



ANALISIS GEOKIMIA BATUAN INDUK DAN BIOMARKER WILAYAH KAMPAR BARAT, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

Muhammad Fathan Zulfikar¹, Nisa Nurul Ilmi¹, Edy Sunardi¹

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran

Korespondensi: muhammad21017@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi karakteristik geokimia batuan induk di wilayah Kampar Barat, Cekungan Sumatera Tengah, guna menentukan potensi batuan induk dalam menghasilkan hidrokarbon. Analisis dilakukan terhadap 10 sampel batuan dari Formasi Pematang dengan metode *Total Organic Carbon* (TOC), *Rock Eval Pyrolysis* (REP), serta *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* (GC-MS). Hasil penelitian menunjukkan bahwa batuan induk memiliki kuantitas material organik yang berkisar antara sedang hingga sempurna, yang diwakili oleh sampel AD-36A, AD-36B, dan AD-80B. Analisis biomarker menunjukkan lingkungan pengendapan transisi dengan campuran material organik darat dan lakustrin. Rasio pristana/fitana yang tinggi serta dominasi senyawa sterana C-29 menunjukkan sumber material organik berasal dari tumbuhan tingkat tinggi. Rasio CPI (*Carbon Preference Index*) dan TAR (*Terrigenous to Aquatic Ratio*) mengindikasikan kontribusi dominan material organik darat. Hasil analisis Tmax menunjukkan bahwa seluruh sampel masih dalam kondisi belum matang (*immature*). Hal ini menunjukkan bahwa batuan induk di wilayah ini memiliki potensi hidrokarbon yang signifikan namun belum mencapai tahap kematangan yang optimal untuk produksi minyak dan gas bumi. Dengan hasil ini, penelitian ini memberikan wawasan penting dalam eksplorasi hidrokarbon di wilayah Kampar Barat.

Kata Kunci: Geokimia, Batuan Induk, Biomarker, Kampar Barat, Cekungan Sumatera Tengah

ABSTRACT

This study aimed to evaluate the geochemical characteristics of source rocks in the West Kampar area, Central Sumatra Basin, to determine their potential for hydrocarbon generation. Analysis was conducted on 10 rock samples from the Pematang Formation using Total Organic Carbon (TOC), Rock Eval Pyrolysis (REP), and Gas Chromatography-Mass Spectrometry (GC-MS) methods. The results indicate that the source rocks have an organic material quantity ranging from moderate to excellent, represented by samples AD-36A, AD-36B, and AD-80B. Biomarker analysis suggests a transitional depositional environment with a mixture of terrestrial and lacustrine organic material. A high pristane/phytane ratio and the dominance of C-29 sterane compounds indicate a higher plant-derived organic material source. The Carbon Preference Index (CPI) and Terrigenous to Aquatic Ratio (TAR) confirm the dominance of terrestrial organic input. Tmax analysis results show that all samples remain in an immature stage. This finding suggests that the source rocks in this area have significant hydrocarbon potential but have not yet reached optimal maturity for oil and gas production. These results provide important insights for hydrocarbon exploration in the West Kampar region.

Keywords: Geochemistry, Source Rock, West Kampar, Central Sumatra Basin

1. PENDAHULUAN

Wilayah penelitian berada di Kampar Barat, Cekungan Sumatera Tengah, salah satu cekungan sedimen utama di Indonesia dengan potensi hidrokarbon signifikan. Cekungan ini terbentuk sejak Eosen–Oligosen akibat aktivitas tektonik yang menciptakan sistem graben sebagai lokasi akumulasi material organik (Pulunggono & Cameron, 1984). Kampar Barat menarik perhatian eksplorasi hidrokarbon karena keberadaan batuan induk kaya organik serta sistem petroleum produktif di lapangan sekitar (Heidrick & Aulia, 1993).

Secara administratif, Kampar Barat terletak di Provinsi Riau dan Sumatera Utara, berbatasan dengan lapangan minyak seperti Bangko, Petapahan, dan Kotabatak. Wilayah ini didominasi endapan Tersier yang berperan sebagai batuan induk, reservoir, dan batuan tudung (Eubank & Makki, 1981). Eksplorasi hidrokarbon di Cekungan Sumatera Tengah dimulai sejak awal abad ke-20, dengan pengeboran pertama di Duri dan Minas. Aktivitas eksplorasi di Kampar Barat berkembang sejak 1970-an melalui survei geologi dan seismik oleh berbagai perusahaan migas (Heidrick & Aulia, 1993).

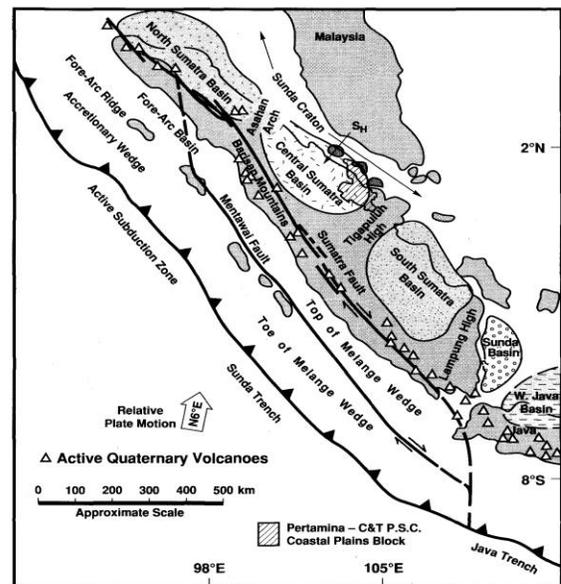
Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi karakteristik batuan induk di Kampar Barat melalui analisis biomarker dan geokimia. Studi ini menggunakan data dari singkapan untuk menilai potensi batuan induk sebagai sumber hidrokarbon berdasarkan parameter geokimia utama. Evaluasi ini diharapkan dapat memberikan pemahaman yang lebih baik tentang lingkungan pengendapan, tingkat kematangan termal, serta kelayakan batuan induk dalam sistem petroleum regional.

2. GEOLOGI REGIONAL

2.1. Fisiografi Regional

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan sedimen yang terbentuk di belakang busur magmatik selama Eosen–

Oligosen akibat penunjaman Lempeng Samudra Hindia ke bawah Lempeng Benua Asia (Mertosono & Nayoan, 1974). Proses ini menghasilkan serangkaian struktur setengah graben (*half-graben*) yang dipisahkan oleh blok horst, menciptakan depresi kerak bumi yang menjadi lokasi utama akumulasi sedimen selama Tersier. Pembentukan dan evolusi cekungan ini sangat dipengaruhi oleh aktivitas tektonik yang berlangsung sepanjang tepian barat Sumatera.

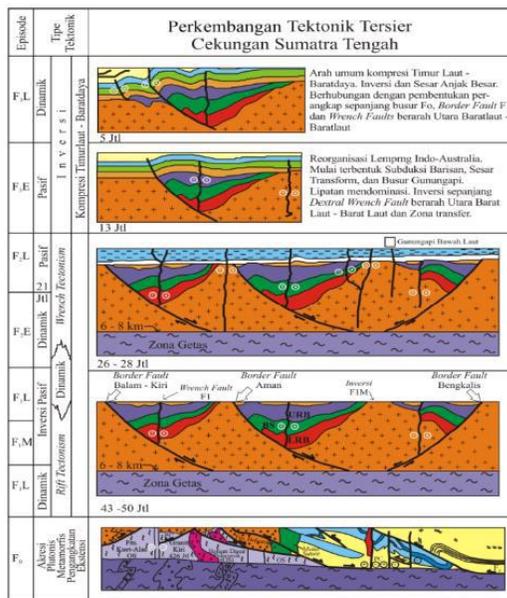


Gambar 1 Peta fisiografi cekungan di Sumatera (Heidrick dan Aulia, 1993)

Secara regional, struktur geologi Cekungan Sumatera Tengah dikendalikan oleh aktivitas Sesar Besar Sumatera, yang berperan penting dalam pembentukan graben dan horst serta mengontrol pola sedimentasi dan akumulasi hidrokarbon di cekungan ini (Pulunggono & Cameron, 1984). Batas fisiografinya mencerminkan kontrol geologi regional, dengan Pegunungan Bukit Barisan di barat dan barat daya yang terbentuk akibat deformasi orogenik dan obduksi. Di timur, cekungan ini berbatasan dengan Semenanjung Malaysia yang terdiri dari

kerak benua stabil, sementara di utara terdapat Busur Asahan yang berhubungan dengan zona subduksi Lempeng Hindia-Australia. Di tenggara, Dataran Tinggi Tigapuluh berfungsi sebagai pemisah geologis utama antara Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan, sedangkan batas timur lautnya adalah Kraton Sunda, bagian dari kerak benua Asia Tenggara. Batas selatan cekungan ini masih belum terdefinisi dengan jelas dan memerlukan kajian lebih lanjut untuk pemetaan yang lebih akurat (Heidrick & Aulia, 1993) (**Gambar 1**).

2.2. Tektonik Regional



Gambar 2 Tektonostratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

Cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu cekungan sedimentasi yang sangat dipengaruhi oleh dinamika tektonik batuan dasarnya. Keberadaan batuan dasar Pra-Tersier yang relatif dangkal menyebabkan deformasi yang berkembang memiliki pengaruh signifikan terhadap distribusi

batuan induk, pembentukan reservoir, serta dinamika struktur geologi. Berdasarkan kajian Heidrick dan Aulia, (1993), evolusi tektonik cekungan ini dapat dibagi menjadi empat fase utama: F0 (*Basement Development*), F1 (*Intra-Cratonic Rifting dan Rift Infill*), F2 (*Interior Sag Basin*), dan F3 (*Compression*) (**Gambar 2**).

Fase F0 (*Basement Development*) berlangsung dari akhir Paleozoikum hingga Mesozoikum, di mana deformasi batuan dasar membentuk struktur berorientasi utara-selatan, barat laut–tenggara, dan timur laut–barat daya. Struktur dominan dalam fase ini dikendalikan oleh pola sesar dengan orientasi sekitar $N60^{\circ}W \pm 10^{\circ}$, yang berhubungan dengan batas-batas geologi batuan dasar (Pulunggono & Cameron, 1984). Deformasi ini menjadi dasar bagi perkembangan struktur cekungan pada tahap-tahap berikutnya.

Fase F1 (*Intra-Cratonic Rifting dan Rift Infill*) terjadi pada Eosen hingga Oligosen sebagai akibat dari kolisi antara Lempeng Samudra Hindia dan Lempeng Eurasia. Proses ini menciptakan sistem rekahan transtensional yang memanjang dari Cina Selatan hingga Sumatera, membentuk graben dan setengah graben di Cekungan Sumatera Tengah. Struktur ini dikontrol oleh sesar *listric fault* yang membentuk *ramp* di sisi lainnya. Dalam fase ini, Kelompok Pematang yang terdiri dari Formasi Lower Red Bed, Formasi Brown Shale, dan Formasi Upper Red Bed mulai terendapkan sebagai sedimen fluvial dan lakustrin (Heidrick & Aulia, 1993). Akhir fase ini ditandai oleh pembalikan struktur yang lemah dengan orientasi dominan utara-selatan.

Fase F2 (*Interior Sag Basin*) terjadi pada akhir Oligosen hingga Miosen Tengah, setelah aktivitas *rifting* berakhir dan cekungan mengalami proses amblesan (*sagging*). Pada tahap ini, deformasi tektonik didominasi oleh aktivitas sesar geser manganan (*dextral wrench fault*) yang

rendah; (2) Brown Shale, serpih kaya organik yang berfungsi sebagai batuan induk utama hidrokarbon, terbentuk dalam lingkungan lakustrin dengan kipas aluvial dan turbidit; serta (3) Upper Red Bed, terdiri dari batupasir, konglomerat, batulempung, dan batubara, menunjukkan fase akhir *syn-rift* dalam lingkungan lakustrin dan fluvial-delta.

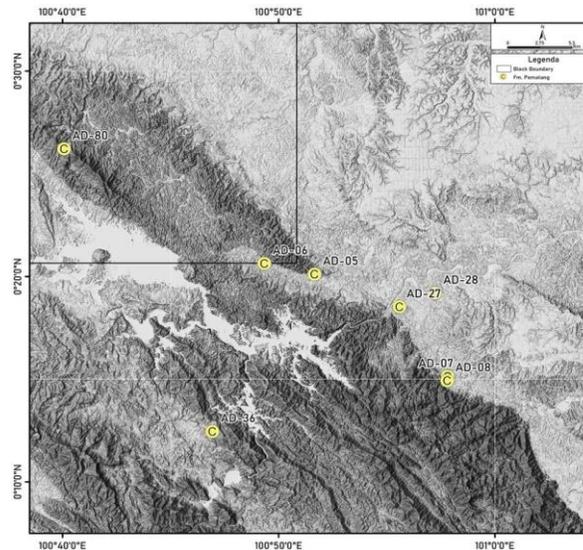
Kelompok Sihapas terendapkan tidak selaras di atas Kelompok Pematang sebagai sedimen transgresif dalam lingkungan fluvial-delta hingga laut dangkal. Kelompok ini merupakan reservoir utama hidrokarbon di cekungan dan terdiri dari beberapa formasi, yaitu Menggala (batupasir kasar hingga halus dari lingkungan sungai teranyam), Bangko (batulempung intertidal hingga marin), Bekasap (batupasir glaukonitan, serpih, dan batubara tipis dalam lingkungan estuarin-neritik), serta Duri (batupasir halus-sedang dan serpih dalam lingkungan neritik).

Sebagai satuan penutup regional, Formasi Telisa (Miosen Awal–Pertengahan) terdiri dari batulempung dengan sisipan batulanau dan dolomit yang mencerminkan akhir fase *post-rift*. Formasi Petani (Miosen Tengah–Pleistosen) dgiendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa, menandai perubahan lingkungan dari laut menuju daratan, dengan dominasi serpih dan mudstone serta sedikit batupasir di bagian atas. Formasi Minas, yang merupakan satuan termuda (Kuartar), tersusun atas konglomerat, pasir kuarsa, kerikil, dan lempung yang mencerminkan endapan fluvial-aluvial sejak Pleistosen hingga resen.

3. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di Area Kampar Barat, Cekungan Sumatera Tengah, dengan tujuan menentukan karakteristik geokimia batuan induk, termasuk potensi generasi hidrokarbon, lingkungan pengendapan, dan tingkat kematangan termal. Sebanyak 10

sampel batuan diambil dari singkapan yang mewakili Formasi Pematang, yang dikenal memiliki potensi hidrokarbon (**Gambar 4**). Analisis geokimia dilakukan di laboratorium BSI Lab, PT. Batuan Sedimen Indonesia, dan data diproses oleh tim dari Universitas Padjadjaran. Tahapan analisis mencakup pengukuran *Total Organic Carbon* (TOC) untuk menentukan kandungan material organik dalam batuan, serta *Rock Eval Pyrolysis* (REP) bagi sampel dengan TOC $\geq 0,5\%$ guna mengidentifikasi potensi hidrokarbon melalui parameter seperti S1, S2, S3, *Hydrogen Index* (HI), *Oxygen Index* (OI), dan Tmax. Sampel dengan nilai TOC tinggi selanjutnya diekstraksi untuk memperoleh *Extractable Organic Matter* (EOM) yang kemudian dipisahkan ke dalam fraksi saturat, aromatik, NSO, dan asfalten.



Gambar 4 Lokasi pengambilan sampel singkapan untuk analisis geokimia batuan induk yang diwakili oleh formasi Pematang di Area Studi.

Lebih lanjut, fraksi yang telah dipisahkan dianalisis menggunakan *Gas Chromatography* (GC) dan *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* (GC-MS) untuk mengidentifikasi parameter n-alkana, isoprenoida, serta biomarker

triterpana dan sterana. Data ini digunakan untuk mengevaluasi lingkungan pengendapan, sumber material organik, serta tingkat kematangan batuan induk. Evaluasi karakteristik batuan induk dilakukan dengan membandingkan hasil TOC, S2, dan EOM, sementara analisis lingkungan pengendapan didasarkan pada rasio Pr/Ph, CPI, TAR, dan komposisi sterana. Kematangan termal ditentukan melalui nilai Tmax dan hubungan HI-Tmax menggunakan diagram Van Krevelen termodifikasi. Hasil analisis ini kemudian dibandingkan dengan literatur serta sampel minyak produksi di sekitar area penelitian untuk mengonfirmasi korelasi antara batuan induk dan minyak yang dihasilkan.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Interpretasi dari data geokimia minyak dan gas sampel batuan induk telah dilakukan. Data geokimia migas ini diharapkan dapat menjadi landasan untuk menemukan karakteristik geokimia batuan induk serta bagaimana potensinya dalam menghasilkan hidrokarbon. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan yang meliputi TOC, REP, LC, GC, dan GC-MS didapatkan beberapa biomarker yang dapat dipakai sebagai parameter untuk menentukan input material organik, lingkungan pengendapan, asal fasies, serta tingkat kematangan dari sampel yang diujikan.

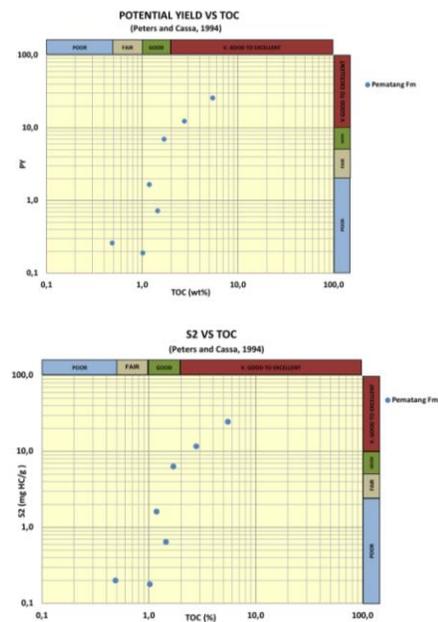
4.1. Evaluasi Karakteristik Geokimia Batuan Induk

4.1.1. Kuantitas Batuan Induk

Evaluasi karakteristik geokimia batuan induk dilakukan berdasarkan data TOC dan REP. Terdapat 10 sampel yang diujikan untuk analisis TOC, namun hanya 8 sampel yang dilanjutkan untuk analisis REP berdasarkan nilai TOC yang lebih dari atau sama dengan 0,5. Evaluasi karakteristik batuan induk dilakukan untuk melihat kualitas,

kuantitas serta kematangan dari sampel batuan yang diujikan.

Nilai TOC dari sepuluh sampel yang diujikan berada pada rentang 0,12 – 5,47 % yang mengindikasikan kuantitas batuan induk pada rentang *poor-excellent*. Dari kesepuluh sampel ini, terdapat 2 sampel yang memiliki kuantitas atau kekayaan material organik rendah dengan nilai TOC 0,12 dan 0,45 %, yaitu sampel AD-05 dan AD-80A. Sementara itu, sampel dengan nilai TOC antara 1,06 – 1,45 diwakili oleh sampel AD-07, AD-08, AD-27, dan AD-28 yang mengindikasikan kekayaan material organik rendah hingga sedang. Terdapat tiga sampel yang menunjukkan kekayaan material organik baik- sempurna dengan nilai TOC masing-masing 1,69; 2,77; dan 5,47 yang diwakili oleh sampel AD-80B, AD-36B, dan AD-36A.



Gambar 5 Hasil plot antara *Potential Yield* dan S2 terhadap nilai TOC untuk melihat kuantitas atau kekayaan material organik dari sampel yang diujikan menunjukkan sampel AD-36A, AD-36B, dan AD-80B sebagai sampel dengan kekayaan material organik paling tinggi.

Evaluasi kekayaan material organik dari sampel yang diujikan juga didapat dari nilai S2 sampel yang merupakan parameter yang menunjukkan jumlah hidrokarbon potensial yang dapat dihasilkan suatu batuan induk (Dembicki Jr, 2009; Peters, 1986; Peters & Cassa, 1994). Berdasarkan hasil plot antara potensial yield, S2, dan TOC didapatkan bahwa, sampel yang memiliki kuantitas tinggi dalam menghasilkan hidrokarbon diwakili oleh sampel AD-36A, AD-36B, dan AD-80B (**Gambar 5**).

Evaluasi terhadap kekayaan material organik atau kuantitas dari sampel potensi batuan induk juga dapat dilihat dari banyaknya bitumen hasil ekstraksi, atau *extractable organic matter* (EOM), dan jumlah hidrokarbon yang dilepaskan (Peters et al., 2005).. Pada studi ini, jumlah EOM dari delapan sampel yang diujikan berada pada rentang 634 – 4899 ppm yang merujuk pada kuantitas material organik sedang hingga sempurna. Jika dikelompokkan lagi, maka dari 8 sampel ini terdapat 3 sampel dengan kuantitas sedang, yaitu AD-06, AD-07, dan AD-28, terdapat 3 sampel dengan kuantitas baik, yaitu AD-08, AD-27, dan AD-80B, terdapat 1 sampel dengan kuantitas sangat baik, yaitu AD-36B, dan 1 sampel dengan kualitas sempurna, yaitu AD-36A.

Sementara itu, berdasarkan jumlah hidrokarbon yang dilepaskannya atau diwakili dengan data HC (ppm), terdapat 3 kelompok sampel dengan kuantitas baik, sangat baik dan sempurna. Sampel dengan kuantitas baik dengan jumlah hidrokarbon antara 600 – 1200 ppm diwakili oleh sampel AD-06, AD-07, AD-08, AD-27, dan AD-28. Sampel dengan kuantitas sangat baik dengan nilai hidrokarbon antara 1200 – 2400 ppm diwakili oleh sampel AD-80B, dan sampel dengan kuantitas sempurna dengan nilai hidrokarbon > 2400 ppm diwakili oleh sampel AD-36A dan AD-36B.

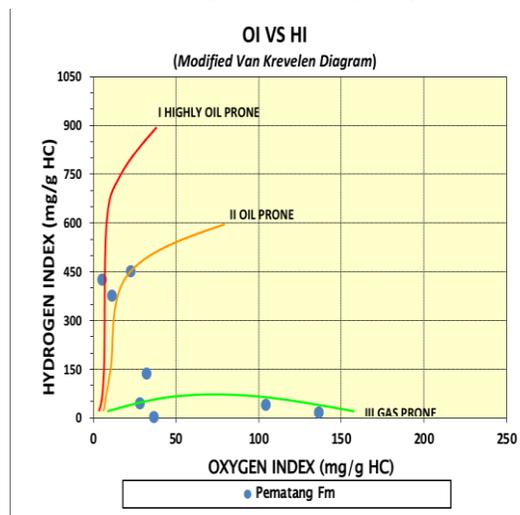
Berdasarkan nilai EOM dan HC (ppm) yang diujikan pada 8 sampel batuan, terdapat

kandidat batuan induk dengan kuantitas hidrokarbon yang baik – sempurna yang diwakili oleh sampel AD-36A, AD-36B, dan AD-80B. Hal ini juga sesuai dengan parameter TOC, S2, maupun PY yang sebelumnya sudah dibahas.

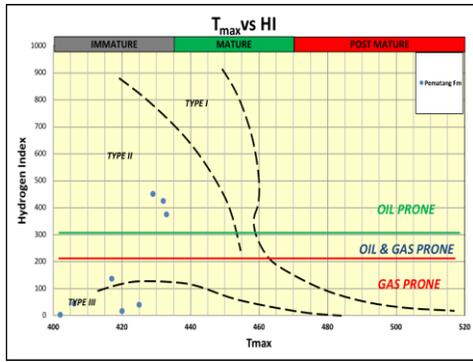
4.1.2. Kualitas Batuan Induk

Evaluasi terhadap kualitas batuan induk ditunjukkan oleh tipe kerogen yang menghasilkan hidrokarbon. Perbedaan tipe kerogen ini berkorelasi dengan jenis hidrokarbon apa yang akan dihasilkan oleh batuan induk (Tissot and Welte 1985). Pada studi ini, terdapat dua kelompok sampel yang menunjukkan tipe kerogen yang berbeda. Kelompok 1 terdiri atas sampel AD-36A, AD-36B, dan AD-8 yang menunjukkan kerogen tipe II. Kerogen tipe II mengindikasikan jenis hidrokarbon minyak sebagai produk dari batuan induk saat mengalami kematangan termal yang cukup.

Sementara itu, kelompok ke-2 menunjukkan adanya sampel yang memiliki kerogen tipe III, yaitu sampel AD-05, AD-06, AD-07, AD-08, AD-27, AD-28, AD-80A dengan kecenderungan hidrokarbon jenis gas yang akan dihasilkan oleh sampel pada kondisi kematangan termal yang memadai.



Gambar 6 Diagram modifikasi van Krevelen menunjukkan 2 kelompok sampel dengan tipe kerogen I/II dan II/III.



Gambar 7 Plot antara Tmax dan HI yang menunjukkan 2 kelompok sampel dengan jenis hidrokarbon yang berbeda, *oil prone* dan *gas prone* dengan tingkat kematangan belum matang (*immature*).

Penentuan tipe kerogen ini dilakukan berdasarkan plot antara nilai HI dan OI yang merupakan diagram van krevelen termodifikasi berdasarkan Tissot (1985) (**Gambar 6**). Penentuan kualitas batuan induk juga dapat dilihat dari plot antara *hydrogen index* dengan parameter kematangan termal (Tmax) yang menitikberatkan pada jumlah hidrokarbon yang kemungkinan dihasilkan batuan induk dalam kondisi matang (**Gambar 7**).

4.1.3. Kematangan Batuan Induk

Evaluasi kematangan batuan induk dilakukan untuk mengetahui kondisi kematangan termal dari sampel yang diujikan. Berdasarkan data REP, parameter kematangan sampel batuan induk yang digunakan adalah berdasarkan parameter Tmax, yaitu puncak suhu yang dicapai saat sampel menghasilkan hidrokarbon potensialnya (Kenneth E Peters and Cassa 1994). Pada studi ini, nilai Tmax dari delapan sampel yang diujikan berada pada rentang 417 – 432 °C yang mengindikasikan semua sampel yang diujikan berada dalam kondisi belum matang karena sampel-sampel tersebut memiliki nilai Tmax < 435 °C. Kondisi sampel yang berada dalam kondisi kematangan termal rendah ini sesuai dengan kondisi sampel yang diambil dari singkapan. Hal ini kemudian menjadi suatu indikasi atau

analog bahwa di lokasi lain, sampel yang diujikan mungkin berada dalam kondisi matang jika berada di bawah permukaan.

4.2. Analisis lingkungan pengendapan, input material organik, dan kematangan berdasarkan parameter biomarker

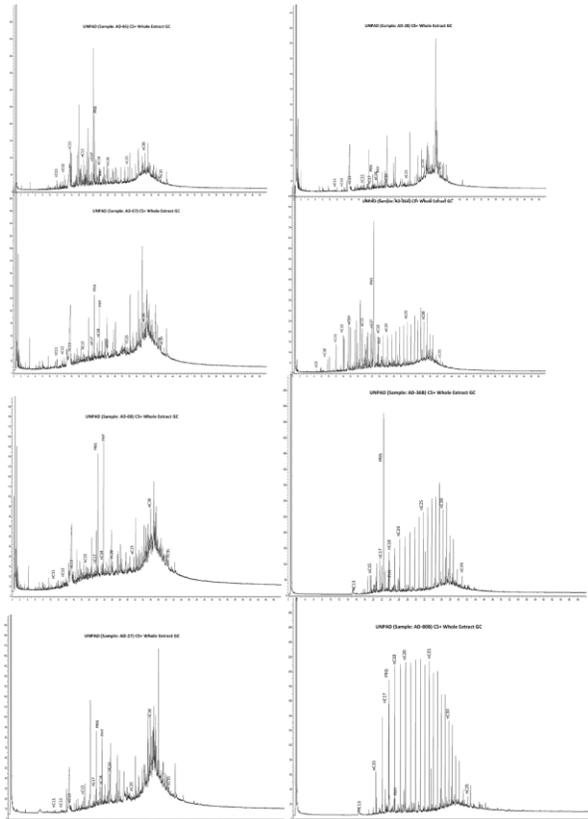
Analisis lingkungan pengendapan, input material organik, serta kematangan dilakukan berdasarkan beberapa kelas biomarker, yaitu biomarker n-alkana dan isoprenoida, triterpana, dan sterana. Masing-masing kelas biomarker memiliki sensitifitas yang berbeda dalam menentukan parameter lingkungan pengendapan, input material organik, serta kematangan, yang satu sama lain akan saling berkaitan dan saling mendukung untuk mendapat hasil yang meyakinkan. Aplikasi biomarker dalam menentukan lingkungan pengendapan input material organik, dan kematangan telah banyak digunakan (Al-Khafaji et al. 2020; Burton et al. 2019; Mohialdeen, Hakimi, and Al-Beyati 2015; K. E. Peters, Walters, and Moldowan 2005; Waples and Machihara 1991).

4.2.1. n-alkana dan isoprenoida

Berdasarkan kelas biomarker n-alkana dan isoprenoida, terdapat beberapa parameter yang digunakan untuk menentukan lingkungan pengendapan dari delapan sampel yang diujikan, yaitu pristana (Pr)/Fitana (Ph), Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, CPI (*Carbon Preference Index*), TAR (*Terrigenous to Aquatic Ratio*), OEP (*Odd to Even Predominance*) (1) dan OEP (2).

Hasil kromatografi gas menunjukkan n-alkana yang lengkap tanpa ada indikasi *Unresolve Complex Mixture* (UCM) yang menandakan adanya biodegradasi (**Gambar 8**). Senyawa-senyawa penting seperti pristana dan fitana dapat diidentifikasi dengan baik sehingga dapat digunakan sebagai senyawa biomarker penentu lingkungan pengendapan. Pada studi ini,

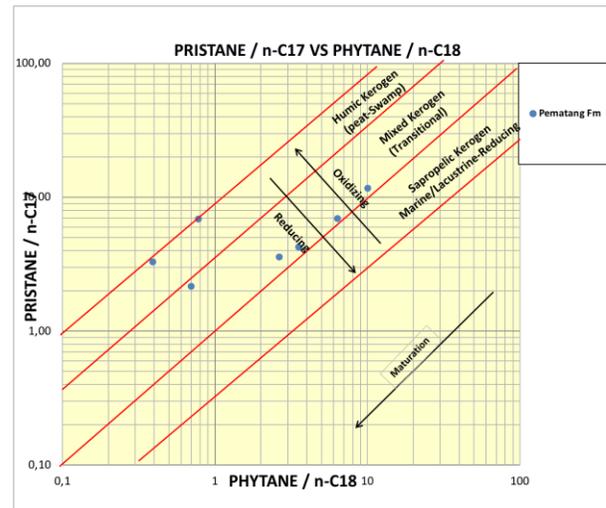
pristana memiliki intensitas cukup tinggi di beberapa sampel yang diujikan, yaitu pada sampel AD-06, AD-07, AD-08, dan AD-27. Pada keempat sampel ini, pristana memiliki intensitas masing-masing sebanyak 15,86; 21,09; 31,47; dan 26,73 yang cenderung sangat tinggi dibandingkan dengan sampel lainnya. Tingginya intensitas pristana pada kromatogram ini juga menghasilkan rasio Pr/Ph yang cukup tinggi. Secara keseluruhan rasio Pr/Ph pada delapan sampel yang diujikan berada pada rentang 1,07 – 31,46. Rasio Pr/Ph pada sampel AD-06, AD-07, AD-08, AD-27 berada rentang 15,22 – 31,46. Sementara rasio Pr/Ph untuk sampel AD-28, AD-36A, AD-36B, AD-80B berada pada rentang 1,097 – 9,69.



Gambar 8 Total Ion Kromatogram untuk delapan sampel batuan induk yang diujikan menunjukkan perbedaan profil distribusi hidrokarbon.

Hasil plot antara Ph/nC_{18} dan Pr/nC_{17} menunjukkan adanya dua kelompok sampel

dengan lingkungan pengendapan yang berbeda (**Gambar 9**). Kelompok pertama menunjukkan lingkungan pengendapan transisional, yang merujuk pada kerogen campuran (tipe II/III). Sementara itu, kelompok sampel ke-dua menunjukkan lingkungan pengendapan rawa, atau merujuk pada *humic kerogen*.



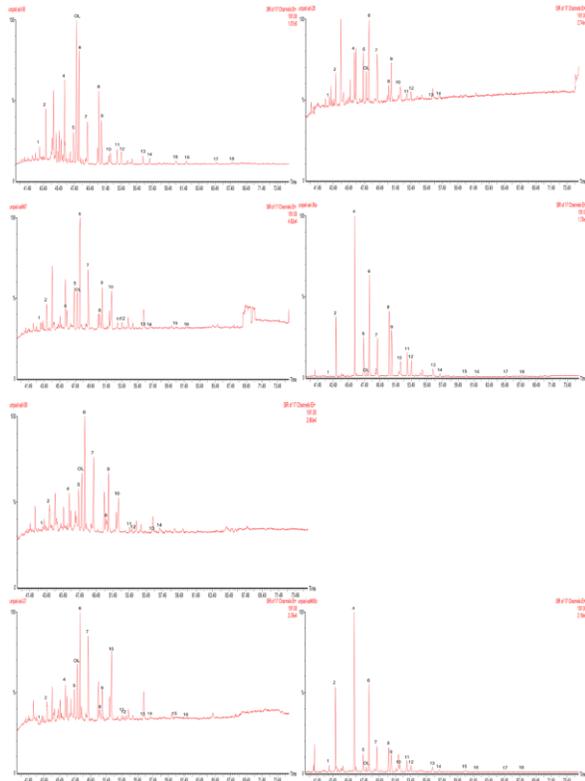
Gambar 9 Hasil Plot antara Ph/nC_{18} dan Pr/nC_{17} yang menunjukkan dua kelompok sampel dengan lingkungan pengendapan yang berbeda, yaitu *mixed kerogen* dan *humic kerogen*.

Berdasarkan biomarker n-alkana dan isoprenoida, rasio Pr/Ph yang tinggi pada studi ini menunjukkan kemungkinan material organik pada batuan induk yang berasal dari darat (*terrigenous*), hal ini didukung pula oleh nilai Pr/nC_{17} yang tinggi ($>0,6$) yang juga mengindikasikan input material organik darat (Peters et al., 2005). Rasio TAR atau *Terrigenous to Aquatic ratio* pada studi ini juga menunjukkan nilai yang tinggi yaitu pada rentang 0,97 – 5,33, yang menunjukkan dominasi dari material organik darat dibandingkan dengan material aquatic (marin atau lakustrin) (Mohialdeen et al., 2015). Nilai CPI pada semua sampel juga menunjukkan nilai yang relatif tinggi ($>1,11$) yang merupakan indikasi adanya input

material organik dari tanaman tingkat tinggi, atau tanaman darat (Tissot & Welte, 1985). Sementara itu, rasio antara pristana dan fitana pada semua sampel yang memperlihatkan lebih tingginya pristana dibandingkan dengan fitana mengindikasikan kondisi lingkungan saat material organik ini diendapkan, yaitu diendapkan pada kondisi oksik (Peters & Moldowan, 1993).

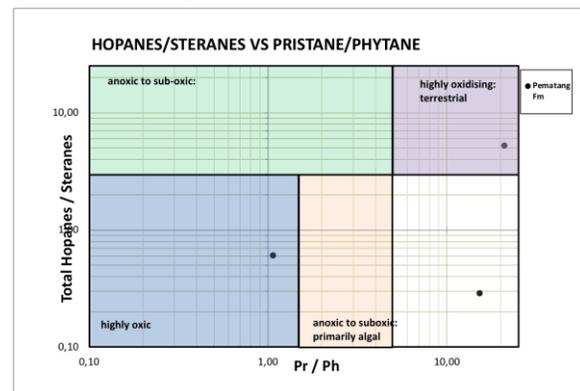
4.2.2. Biomarker terpana dan sterana

Kedua kelas biomarker ini dapat dengan mudah diidentifikasi dari bitumen ekstrak yang diujikan. Biomarker terpana dapat diidentifikasi berdasarkan analisis GC pada fragmentogram dengan ion m/z 191, sementara biomarker kelas sterana dapat diidentifikasi pada ion m/z 217 (Peters & Moldowan, 1993; Tissot & Welte, 1985). Distribusi senyawa dan kelimpahan relative dari senyawa-senyawa triterpana dapat dilihat pada **Gambar 10**.



Gambar 10 Distribusi senyawa biomarker triterpana berdasarkan Fragmentogram m/z 191

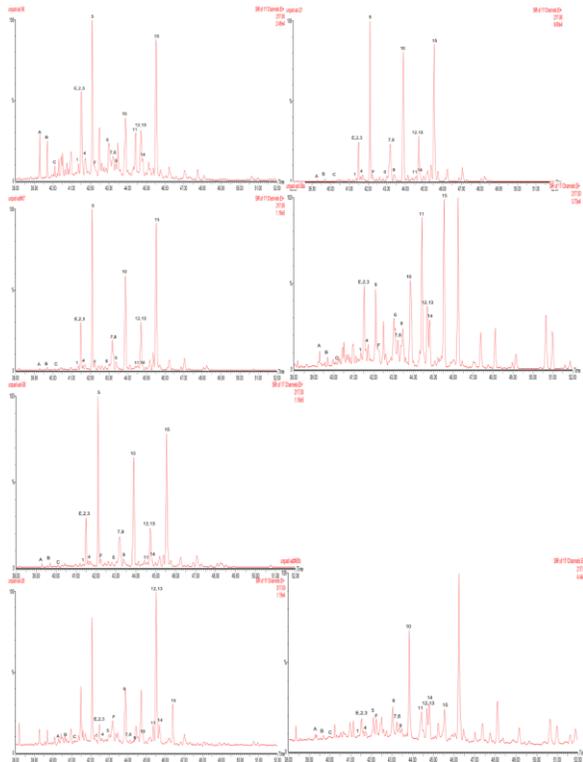
Distribusi senyawa terpana pada studi ini didominasi oleh senyawa 17α (H)-trisorhopane (Tm) dengan total senyawa hopana yang mendominasi, yaitu sebesar 74,85 – 95,75 %. Senyawa hopana dengan rantai karbon 30 pada studi ini juga lebih dominan dibandingkan rantai 29 mengindikasikan batuan induk yang berasal dari sumber shale/ batulempung (Waples & Machihara, 1991). Gamaserana yang merupakan penanda untuk stratifikasi kolom air tidak ditemukan di ketiga sampel, sehingga kemungkinan sampel minyak berasal dari lingkungan yang anoksik menjadi rendah (Waples & Machihara, 1991). Distribusi antara senyawa hopana/sterana dengan pristana/fitana juga digunakan untuk membedakan lingkungan pengendapan dari sampel minyak atau batuan induk. Hasil plot antara kedua parameter ini menunjukkan beberapa kondisi lingkungan pengendapan yang berbeda, yaitu *highly oxidizing terrestrial- highly anoxic terrestrial*, dan *anoxic to suboxic algal* (**Gambar 11**).



Gambar 11 Plot antara rasio hopana/sterana dengan pristana/fitana menunjukkan sebaran lingkungan pengendapan yang berbeda dari beberapa sampel yang diujikan.

Distribusi senyawa sterana dan diasterna (C_{27} - C_{29}) dikarakterisasi oleh ion kromatogram m/z 217 (**Gambar 12**). Sterana merupakan biomarker penting yang berasal

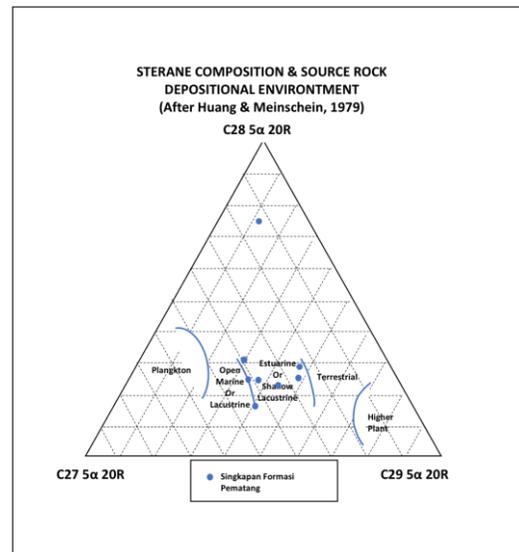
dari sterol, yaitu senyawa yang ditemukan dari tanaman tingkat tinggi atau alga, namun jarang atau hampir tidak ditemukan pada organisme prokariotik (Volkman, 1986). Komposisi senyawa sterana bisa digunakan untuk memberikan indikasi terhadap perbedaan asal muasal material organik (Huang & Meinschein, 1979; Seifert & Moldowan, 1979). Huang dan Meinschein (1979) menyampaikan bahwa dominasi C-27 sterol (sterana) menunjukkan asal muasal material organik dari alga, sementara dominasi C-29 sterol berasosiasi dengan tanaman tingkat tinggi, atau tanaman darat. Menurut Volkman (1986), rendahnya senyawa C-28 sterana mengindikasikan lingkungan *fresh water (limnic)*.



Gambar 12 Distribusi senyawa biomarker kelas sterana pada ion dengan m/z 217

Pada penelitian ini, terdapat 6 sampel batuan yang menunjukkan dominasi sterana dengan rantai C-27 yang diwakili oleh sampel AD-06, AD-07, AD-08, AD-27, dan

AD-28. Selanjutnya terdapat 2 sampel, yaitu AD-36A, dan AD-36B yang memiliki senyawa sterana C-28 dominan, dan terdapat 1 sampel, yaitu AD-80B yang memiliki dominasi pada senyawa sterana C-28. Berdasarkan hal ini, dapat dilihat bahwa terdapat tiga kelompok sampel yang berbeda, dengan dominasi rantai sterana yang berbeda sehingga, dapat dikatakan bahwa terdapat kelompok sampel yang didominasi oleh material organik alga yang berasal dari lingkungan laut, material organik darat, dan material organik lakustrin/ fresh water. Distribusi senyawa biomarker ini kemudian diplotkan pada suatu diagram terner yang diambil dari Huang & Meinschein (1979) untuk mengetahui lebih lanjut sebarannya pada lingkungan pengendapan yang berbeda (**Gambar 13**).



Gambar 13 Diagram Terner yang menunjukkan distribusi sampel berdasarkan komposisi senyawa sterananya, hampir semua sampel menunjukkan lingkungan pengendapan pada *estuarine* atau *shallow lacustrine*.

Berdasarkan hasil plot pada **Gambar 13** terlihat bahwa hampir semua sampel berada pada kondisi lingkungan pengendapan estuarin atau shallow lacustrin. Hal ini

mendukung hasil penemuan sebelumnya berdasarkan pristana dan fitana yang menunjukkan lingkungan pengendapan transisitorial dengan kerogen campuran.

Rasio antara sterana dan hopana merupakan suatu parameter yang digunakan untuk melihat tingginya kontribusi dari tanaman tingkat tinggi atau mikroba ke dalam material organik dari batuan induk (Peters et al., 2005). Rasio antara sterana dan hopana pada penelitian ini berada pada rentang 0,01 – 5,33. Beberapa sampel yang diujikan menunjukkan rasio sterana/ hopana yang rendah, yaitu pada sampel AD-06, AD-28, AD-36A, AD-36B, dan AD-80B. Rasio sterana/ hopana yang rendah menunjukkan lebih tingginya kontribusi senyawa sterana dibandingkan dengan hopana, sehingga input material organik dari tanaman tingkat tinggi atau tanaman darat lebih tinggi, selain itu rendahnya rasio ini juga merujuk pada lingkungan pengendapan lakustrin (Peters et al., 2005). Sementara itu, beberapa sampel lain menunjukkan rasio sterana/ hopana yang tinggi yang ditunjukkan oleh sampel AD-07, AD-08, AD dan AD-27 yang mengindikasikan lebih tingginya input material organik yang berasal dari mikroba.

Oleanana merupakan karakteristik biomarker yang berasal dari *Angiospermae* (tanaman berbunga) dan hanya ditemukan pada sampel batuan dan minyak yang berumur Tersier atau Kapur Atas (Peters et al., 2005). Senyawa ini ditemukan pada kedelapan sampel minyak yang diujikan pada studi ini meskipun dalam proporsi yang relatif rendah. Hal ini mengindikasikan adanya input dari tanaman darat terhadap batuan induk yang memproduksi minyak yang diujikan.

5. KESIMPULAN

Analisis geokimia terhadap sampel potensial batuan induk dari studi area menunjukkan hasil sebagai berikut:

1. Hasil evaluasi batuan induk berdasarkan TOC dan REP menunjukkan bahwa:
 - a. Kuantitas material organik dari semua sampel yang diujikan berada pada rentang sedang – sempurna. Sampel yang memiliki tingkat kuantitas paling tinggi, yang berada pada rentang sangat baik – sempurna diwakili oleh sampel AD-36A, AD-36B, dan AD-80B
 - b. Kualitas material organik dari semua sampel yang diujikan menunjukkan adanya dua kelompok sampel yang memiliki kualitas berbeda. Kelompok pertama menunjukkan Tipe II kerogen, yaitu sampel AD-36A, AD-36B, dan AD, dan kelompok selanjutnya menunjukkan Tipe III kerogen, yaitu AD-05, AD-06, AD-07, AD-08, AD-27, AD-28, AD-80A
 - c. Kematangan material organik untuk semua sampel yang diujikan menunjukkan kondisi *immature* atau belum matang dengan nilai $T_{max} > 435$ °C
2. Analisis biomarker terhadap sampel dari lokasi studi menunjukkan hasil sebagai berikut:
 - a. Hasil analisis biomarker n-alkana dan isoprenoida menunjukkan lingkungan pengendapan sampel pada: transitional setting (*mixed kerogen*) dan pada rawa gambut (*humic kerogen*)
 - b. Hasil analisis biomarker triterpana menunjukkan lingkungan pengendapan darat dengan kondisi lingkungan oksik
 - c. Hasil analisis biomarker kelas sterana menunjukkan semua sampel berada pada kondisi lingkungan pengendapan *estuarine* atau *shallow lacustrine*

3. Analisis geokimia terhadap sampel batuan induk dengan tingkat kematangan rendah yang melibatkan senyawa biomarker perlu mendapat perhatian khusus karena adanya kemungkinan kontaminasi, atau terbawanya senyawa yang penting pada proses ekstraksi, sehingga perlu diperhatikan lebih lanjut hasil analisis yang didapat.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-Khafaji, A. M. et al. 2020. "Organic Geochemistry of Oil Seeps from the Abu-Jir Fault Zone in the Al-Anbar Governorate, Western Iraq: Implications for Early-Mature Sulfur - Rich Source Rock." *Petroleum Science and Engineering* 184(106584).
- Burton, Zachary F M et al. 2019. "Interpretation of Source Rock Depositional Environment and Age from Seep Oil, East Coast of New Zealand." *International Journal of Earth Sciences* 108(4): 1079–91.
- Dembicki Jr, Harry. 2009. "Three Common Source Rock Evaluation Errors Made by Geologists during Prospect or Play Appraisals." *AAPG Bulletin* 93(3): 341–56.
- Eubank, R. T., & Makki, A. C. (1981). Structural geology of the Central Sumatra Basin, Indonesia, and its implications for hydrocarbon exploration. *Indonesian Petroleum Association Proceedings*.
- Heidrick, T. L., & Aulia, K. (1993). Tectonic evolution and petroleum systems of the Central Sumatra Basin, Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association*.
- Huang, W., and W. G. Meinschein. 1979. "Sterols as Ecological Indicators." *Geochimica et Cosmochimica Acta* 43: 739–45.
- Mertosono, S., & Nayoan, G. A. (1974). Geology of the Central Sumatra Basin. *Indonesian Petroleum Association Proceedings*.
- Mohialdeen, I. M. J., M. H. Hakimi, and F. M. Al-Beyati. 2015. "Biomarker Characteristics of Certain Crude Oils and the Oil-Source Rock Correlation for the Kurdistan Oilfields, Northern Iraq." *Arabian Journal of Geosciences* 8: 507–23.
- Peters, K. E., C. Clifford, C. C. Walters, and J. M. Moldowan. 2005. *The Biomarker Guides Vol. 1. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Peters, K. E., and J. M. Moldowan. 1993. *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossil in Petroleum and Ancient Sediment*.
- Peters, K. E., C. C. Walters, and J. M. Moldowan. 2005. *The Biomarker Guide: Volume 2, Biomarkers and Isotopes in Petroleum System and Earth History*. Cambridge University Press.
- Peters, Kenneth E. 1986. "Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis." *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 70(3): 318–29.
- Peters, Kenneth E, and Mary Rose Cassa. 1994. "Applied Source Rock Geochemistry." *AAPG Memoir* 60 (January 1994): 93–120.

- Seifert, Wolfgang K, and J Michael Moldowan. 1979. "The Effect of Biodegradation on Steranes and Terpanes in Crude Oils." *Geochimica et Cosmochimica Acta* 43(1): 111–26.
- Tissot, Bernard P, and Dietrich H. Welte. 1985. Springer-Verlag, Berlin, Germany. *Petroleum Formation and Occurrence*.
<http://doi.wiley.com/10.1029/EO066i037p00643>.
- Volkman, J. K. 1986. "A Review of Sterol Markers for Marine and Terrigenous Organic Matter." *Organic Geochemistry* 9(2): 83–99.
- Waples, Douglas W., and T. Machihara. 1991. *AAPG Methods in Exploration, No. 9: Biomarker for Geologist- A Practical Guides to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology*. Tulsa, Oklahoma: AAPG.
- Yarmanto, E., Tamtomo, B., & Widjojono, H. (2006). Depositional environment and sequence stratigraphy of the Sihapas Group in the Central Sumatra Basin, Indonesia. *Indonesian Petroleum Association Proceedings*.