

**KORELASI GEOKIMIA ANTARA BATUAN INDUK DAN
REMBESAN MINYAK DAN GAS DI ZONA KENDENG
BAGIAN BARAT, JAWA TENGAH**

*(Geochemical Correlation Between Source Rock and Oil
and Gas Seepage in Western Part of Kendeng Zone, Central Java)*

Andi Mardianza¹⁾ dan Cindy Dianita²⁾

¹⁾PT. Pertamina EP, Jl. Prof. Dr. Satrio No. 164, Jakarta, Indonesia

²⁾Universitas Indonesia, Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik UI, Kampus UI, Depok, Indonesia

E-mail: andi.mardianza@pertamina.com; cindydianita@ui.ac.id

Teregistrasi I tanggal 6 Juni 2018; Diterima setelah perbaikan tanggal 13 Agustus 2018;
Disetujui terbit tanggal: 31 Agustus 2018.

ABSTRAK

Zona Kendeng merupakan antiklinorium berarah barat-timur yang mengalami proses pelipatan dan pensesaran yang intensif sejak Pliosen Akhir. Rembesan minyak dan gas kemungkinan berkaitan dengan struktur geologinya. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui asal batuan induk dari rembesan minyak dan gas. Program analisis geokimia yang akan dilakukan pada percontonya yaitu TOC, pirolisis *Rock-Eval*, GC dan GCMS. Macamanalisis untuk percontonya minyak yaitu GC dan GCMS sedangkan untuk percontonya gas yaitu komposisi gas, isotop karbon dan isotop deuterium dari gas metana. Evaluasi geokimia menunjukkan bahwa Formasi Kerek dan Pelang berpotensi sebagai batuan induk dengan kerogen tipe III serta Formasi Pelang lebih suboksik daripada Formasi Kerek (oksik). Minyak Galeh lebih berkorelasi dengan Formasi Pelang, namun karena tingkat kematangan singkapan Formasi Pelang belum cukup untuk membentuk hidrokarbon maka diperkirakan minyak Galeh berasal dari Formasi Pelang dengan posisi stratigrafi lebih dalam. Analisis isotop karbon stabil dan isotop deuterium percontonya gas Gunung Kendil menunjukkan karakter gas termogenik, terbentuk pada R_o antara 1% dan 1,2% dan berasal dari material organik campuran antara darat dan laut. Gas Gunung Kendil berkorelasi dengan Formasi Pelang dan Gas Gunung Kendil terbentuk dari minyak galeh yang mengalami kematangan lanjut.

Kata Kunci: zona kendeng, rembesan minyak dan gas, analisis geokimia, analisis biomarker

ABSTRACT

Kendeng Zone is a west-east direction anticlinorium with intensive folding and faulting structures since Late Pliocene. The oil and gas seepage may related to the geological structures. This study is intended to analyze the source rocks from oil and gas seepages. Geochemical analysis program for rocks sample was TOC, Rock-Eval pyrolysis, GC and GC-MS. For oil sample, the program analysis was GC and GCMS while for gas sample was gas composition, stable carbon isotope and deuterium isotope from methane gas. Geochemical evaluation shows that Kerek and Pelang Formation become potential source rocks with Kerogen Type III. Moreover, Pelang formation is more suboxic than Kerek Formation. Galeh oil has more correlation with Pelang Formation but because of maturity of the Pelang Formation outcrop is not sufficient to generate hydrocarbon thus it is interpreted that Galeh oil is from Pelang Formation with deeper stratigraphic position. The analysis of stable carbon isotope and deuterium isotope from the gas sample show the thermogenic gas character, generated at R_o 1% to 1.2% from the marine

and terrestrial organic material mixture. The gas of Kendil Hill has correlation with Pelang Formation and is resulted by cracking of Galeh oil with increasing maturity.

Keywords: kendeng zone, oil and gas seepage, geochemical analysis, biomarker analysis

I. PENDAHULUAN

Zona Kendeng merupakan antiklinorium berarah barat-timur yang mengalami proses perlipatan dan pensesaran yang intensif sejak Pliosen Akhir. Rembesan minyak dan gas yang muncul di sepanjang zona ini disebabkan oleh struktur geologi yang menjadi jalur keluarnya minyak dan gas ke permukaan.

Dalam rangka mencari daerah eksplorasi baru dan untuk menarik investasi baru dalam eksplorasi minyak dan gas bumi maka kegiatan eksplorasi harus terus ditingkatkan. Jawa Tengah merupakan wilayah yang banyak memiliki rembesan minyak dan gas yang telah dipetakan oleh banyak peneliti seperti van Bemmelen (1949) dan Eddy Subroto (2007). Kegiatan eksplorasi seringkali dibantu dengan analisis geokimia terhadap rembesan minyak dan gas.

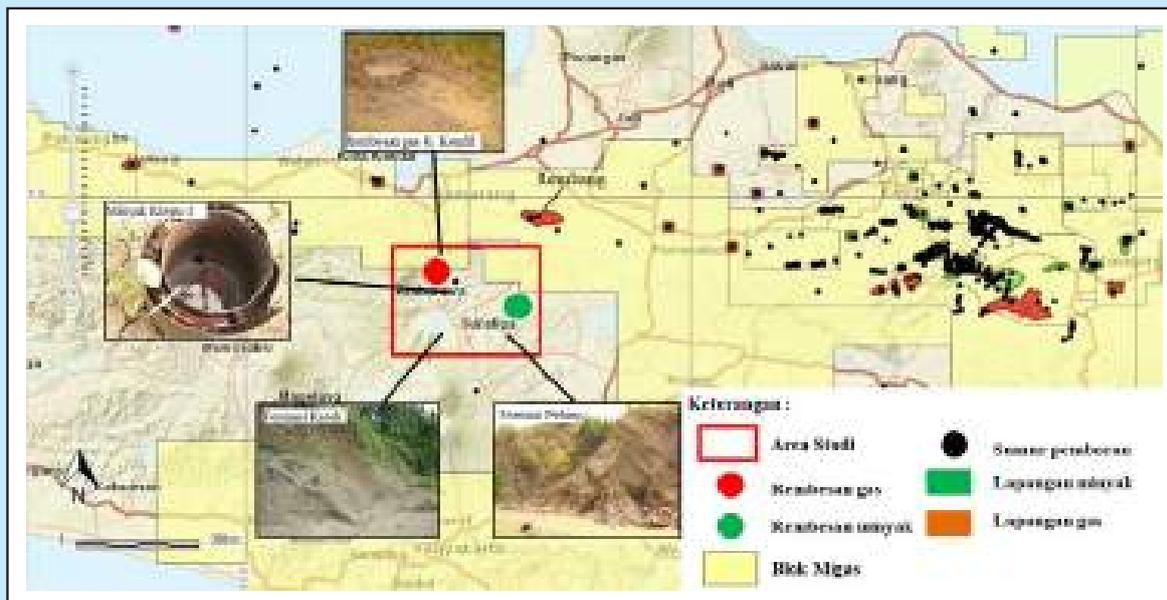
Van Bemmelen (1949) telah memetakan 9 lokasi rembesan minyak dan gas di Jawa Tengah. Subroto (2007) melakukan analisis geokimia terhadap rembesan minyak dan gas tersebut dan menyimpulkan rembesan tersebut berasal dari batuan induk Formasi Wungkal berumur Eosen Tengah. Penelitian terbaru oleh Praptisih (2017) mendapatkan bahwa Formasi Kerek ke arah selatan memiliki kualitas batuan induk yang semakin baik.

Di area ini, banyaknya rembesan minyak dan gas yang ditemukan menunjukkan daerah tersebut memiliki peluang ditemukannya cadangan minyak dan gas. Akan tetapi, hingga saat ini, belum ada temuan cadangan minyak dan gas yang ekonomis di area ini. Pertanyaan mendasar yang masih perlu dijawab mengenai kualitas batuan induk apakah dapat menghasilkan minyak dan gas dengan volume yang ekonomis.

Karakterisasi geokimia bertujuan untuk mengetahui komposisi kimia dari suatu hidrokarbon. Komposisi kimia ini dapat menjelaskan apakah suatu batuan dapat menghasilkan hidrokarbon atau apakah hidrokarbon X berasal dari batuan induk Y. Pada penelitian ini, karakterisasi geokimia dilakukan terhadap perconton singkapan batuan dari Formasi Pelang (berumur Oligosen akhir) dan Formasi Kerek (berumur Miosen tengah) serta perconton rembesan minyak dan gas bumi.

II. BAHAN DAN METODE

Perconton untuk analisis geokimia terdiri atas tujuh singkapan batuan dari Formasi Kerek (Miosen Tengah) serta tiga perconton dari Formasi Pelang (Oligosen Akhir), dua buah perconton minyak yaitu minyak Gunung Bantal dan minyak Galeh serta satu perconton gas Gunung Kendil (Gambar 1).



Gambar 1

Lokasi perconton analisis geokimia yang terdiri atas rembesan minyak dan gas, sumur minyak, singkapan formasi kerek dan formasi pelang (IHS Energy 2018).

Perconto minyak galeh berasal dari sumur Klepu-1 (TD 1500m, tahun 1930) yang mengandung minyak dan sedikit gas. Di sebelah sumur Klepu-1 terdapat sumur Pelantang (Suruh)-1 (TD 1500m, tahun 1930) yang keduanya dibor oleh Perusahaan Biting Petroleum Maatschappij.

Pada perconto batuan dilakukan analisis TOC, pirolisis *Rock-Eval*, *Gas Chromatography* (GC) dan *Gas Chromatography Mass Spectrometry* (GCMS). Pada perconto minyak dilakukan analisis *Gas Chromatography* (GC) dan *Gas Chromatography Mass Spectrometry* (GCMS). Analisis GC dilakukan untuk senyawa C^{5+} sedangkan analisis GCMS hanya dilakukan untuk senyawa terpana (m/z 191) dan sterana (m/z 217). Pada perconto gas dilakukan analisis komposisi gas serta isotop karbon stabil ($^{13}C/^{12}C$) dan Deuterium ($^2H/^1H$) dari gas metana.

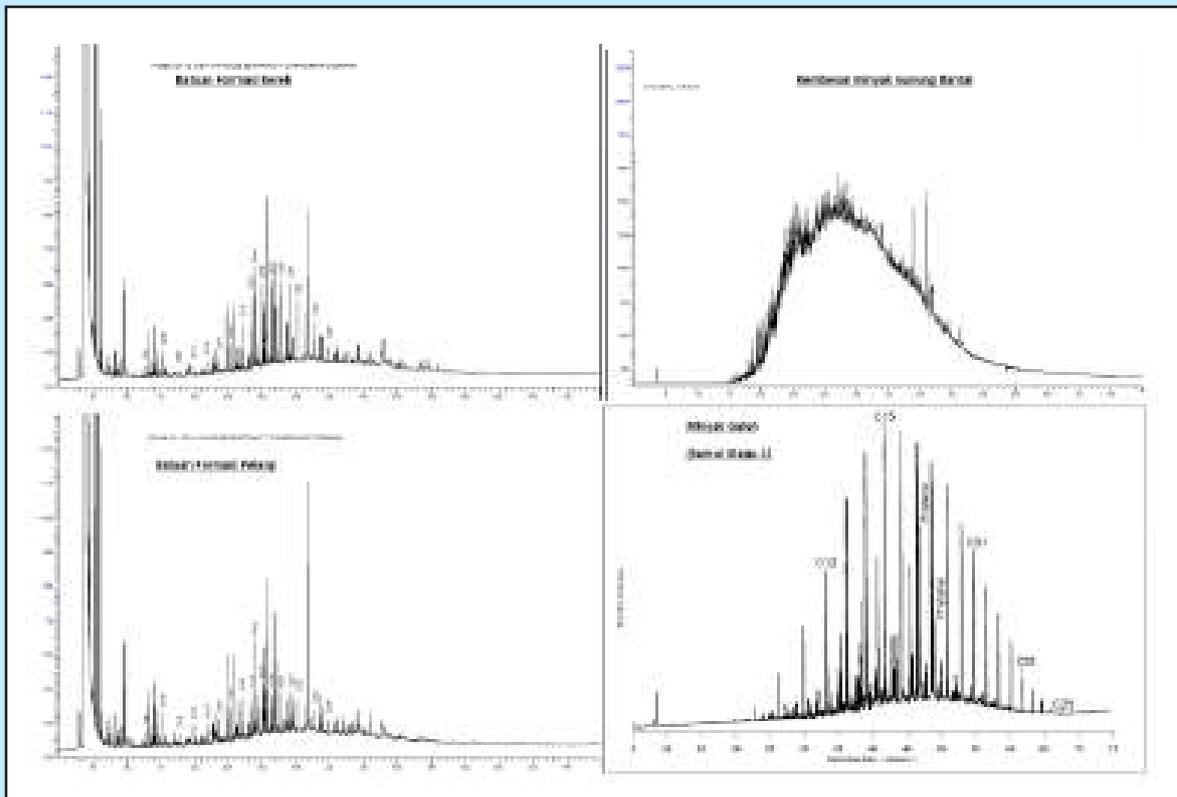
Analisis biomarker dari karakterisasi geokimia untuk perconto batuan, perconto minyak dan perconto gas selanjutnya digunakan untuk mengkorelasikan minyak dan gas bumi satu dengan lainnya dan dengan batuan induk penghasil minyak itu sendiri. Di dalam analisis biomarker ini, ada dua biomarker penting yang dipakai yaitu terpana yang dianalisis

menggunakan m/z 191 dan sterana yang dianalisis menggunakan m/z 217. Kemudian juga dibahas biomarker pristana dan fitana yang didapat dari kromatogram GC.

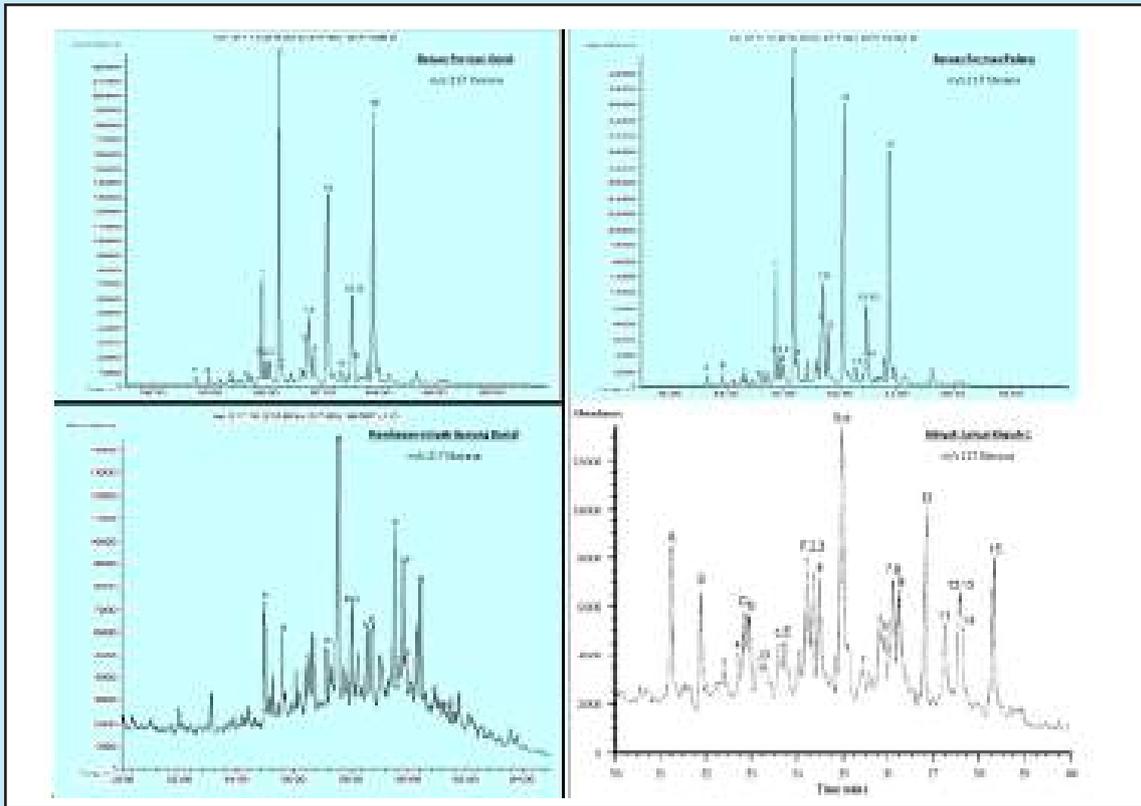
III. HASIL DAN DISKUSI

Hasil analisis TOC dan *Rock eval* disajikan pada Tabel 1. Hasil analisis GC yang dilakukan untuk senyawa C^{5+} disajikan pada Gambar 2 sedangkan analisis GCMS untuk senyawa terpana (m/z 191) dan sterana (m/z 217) masing-masing ditampilkan pada Gambar 3 dan Gambar 4. Untuk perconto gas, analisis yang dilakukan adalah analisis komposisi gas (Tabel 2) dan isotop karbon stabil ($^{13}C/^{12}C$) dan Deuterium ($^2H/^1H$) dari gas metana (Tabel 3). Tabulasi rasio biomarker terpilih dari hasil analisis kromatografi gas spektrometer massa disajikan pada Tabel 4, 5, dan 6. Untuk analisis geokimia yang dilakukan adalah evaluasi batuan induk, analisis biomarker dan analisis geokimia gas.

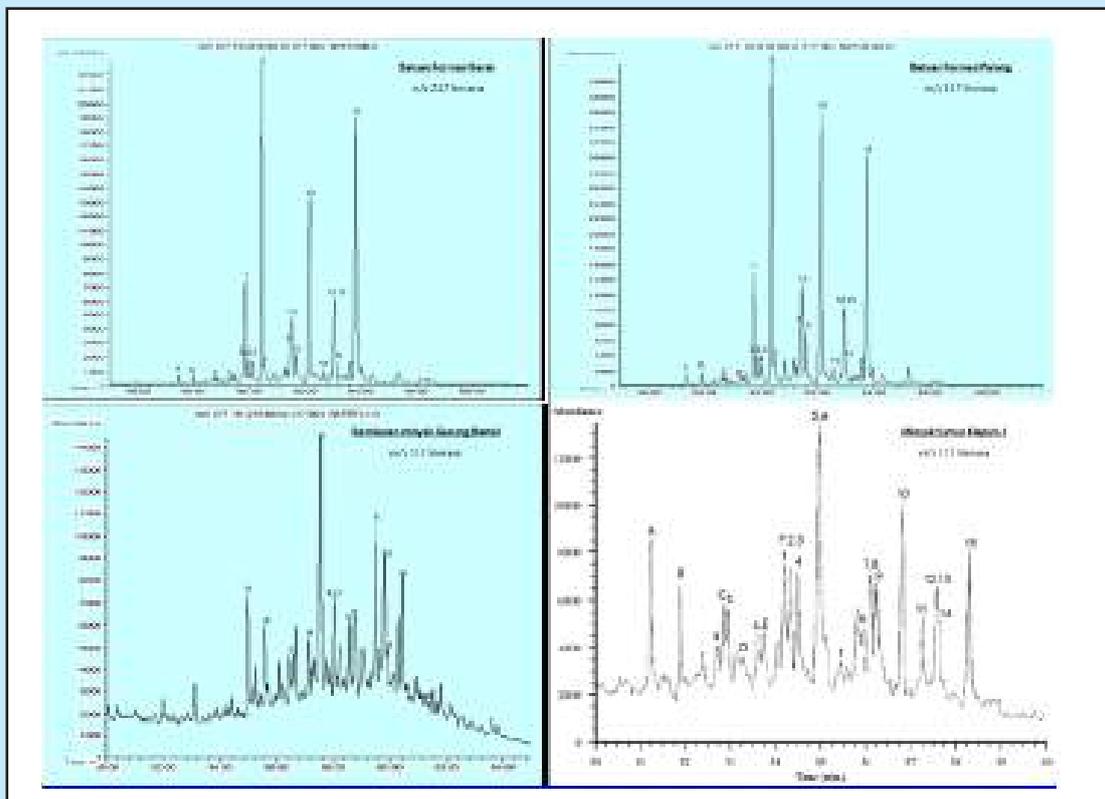
Analisis geokimia yang dilakukan adalah evaluasi batuan induk, analisis biomarker dan analisis geokimia gas.



Gambar 2
Kromatogram C_{5+} dari analisis whole GC perconto studi.



Gambar 3
Kromatogram GC-MS m/z 191 terpana dari percontu batuan dan minyak.



Gambar 4
Kromatogram GC-MS m/z 217 sterana dari percontu batuan dan minyak.

Tabel 1
Analisis TOC dan *rock eval pyrolysis* untuk percontonya

Formasi	Litologi	TOC, %	mg/g batuan			Tmax, °C	PI	HI, mg/g TOC	OI, mg/g TOC
			S1	S2	S3				
	Napal	0,54	-	-	-	-	-	-	
	Napal	0,74	-	-	-	-	-	-	
	Batulempung napalan	0,51	-	-	-	-	-	-	
Kerek	Batulempung napalan	0,66	-	-	-	-	-	-	
	Napal	0,69	-	-	-	-	-	-	
	Napal	0,87	0,01	0,49	0,31	424	0,02	56	36
	Batulempung	0,66	0,01	0,63	0,63	421	0,02	73	73
Pelang	Napal	0,94	0,04	0,76	0,25	425	0,05	81	27
	Batulempung napalan	0,63	0,02	0,81	0,55	421	0,02	129	87

TOC = Total Organic Carbon, S1 = Free Hydrocarbon, S2 = Kerogen, S3 = volatile matter, PI = Production Index, HI = Hydrogen Index, OI = Oxygen Index.

A. Evaluasi Batuan Induk

Kandungan TOC menunjukkan bahwa Formasi Pelang mempunyai potensi lebih besar dari Formasi Kerek. Formasi Kerek mempunyai kemungkinan sedikit potensi untuk menghasilkan hidrokarbon (0,51% - 0,87 %). Pengeplotan harga HI dan OI ke dalam diagram van Krevelen memberikan hasil bahwa kerogen kedua batuan induk termasuk tipe III dan cenderung menghasilkan gas.

Pengeplotan antara Tmax dan HI (Dembicki 2017) menunjukkan bahwa batuan induk dari Formasi Pelang dan Formasi Kerek belum matang dan termasuk kerogen tipe III yang cenderung menghasilkan gas. Praptisih (2016) telah menganalisa potensi batuan

induk Formasi Kerek yang tersingkap di sekitar daerah Kendal, Jawa Tengah. Formasi Kerek berpotensi sebagai batuan induk dengan kerogen tipe III dan telah matang.

B. Analisis Biomarker

Data analisis GC menunjukkan bahwa rembesan minyak Gunung Bantal terbiodegradasi sehingga tidak dapat dianalisis. Tingkat biodegradasi minyak Gunung Bantal telah mencapai tingkat enam (*heavy*) yang ditunjukkan dengan tidak terdeteksinya

Tabel 2
Komposisi gas gunung kendil

Komponen	Gas Gunung Kendil, %
N ₂	4,38
H ₂ S	n/d
CO ₂	1,86
Metana	75,12
Etana	10,85
Propana	4,12
Iso-butana	1,7
n-Butana	1,97
Iso-pentana	Trace
n-Pentana	Trace
Heksana	n/d
Heptana +	n/d
Total	100
iC ₄ /nC ₄	0,86
Wetness, %	19,88
C ₁ /(C ₂ +C ₃)	4,05
C ₁ /(C ₁ -C ₉)	0,8

senyawa isoprenoid seperti fitana dan pristana (Peters dkk. 2005).

Rasio Pr/Ph dari analisis GC menunjukkan bahwa Formasi Kerek mempunyai lingkungan yang lebih oksik daripada lingkungan batuan induk minyak Galeh dan Formasi Pelang atau Formasi Kerek memiliki pasokan material organik tumbuhan darat paling tinggi daripada percontonya yang lainnya.

Pengeplotan antara rasio Ph/nC₁₈ dan Pr/nC₁₇ menunjukkan bahwa minyak Galeh (GLH)

Tabel 3
Data analisis isotop karbon stabil dan isotop deuterium rembesan gas gunung kendil

Perconto	$^{13}\text{C CH}_4, \text{‰}$	$^2\text{H CH}_4, \text{‰}$
Rembesan gas Gunung Kendil	-31,4	-158

Tabel 4
Rasio biomarker dari hasil analisis kromatografi gas (GC)

Perconto	GC		
	Pr/Ph	Pwvr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈
Fm.Pelang	2,67	1,58	0,63
Fm.Kerek	4,13	1,4	0,32
Minyak Galeh/ sumur Klepu-1	3,06	0,59	0,22
Rembesan minyak G.Bantal	Terbiodegradasi		

Pr = Pristana, Ph = Fitana

Tabel 5
Rasio biomarker dari hasil analisis kromatografi gas spektrometer massa (GCMS) m/z 217 sterana

Perconto	Sterana					
	Hopana/Sterana	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉	20S/20R	$\beta\beta/\alpha\alpha$
Fm.Pelang	0,24	30,31	38,76	30,93	0,07	0,34
Fm.Kerek	0,52	30,46	30,58	38,96	0,05	0,42
Minyak Galeh/sumur klepu-1	1,88	37,77	31,3	30,93	0,53	0,82
Minyak G.Bantal	1,92	40,95	54,76	4,29	1,31	0,81

Tabel 6
Rasio biomarker dari hasil analisis kromatografi gas spektrometer massa (GCMS) m/z 191 triterpana

Perconto	Terpana			
	Tm/Ts	Mor/hop	22S/22R	hop/OI
Fm.Pelang	2,48	0,19	0,43	8,68
Fm.Kerek	3,65	0,3	0,26	5,7
Minyak Galeh/Sumur Klepu-1	0,53	0,18	1,2	1,23
Minyak G.Bantal	0,47	0,06	2,97	0,33

diperkirakan berasal dari material organik campuran (darat dan laut) mungkin dari lingkungan transisi (delta) dengan lingkungan lebih reduksi (suboksik) dan terekspulsi pada kematangan yang tinggi.

Untuk Formasi Pelang material organiknya mirip dengan minyak Galeh sedangkan Formasi Kerek material organiknya dominan darat (Gambar 5). Pada kromatogram terpana (m/z 191), kelimpahan

oleanana yang tinggi pada rembesan minyak Gunung Bantal menunjukkan material organiknya berasal dari tumbuhan berbunga dan kemungkinan berumur Tersier.

Begitu juga minyak Galeh mempunyai kelimpahan oleanana cukup tinggi yang artinya kedua percontonya mempunyai material organik yang banyak dipengaruhi oleh material organik tumbuhan darat. Oleanana terendah terdapat pada Formasi Pelang sehingga menunjukkan material organiknya campuran darat dan laut, hal ini konsisten dengan interpretasi dari data GC. Untuk Formasi Kerek material organiknya relatif mirip dengan Formasi Pelang.

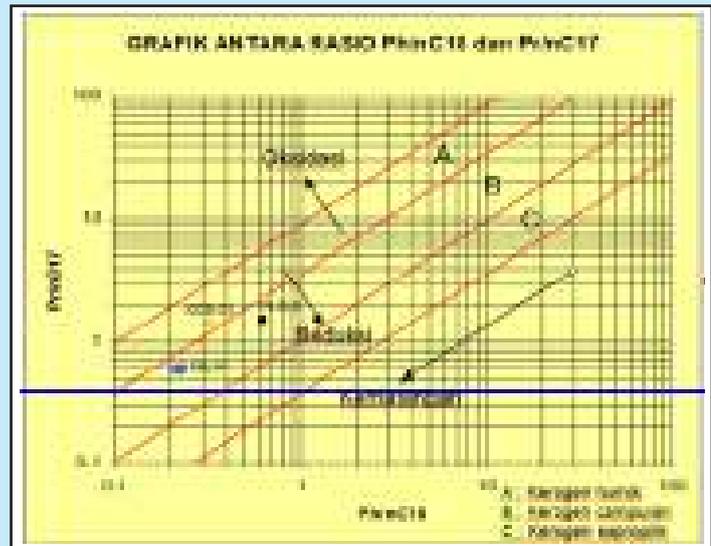
Pengeplotan rasio sterana C_{27} - C_{28} - C_{29} menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan minyak Galeh, Formasi Pelang dan Formasi Kerek mempunyai kemiripan yaitu di laut terbatas (estuari/teluk) (Gambar 6). Rasio C_{27}/C_{29} juga yang tinggi (>0.5) juga dapat menunjukkan lingkungan pengendapan laut dengan material organik lebih didominasi oleh plankton dan bakteri (El-Sabagh et al. 2018). Percontonya minyak galeh, Formasi Pelang dan Kerek menunjukkan bahwa rasio C_{27}/C_{29} cukup tinggi sehingga mengkonfirmasi hasil diagram segitiga. Khusus untuk minyak Gunung Bantal yang menunjukkan lingkungan danau, bila dikaitkan dengan kelimpahan oleanananya, maka seharusnya jumlah oleanana rendah karena oleanana terurai secara kimiawi menjadi senyawa aromatik dalam lingkungan danau.

Hal ini disebabkan oleh biodegradasi minyak yang telah mencapai tingkat enam. Pada tingkat ini senyawa sterana sudah mulai terbiodegradasi sehingga menyebabkan perubahan prediksi pada diagram segitiga dan oleh sebab itu tidak dapat dipakai untuk prediksi lingkungan pengendapan ataupun korelasi.

Minyak Galeh mempunyai rasio $22S/(22S+22R)$ sebesar 0,54 setara dengan nilai R_o 0,54% (Peters dkk. 2005) yang menandakan bahwa minyak Galeh terbentuk pada awal kematangan. Formasi Pelang dan Formasi Kerek masing-masing mempunyai rasio sebesar 0,3 dan 0,21 yang menunjukkan bahwa

kedua Formasi ini belum matang, akan tetapi Formasi Pelang kematangannya sedikit lebih tinggi.

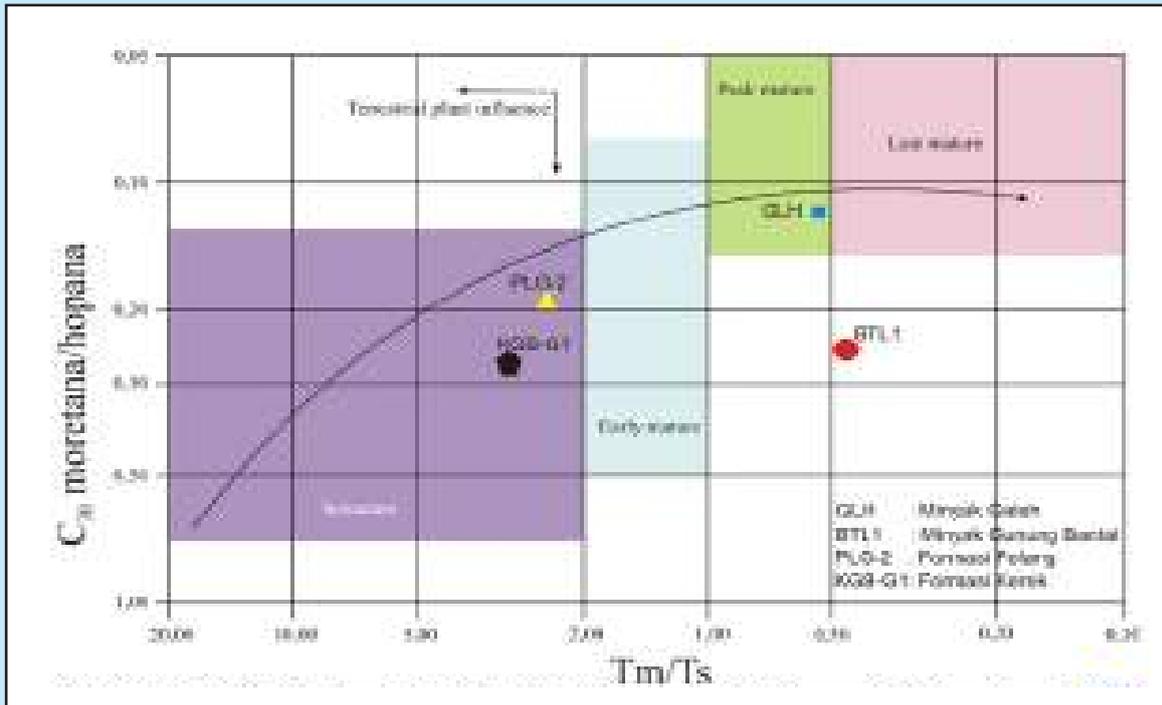
Rasio Tm/Ts atau $Ts/(Ts+Tm)$ juga dipengaruhi oleh jenis litologi sehingga penggunaannya harus disertai dengan parameter kematangan lain. Percontonya minyak Gunung Bantal mempunyai rasio Tm/Ts sebesar 0,47 menunjukkan rasio yang rendah. Hal ini dapat disebabkan oleh beberapa faktor antara lain minyak terbentuk pada kematangan tinggi atau



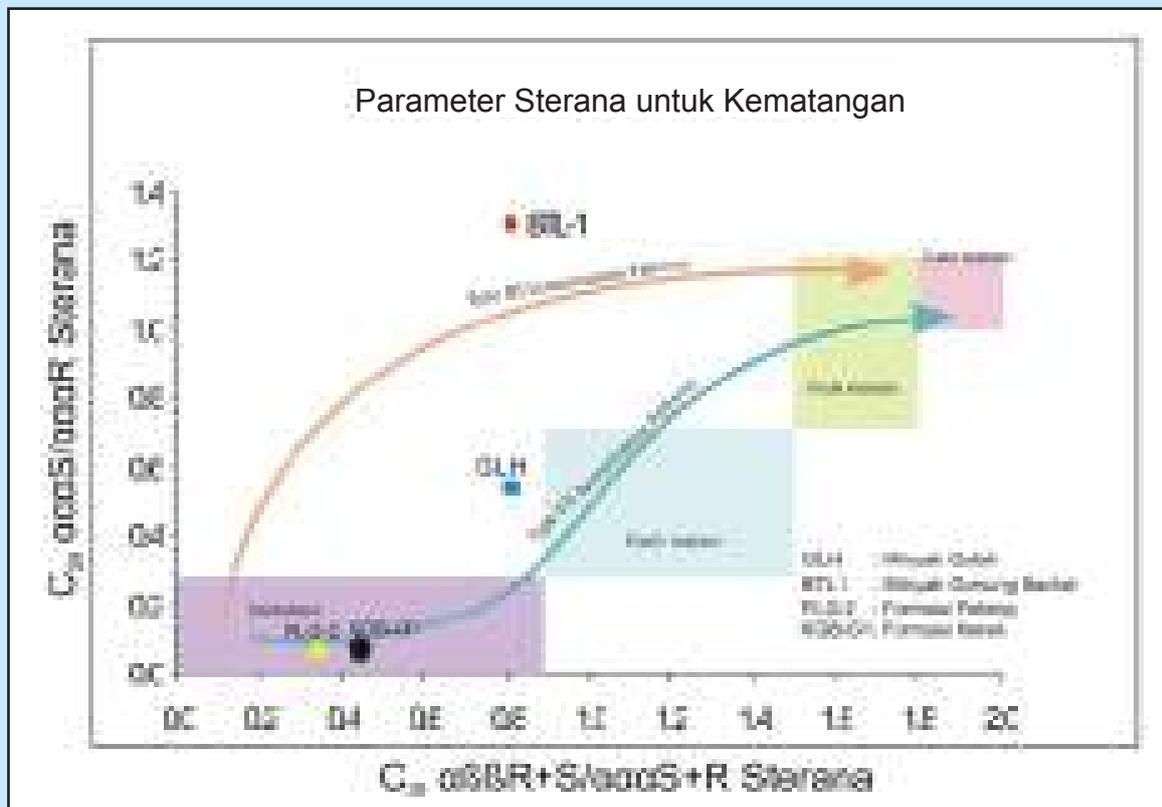
Gambar 5
Interpretasi lingkungan pengendapan dan asal material organik dengan grafik antara rasio Ph/nC_{18} dan Pr/nC_{17} (Chen et al. 2018).



Gambar 6
Diagram segitiga Huang dan Meinschein untuk menentukan lingkungan pengendapan (Dembicki 2017).



Gambar 7
Grafik rasio T_m/T_s dengan rasio moretana/hopana untuk penunjuk kematangan (Dembicki 2017).



batuan induknya kaya akan lempung seperti napal (Peters dkk., 2005). Bila rasio T_m/T_s ditulis menjadi $T_s/(T_s+T_m)$ nilainya sebesar 0,68 menunjukkan bahwa minyak terbentuk pada puncak kematangan atau dari batuan induk yang kaya lempung.

Minyak Galeh mempunyai rasio T_m/T_s sebesar 0,53 atau $T_s/(T_s+T_m)$ sebesar 0,65 yang diinterpretasikan bahwa batuan induknya kaya akan lempung (koreksi oleh kematangan dari rasio $22S/(22S+22R)$). Perconto Formasi Pelang dan Formasi Kerek mempunyai rasio sebesar 0,29 dan 0,22 yang menunjukkan kisaran nilai belum matang. Rendahnya nilai rasio ini mungkin disebabkan oleh tingginya kandungan lempung pada kedua formasi ini. Oleh karena rasio $T_s/(T_s+T_m)$ nilainya tidak hanya dipengaruhi oleh proses maturasi, maka interpretasi kematangan dari rasio ini harus diperkuat dengan parameter kematangan lain yang hanya dipengaruhi oleh proses maturasi.

Parameter kematangan dari rasio moretana/hopana atau $\beta\alpha/\alpha\beta$ juga sering dipakai untuk kisaran belum matang sampai awal matang. Minyak Gunung Bantal tidak dapat diinterpretasi karena hopana telah terbiodegradasi. Minyak Galeh mempunyai rasio $\beta\alpha/\alpha\beta$ sekitar 0,11 yang sudah termasuk ke dalam minyak yang matang (Peters dkk. 2005) dan setidaknya kematangannya telah mencapai R_o 0,6%. Formasi Pelang dan Kerek mempunyai nilai rasio ini sebesar 0,16 dan 0,23 menunjukkan bahwa Formasi Pelang lebih matang dari Formasi Kerek tetapi keduanya belum matang. Formasi Pelang mempunyai kematangan yang hampir setinggi kematangan batuan induk minyak Galeh.

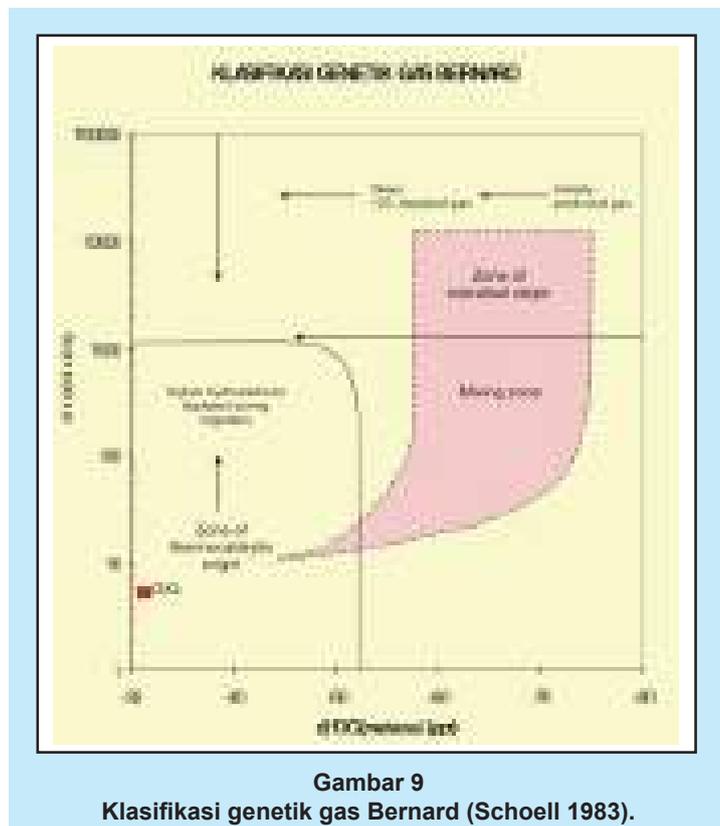
Hubungan antara rasio T_m/T_s dan rasio moretana/hopana disajikan dalam Gambar 7. Dari grafik didapat bahwa minyak Galeh berada pada puncak kematangan dan hasil ini tidak konsisten dengan rasio $22S/(22S+22R)$ yang mengatakan berada pada awal kematangan (R_o 0.54%). Hal ini diprediksi sebagai pengaruh lempung dalam batuan induk yang mengkatalis reaksi perubahan T_m menjadi T_s . Rasio ini cukup stabil pada kondisi *primary* dan *secondary cracking* dari minyak (Chen dkk. 2016).

Parameter kematangan sterana seperti rasio $C_{29}\alpha\alpha_{20S}/C_{29}\alpha\alpha_{20R}$ juga sering digunakan untuk kisaran belum matang sampai matang. Rasio ini disingkat menjadi $20S/20R$ atau $20S/(20S+20R)$ dengan kisaran nilai antara 0 dan 0,5-0,55 (nilai kesetimbangan) (Peters

dkk. 2005). Pada perconto rembesan minyak Gunung Bantal, rasio $20S/20R$ sebesar 1,31 atau rasio $20S/(20S+20R)$ sebesar 0,57. Nilai rasio yang melewati harga kesetimbangan sebagai akibat proses biodegradasi minyak Gunung Bantal yang telah mencapai tingkat tujuh. Menurut Peters dkk. (2005), biodegradasi pada tingkat tujuh telah menguraikan konfigurasi $20R$ sterana.

Minyak Galeh memiliki rasio $20S/(20S+20R)$ sebesar 0,35 yang menunjukkan minyak tersebut terbentuk pada awal kematangan ekuivalen dengan nilai R_o 0,56%. Hasil ini konsisten dengan hasil yang diberikan pada rasio $22S/(22S+22R)$. Formasi Pelang dan Formasi Kerek mempunyai harga rasio sebesar 0,065 dan 0,05. Hasil ini konsisten dengan rasio moretana/hopana bahwa kematangan Formasi Pelang lebih tinggi dibanding Formasi Kerek.

Parameter sterana lainnya seperti rasio $(C_{29}\beta\beta_{20R}+20S)/(C_{29}\alpha\alpha_{20S}+20R)$ atau ditulis sebagai rasio $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ juga sering dipakai untuk kematangan. Rasio ini berkisar antara 0 dan 0,7 dengan kesetimbangan antara 0,67 dan 0,71 (Peters dkk. 2005). Perconto minyak Galeh memiliki rasio $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ sebesar 0,45 yang menunjukkan bahwa minyak Galeh terbentuk pada awal kematangan. Formasi Pelang dan Formasi Kerek mempunyai rasio sebesar 0,25 dan 0,3 yang menunjukkan bahwa kedua formasi ini belum matang.



Gambar 9
Klasifikasi genetik gas Bernard (Schoell 1983).

Grafik hubungan antara rasio $\beta/(\beta+\alpha)$ dan rasio $20S/(20S+20R)$ disajikan dalam Gambar 8. Perconto minyak Gunung Bantal (BTL1) terletak di antara belum matang dan awal kematangan dan terletak di kisaran jalur isomerisasi kerogen tipe III begitu juga minyak Galeh (GLH) tetapi terletak di jalur isomerisasi kerogen tipe I/II. Telah dibahas di atas bahwa harga rasio $20S/(20S+20R)$ untuk minyak Gunung Bantal telah terpengaruh proses biodegradasi sehingga nilai rasionya tidak mencerminkan kondisi sebenarnya.

C. Analisis Geokimia Gas

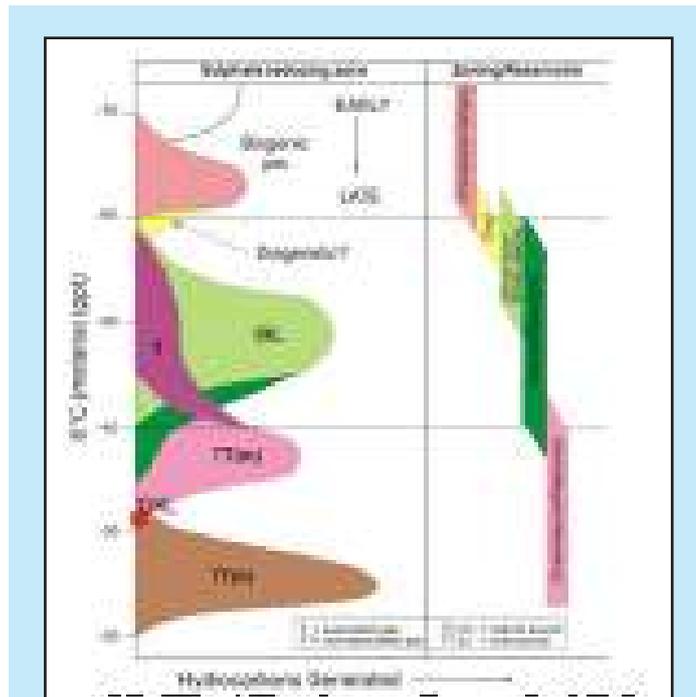
Komposisi gas Gunung Kendil secara rinci disajikan pada Tabel 2. Metana adalah komposisi gas dominan (75,12%) dan masih terdeteksi sejumlah kecil hidrokarbon berat seperti iso-butana dan n-butana. Gas Gunung Kendil yang mengandung etana, propana dan sejumlah hidrokarbon berat serta kandungan metana < 98% disebut sebagai gas basah (*wet gas*). Gas basah terbentuk pada akhir kematangan dengan nilai Ro antara 1,3-2,0% (Peters dkk. 2005).

Rembesan gas Gunung Kendil berasosiasi dengan mata air asin sehingga gas yang keluar terpengaruh oleh air yang ada. Gas alam yang berasosiasi dengan air akan menurunkan jumlah metana karena metana akan terlarut dalam air dan juga akan menaikkan tingkat kebasahan gas (Dembicki 2017).

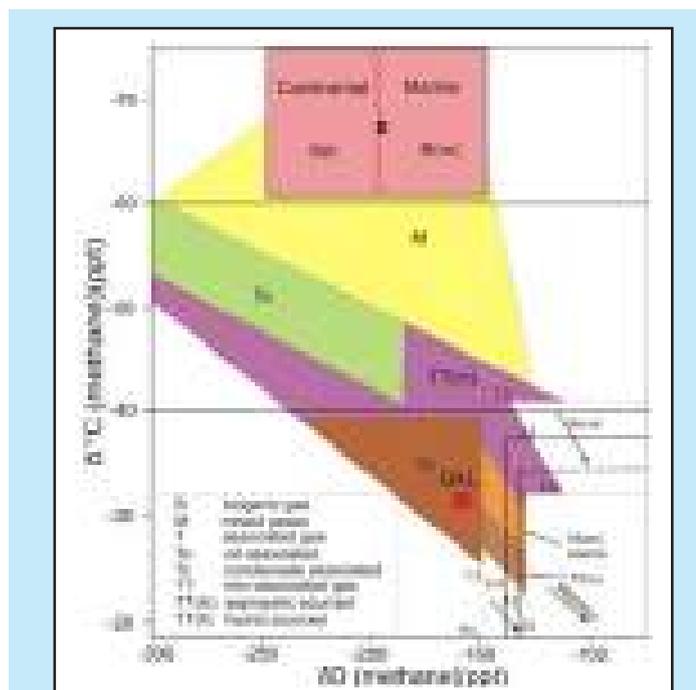
Dalam hal biodegradasi, normal alkana akan menurun seiring berjalannya proses biodegradasi sehingga menyebabkan rasio iC_4/nC_4 akan meningkat. Rembesan gas Gunung Kendil mempunyai rasio iC_4/nC_4 relatif besar sehingga tingkat biodegradasinya relatif ringan.

Harga rasio $\delta^{13}C_{CH_4}$ ($^{13}C/^{12}C$) sebesar -31,4‰ menandakan metana terbentuk dari pemecahan secara termal dan tidak berasosiasi dengan minyak (*non-oil associated*) (Gambar 9). Klasifikasi Schoell (1983) disajikan dalam Gambar 10 yang menunjukkan bahwa gas Gunung Kendil terekspulsi menjelang awal jendela gas untuk sedimen laut atau bagian atas dari jendela gas untuk kerogen tipe III (humik). Kerogen humik adalah khas untuk sedimen Tersier Indonesia. (Davis 1998).

Hubungan antara rasio isotop deuterium ($^2H/^1H$) dan karbon stabil ($^{13}C/^{12}C$) dalam gas metana disajikan dalam Gambar 11. Pada grafik tersebut



Gambar 10
Klasifikasi genetik gas dari Schoell (1983) berdasarkan isotop karbon metana.



Gambar 11
Klasifikasi genetik gas dari Schoell (1983) berdasarkan hubungan antara isotop karbon metana dan isotop deuterium metana.

terlihat bahwa gas Gunung Kendil terbentuk pada tahap gas kondensat pada suatu kematangan termal, memiliki kematangan tinggi dan telah terekspulsi pada kisaran Ro antara 1,0% dan 1,2%.

Hubungan antara karbon isotop metana dengan isotop deuterium metana juga dapat menunjukkan asal material organik pembentuk gas. Wang (2015) menjelaskan bahwa coal membentuk gas dengan isotop karbon antara -32 dan -8 sedangkan materi sapropelitik membentuk gas dengan isotop karbon lebih kecil dari -35. Nilai isotop deuterium semakin kecil maka kematangan semakin meningkat. Percontona gas gunung kendil terbentuk pada kematangan cukup tinggi dari material coaly.

Berdasarkan karakteristik geokimia, minyak Galeh dan gas gunung kendil cenderung berkorelasi dengan Formasi Pelang dengan posisi stratigrafi lebih dalam. Formasi Pelang terkonfirmasi berpotensi sebagai batuan induk yang cenderung menghasilkan minyak dan gas.

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan evaluasi batuan induk terhadap sampel dari Formasi Pelang (Oligosen Akhir) dan Formasi Kerek (Miosen Tengah) didapatkan bahwa kedua formasi ini mempunyai kemungkinan berpotensi sebagai batuan induk, belum matang, kerogen tipe III dan cenderung menghasilkan gas. Minyak Galeh lebih berkorelasi dengan Formasi Pelang daripada dengan Formasi Kerek. Praptisih (2017) telah menganalisa sampel minyak Cipluk di daerah Kendal, Jawa Tengah yang memiliki karakter biomarker berbeda dengan minyak Galeh dan Gunung Bantal. Minyak Cipluk berasal dari material terestrial sehingga tidak berkorelasi dengan Formasi Kerek. Hasil ini menunjukkan bahwa ke arah selatan, Formasi Kerek lebih berpotensi sebagai batuan induk dan telah membentuk minyak.

Analisis isotop karbon stabil dan isotop deuterium menunjukkan sampel gas merupakan gas termogenik, terbentuk pada kematangan pada Ro antara 1 - 1,2% dan berasal dari material organik campuran antara darat dan laut. Batuan induk untuk gas Gunung Kendil kemungkinan berasal dari Formasi Pelang di bagian yang mengalami kematangan lanjut.

Berdasarkan analisis biomarker dan bukti-bukti adanya hidrokarbon seperti rembesan minyak dan gas, sumur Klepu-1 dan Pelantang (Suruh)-1, daerah penelitian memiliki potensi cukup besar adanya akumulasi minyak dan gas di bawah permukaan.

KEPUSTAKAAN

- Chen, X., Hao, F., Guo L, Yin J, Cao, Y., Zou H.,** 2018. Characteristic of Source Rocks and Origin of Crude Oils in The Raoyang Sang and Baxian Sag, Bohai Bay Basin, China : Insights from Geochemical and Geological Analyses. *Marine and Petroleum Geology*.
- Chen, Z., Simoneit, BRT., Wang, TG., Huang, W., Yan, D., Ni, Z., Liu, K.,** 2016. Effects of high temperatures on biomarker ratios during oil-to-gas cracking experiments at two pressures. *Organic Geochemistry*, Volume 101. Hal. 108-131.
- Dembicki, H, Jr.,** 2017. *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. Elsevier, USA.
- El-Sabagh, S.M., El-Naggar, A.Y., El-Nady, M.M, Ebiad, M.A., Rashad, A.M, Abdullah, E.S.,** 2018. Distribution of triterpanes and steranes biomarkers as indication of organic matters input and depositional environments of crude oils of oilfields in Gulf of Suez – Egypt, *Egyptian Journal of Petroleum*.
- IHS Energy,** 2018. Peta distribusi lapangan migas di Indonesia.
- Peters K.E., C.C Walters dan Moldowan J.M.,** 2005, *The Biomarker Guide, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*. Second Edition. Cambridge University Press, Cambridge.
- Praptisih,** 2016. Karakterisasi Batuan Induk Hidrokarbon dan Hubungannya dengan Rembesan Minyak di Lapangan Minyak Cipluk, Kabupaten Kendal, Provinsi Jawa Tengah. *Buletin Sumber Daya Geologi* Volume 11 Nomor 2-2016. Hal. 113-143.
- Praptisih,** 2017. Biomarker Characteristics of Source Rock and Oil Seepage Correlation in Central Java. *Global Colloquium on GeoSciences and Engineering : Earth and Environmental Science* 118 (2018) 012008.
- Schoell, M.,** 1983, Genetic Characterization Gases. *Bulletin American Association of Petroleum Geologists* 67, 2225-2238.
- Wang , X.F., Liu,W.H., Shi, B.G., Zhang, Z.N., Xu, Y.C., Zheng, J.J.,** 2015, Hydrogen isotope characteristics of thermogenic methane in Chinese sedimentary basins, *Organic Geochemistry* 83-84, 178-179.