

Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Satuan Batulempung Formasi Rambatan Daerah Wangon Sub-Cekungan Banyumas

Salatun Said¹⁾, Teguh Jatmik²⁾, Sugeng Widada³⁾

^{1,2,3)} Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta

Corresponding author email: salatunsaid@yahoo.com

Abstrak

Identifikasi interval batuan yang mungkin memiliki potensi sebagai batuan induk adalah langkah pertama yang penting dalam eksplorasi hidrokarbon, oleh karena itu perlu dilakukan penelitian tentang batuan sedimen yang mengandung bahan organik dengan tingkat pemanasan dan waktu tertentu dapat menghasilkan hidrokarbon dalam bentuk minyak atau gas. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengidentifikasi fasies batuan dan potensi batuan induk hidrokarbon dari Satuan Batulempung Formasi Rambatan di Wilayah Wangon, Sub-Basin Banyumas. Berdasarkan data singkapan menunjukkan bahwa Formasi Rambatan di daerah penelitian sebagian besar terdiri dari serpih dengan interkalasi tipis batupasir. Formasi ini diendapkan di lingkungan laut dalam oleh arus turbid. Analisis geokimia untuk menentukan potensi dan kualitas batuan induk dilakukan pada empat sampel (BMS-28, KLP-27, KLP-31 dan BMS-120) serpih Rambatan. Analisis kualitas potensial dan sumber batuan menunjukkan konten TOC bervariasi dari 1,21% - 23,45% menunjukkan kualitas "sangat baik". Analisis Rock-Eval menunjukkan bahwa serpih dari sampel BMS-28 dan BMS-120 buruk sebagai batuan sumber hidrokarbon ($S_2 < 2,5$ kg / ton), sedangkan serpih dari sampel KLP-27 dan KLP-31 memiliki potensi yang baik sebagai batuan induk hidrokarbon ($S_2 > 5$ kg / ton). Semua sampel yang diambil dari Serpih Rambatan menunjukkan $R_o < 0,6$ menunjukkan tingkat pematangan hidrokarbon belum tercapai. Nilai rendah HI BMS-28 dan BMS-120 ($HI < 100$ mg HC / g TOC), mencerminkan bahwa batuan ini dapat diklasifikasikan sebagai batuan non-sumber, sedangkan sampel KLP-27 dan KLP-31 memiliki nilai HI 152 mg HC / g TOC dan 294 mg HC / g TOC akan cenderung menghasilkan gas dan minyak jika mencapai tingkat kematangan. Nilai HI antara 100-300 mgHC / g umumnya berasal dari tipe III dan II kerogen yang sebagian besar mengandung organisme darat dan laut.

Kata kunci: batuan induk, potensial, kualitas, kematangan

Abstract

Identification of rock intervals that may have as a source rock potential is the important first step in hydrocarbon exploration, therefore it is necessary to conduct research on the sedimentary rock containing organic matter which with a certain level of heat and time can produce hydrocarbons in the form of oil or gas. The objective of this study is to identify lithofacies and hydrocarbon source rock potential of Claystone Unit of the Rambatan Formation in the Wangon Area, Banyumas Sub-Basin. Based on outcrop data showed that Rambatan Formation in the study area predominantly composed of shale with thin intercalation of sandstones. This formation was deposited in the deep marine environment by turbidity current. Geochemical analysis in order to determine the potential and quality of source rock was performed on four samples (BMS-28, KLP-27, KLP-31 and BMS-120) of Rambatan shale. The analysis of potential and source rock quality showed TOC content varied from 1.21% - 23.45% indicating "very good" quality. Rock-Eval analysis show that the shale from sample BMS-28 and BMS-120 are poor as hydrocarbon source rock ($S_2 < 2.5$ kg / ton), while shale from samples KLP-27 and KLP-31 have good potential as hydrocarbon source rock ($S_2 > 5$ kg / ton). All samples taken from Rambatan shale showed $R_o < 0.6$ indicate hydrocarbon maturation level has not been reached. The low values HI of BMS-28 and BMS-120 ($HI < 100$ mg HC / g TOC), reflects that this rock can be classified as non-source rock, while samples KLP-27 and KLP-31 have HI values of 152 mg HC/g TOC and 294 mg HC/g TOC will tend to produce gas and oil if it reaches maturation level. The values of HI between 100-300 mgHC/g are generally derived from type III and II kerogen which predominantly contain terrestrial and marine organism.

Keywords: source rock, potential, quality, maturity

Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Satuan Batulempung Formasi Rambatan Daerah Wangon Sub-Cekungan Banyumas

menggunakan asam klorida hangat, dan menganalisis residu kandungan karbon dengan Leco Carbon Sulfur Determinator. Hal ini berlaku untuk parameter batuan induk bahwa kurang dari 0,5% berat TOC tidak dapat menghasilkan hidrokarbon yang cukup secara komersial dan karena itu dianggap sebagai *non-source*; antara 0,5 dan 1% berat TOC dinilai sedang; 1.0 dan 2% berat dinilai dianggap baik, sementara lebih dari 2 sampai 4% dianggap sebagai sangat baik, dan bila lebih dari 4% berat dinilai istimewa (Peters, 1986).

3) Rock Eval Pirolisis

Pirolisis *rock-eval* dilakukan pada batuan dimaksudkan untuk membedakan jenis bahan organik dan untuk mengevaluasi potensi batuan. Data dari hidrokarbon dinyatakan sebagai mg/g dengan parameter dasar sebagai berikut:

- S1 mewakili kuantitas minyak (hidrokarbons bebas) yang hadir pada batuan dan kira-kira analog dengan bitumen yang dapat diekstraksi menggunakan pelarut.
- S2 merupakan jumlah hidrokarbon yang terbentuk oleh kerogen selama pirolisis antara suhu 300°C dan 600°C.
- S3 adalah karbon dioksida yang dikeluarkan dari kerogen selama pirolisis
- T_{max} , adalah temperatur puncak S₂ dalam satuan °C.

4) Pantulan Vitritinit

Analisa ini berdasarkan pada kemampuan daya pantul cahaya vitritinit. Kerogen yang telah matang akan membawa perubahan pada vitritinit dan hal ini akan diiringi dengan kemampuan partikel tersebut untuk memantulkan cahaya yang jatuh padanya. Kemampuan daya pantul ini merupakan fungsi temperatur, artinya dengan perubahan waktu pemanasan dan temperatur menyebabkan warna vitritinit berubah di bawah sinar pantul.

Contoh batuan diletakkan di atas kaca preparat dan direkatkan dengan *epoxyresin*. Kemudian digosokkan dengan kertas korondum kasar sampai halus dan terakhir dengan menggunakan alumina. Selanjutnya contoh batuan tersebut diuji dalam minyak immersi (indeks bias=1,516) dengan menggunakan mikroskop dan suatu *micro photomultiplier* dan *digital voltmeter attachment*. Kemudian dilakukan kalibrasi

terhadap vitritinit berdasarkan suatu standart yang terbuat dari gelas.

III. ANALISIS DAN PEMBAHASAN

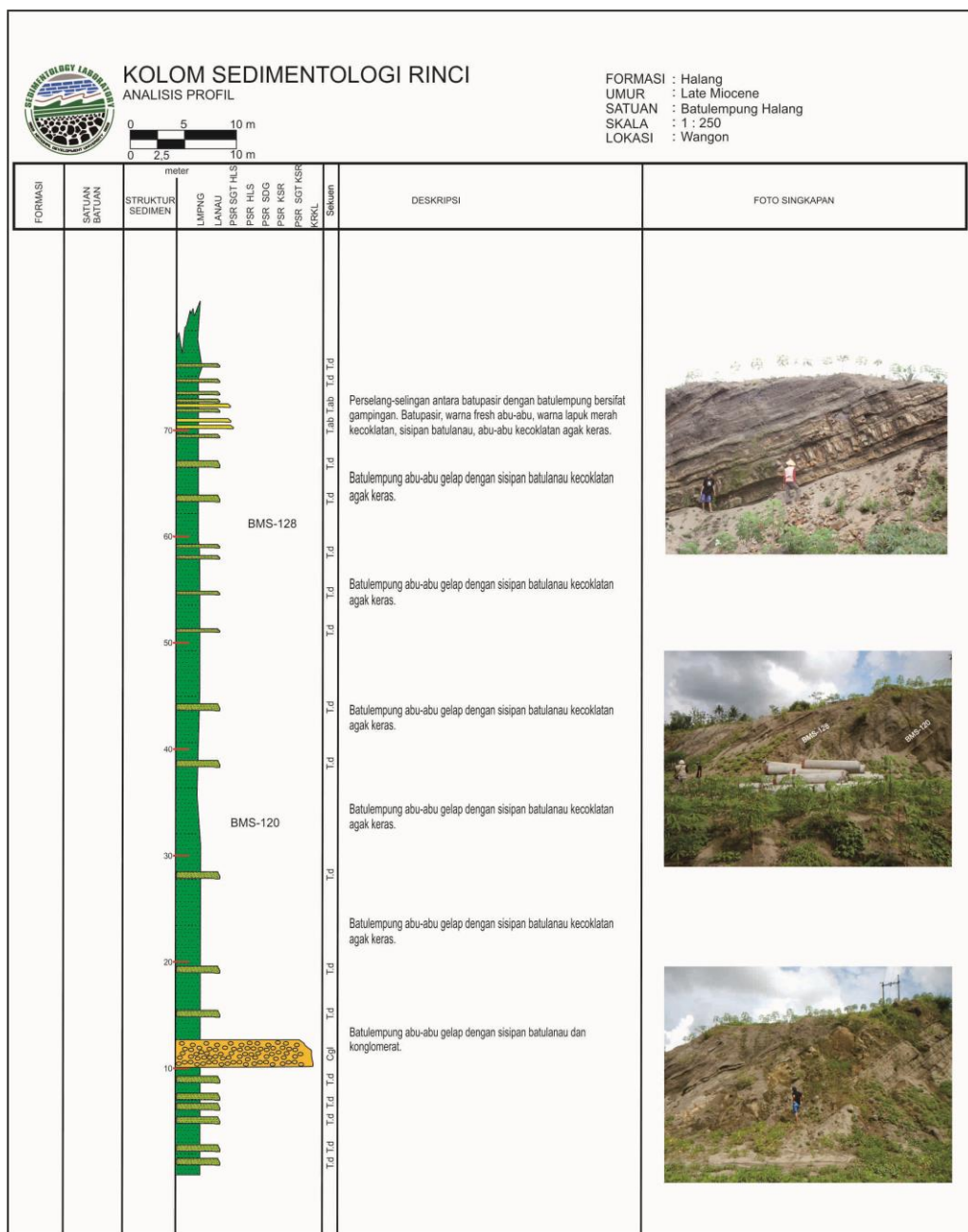
1) Fasies Pengendapan

Berdasarkan profil singkapan di Kali LohPasir menunjukkan bahwa Formasi Rambatan yang tersingkap di lokasi ini terutama tersusun oleh batulempung dengan perselingan tipis batupasir yang menunjukkan suatu pola penghalusan ke atas. Ciri batupasir pada profil ini adalah : berwarna abu-abu hingga abu-abu kekuningan, pasir halus sampai kasar, tersusun oleh feldspar, fragmen batuan, kuarsa yang tersemen oleh semen karbonat. Struktur sedimen yang teramati pada lapisan batupasir adalah perlapisan berangsur (*graded bedding*), masif, laminasi sejajar serta laminasi konvolut yang menunjukkan urutan Bouma (Tabc) (Walker dkk, 1992). Kehadiran sekuen Bouma secara urut pada satu lapisan batupasir Tabcde dijumpai di beberapa lokasi pengamatan. Secara umum sekuen Baouma hadir dengan urutan Tabc, Tbcd, Tbc atau Tc pada lapisan batupasir. Semakin ke arah atas sekuen Bouma yang berkembang pada lapisan batupasir berupa sekuen Bouma Tc dan Td, sesekali hadir Ta, serta Tb. Berdasarkan urutan dari Bouma sekuen ini menunjukkan adanya penghalusan ke arah atas. Serpih pada singkapan ini menunjukkan warna abu-abu kehijauan sampai abu-abu gelap dengan tebal 2 – 5 meter. Keberadaan struktur sedimen *graded bedding*, paralel laminasi, konvolut pada batupasir menunjukkan pengendapan terjadi pada daerah kipas bawah laut bagian kipas tengah karena pengaruh arus turbid (Walker dkk, 1992).

Pada profil yang dilakukan di daerah Wangon (Gambar 2), menunjukkan urutan yang menghalus ke atas. Profil daerah Wangon memberikan gambaran sedimentasi kipas bawah laut bagian kipas tengah ditunjukkan hadirnya saluran (*channel*) disusun oleh batuan konglomerat (Cgl) dengan struktur perlapisan berangsur dengan tebal lebih dari 2 meter, ditutup oleh satuan batulempung dengan sisipan batulanau dengan struktur laminasi sejajar (Td) dan dibagian puncak penampang profil hadir batupasir Tab dan Td. Batulempung berwarna abu-abu gelap hingga abu-abu mendominasi dalam penampang ini. Tebal batulempung berkisar antara 3 – 10 meter. Berdasarkan urutan fasies yang dijumpai dapat diinterpretasikan bahwa lingkup pengendapan satuan batulempung ini terendapkan di ling-

kungan tanggul (levee) suatu kipas bawah laut pada bagian kipas tengah karena adanya arus

turbid (Walker dkk, 1992).



Gambar 2. Profil Singkapan Formasi Halang di Daerah Wangon

2) Analisis TOC

Kurang lebih 8 sampel batuan yang dilakukan analisis TOC, namun hasil analisis menunjukkan bahwa sebagian besar dari batuan teranalisis mengandung karbon organik sangat rendah ($TOC < 1\%$) terkecuali batuan BMS-128, KLP-27, KLP-31 dan BMS-120 dengan kandungan karbon masing masing 1,23%, 23,45%, 2,77% dan 1.21% (Tabel 1). Nilai

kandungan karbon organik antara 1-4% pada umumnya dikategorikan sebagai bagus-sangat bagus sebagai sumber bahan organik. Sedangkan nilai yang tinggi pada sampel KLP-27 disebabkan karena adanya perlapisan tipis batubara yang terdapat diantara batuan teranalisis. Terkecuali batuan BMS-128, KLP-27, KLP-31 dan BMS-120 seluruh sampel batuan teranalisis yang lain

Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Satuan Batulempung Formasi Rambatan Daerah Wangon Sub-Cekungan Banyumas

berpotensi rendah sebagai sumber bahan organik penghasil hidrokarbon.

3) Analisis Pirolisis

Data yang diperoleh dari pirolisis Rock-eval diinterpretasikan dengan cara berikut (Bordenave, Tissot, Waples).

- ❖ S1 data tidak digunakan, kecuali pada nilai S1 tinggi yang terkait dengan nilai S2 rendah sehingga ditafsirkan sebagai adanya migrasi hidrokarbon.
- ❖ Nilai S2 adalah indikator kualitas batuan :

miskin	< 2,5 kg / ton
Sedang	2,5 - 5 kg / ton
Baik	S2 > 5 kg / ton
- ❖ Tingkat kematangan (T_{max}) bahan organik didefinisikan dengan :

tidak matang	< 435°C
matang	435°C - 470°C
lewat matang	> 470°C
- ❖ Nilai S2 adalah indikator kualitas batuan :

miskin	< 2,5 kg / ton
Sedang	2,5 - 5 kg / ton
Baik	S2 > 5 kg / ton
- ❖ Production Index (PI) digunakan untuk dengan kekayaan yang sedang atau baik, terkait dengan nilai Tmax sebagai berikut:

<u>T_{max}</u>	<u>PI</u>	<u>Kematangan</u>
< 435°C	<0.1	Belum matang
>435°C	0.1-0.2	Awal matang
	>0.2	Telah terkontaminasi
- ❖ Kualitas batuan induk (hydrocarbon proneness) juga dapat dideterminasi menggunakan hydrogen index (HI) sebagai berikut :

Source Quality	HI (mgHC/g TOC)
Oil-prone	>300
Gas-oil prone	200 – 300
Gas prone	110 – 200
Non –source	<100

Analisis pirolisis Rock Eval dilakukan pada sampel batuan dengan nilai karbon organik >1%. Hasil analisis ditampilkan pada Tabel 1 dan 3, sedangkan kualifikasi potensi batuan sumber diilustrasikan pada Gambar 3 dan 4. Data menunjukkan bahwa hanya sampel KLP-27 dan KLP-31 mengandung bahan organik penghasil hidrokarbon dalam jumlah yang sangat baik, masing masing dengan nilai $S2=35.58\text{mg/g}$ batuan dan $S2=8.13\text{mg/g}$ batuan. Kedua sampel batuan ini dapat dikategorikan sebagai kandidat batuan sumber yang baik meskipun tergantung

dari tipe kerogen yang terkandung di dalamnya. Sampel KLP-27 terdiri dari batuan yang mempunyai karakter batubara sehingga sangat lazim kalau mengandung bahan organik yang cukup tinggi. Meskipun demikian, untuk ukuran batubara sebagai batuan sumber (source rock) sampel KLP-27 dapat dikategorikan sebagai berpotensi rendah karena mekanisme pembentukan hidrokarbon pada batubara sangat berbeda dengan batuan klastik berbutir halus lainnya. Sampel KLP-31 menunjukkan kualitas yang baik sebagai batuan sumber seperti ditunjukkan dengan nilai $S2=8.13\text{mg/g}$ batuan. Meskipun demikian, terlihat adanya kondisi tidak lazim (abnormal) pada kandungan hidrokarbon bebas (S1) yang menunjukkan nilai sangat tinggi yaitu $S1=23.94\text{mg/g}$ batuan. Pada umumnya, kondisi ini mencerminkan adanya kontribusi dari bahan organik cair yang berasal dari luar atau kontaminan dan sangat mempengaruhi hasil analisis pirolisisnya.

Nilai S1 yang berlebihan dibandingkan dengan nilai S2 pada hasil analisis pirolisis pada umumnya menyebabkan ketidak akuratan dalam penentuan kualifikasi batuan sumber dan juga pembacaan Tmax. Oleh sebab itu disarankan untuk melakukan perlakuan khusus terhadap sampel KLP-31 seperti ekstraksi yang masive untuk menghilangkan potensi kontaminasi dan dilanjutkan dengan analisis sidikjari dari hidrokarbon bebas yang terkandung di dalamnya. Sampel batuan BMS-128 menunjukkan nilai $S2=0.20\text{mg/g}$ batuan dan dikategorikan bukan sebagai batuan sumber hidrokarbon. Nilai karbon reaktif (PC) yang sangat rendah memberikan indikasi bahan organik terkandung terdiri dari material material daur ulang atau teroksidasi. Demikian juga sampel BMS-120 dengan nilai $S2=0.82\text{mg/g}$ batuan serta karbon reaktif rendah menunjukkan potensi yang rendah sebagai batuan sumber hidrokarbon.

Dapat disebutkan bahwa sebagian besar batuan teranalisis bukan berasal dari fasies lingkungan pengendapan yang kondusif bagi pembentukan batuan sumber hidrokarbon. Ilustrasi untuk klasifikasi kualitas bahan organik sebagai penghasil hidrokarbon ditampilkan pada Tabel 1, 2, dan 3 serta Gambar 3 dan 4. Terlihat pada diagram bahwa hanya sampel KLP-31 yang mempunyai potensi penghasil gas dan minyak pada kematangan termal yang tinggi. Sampel KLP-27 apabila matang hanya akan menghasilkan gas. Kedua sampel BMS-128 dan BMS-120

dapat dikategorikan bukan sebagai batuan sumber hidrokarbon yang potensial. Secara matematis perkiraan tentative perbandingan antara karbon residu (non reaktif) dengan produk hidrokarbon dalam bentuk gas dan minyak ditampilkan pada

Tabel 2. Perhitungan ini seharusnya menggunakan data proporsi gas dan minyak yang diperoleh dari hasil analisis pirolisis kromatografi gas (Py-GC). Secara tentative perkiraan proporsi gas dan minyak dalam perhitungan ini hanya berdasarkan pada tipe kerogen berdasarkan indek hydrogen saja (HI), sehingga harus dipergunakan dengan banyak pertimbangan. Meskipun demikian, secara umum jelas terlihat bahwa apabila mencapai tingkat kematangan termal cukup, hanya sampel batuan KLP-31 berpotensi sebagai batuan sumber penghasil minyak dan gas. Sedangkan sampel yang lain hanya akan menyisakan kerogen residu pada tingkat kematangan termal tinggi.

4. Analisis Tingkat Kematangan Termal.

Tingkat kematangan termal batuan teranalisis hanya dilakukan pada peconto BMS-128, KLP-27, KLP-31 dan BMS-120 dengan kandungan TOC>1%. Data kematangan termal diperoleh dari Tmax dan reflektansi vitrinit (Ro) seperti ditampilkan pada Tabel 3. Tiga sampel batuan BMS-128, KLP-27 dan KLP-31 menunjukkan tingkat kematangan termal rendah dengan nilai reflektansi vitrinit (Ro) masing masing 0.39%, 0.32% dan 0.36% dan umumnya bersesuaian dengan nilai pembacaan Tmax. Nilai pembacaan Tmax. pada sampel KLP-31 dikategorikan sebagai tidak benar karena telah mengalami distorsi akibat keberadaan hidrokarbon bebas yang tidak normal. Nilai reflektansi vitrinit <0.50% dikategorikan sebagai tingkat kematangan termal yang masih rendah setara dengan awal matang (early mature) bagi pembentukan hidrokarbon. Tingkat kematangan sedikit lebih tinggi dijumpai pada sampel BMS-120 dengan nilai reflektansi vitrinit 0.50% yang memberikan indikasi periode awal pembentukan minyak (Tabel 3).

Tabel 1. Pirolisis *Rock-Eval* Formasi Rambatan di Wangon

TOC AND PYROLYSIS ROCK EVAL DATA														
No.	Sample ID	Sample Type	Analyzed Lithology	TOC (%)	S1	S2	S3	PY	S2/S3	PI	PC	Tmax (°C)	HI	OI
					mg/g									
1	BMS-128	OC		1,21	0,02	0,20	0,60	0,22	0,33	0,09	0,02	431	16	49
2	KLP-27	OC		23,45	0,51	35,58	24,92	36,09	1,43	0,01	3,00	418	152	106
3	KLP-31	OC		2,77	23,94	8,13	0,50	32,07	16,26	0,75	2,66	352	294	18
4	BMS-120	OC		1,21	0,04	0,82	0,40	0,86	2,05	0,05	0,07	438	68	33

Remarks :

DC	: Side wall core	PY	: Amount of Total Hydrocarbons = (S ₁ + S ₂)	HI	: Hydrogen Index = (S ₂ /TOC) x 100
TOC	: Total Organic Carbon	PI	: Production Index = (S ₁ / S ₁ + S ₂)	OI	: Oxygen Index = (S ₃ /TOC) x 100
S1	: Amount of Free Hydrocarbon	PC	: Pyrolysable Carbon	NDP	: No Determination Possible
S2	: Amount of Hydrocarbon released from kerogen	Tmax	: Maximum Temperature (°C) at the top of S ₂ peak	NA	: Not Analysed
S3	: Organic Carbon Dioxide	*	: false reading due to poor S ₂ content		

Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Satuan Batulempung Formasi Rambatan Daerah Wangon Sub-Cekungan Banyumas

Tabel 2. Perkiraan Distribusi Pembentukan Gas Dan Minyak Dari Kerogen Apabila Matang

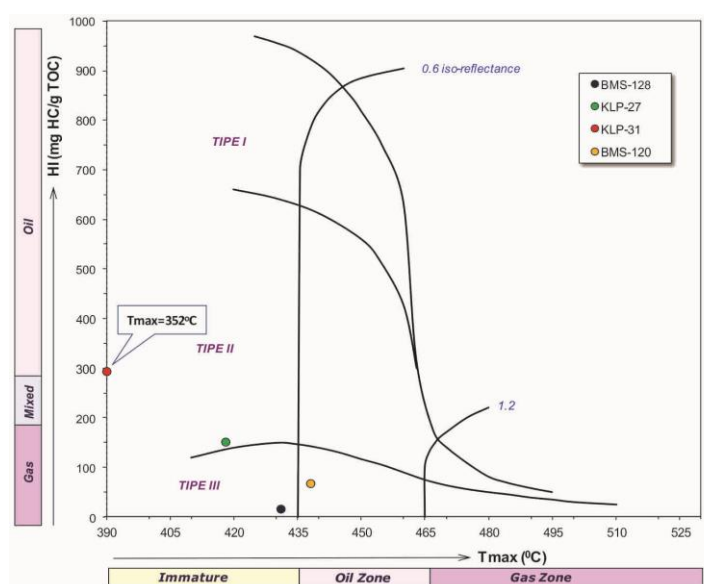
PERKIRAAN DISTRIBUSI PEMBENTUKAN GAS DAN MINYAK DARI KEROGEN APABILA MATANG

No.	Identitas	Data karbon organik dan tipe kerogen berdasarkan pirolisis Rock Eval				Perkiraan potensi hidrokarbon (berdasarkan HI dalam %)		Perhitungan awal				Perhitungan ulang terhadap % TOC		
		TOC (wt%)	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	HI (mg/g/TOC)	Gas	Oil	Cr	Co	Cgas	Coil	Co	Cgas	Coil
1	BMS-128	1.21	0.02	0.20	16	1.00	0.00	0.02	1.19	0.02	0.00	98.49	2	0
2	KLP-27	23.45	0.51	35.58	152	0.90	0.10	3.00	20.45	2.70	0.30	87.23	11	1
3	KLP-31	2.77	23.94	8.13	294	0.65	0.35	2.66	0.10	1.73	0.93	3.77	63	34
4	BMS-120	1.21	0.04	0.82	68	0.98	0.02	0.07	1.14	0.07	0.00	94.09	6	0

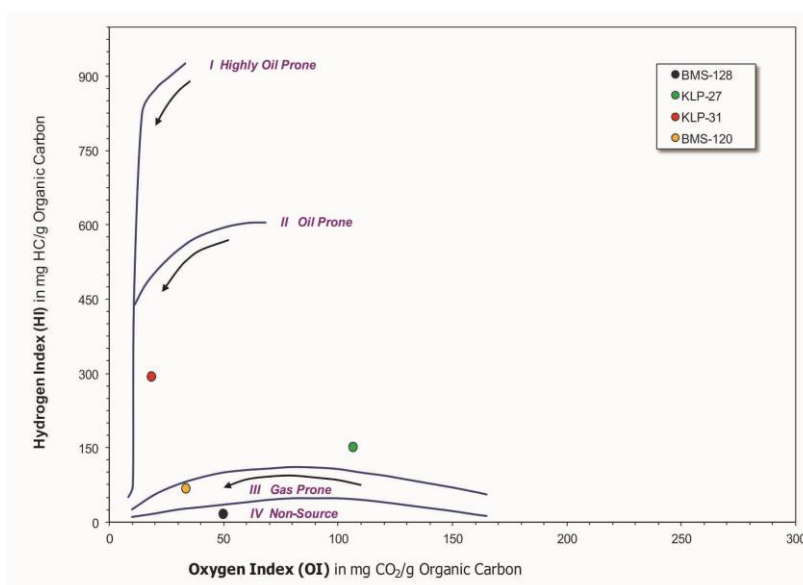
TOC : Total Organic Carbon
 S1 : Amount of Free Hydrocarbon
 S2 : Amount of Hydrocarbon released from kerogen
 HI : Hydrogen Index = (S2/TOC) x 100

Cr : Reactive Carbon and participates in the generation of HC
 Co : inert and enters the carbon residue during maturation
 Cgas : Reactive carbon participates in the generation of gas
 Coil : Reactive carbon participates in the generation of oil

diambil dan dimodifikasi dari tulisan ilmiah Pepper and Corvi, 1995



Gambar 3. Tipe Kerogen Cross Plot Tmax-HI Menunjukkan Kerogen Tipe II-III



Gambar 4. Tipe Kerogen Cross Plot HI VS OI Menunjukkan Kerogen Tipe II-III

Tabel 3. Tabel Maturity dari Sampel Daerah Wangon

No.	Formation	Sample ID	Sample type	Analyzed Lithology	Ro% Values									Remarks	Tmax (°C)
					Cavings			Indigenous			Rework/Oxidized				
					# R	Range	Mean	#R	Range	Mean	# R	Range	Mean		
1		BMS-128	OC	dsky yelsh brn, sft, calc, slty Clyst	-	-	-	16	0.30 - 0.47	0.39	-	-	-		431
2		KLP-27	OC	blk, sft - frm, Coal	-	-	-	17	0.26 - 0.35	0.32	-	-	-		418
3		KLP-31	OC	olv gy - med dk gy, sft, non calc, slty Clyst	-	-	-	2	0.29 - 0.36	0.36	-	-	-		352*
4		BMS-120	OC	brnsh gy, sft, non calc, Clyst w/ thin layer Coal	-	-	-	16	0.40 - 0.58	0.50	-	-	-		438

Notes: OC: Surface sample
 SWC: Sidewall core
 # R : Number Of Readings
 NDP: No Determination is possible

*: false reading due to excessive S1 content

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

- 1) Formasi Rambatan-Halang yang tersingkap di lokasi telitian daerah Wangon, diendapkan pada lingkungan kipas bawah laut berupa tanggul pada kipas tengah.
- 2) Potensi batuan induk dari hasil analisis TOC dan Rock Eval menunjukkan bahwa Formasi Rambatan-Halang tidak berpotensi sebagai batuan induk.
- 3) Tingkat Kematangan Termal sedimen dari Formasi Rambatan-Halang yang dianalisis belum matang, Ro berkisar dari 0,32 hingga 0,50.
- 4) Tipe Bahan Organik, dari pengeplotan Tmax vs HI maupun HI vs OI umumnya mencerminkan kerogen Tipe II dan III dengan kapasitas cenderung menghasilkan gas dan minyak.

Kastowo dan Suwarna, N., 1996, *Geologi Lembar Majenang, Jawa, Skala 1:100.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.

Peters, K.E., 1986. *Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis*. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 70, p.318-329.

Tissot, B.P. dan Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*, Edisi Kedua, Springer-Verlag, Berlin, 699 h.

Walker, Roger G., James, Noel P., 1992. *Facies Models Response To Sea Level Change*, Geological Association of Canada, Canada.

Waples, D.W., 1985. Organic Geochemistry for Exploration Geologist. *International Human Resources Development Corp., Boston*, 232 h.

DAFTAR PUSTAKA

Asikin, S., Handoyo,A., Prastistho, B., Gafour, S., 1992. *Peta Geologi Lembar Banyumas Jawa,Skala 1:100.000*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.

Bordenave, M. L. (ed.), 1993. *Applied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip, France, 524pp.

Djuri. M., Samodra,H., Amin, T.C., dan Gafour.S., 1996. *Peta Geologi Lembar Purwokerto, Jawa, Skala 1:100.00*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.