_{maks} 439°C, yang termasuk kategori awal matang.

Tingkat kematangan juga diperlihatkan oleh nilai Indeks Produksi (PI). Jika PI lebih besar dari 0,1, maka percontoh tersebut dapat dikatakan dalam kondisi matang (Waples, 1985). Nilai PI pada percontoh lempung Formasi Batuasih di daerah penelitian berkisar antara 0,17 – 0,30, sehingga dapat dinyatakan sudah matang.

PEMBAHASAN

Kisaran nilai Indeks Hidrogen (HI) percontoh adalah sebesar 77 – 149 mg HC/TOC (Tabel 1). Berdasarkan nilai HI, tersebut batulempung Formasi Batuasih dapat dikelompokkan menjadi dua fasies organik (Jones, 1987), yakni kelompok pertama adalah fasies organik CD yang mempunyai nilai HI sebesar 77 – 118 mg HC/TOC, sebanyak empat percontoh (BS 02, BS 04, CB 01, dan CB 02). Nilai ini memberikan gambaran bahwa percontoh tersebut kemungkinan dapat menghasilkan gas dalam jumlah kecil (Waples, 1985). Kelompok kedua yang mempunyai kisaran nilai HI antara 126 – 191 mg HC/TOC adalah sebanyak delapan percontoh (BBK 01, BA 02, BA 04, BS 05, BS 07, CB 03, CB 04, dan CB 05), yang termasuk dalam fasies organik C, dan memberikan gambaran bahwa percontoh tersebut kemungkinan dapat menghasilkan minyak dan gas dalam jumlah kecil (Waples, 1985).

Diagram *TOC vs. Py* (Gambar 5) memperlihatkan potensi hidrokarbon di daerah penelitian yang ditunjukkan oleh tingkat kekayaan kandungan material organik. Satu percontoh batulempung Formasi Batuasih daerah Babakan yang mempunyai nilai *TOC* sebesar 1,14 % dan *Py* sebesar 2,07 menunjukkan kondisi kategori kekayaan material organik menengah (Rad, 1984). Sementara itu, enam percontoh batulempung Formasi Batuasih daerah Batuasih dan lima percontoh batulempung daerah Cibatu yang mempunyai nilai *TOC* berkisar 0,65 – 1,06 % dan nilai *Py* sebesar 0,71 – 1,98 mg HC/g,

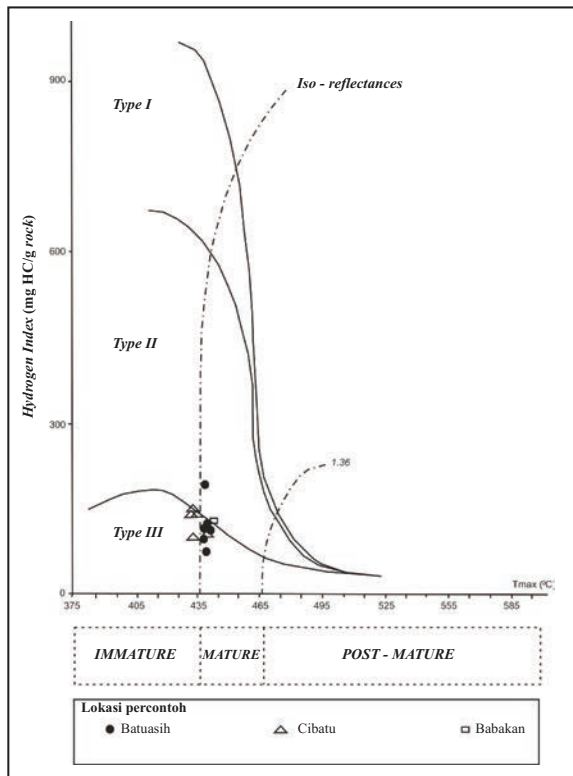


Gambar 5. Diagram *TOC vs. PY* yang menunjukkan kekayaan dan potensi hidrokarbon.

menunjukkan kategori kekayaan material organik rendah (Rad, 1984).

Diagram Indeks Hidrogen (HI) vs T_{maks} (Gambar 6) menunjukkan tipe kerogen dan tingkat kematangan termal daerah penelitian. Satu percontoh batulempung Formasi Batuasih daerah Batuasih yang mempunyai nilai HI sebesar 135 mg HC/TOC, kerogennya termasuk dalam tipe II dengan nilai T_{maks} sebesar 437°C yang menunjukkan kematangan termal kategori matang. Satu percontoh batulempung Formasi Batuasih daerah Babakan, lima percontoh Daerah Batuasih, dan satu percontoh daerah Cibatu mempunyai nilai HI yang berkisar dari 77 – 135 mg HC/TOC dengan kerogen tipe III. Nilai T_{maks} sebesar 436 – 441°C dikategorikan matang. Sementara itu, empat percontoh batulempung Formasi Batuasih daerah Cibatu mempunyai nilai HI sebesar 106 - 149 mg HC/TOC dengan kerogen tipe III. Tingkat kematangan sebesar 431 – 434°C dikategorikan belum matang.

Kualitas batuan sumber hidrokarbon percontoh batulempung Formasi Batuasih daerah penelitian berdasarkan nilai HI sebesar 118 – 191 mg HC/TOC, termasuk dalam kategori *gas prone* (Rad, 1984). Sementara menurut Waples (1985), nilai HI < 150 mg HC/TOC dapat menghasilkan gas dalam jumlah kecil, tetapi nilai HI sebesar 191 mg HC/TOC dapat menghasilkan minyak dan gas dalam jumlah kecil.



Gambar 6. Diagram HI vs. T_{max} yang menunjukkan tipe kerogen dan tingkat kematangan termal.

KESIMPULAN

Formasi Batuasih yang diendapkan secara selaras di atas Formasi Walat, paling bawah terdiri atas batulempung yang berwarna abu-abu kehitaman, banyak mengandung *clay ball* dengan diameter 5 cm. Bagian tengah disusun oleh batulempung, berwarna abu-abu kehitaman, mengandung *clay ball* 5 - 7 cm, dan urat-urat kalsit. Sementara bagian atas terdiri atas batulempung, abu-abu kehitaman, menyerpih, *brittle*, mengandung urat-urat kalsit dan sisipan batugamping.

Hasil analisis geokimia terhadap duabelas percontoh batulempung Formasi Batuasih di daerah Sukabumi menunjukkan TOC sebesar 0,49 - 1,14 %. Kondisi ini memberikan indikasi bahwa pada umumnya batulempung tersebut mempunyai potensi rendah hingga baik untuk membentuk hidrokarbon. Kisaran T_{maks} pada empat percontoh adalah 431 - 434°C, dan ini termasuk kategori belum matang. Sementara delapan percontoh lainnya mempunyai

T_{maks} sebesar 436 - 441°C, yang termasuk kategori matang. Nilai Indeks Hidrogen (HI) Formasi Batuasih berkisar dari 77 - 191 mg HC/TOC. Empat percontoh yang nilainya antara 77 - 118 mg HC/TOC, berada dalam fasies organik CD, sedangkan delapan percontoh lainnya yang nilainya antara 126 - 191 mg HC/TOC, berada dalam fasies organik C.

Karakteristik batuan sumber hidrokarbon Formasi Batuasih di daerah penelitian berdasarkan diagram TOC vs Py menunjukkan kategori kekayaan material organik rendah hingga menengah. Diagram Indeks Hidrogen (HI) vs T_{maks} menunjukkan kerogen daerah penelitian termasuk dalam tipe II dan III. Kualitas batuan induk hidrokarbon percontoh batulempung Formasi Batuasih di daerah penelitian berdasarkan nilai HI termasuk dalam kategori *gas prone* atau dapat menghasilkan minyak dan gas dalam jumlah kecil.

Ucapan Terima Kasih—Pada kesempatan ini para penulis mengucapkan terima kasih kepada Kepala Pusat Penelitian Geoteknologi LIPI yang telah memberikan kesempatan untuk menerbitkan tulisan ini. Terima kasih juga kepada pimpinan Proyek SDMAT Pusat Penelitian Geoteknologi LIPI Tahun Anggaran 2008 atas kesempatan yang diberikan kepada para penulis untuk melakukan penelitian. Juga terima kasih disampaikan kepada Bp. Yuwono yang telah membantu menganalisis TOC dan Pirolisis di Laboratorium Geokimia LEMIGAS, Jakarta. Kepada rekan-rekan peneliti penulis ucapkan terima kasih atas diskusinya.

ACUAN

- Efendi, A.C., Kusnama, dan Hermanto B., 1998. *Peta Geologi Lembar Bogor, Jawa, skala 1:100.000*, edisi kedua. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Guritno, E., Salvadori, L., Syaiful, M., Busono, I., Mortimer, A., Hakim, F.B., Dunham, J., Decker, dan Algar, S., 2003. Deep-Water Kutei Basin: A New Petroleum Province. *Proceedings, 29th Annual Convention Indonesian Petroleum Association*, h.519-540.
- Jones, R.W., 1987. Organic Facies. In: Brooks, J. and Welte, D. H. (eds.), *Advances in Petroleum Geochemistry*, 2, Academic Press, London, h.1-90.
- Kurtubi, 2007. "Kebangkitan kembali Industri Migas Nasional?" *Kumpulan makalah Seminar Geologi, Industri migas saat ini, masa depan dan Problematikanya*, Aula Barat ITB, Bandung.
- Kusumastuti, A., Mortimer, A., Todd, C., Guritno, E., Goffey, G., Bennet, M., dan Algar, S., 2001. Deep-water petroleum provinces of Southeast Asia: a high level overview. *Indonesian Sedimentologist Forum, 2nd Regional Seminar*, h.10-15.

- Priyono, R., 2007. Industri Migas Nasional. *Kumpulan makalah Seminar Geologi, Industri migas saat ini, masa depan dan Problematikanya*, Aula Barat ITB, Bandung.
- Rad, F.K, 1984. Quick Look Source Rock Evaluation By Pyrolysis Technique. *Proceedings 13th Annual Convention Indonesian Petroleum Association*, h.113-124.
- Ryacudu, R. dan Bachtiar, A., 1999. The status of the Brebes fault system, and its implication to hydrocarbon exploration in the eastern part of Nort West Java Basin. *Proceeding Indonesian Petroleum Association 27th Annual Convention and Exhibition*.
- Satyana, A.H. dan Armandita C., 2004. Deepwater Plays of Java, Indonesia: Regional Evaluation on Opportunities and Risks. *Proceeding Deepwater And Frontier Exploration In Asia & Australasia Symposium, Indonesian Petroleum Association*, h.273-320.
- Sudarmono, Suherman, T., dan Eza, B., 1997. Paleogen Basin Development in Sundaland and its Role to the Petroleum Systems in Western Indonesia. *Indonesian Petroleum Association, Proceedings of the Petroleum System of SE Asia and Australasia Conference*, h.545-560.
- Van Bemmelen, R.W., 1949. *The Geology of Indonesia*. Vol. IA, General Geology of Indonesia and adjacent archipelagos, Martinus Nijhoff, The Hague, Netherlands, h.332.
- Waples D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*, International Human Resources Developmen Co., Boston, 232 h.