Bulletin of
SCIENTIFIC CONTRIBUTION
Fakultas Teknik Geologi
UNIVERSITAS PADJADJARAN
p-ISSN : 1693 - 4873
e-ISSN : 2541 - 514X
Volume 15, No. 1
April 2017

HUBUNGAN ANTARA GEOKIMIA MINYAK BUMI DAN BATUAN INDUK DI SUB-CEKUNGAN ARDJUNA TENGAH, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA

Yusron Yazid, Dr. Eng. Ir. Agus Didit Haryanto MT., Dr. Ir. Johanes Hutabarat M.Si
Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran

ABSTRACT

The research area is located in offshore North West Java, Central Ardjuna Sub-Basin that belonging to PT. Pertamina Hulu Energi Abar. The study focused on the source rock in Talang Akar Formation and hydrocarbons contained in the area. The data used in this research is the source rock and oil geochemical data. Source rock data is evaluated from wells YZD-1, YY-1 and DZN-1. From the analysis of the source rock was found that the source rock generate the hydrocarbons in the well YZD-1 and YY-1. The source rock is dominated by organic material with kerogen type II-III and III-II are derived from terrestrial organic material that mixes with algae tend to produce a mixture of oil and gas. Source rock organic material in wells YZD-1 depth interval 8421.9-8450 ft. deposited in the deep lake area in the oxic conditions. While the organic material in the source rock in the well YY-1 depth interval 6898.92-6909ft. deposited in the shallow lake in the oxic conditions. There are four oil samples, namely samples DST1 CC-1, CC-1 DST3, FZE-1 DST1, and FZE-1 DST2. The analysis showed that there is a positive correlation between samples and showed that the sample is deposited on the deep lake environments and shallow lakes with a mixture of organic material higher plants and algae. Based on the geochemical characteristics, oil samples taken from a number of wells are positively correlated to the source rock samples. Based on burial history modeling, the oil generation in the Basal Talang Akar Formation in this area began in the Early Miocene to the present. And in the Deltaic Talang Akar formation began in the Middle Miocene to the present.

Keywords : *Biomarker, Geochemistry, NWJ Basin, Petroleum, Source Rock*

ABSTRAK

Daerah penelitian terletak di lepas pantai Jawa Barat Utara, Sub-Cekungan Ardjuna Tengah yang termasuk ke dalam wilayah opreasi PT. Pertamina Hulu Energi Abar. Penelitian ini difokuskan kepada batuan induk pada Formasi Talang Akar dan hidrokarbon yang terdapat pada daerah tersebut. Data yang digunakan dalam penelitian ini yaitu data geokimia batuan induk dan minyak bumi. Data batuan induk yang dievaluasi berasal dari sumur YZD-1, YY-1 dan DZN-1. Dari analisis batuan induk didapatkan bahwa batuan induk yang dapat menggenerasikan hidrokarbon terdapat pada sumur YZD-1 dan YY-1. Batuan induk tersebut didominasi oleh material organik kerogen tipe II-III dan III-II yang berasal dari material organik daratan yang bercampur dengan alga dan cenderung menghasilkan campuran minyak dan gas bumi. Material organik batuan induk di sumur YZD-1 pada interval kedalaman 8421.9-8450 kaki diendapkan di daerah danau dalam dengan kondisi oksik. Sedangkan pada material organic pada batuan induk di sumur YY-1 pada interval kedalaman 6898.92-6909 kaki diendapkan di daerah danau dangkal. Terdapat empat buah sampel minyak yaitu sampel CC-1 DST1, CC-1 DST3, FZE-1 DST1, dan FZE-1 DST2. Hasil analisis menunjukkan bahwa terdapat korelasi positif antara sampel-sampel tersebut dan menunjukkan bahwa sampel tersebut diendapkan pada lingkungan danau dalam dan danau dangkal dengan material organik campuran tumbuhan tingkat tinggi dan alga. Berdasarkan karakteristik geokimia, sampel minyak yang diambil dari sejumlah sumur tersebut berkorelasi positif dengan sampel batuan induk. Berdasarkan permodelan sejarah pemendaman diketahui generasi minyak pada Formasi Basal Talang Akar di area ini dimulai pada Miosen Awal hingga saat ini. Dan padaFormasi Deltaic Talang Akar di mulai pada Miosen Tengah hingga saat ini.

Kata kunci : Batuan Induk, Biomarker, Geokimia, NWJ Basin, Petroleum

PENDAHULUAN

Analisis geokimia ini merupakan salah satu metoda yang menitikberatkan pada analisis komponen kimia organik yang terkandung pada batuan induk dan minyak bumi. Salah satu komponen organik yang penting adalah biomarker atau fosil molekuler, hal ini dikarenakan biomarker memiliki struktur kompleks yang dapat memberikan informasi lebih banyak mengenai asal muasal pembentukan batuan induk dan minyak bumi itu

sendiri. Daerah penelitian berada di lepas pantai Jawa Barat Utara, Sub Cekungan Ardjuna Tengah, Cekungan Jawa Barat Utara merupakan wilayah operasi PT. Pertamina Hulu Energi Abar, yang dahulunya pernah dioperasikan oleh PT. Atlantic Richfield Indonesia, Inc. maka dari itu saat ini dilakukan kembali evaluasi data pada lapangan tersebut, salah satunya ialah evaluasi geokimia hidrokarbon dan hal inilah yang mendorong dilakukannya penelitian pada daerah ini. Cekungan ini tersusun atas sedimen berumur Tersier dan basement yang berumur Pra-tersier. Batuan Induknya terdapat pada Formasi Talang Akar dan hampir setiap formasi memiliki karakteristik *reservoir* yang baik. Migrasi terjadi secara vertikal dan lateral dikarenakan oleh struktur yang berkembang pada daerah tersebut.

METODE PENELITIAN

Daerah penelitian yang terletak pada cekungan Jawa Barat Utara mempunyai kisaran umur dari kala Eosen Tengah sampai Kuarter. Deposit tertua adalah pada Eosen Tengah, yaitu pada Formasi Jatibarang yang terendapkan secara tidak selaras di atas Batuan Dasar. Urutan startigrafi regional dari yang paling tua sampai yang muda adalah Batuan Dasar, Formasi Jatibarang, Formasi Talang Akar (Basal Talang Akar, *Fluvio-Deltaic* Talang Akar, dan *Marine* Talang Akar) Formasi Cibulakan (Massive, Main, Pre-Parigi), Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh. (Gambar 1). Penelitian ini berfokus pada batuan induk Formasi Talang Akar.

Batuan induk secara umum memiliki ciri karakteristik pada mayoritas batuan induk diantaranya merupakan batuan serpih berwarna gelap, kaya akan material organik, dan biasanya terendapkan dalam lingkungan laut atau danau.

Kualitas batuan induk diartikan pada jumlah dan tipe dari kerogen dan bitumen juga tingkat kematangannya. Peter dan Cassa (1994) menyatakan bahwa untuk keperluan identifikasi batuan induk maka parameter yang dapat dinilai di dalam menginterpretasinya adalah:

a. Kuantitas yang diperoleh dengan mengetahui persentase jumlah material organik dalam batuan sedimen.
b. Kualitas, kualitas (tipe) diketahui dengan indeks Hidrogen yang dimiliki batuan induk, dengan mengetahuinya maka tipe kerogennya pun dapat diketahui sehingga dapat diketahui produk yang dihasilkan pada puncak pematangan.
c. Kematangan. Dengan mengetahui tingkat kematangan suatu batuan maka dapat diperkirakan kemampuan batuan tersebut untuk menggenerasikan minyak atau gas bumi.

Oil-source correlation didefinisikan sebagai hubungan kausal antara minyak dengan fasies batuan sumbernya berdasarkan integrasi data geologi dan geokimia (Jones, 1987). Hubungan kausal ini didasarkan pada kondisi saat batuan induk menghasilkan minyak, bukan didasarkan pada perubahan yang terjadi terhadap komposisi batuan induk dan minyak.

Teknik korelasi geokimia secara garis besar dapat dibagi menjadi 2 metode utama yaitu bulk methods dan molecular methods. Bulk methods meliputi karakteristik fisik, fraksinasi komposisi, konsentrasi elemen dan rasio isotop. Sedangkan molecular methods melibatkan parameter fosil geokimia atau yang sering disebut biomarker datanya diperoleh dari hasil analisis Gas Chromatography-Mass Spectrometry (GC-MS). Karakteristik fisik meliputi warna, nilai API gravity (American Petroleum Institute) dan viskositas.

Biomarker adalah komponen kompleks yang terdiri dari karbon, hidrogen dan elemen lainnya yang biasa ditemukan pada minyak, ekstrak batuan dan sedimen, yang mempertahankan struktur yang sama dengan komponen yang dihasilkan organisme hidup serta merupakan produk alterasi diagenetik dari komponen alamiah tersebut khususnya komponen kerangka karbonnya. Biomarker dapat diketegorikan secara umum, tergantung darimana sumbernya

berasal. Masing – masing kategori dari biomarker dapat memberikan informasi tentang proses yang bervariasi dan bersifat temporal tiap anggotanya, namun dalam hal ini yang akan dibahas adalah n- Alkana, Isoprenoid, Terpana dan Sterana.

Objek penelitian berfokus pada batuan induk dan minyak bumi pada daerah penelitian di Sub-Cekungan Ardjuna Tengah. Jenis data yang digunakan pada penelitian ini terdiri dari data geokimia, yang merupakan data terproses dari laboratorium yang dilakukan oleh beberapa perusahaan antara lain, PT. CoreLab Indonesia, dan PT. Robertson Utama Indonesia. Jenis datanya adalah data TOC, Rock-Eval pirolisis, reflektansi vitrinit, kromatografi gas, kromatografi gas-spektrometer massa, dan isotop karbon dari hidrokarbon pada contoh batuan induk dan contoh minyak bumi. Penelitian ini dimulai dengan analisis data geokimia untuk menentukan karakteristik minyak bumi dan batuan induk berdasarkan tiga data sumur dan empat sampel minyak yang tersedia Setelah itu diperoleh kualitas dan kuantitas batuan induk (Waples, 1985 dan Peter & Cassa,1994), analisis ini menghasilkan karakteristik batuan induk tertentu, evaluasi yang sama dilakukan pada sampel minyak bumi menghasilkan karakteristik minyak bumi tertentu. Integrasi dilakukan untuk menghasilkan korelasi antar minyak bumi, maupun antara minyak bumi dan batuan induk, terutama perbandingan interpretasi lingkungan pengendapan (Hunt, 1996; Sofer, 1984; Huang dan Meinschein, 1979; Moldowan, 1993) dan dibantu dengan uji statistik korelasi.

Selanjutnya melakukan permodelan sejarah pemendaman atau *burial history* mengunakan data antara lain, starigrafi, litologi, umur formasi serta data geokimia (TOC, rock-eval pyrolisis dan reflektansi vitrinit), gradien geothermal, paleo heat-flow, serta fase-fase rifting.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Karakteristik Batuan Induk

Analisis batuan induk dilakukan pada tiga buah sumur, yaitu: YZD-1, YY-1, dan DZN-1 dengan menggunakan data cutting, side wall core, maupun data core pada daerah penelitian. Analisis yang dilakukan antara lain ialah potensi hidrokarbon, kualitas material organic, kematangan dan lingkungan pengendapan. Hasil analisis melalui análisis Rock-Eval Pyrolisis, dan Reflektansi Vitrinit pada sampel batuan induk yang terdapat pada sumur YZD-1, YY-1, dan DZN-1 dapat disimpulkan bahwa batuan induk yang dapat menggenerasikan hidrokarbon terdapat pada sumur YZD-1 dengan interval kedalaman 6650-9053 kaki (Gambar 1-4) dan sumur YY-1 pada interval kedalaman 6028-6909 kaki (Gambar 7-10)karena pada kedalaman tersebut sampel memilikikandungan TOC sangat baik yaitu very good- coal dan kemampuan menggenerasikan hidrokarbon yang baik atau *potential yield* (S1+S2) (Peters dan Casa, 1997), dan juga memiliki tingkat kematangan yang baik yang dianalisis berdasarkan análisis vitrinite dan análisis Tmaks. Analisis kematngan juga dilakukan menggunakan analisis perbandingan antara Tm/Ts dengan C30 Moretana/C30 Hopana (Gambar 5 dan Gambar 11) dan menggunakan perbandingan antara C_{29} αββR+S/ααaS+R dengan C_{29} ααaS/R (Gambar 6 dan Gambar 12) Sedangkan batuan induk pada sumur DZN-1 tidak dapat menggenerasikan hidrokarbon karena tingkat kematangan yang buruk sehingga tidak dilakukan análisis lebih lanjut. (Gambar 13)

Penentuan lingkungan pengendapan dilakukan melalui beberapa analisis antara lain yaitu, Analisis Berdasarkan *Rock-Eval Pyrolisis,* Analisis Berdasarkan Kromatografi Gas, Analisa Berdasarkan Kromatografi Gas – Spektometri Massa (*GC-MS*), dan Analisis Isotop Karbon. Batuan induk pada sumur YZD-1 didominasi oleh material organik kerogen tipe II-III dan III-II yang berasal dari material organik daratan yang bercampur dengan alga dan cenderung

menghasilkan campuran minyak dan gas bumi dengan potensi very good - coal serta diendapkan di daerah *deep lacustrine* untuk interval kedalaman 8421.9-8450 kaki dengan material organik asal darat dan kondisi oksik. Sedangkan pada interval kedalaman 7949.16 sampai 8383 kaki diendapkan pada lingkungan *terestrial* sampai *estuarine/shallow lacustrine* dengan kondisi oksik dan asal material organik didominasi oleh tumbuhan darat. Batuan induk pada sumur YY-1 didominasi oleh material organik kerogen tipe II-III dan III-II yang berasal dari material organik daratan yang bercampur dengan alga dan cenderung menghasilkan campuran minyak dan gas bumi dengan potensi good -coal serta diendapkan di daerah *shallow lacustrine* atau *estuarine* untuk interval kedalaman 6898.92-6909 kaki dengan material organik asal darat dan alga dan kondisi oksik-suboksik. Sedangkan pada interval kedalaman 6028 kaki diendapkan pada lingkungan *terestrial* dengan kondisi oksik dan asal material organik didominasi oleh tumbuhan darat.

Karakteristik Minyak Bumi

Analisis dan evaluasi dilakukan pada empat buah sampel minyak bumi, analisis yang dilakukan diantaranya adalah sifat fisik (Physical Properties) ,kromatografi gas (GC), kromatografi gas – spektometri massa (GC-MS) dan isotop karbon yang terdapat pada sumur CC-1, FZE-1. Akan tetapi analisis sifat fisik minyak hanya dilakukan pada sampel yang berasal dari sumur CC-1 karena keterbatasan data. Dari sampel minyak yang didapatkan pada sumur CC-1 diketahui memiliki nilai API gravity antara 35.8 hingga 42.4 (dapat dilihat pada tabel 1) yang merupakan tergolong fluida dengan berat jenis ringan. Minyak pada sampel – sampel tersebut memiliki kandungan sulfur yang rendah yaitu sekitar 0.07 hingga 0.17 kemungkinan dipengaruhi lingkungan oksidasi. Hal ini menandakan bahwa minyak ini kemungkinan lingkungan pengendapan batuan induknya berasal dari darat. Hasil analisis menunjukkan lingkungan pengendapan sampel CC-1 DST1 dan CC-1 DST3 adalah *deep lacustrine* dengan asal material organik tumbuhan darat berupa tumbuhan tingkat tinggi dan pada kondisi oksik Sedangkan untuk sampel FZE-1 DST1, dan FZE-1 DST2 adalah *shallow lacustrine* atau *estuarine* dengan asal material organik tumbuhan darat berupa tumbuhan tingkat tinggi dan campuran alga pada kondisi oksik sampai suboksik. Pada análisis Triterpana m/z 191 yang dilakukan pada sampel terdapat oleanane yang menunjukan asal tumbuhan angiospermae dan bicadinane yang berasal dari resina tau getah tumbuhan berkayu.

Korelasi Batuan Induk - Minyak Bumi

Korelasi batuan induk dengan minyak bumi dilakukan dengan membandingkan karakteristik batuan induk dan karakteristik minyak bumi untuk selanjutnya di analisis ada atau tidaknya suatu hubungan genetik antara batuan induk dan minyak bumi tersebut. Korelasi dibandingkan dengan membandingkan unsur biomarker yang didapat dari hasil analisis GC, GC-MS serta menggunakan unsur isotop karbon.

Berdasarkan rasio Pristana/n-C_{17} dan Fitana/n-C_{18} keseluruh sampel batuan induk maupun minyak memiliki karakteristik asal material organik yang sama, yaitu material organic darat (*humic kerogen*). (Gambar 14)

Dari rasio Pr/n-C_{17}dan Pr/Ph dapat dilihat bahwa sampel minyak dan batuan induk diendapkan pada lingkungan oksik dengan material organik berasal dari tumbuhan tingkat tinggi, terkecuali pada sampel batuan induk YY-1 6898.92’ dan YY-1 6909’ dan sampel minyak FZE-1 DST1 dan FZE-1 DST2 sudah mulai dipengaruhi oleh lingkungan anoksik hingga suboksik dengan material organik berupa tumbuhan tingkat tinggi. (Gambar 15)

Berdasarkan hasil analisis alkana normal yang dilakukan pada masing - masing contoh batuan induk dan minyak bumi. Diambil dua pola alkana normal pada masing -masing sampel yang mewakili karakteristik baik itu

batuan induk maupun minyak bumi tersebut. Kedua alkana normal baik itu dari sampel batuan induk maupun minyak bumi memiliki pola yang sama Sehingga dapat disimpulkan bahwa korelasi antara batuan induk dan minyak bumi tersebut positif. (Gambar 17 dan 18)

Berdasarkan data GC-MS sterana m/z 217 dilakukan analisis mengenai distribusi dari sterana C27, C28, dan C29 yang menunjukkan bahwa terdapat tiga kelompok, yaitu kelompok *deep lacustrine*, *kelompok shallow lacustrine*, dan kelompok *terrestrial*. Kelompok *deep lacustrine* terdiri dari dari sampel batuan induk YZD-1 8421.9', YZD-1 8422.3', YZD-1 8441.7', YZD-1 8450' dan sampel minyak CC-1 DST1 dan CC-1 DST3. Maka dari itu berdasarkan distribusi sterana dapat disimpulkan bahwa sampel minyak CC-1 DST1 dan CC-1 DST3 memiliki korelasi dengan sampel batuan induk YZD-1 8421.9', YZD-1 8422.3', YZD-1 8441.7', dan YZD-1 8450' yaitu sama-sama berada pada lingkungan pengendapan *deep lacustrine* atau danau dalam, yang memang sesuai dengan geologi regional bahwa pada interval kedalaman tersebut pada sumur YZD-1 yaitu berada pada Formasi Basal Talang Akar (BTAF) yang memiliki lingkungan pengendapan *lacustrine*. Kelompok *shallow lacustrine* terdiri dari sampel batuan induk YY-1 6898.92' dan YY-1 6909',dan sampel minyak FZE-1 DST1, dan FZE-1 DST2. Maka dari itu berdasarkan distribusi sterana dapat disimpulkan bahwa sampel minyak FZE-1 DST1 dan FZE-1 DST2 memiliki korelasi dengan sampel batuan induk, YY-1 6898.92', YY-1 6909', dan YY-1 6909' yaitu sama-sama berada pada lingkungan pengendapan *shallow lacustrine* atau danau dangkal, dan hal tersebut sesuai dengan geologi regional bahwa pada interval kedalaman tersebut pada sumur YY-1 yaitu berada pada Formasi Basal Talang Akar (BTAF) yang memiliki lingkungan pengendapan *lacustrine*. Kelompok *terrestrial* terdiri dari sampel YZD-1 7957', YZD-1 8213.58', YZD-1 8383' dan YY-1 6028'. Tidak terdapat sampel minyak yang berasosiasi dengan sampel batuan induk tersebut. (Gambar 19)

Untuk memperkuat korelasi batuan induk dengan minyak bumi juga dibantu menggunakan rumus statistik korelasi antara masing – masing contoh batuan induk dan minyak bumi. Dari kesuluruhan korelasi menggunakan statistic didapat hasil korelasi cukup hingga sangat kuat. (Tabel 2-6)

Dengan mengintegrasikan analisis dengan menggunakan parameter alkana normal, triterpana, dan sterana dapat diketahui korelasi antara batuan induk dan minyak bumi. Keseluruhuan batuan induk dan minyak bumi menunjukkan karakteristik asal material organik berupa material darat dengan lingkungan pengendapan yang berbeda. Terdapat lingkungan pengendapan deep *lacustrine, shallow lacustrine/estuarine*, dan *terrestrial*. Pada lingkungan *deep lacustrine* diendapkan batuan induk pada sumur YZD-1 8421.9', YZD-1 8422.3', YZD-1 8441.7', dan YZD-1 8450' yang berkorelasi positif dengan sampel minyak CC-1 DST1 dan CC-1 DST3. Kemudian terdapat lingkungan pengendapan shallow *lacustrine/ estuarine* yaitu sampe batuan induk YY-1 6898.92', YY-1 6909', dan YY-1 6909' yang berkorelasi positif dengan sampel minyak FZE-1 DST1 dan FZE-1 DST2.

Burial History Modelling

Terlihat bahwa tingkat kematangan batuan induk dimulai pada kedalaman sekitar 6500 kaki (early mature), interval kedalaman sekitar 8000 kaki merupakan kematangan menengah (mid-mature). Berdasarkan burial history, kemungkinan minyak bumi telah digenerasikan pada batuan induk di Formasi Basal Talang Akar (DTAF) pada umur Miosen sekitar 20 juta tahun yang lalu, dan mulai mengalami kematangan puncaknya mulai dari sekitar 10 juta tahun yang lalu hingga saat ini. Sedangkan pada Formasi Deltaic Talang Akar (DTAF) mulai menggenerasikan minyak pada umur Pliosen sekitar 12 juta tahun yang lalu. Dan tidak menutup

kemungkinan seiring dengan bertambahnya kematangan dapat berpotensi menghasilkan gas. (Gambar 21)

KESIMPULAN

1. Hasil analisis pada sampel batuan induk yang terdapat pada sumur YZD-1, YY-1, dan DZN-1 dapat disimpulkan bahwa batuan induk yang dapat menggenerasikan hidrokarbon terdapat pada sumur YZD-1 dengan interval kedalaman 6650-9053 kaki dan sumur YY-1 pada interval kedalaman 6028-6909 kaki. Sedangkan batuan induk pada sumur DZN-1 tidak dapat menggenerasikan hidrokarbon karena tingkat kematangan yang buruk.
2. Batuan induk pada sumur YZD-1 didominasi oleh material organik kerogen tipe II-III dan III-II yang berasal dari material organik daratan yang bercampur dengan alga dan cenderung menghasilkan campuran minyak dan gas bumi dengan potensi very good -coal serta diendapkan di daerah *deep lacustrine* untuk interval kedalaman 8421.9-8450 kaki dengan material organik asal darat dan kondisi oksik. Sedangkan pada interval kedalaman 7949.16-8383 kaki diendapkan pada lingkungan *terestrial* sampai *estuarine/shallow lacustrine* dengan kondisi oksik dan asal material organik didominasi oleh tumbuhan darat.
3. Batuan induk pada sumur YY-1 didominasi oleh material organik kerogen tipe II-III dan III-II yang berasal dari material organik daratan yang bercampur dengan alga dan cenderung menghasilkan campuran minyak dan gas bumi dengan potensi good -coal serta diendapkan di daerah *shallow lacustrine* atau *estuarine* untuk interval kedalaman 6898.92-6909 kaki dengan material organik asal darat dan alga dan kondisi oksik-suboksik. Sedangkan pada interval kedalaman 6028 kaki diendapkan pada lingkungan *terestrial* dengan kondisi oksik dan asal material organik didominasi oleh tumbuhan darat.
4. Seluruh menunjukkan bahwa terdapat korelasi positif antara sampel – sampel tersebut yang ditunjukkan dengan analisis sifat fisik, biomarker, maupun isotop karbon, dan ditunjang dengan analisis menggunakan statistik korelasi. Hasil analisis menunjukkan lingkungan pengendapan sampel CC-1 DST1 dan CC-1 DST3 adalah *deep lacustrine* dengan asal material organik tumbuhan darat berupa tumbuhan tingkat tinggi dan pada kondisi oksik. Sedangkan untuk sampel FZE-1 DST1, dan FZE-1 DST2 adalah *shallow lacustrine* atau *estuarine* dengan asal material organik tumbuhan darat berupa tumbuhan tingkat tinggi dan campuran alga pada kondisi oksik sampai suboksik.
5. Berdasarkan karakteristik geokimia, sampel minyak yang diambil dari sejumlah sumur tersebut berkorelasi positif dengan sampel batuan induk. Hal ini ditunjukkan dengan analisis biomarker terhadap lingkungan pengendapan dan asal material organik. Sampel minyak CC-1 DST1dan CC-1 DST3 memiliki korlasi positif dengan batuan induk pada sumur YZD-1 di interval kedalaman 8421.9-8450 kaki. Sedangkan sampel minyak FZE-1 DST1 dan FZE-1DST2 memiliki korelasi positif dengan batuan induk pada sumur YY-1 pada interval kedalaman 6898.92-6909 kaki.
6. Dari permodel sejarah pemendaman (*Burial History*) dapat diketahui bahwa generasi minyak pada Formasi Basal Talang Akar (BTAF) di area ini dimulai pada Miosen Awal hingga saat ini. Dan padaFormasi Deltaic Talang Akar (DTAF) di mulai pada Miosen Tengah hingg saat ini.

UCAPAN TERIMAKSIH

Terimakasih kepada PT. Pertamina Hulu Energi Abar yang telah memberikan bimbingan dan kesempatan dalam pelaksanaan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

Bissada, K.K., Elrod, L.W., Darnell, L.M., Szymczyk, H.M., dan Trostle, J.L., 1993.*Geochemical Inversion-A Modern Approach to Inferring Source Rock Identity from Characteristics of Accumulated Oil and Gas*. *Hydrocarbon Exploration v.11*, hal. 295-328.

Bishop, M. G., 2000. *Petroleum System of The Northwest Java and Offshore Southeast Sumatra, Indonesia*. USGS, Denver, Colorado

Cox, H. C., J. W. de Leeuw, P. A. Schenck, H. van Koningsveld, J. C. Jansen, B. van de Graaf, V. J. van Geerestein, J. A. Kanters, C. Kruk, and A. W. H. Jans (1986) Bicadinane, a C30 pentacyclic isoprenoid hydrocarbon found in crude oil: Nature, v. 319, p. 316-318.

Huang, W.Y. and Meinschein, W.G. 1979. *Sterols as Ecological Indicators*. Dalam : *Petroleum Geochemistry*. 2004. A.H Satyana, Pre-Convention short course IAGI, Bandung.

Hunt, J. M., 1996. *Petroleum Geochemistry And Geology, Second Edition.* W.H. Freeman and Company, New York.

Noble, Ron. Et. Al.,1997. *Petroleum System of Onshore and Offshore Northwest Java, Indonesia*. Atlantic Richfield Indonesia, Inc – Pertamina – BPPKA, Jakarta

Peters, K.E., dan Cassa, M.R., 1994. *Applied Source Rock Geochemistry. The Petroleum System From Source to Trap*, AAPG Memoir no. 60.

Peters, K.E., dan Moldowan, M.J, 1993. *The Biomarker Guide : Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall, New Jersey.

Peters, K.E., Walters, C.C., dan Moldowan, J.M., 2005. *The Biomarker Guide Volume 1: Biomarkers And Isotopes In The Environment And Human History.* Cambride, United Kingdom.

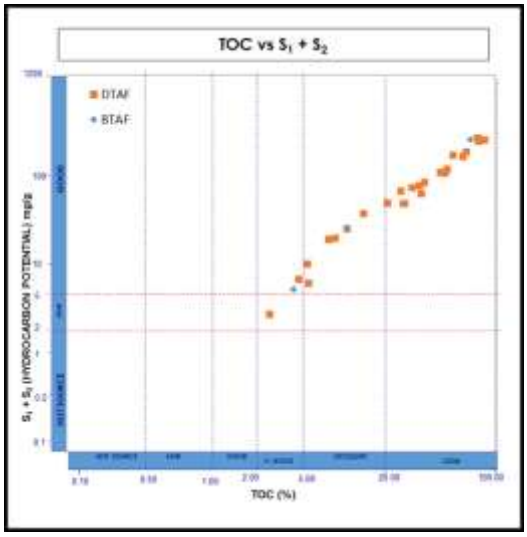
Robinson, K. M., 1987. An Overview of Source Rocks and Oils in Indonesia. Proceedings 16th Annual Convention, Indonesian Petroleum Association, Jakarta, hal.97-122.

Sofer, Z., 1984. *Stable Carbon Isotope Compositions of Crude Oils: Application to Source Depositional Environments and Petroleum Alteration*. *AAPG Buletinl*. V. 68, 31-72

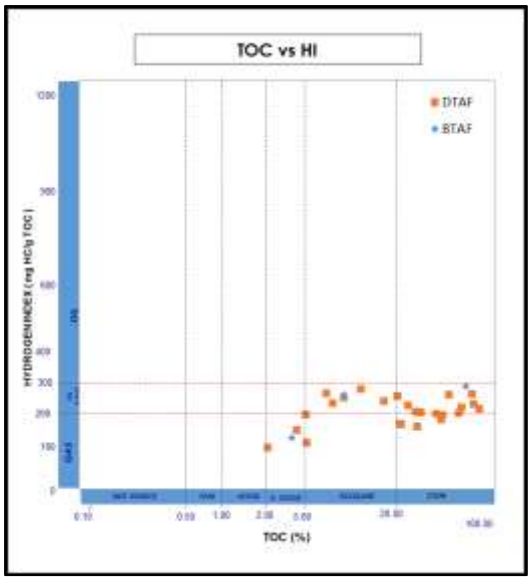
Tissot, B.P., dan Welte, D.H ,1984. *Petroleum Formation and Occurence*. Springer-Verlag, Berlin.

Waples, D.W dan Machihara, T, 1991. *Biomarkers for Geologist-A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology*. d*alam* AAPG Methods in Exploration series No. 9, American Association Petroleum Geologist, Tulsa Oklohoma USA.

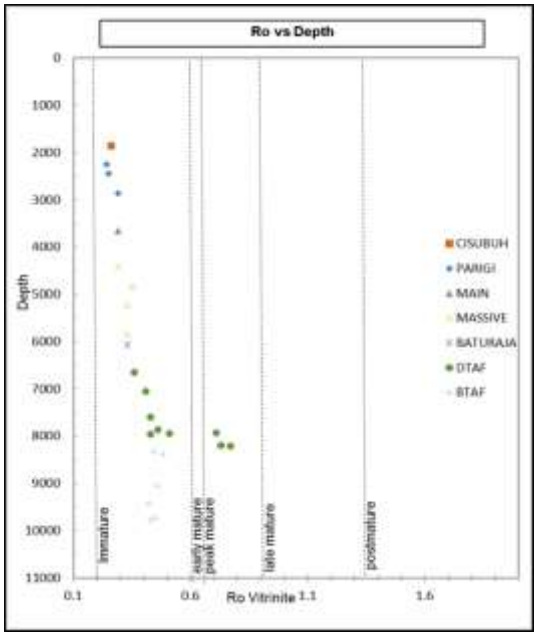
Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation, Boston, 232 h.



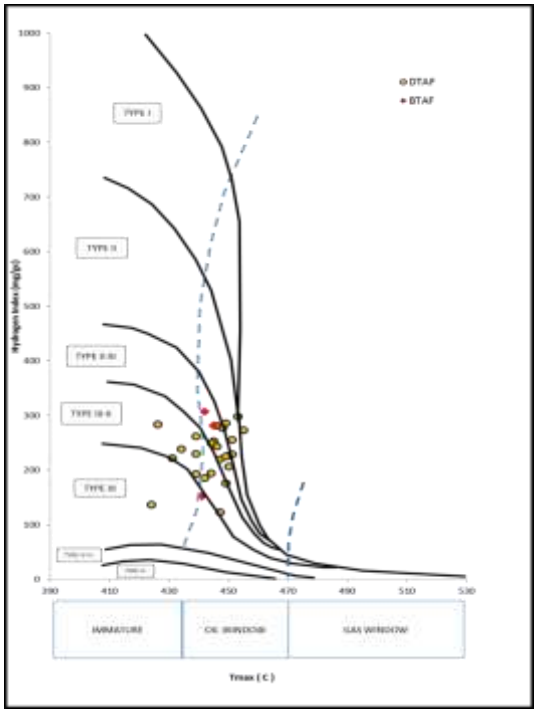
Gambar 1 Perbandingan antara Potential Yield dengan %TOC pada sumur YZD-1 (Peters dan Cassa,1997).



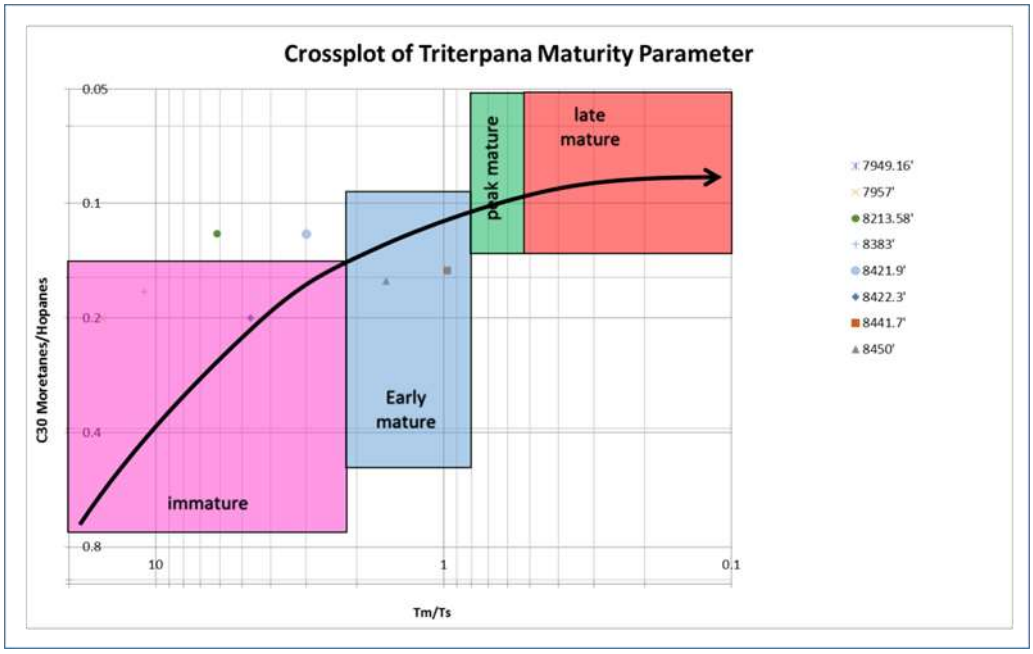
Gambar 2 Perbandingan antara HI dengan %TOC pada sumur YZD-1 (Peters dan Cassa, 1997).



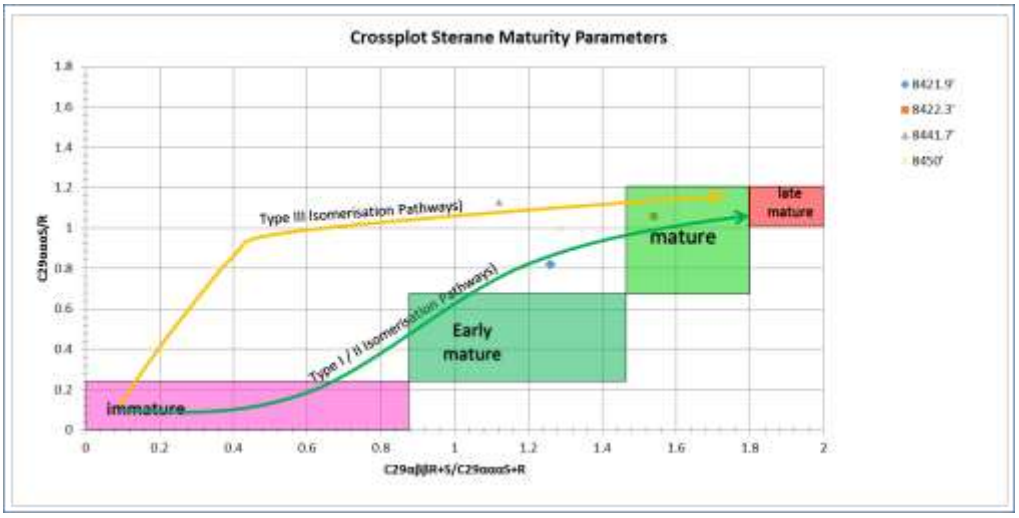
Gambar 3 Perbandingan antara interval kedalaman dengan nilai reflektansi vitrinit pada sumur YZD-1 (setelah McKenzie, 1984)



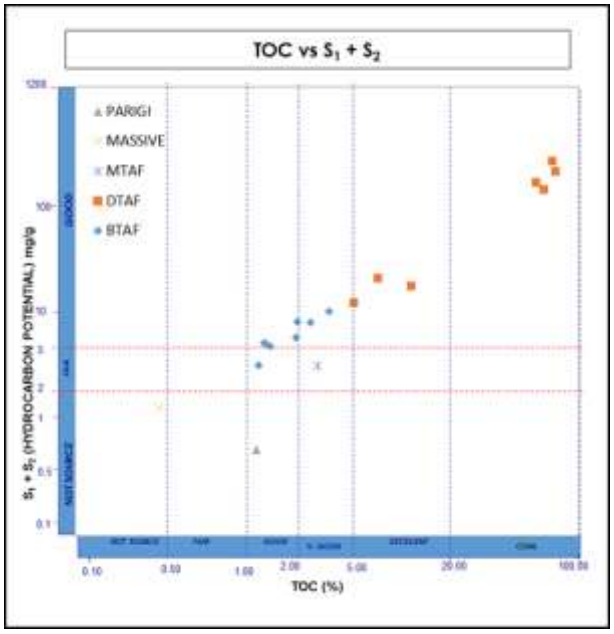
Gambar 4 Perbandingan antara Indeks Hidrogen dengan Suhu Maksimum (Tmaks) pada sumur YZD-1 (Modifikasi Diagram Van Krevelen dalam Hunt, 1996)



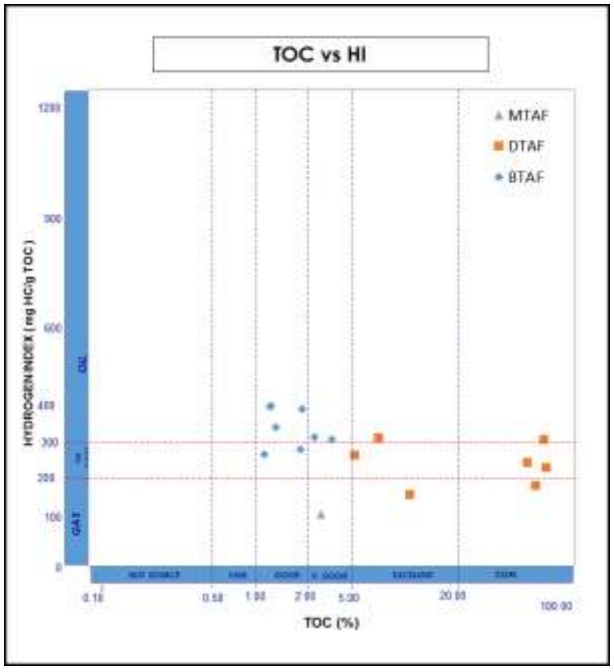
Gambar 5 Perbandingan antara Tm/TS dengan C_{30} Moretana/C_{30} Hopana pada sumur YZD-1



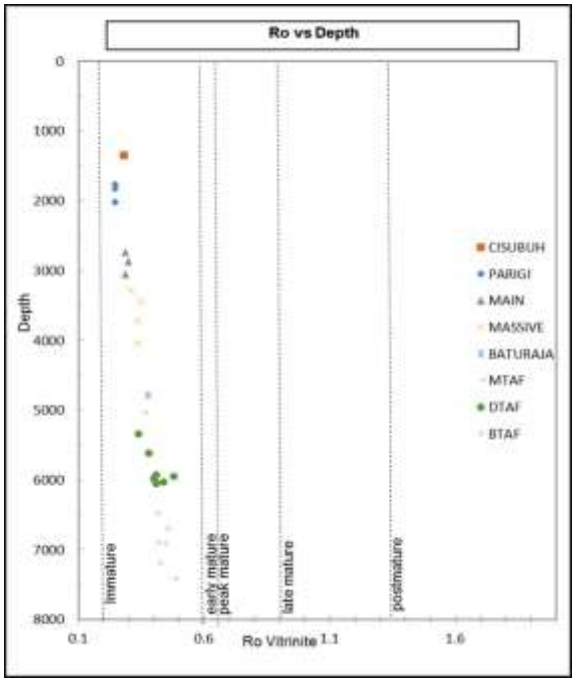
Gambar 6 Perbandingan antara C_{29} αββR+S/ααaS+R dengan C_{29} ααaS/R pada sumur YZD-1



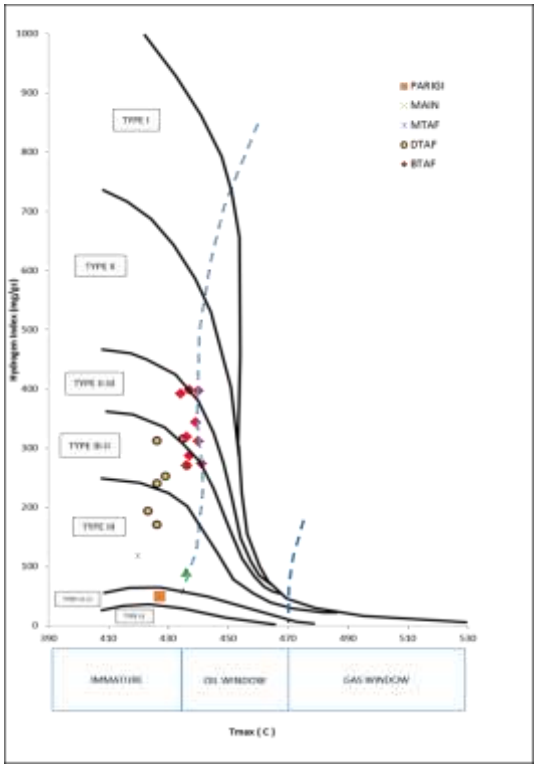
Gambar 7 Perbandingan antara Potential Yield dengan %TOC pada sumur YY-1 (Peters dan Cassa,1997).



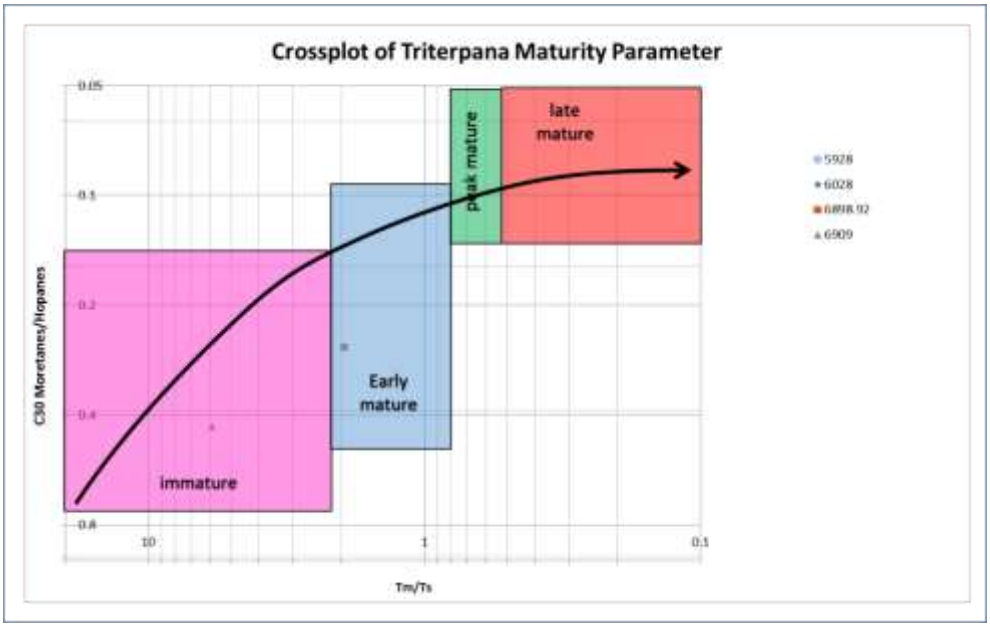
Gambar 8 Perbandingan antara HI dengan %TOC pada sumur YY-1 (Peters dan Cassa, 1997).



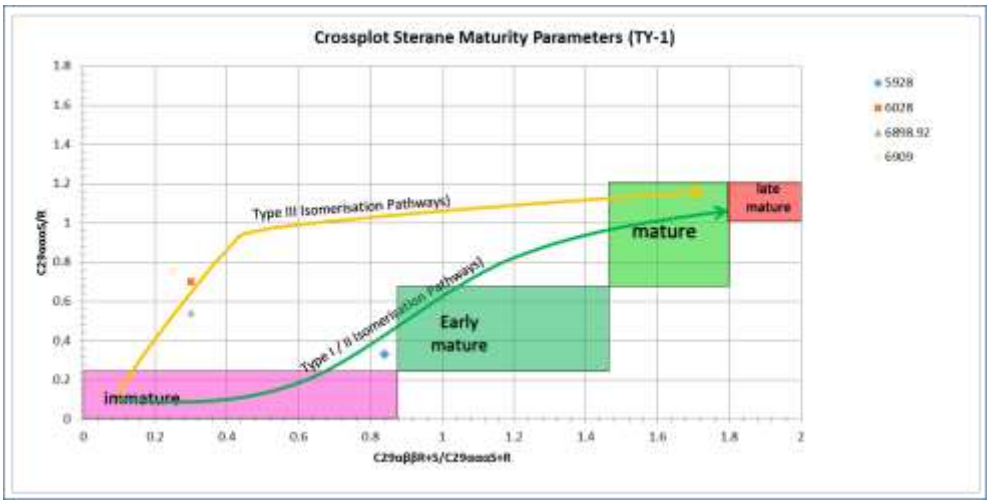
Gambar 9 Perbandingan antara interval kedalaman dengan nilai reflektansi vitrinit pada sumur YY-1 (setelah McKenzie, 1984)



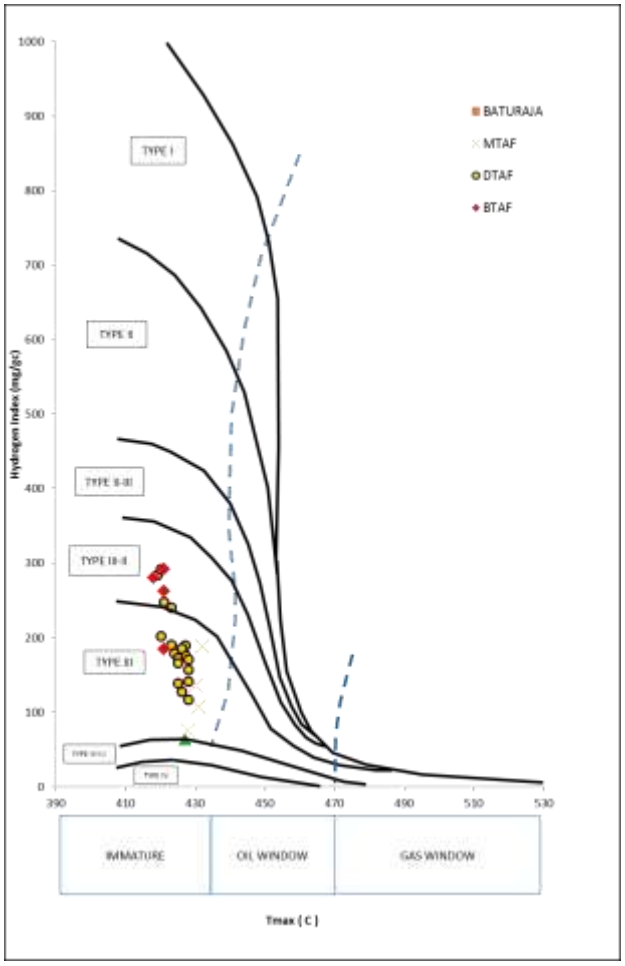
Gambar 10 Perbandingan antara Indeks Hidrogen dengan Suhu Maksimum (Tmaks) pada sumur YY-1 (Modifikasi Diagram Van Krevelen dalam Hunt, 1996)



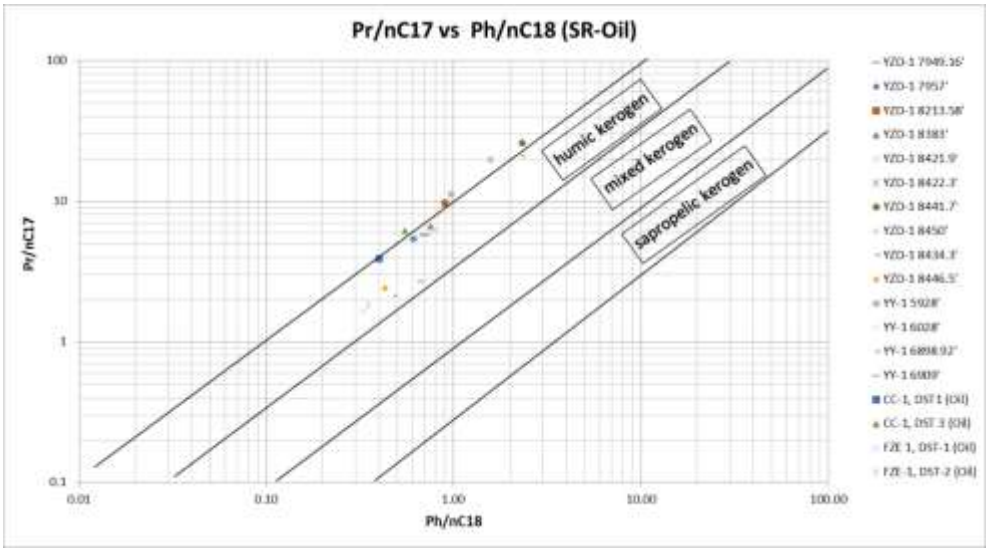
Gambar 11 Perbandingan antara Tm/TS dengan C_{30} Moretana/C_{30} Hopana pada sumur YY-1



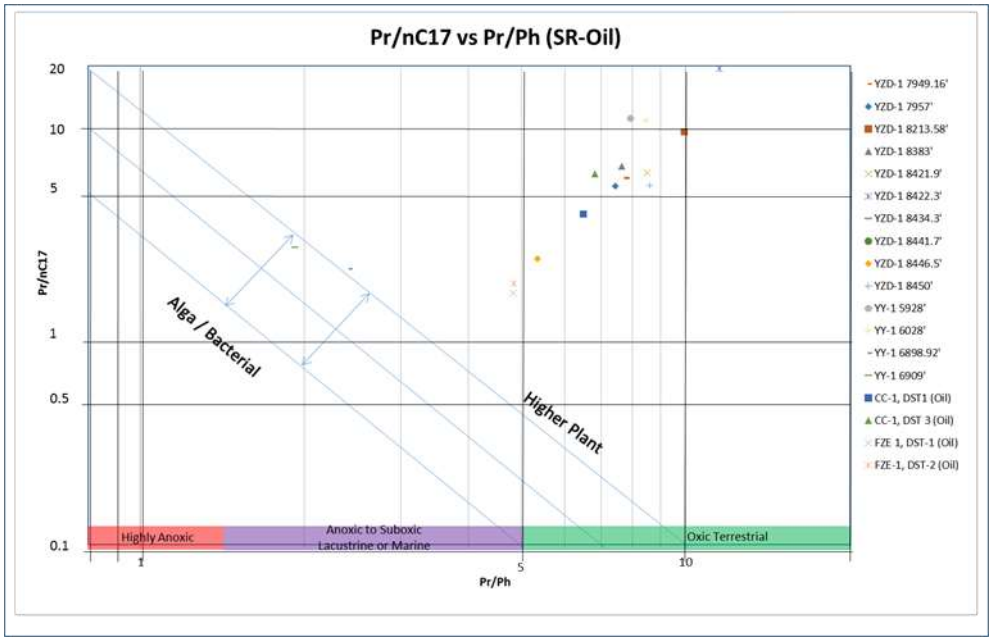
Gambar 12 Perbandingan antara C_{29} αββR+S/ααaS+R dengan C_{29} ααaS/R pada sumur YY-1



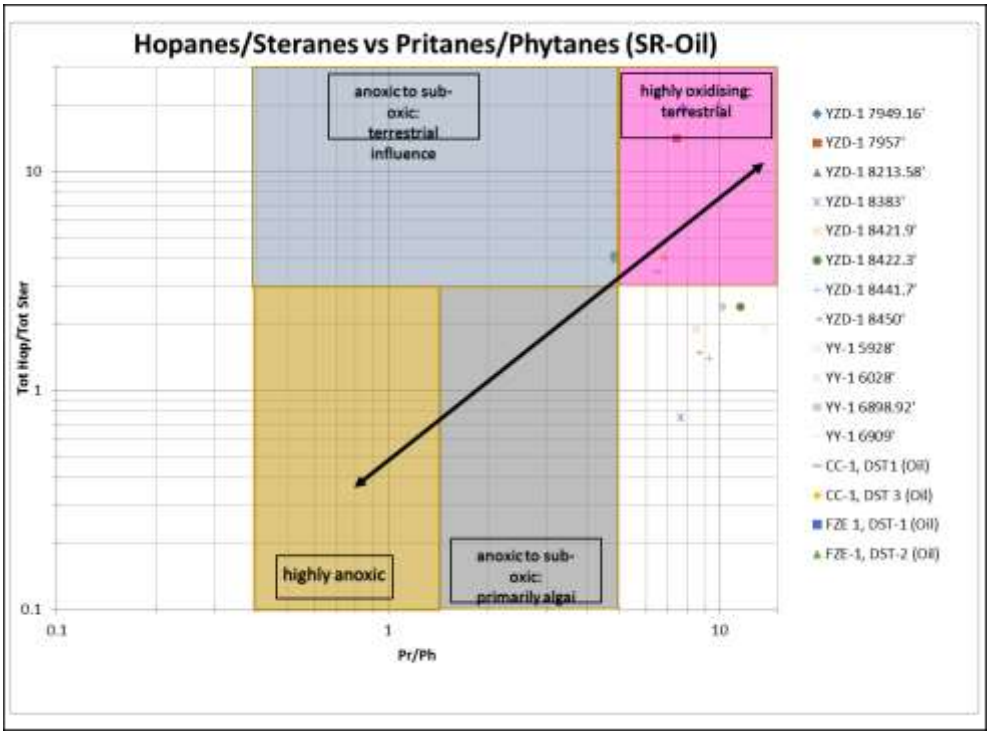
Gambar 13 Perbandingan antara Indeks Hidrogen dengan Suhu Maksimum (Tmaks) pada sumur DZN-1 (Modifikasi Diagram Van Krevelen dalam Hunt, 1996)



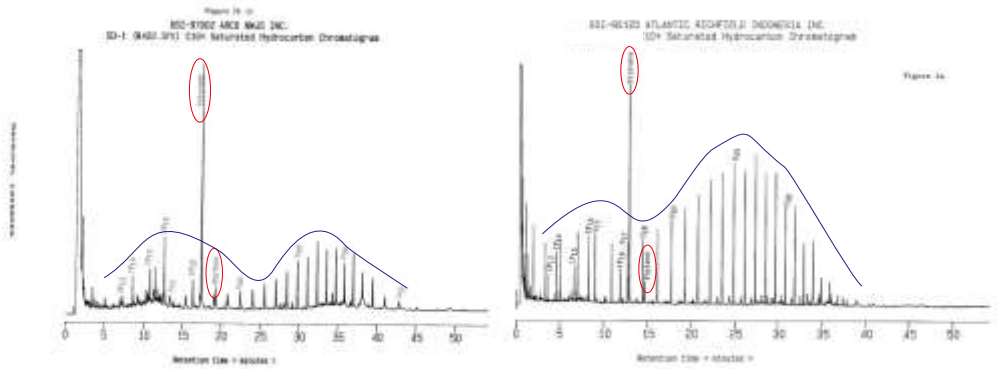
Gambar 14 Perbandingan antara rasio Pr/n-C_{17} dan Ph/n-C_{18} pada sampel batuan induk dan minyak bumi (dalam Hunt, 1996)



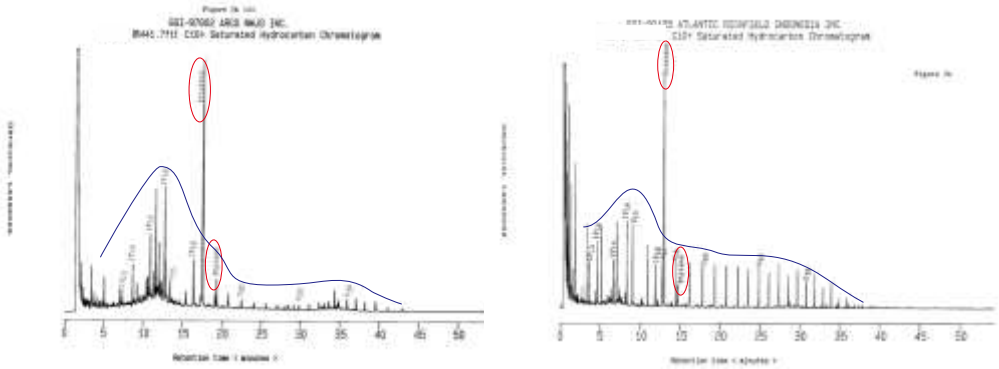
Gambar 15 Perbandingan antara rasio Pr/n-C17dan Pr/Ph pada sampel batuan induk dan minyak bumi (Hwang, 1988)



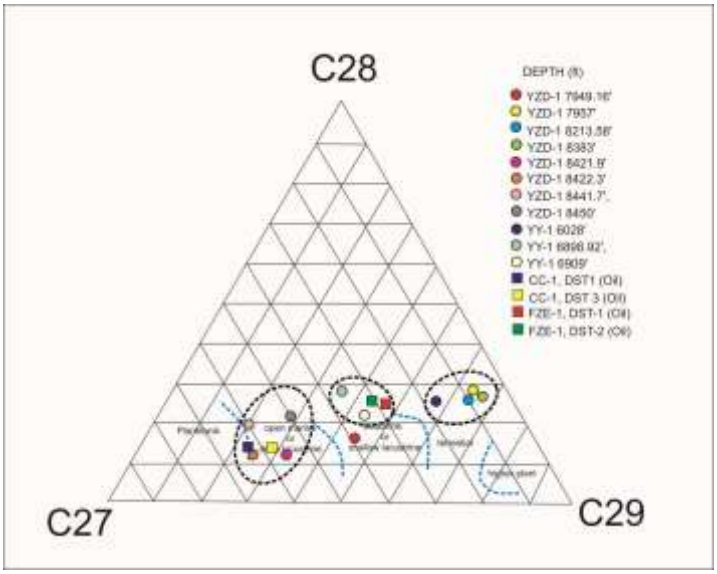
Gambar 16 Perbandingan antara Hopana/Sterana dengan Pr/Ph pada sampel batuan induk dan minyak bumi.



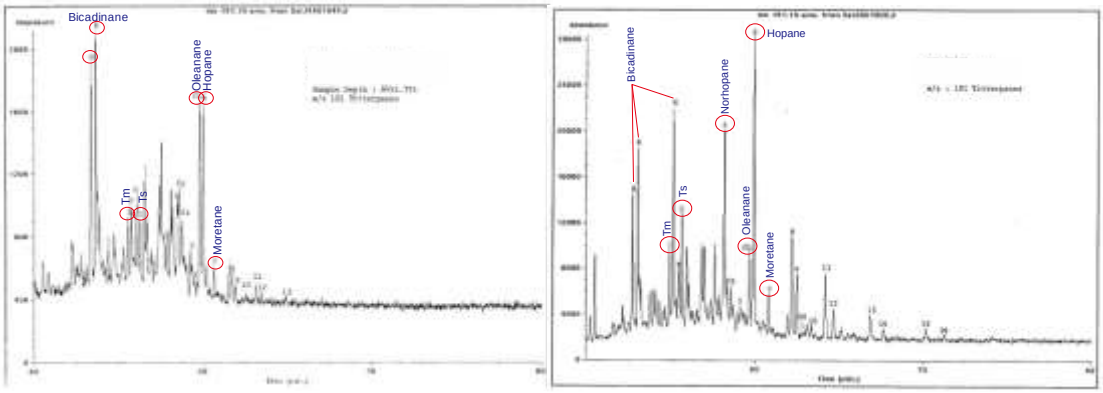
Gambar 17 Biomarker alkana normal dan isoprenoid pada salah satu sampel batuan induk YZD-1 8422.3’ (A) dan sampel minyak CC-1 DST1 (B)



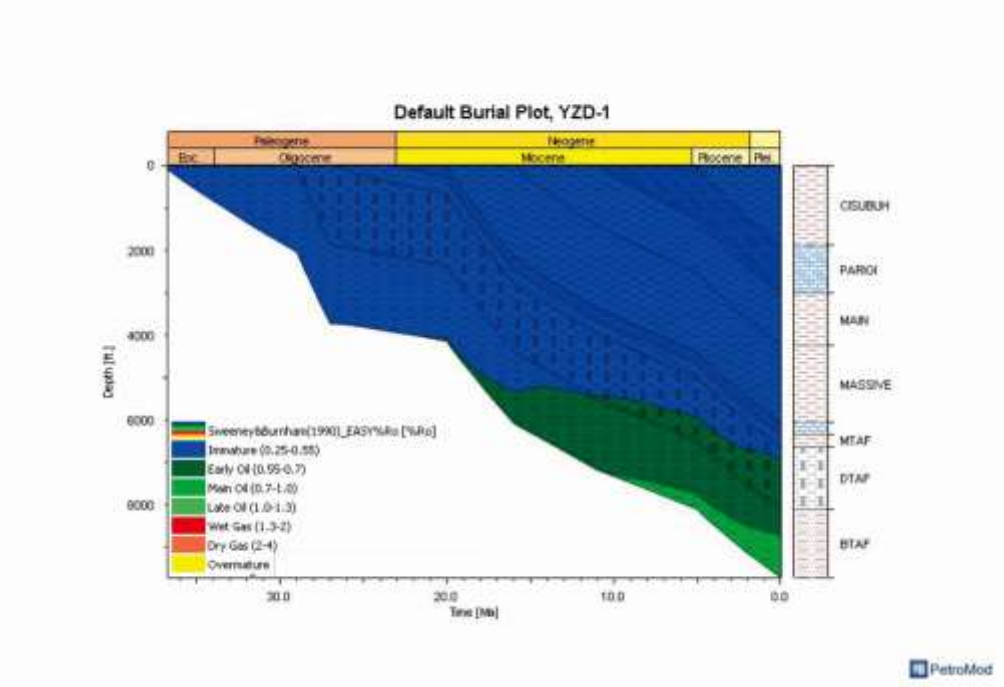
Gambar 18 Biomarker alkana normal dan isoprenoid pada salah satu sampel batuan induk YZD-1 8441.7’ (A) dan sampel minyak CC-1 DST3 (B)



Gambar 19 Diagram segitiga sterana C27, C28, dan C29 pada sampel minyak dan batuan induk (Huang dan Meinschein, 1979)



Gambar 20 Triterpana (m/z 191) pada salah satu sampel minyak bumi (A) dan batuan induk (B)



Gambar 21 Sejarah pemendaman yang terdapat pada sumur YZD-1

Tabel 1 Sifat Fisik Minyak

Oil Sample Name	API Gravity	Wt% Sulphur
CC-1 (DST-1)	35.8	0.17
CC-1 (DST-3)	42.4	0.07
FZE-1 (DST-1)	-	-
FZE-1 (DST-2)	-	-

KETERANGAN
Minyak Ringan (API>31.1)
Minyak Sedang (API 22.3-31.1)
Marin Karbonat (S>1%)
Marin Non Karbonat (S: 0-1%)
Terestrial (S relatif sangat Kecil)