

ANALISIS GEOKIMIA HIDROKARBON LAPANGAN "X" CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Budi Muljana

Laboratorium Stratigrafi, FMIPA, Universitas Padjadjaran

ABSTRACT

South Sumatra Basin belong to back-arc basin that is one of prolific basin. This paper was explained result of analysis of geochemical data for source rocks within "X" field area, south Sumatra Basin. The data was used from shale cutting of four wells, there are KTB-6, KTB-9, KTB-10 and KTB -11. Based on result of analysis was indicated a good TOC value for all of wells, the levels of maturity within KTB-2 and KTB-9 wells more high than two wells other and included on Tipe III, Based on Triangular diagram C-27,C-28,C-29, are setting of depositional environment included on Open marine (facies deltaic) to shelf margin, source of organic material was divided into three major groups of organic facies, there are C, CD and D organic facies, where there was supported by Carbon isotop analysis, source of material organic from non marine oils as well as diagram isoprenoid ratio indicated. Rock units in KTB-9 well could be attacted as reservoir and source rock.

Keywords : South Sumatra Basin, facies

ABSTRAK

Cekungan Sumatera Selatan termasuk kedalam cekungan belakang busur sebagai penghasil minyak dan gas bumi. Paper ini menjelaskan hasil analisis geokimia untuk batuan induk didaerah lapangan "X" cekungan Sumatera Selatan. Data yang digunakan adalah data *shale cutting* dari empat sumur, yaitu KTB-6, KTB-9, KTB-10 dan KTB -11. Berdasarkan hasil analisis tersebut keempat sumur yaitu KTB-6, KTB-9, KTB-10 dan KTB -11 menunjukkan kadar TOC yang baik, tingkat kematangan relatif tinggi dari Sumur KTB-6 dan KTB-9 dibandingkan kedua sumur lainnya dan termasuk pada Tipe III, *Triangular diagram C-27,C-28,C-29* menunjukkan lingkungan pengendapan (paleogeografi) termasuk kedalam *Open marine (facies deltaic)* sampai *shelf margin*; sumber asal material organik terbagi menjadi tiga kelompok besar yaitu organik Facies C, CD dan D yang didominasi oleh material asal darat, hal tersebut didukung oleh data hasil dari karbon isotop analisis yang menunjukkan bahan material organik berasal dari *non marine oils (diagram isoprenoid ratio)*. Sumur KTB-9 dapat bertindak sebagai batuan reservoir dan batuan induk.

Kata kunci : Cekungan Sumatera Selatan, fasies

PENDAHULUAN

Cekungan Sumatera Selatan telah lama dikenal sebagai cekungan penghasil minyak dan gas bumi di Indonesia. Berdasarkan konsep tektonik lempeng cekungan ini termasuk kedalam cekungan belakang busur (*back-arc basin*). Cekungan sedimen yang memungkinkan terbentuknya akumulasi minyak dan gas bumi secara baik.

Salah satu elemen dalam suatu petroleum system adalah keberadaan serta kualitas dari batuan induk. Maka dari itu, analisis geokimia pada lapangan "X", di cekungan Sumatera Selatan didasarkan pada sejauh mana kualitas dari batuan induknya.

METODE ANALISIS DAN DATA

Analisis yang dilakukan meliputi, penentuan kadar TOC, *Rock-Eval pyrolysis Isotop* Stabil karbon dan Kromatografi gas. Berdasarkan pada 4 (empat) macam analisis tersebut diatas maka ditentukan, (1). Batuan induk yang potensial ; (2). Kematangan batuan induk ; (3). Lingkungan pengendapan ; (4). Sumber asal material organik.

Data yang digunakan berupa data geokimia batuan, kromatografi gas dan isotop. Analisis Geokimia dilakukan ini pada 4 (empat) sumur lapangan "X" di Sumatera selatan yaitu, KTB-6, KTB-9, KTB-10 dan KTB-11. Data yang digunakan berupa data

conto batuan yang berupa *cutting* (serbuk pemboran) pada level kedalaman dan minyak bumi. Secara umum litologi penyusun berdasarkan pada deskripsi batuan, didominasi oleh batugamping, batulempung serpih selang-seling batugamping dan batulempung. Analisis Kromatografi gas dilakukan berdasarkan pada nilai TOC yang paling tinggi pada setiap sumur dan pada conto minyak bumi pada sumur KTB-6 dan KTB-9.

Untuk data stratigrafi ditampilkan berdasarkan data *cutting* dari setiap urutan kedalamannya. Hasil yang ditampilkan pada paper ini merupakan hasil interpretasi dari data yang ada.

PEMBAHASAN

Pada dasarnya hasil analisis ditekankan pada kualitas batuan induk berdasarkan tingkat kematangannya, paleogeografi dan lingkungan pengendapan pada saat batuan induk tersebut diendapkan dan tentunya asal dari material organik yang terakumulasi pada batuan induk tersebut.

1. Batuan Induk

Analisis kualitas batuan induk bertujuan untuk mengetahui kandungan senyawa organik dalam batuan tersebut. Proses kimiawi (geokimia) dalam batuan itu dapat merubah komposisi sehingga memungkinkan terbentuknya hidrokarbon. Penentuan kualitas batuan induk ini mengacu pada pada klasifikasi Peters (1986). Hasil analisisnya dapat dilihat pada gambar 1, yang menjelaskan perbandingan dari nilai TOC terhadap kedalaman. Berdasarkan diagram tersebut dapat disimpulkan bahwa faktor kedalaman tidak secara langsung berperan dalam menentukan peningkatan kadar TOC-nya. Contohnya pada *sample* sumur KTB-10 pada bagian yang lebih dalam tidak mencerminkan sebagai batuan induk yang baik. Level kedalaman 1050-1200 m untuk keempat sumur menunjukkan kadar TOC yang sangat baik. Potensi yang baik adalah sumur KTB-6 dengan

kandungan TOC sangat baik pada level yang relatif dangkal.

2. Kematangan

Tingkat kematangan keempat sumur yaitu KTB-6, KTB-9, KTB-10 dan KTB-11 memperlihatkan kecenderungan kandungan bahan organik termasuk kedalam Tipe III (gambar 2). Tingkat kematangan dari keempat sumur ini menunjukkan nilai yang bervariasi. Pada hampir semua *sample* KTB-6 dan KTB-9 relatif telah matang (*Oil* dan *Gas*) sedangkan untuk KTB-11 terdapat dua *sample* yang tidak matang. Tingkat kematangan berdasarkan pada diagram *HI* vs *TOC* (gambar 3) menunjukkan bahwa kandungan organik pada keempat sumur ini pada umumnya termasuk dengan tingkat kematangan yang baik sampai sangat baik.

3. Lingkungan Pengendapan

Berdasarkan pada diagram Triangular C-27,C-28,C29 (gambar 4) semua *sample* batuan pada keempat sumur termasuk kedalam lingkungan *open marine* yang berbatasan dengan zone *Bay or Estuarine*. Kemungkinan lingkungan pengendapannya mulai pada zone *delta* dengan facies *delta plain*. Hal tersebut diindikasikan dengan keterdapat endapan batubara (karbonan) yang bersisipan dengan batulempung menyerpih sampai munculnya batuan karbonat pada zona paparan. Dari urutan ketiga sumur KTB-11, KTB-10, KTB-9 menunjukkan pola *retrograsi* yang berlanjut menjadi *progadasi*. Sedangkan hubungannya dengan sumur KTB-6 tidak dapat ditentukan secara pasti akan tetapi kemungkinan adanya kontak ketidakselarasan yang dapat berupa sesar pada korelasi antara sumur KTB-6 dengan KTB-9 (gambar 5).

4. Sumber asal Material organik

Grafik pada gambar 6 mengenai organik facies terdapat 3 (tiga) kelompok besar dari kumpulan *sample* batuan. Kelompok facies organik pertama adalah organik facies C, yaitu

pada endapan yang terbentuk pada *marine* dan *shelf margin* dengan material organiknya didominasi tumbuhan asal darat berupa tanaman keras. Hasil rombakan tumbuhan asal darat ini umumnya dapat membentuk batubara. Pada kelompok ini terjadi degradasi *hydrogen-rich maceral* seba-gai akibat dari pencampuran antara *hydrogen-rich* dan *hydrogen-poor maceral*. Organik facies C ini dapat ditemukan pada facies endapan *coal-forming swamp*, *deltaic deposits*, dan *bioturbated marine mudstones*. Kait-an antara perubahan sea level dengan mekanisme pengendapannya, maka tipe endapan ini berhubungan dengan mekanisme *transgressive* yang merupakan awal dari *higstand systems tracts*. Akibat yang terjadi adalah komponen kerogen yang berbeda dapat terendapkan secara bersama-sama.

Kelompok facies organik kedua adalah organik facies CD dicirikan dengan terjadinya *heavily oxidized* dan frekwensi yang tinggi dari transportasi *terrestrial organic matter* pada lingkungan yang oksidasi. *Organic matter* ini merupakan hasil rombakan yang dapat terjadi beberapa kali pada sedimen yang ada sebelumnya.

Kelompok facies organik ketiga termasuk kedalam organik facies D mengandung *highly oxidized organic matter* yang menggambarkan bagian dari *charcoal*, *recycled terrestrial material* dan *thermally postmature*. Komponen-komponen tersebut sebagian besar berasal dari *woody component* yang terendapkan kembali pada batuan dengan porositas yang tinggi. Tipe organik facies ini terjadi pada kondisi *progradasi* sedimen yang berasosiasi dengan *higstand sea level* dan berlanjut pada mekanisme *redeposited* sedimen secara *lowstand*. Seringkali tipe organik facies ini ditemukan pada *fluvial environment*, *offshore toes* dari bagian delta dimana *organic carbon* telah mengalami *resedimentasi*. Untuk di daerah penelitian ditafsirkan kelompok facies organik ini pada lingkungan delta.

5. Isotop Karbon

Data isotop karbon (gambar 7) hasil *ploting* kandungan bahan organik menunjukkan sebagian besar (sumber pembentuk hidrokarbon) berasal dari lingkungan *non marine oils* atau lingkungan asal darat.

Kombinasi dari *isoprenoid* dan *n-alkane* data memberikan informasi pada proses *biodegradasi*, *maturity* dan kondisi *diagenetik* terjadi pada saat material organik ini diendapkan. *Trend* tingginya *rasio Pr/Py* sebagai petunjuk kondisi kandungan oksigen yang naik pada level dibawah permukaan air sepanjang garis *depositional environment*. Hal tersebut dapat dilihat pada gambar 8 dimana pada sumur KTB-9 telah terjadi proses *biodegradasi* yang dominan berbeda dengan sumur KTB-11 yang hanya menunjukkan kenaikan tingkat kematangan saja. Sedangkan pada sumur KTB-10 dan sumur KTB 6 kondisi *oksidasi* dan *reduksi* terjadi dalam mekanisme yang setimbang.

6. Kromatografi Gas

Data kromatografi dari keempat sumur pada level kedalaman tertentu dengan kandungan TOC yang tertinggi dan sample berupa *cutting shale* menunjukkan suatu pola yang relatif sama. Hal tersebut juga diperlihatkan oleh *rasio Pr/Py* < 1 menandakan lingkungan oksidasi (gambar 9). Perbandingan nilai dari *n-alkana* ganjil dan genap pada *nC₂₀-nC₃₆* dimana puncak *n-alkana* ganjil relatif lebih tinggi dibandingkan dengan yang genap menandakan tingkat kematangan yang baik. Selanjutnya dominasi pada *nC₁₃-nC₂₀* menunjukkan kandungan material organik berasal dari organisme *marine*, (bukan material organik asal darat). Banyaknya kontaminasi dari aktifitas bakteri yang terbawa pada saat transportasi sedimen asal daratan yang menyebabkan hal tersebut. Untuk analisis kromatografi gas dari sample minyak bumi pada sumur KTB-6 dan sumur KTB 9, menunjukkan bahwa kedua sumur ini cukup potensial sebagai reservoir

hidrokarbon. Ditunjukkan dengan nC_{20} - nC_{36} rasio dengan memperlihatkan pola kematangan yang baik sebagai reservoir hidrokarbon sekaligus sebagai batuan induk.

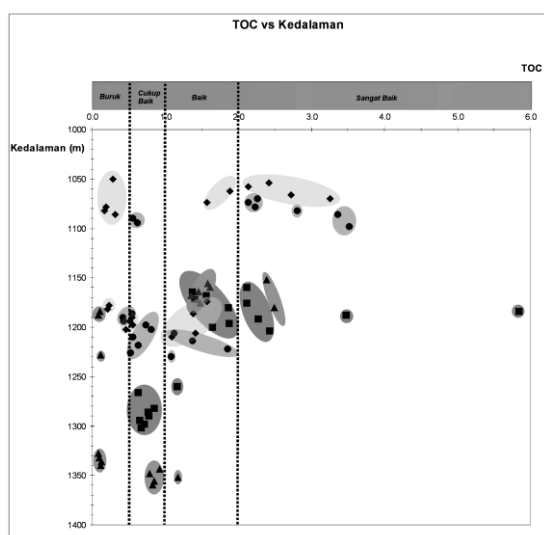
KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diambil dari hasil analisis data geokimia, kromatografi gas dan isotop sebagai berikut empat sumur yaitu KTB-6, KTB-9, KTB-10 dan KTB-11 menunjukkan kadar TOC yang baik, tingkat kematangan sumur KTB-6 dan sumur KTB-9 relatif telah matang dibandingkan dengan dua sumur lainnya dan termasuk pada Tipe III, lingkungan pengendapan berdasarkan *Triangular diagram* C-27, C-28, C-29 termasuk kedalam lingkungan *Open marine* pada facies delta sampai *shelf margin*, sumber asal material organik terbagi menjadi tiga kelompok besar yaitu organik Facies C, CD & D, umumnya termasuk kedalam material asal darat, hasil dari analisis karbon isotop

menunjukkan bahwa bahan material organik berasal dari *non marine oils* yang hampir sama dengan yang ditunjukkan dengan diagram *isoprenoid ratio* dan yang terakhir adalah sumur KTB-9 dapat berfungsi sebagai *reservoir* dan juga sebagai batuan induk.

DAFTAR PUSTAKA

- Waples, D., W., 1945, *Geochemistry in Petroleum Exploration*, International Human Resources Development Corporation, Boston
- Merrill, R., K., 1991, *Source and Migration Process and Evaluation Techniques*, AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, 74101
- Miles, J., A., 1989, *Illustrated Glossary of Petroleum Geochemistry*, Oxford Science Pub.
- Bordenave, M., L., 1993, *Applied Petroleum Geochemistry*, Editions Technip, 27 Rue Ginoux 75737 Paris Cedex

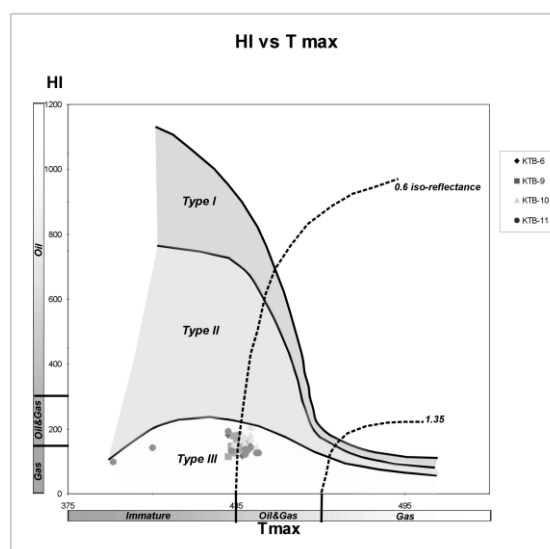


Keterangan :

1. Segitiga (hijau): KTB-10
2. Bulat (kuning) : KTB-11
3. Bujur sangkar (merah muda) : KTB-9
4. Belah ketupat (Biru): KTB-6

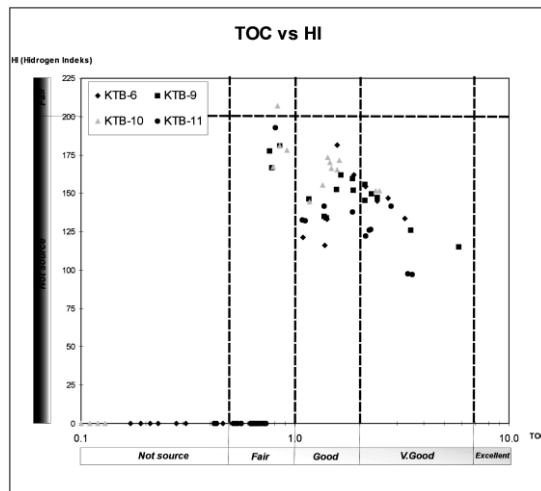
Gambar 1.

Kandungan Material Organik (TOC) terhadap faktor kedalaman

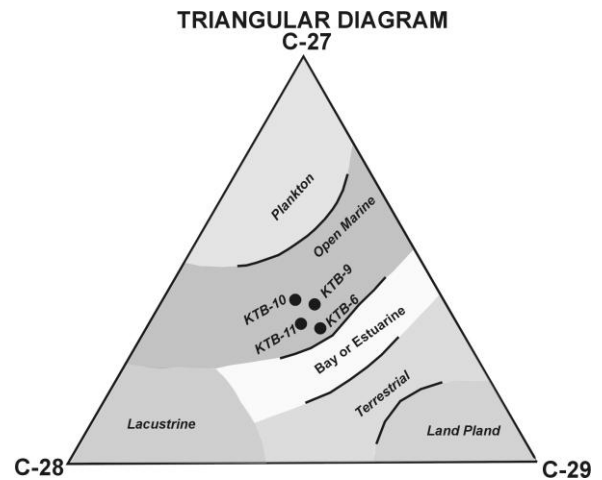


Gambar 2.

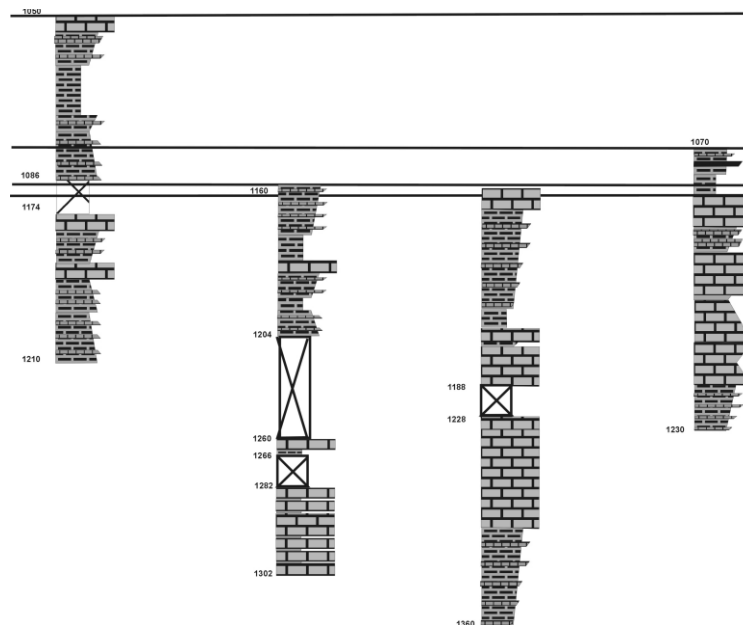
Diagram HI (Hydrogen Index) terhadap T max



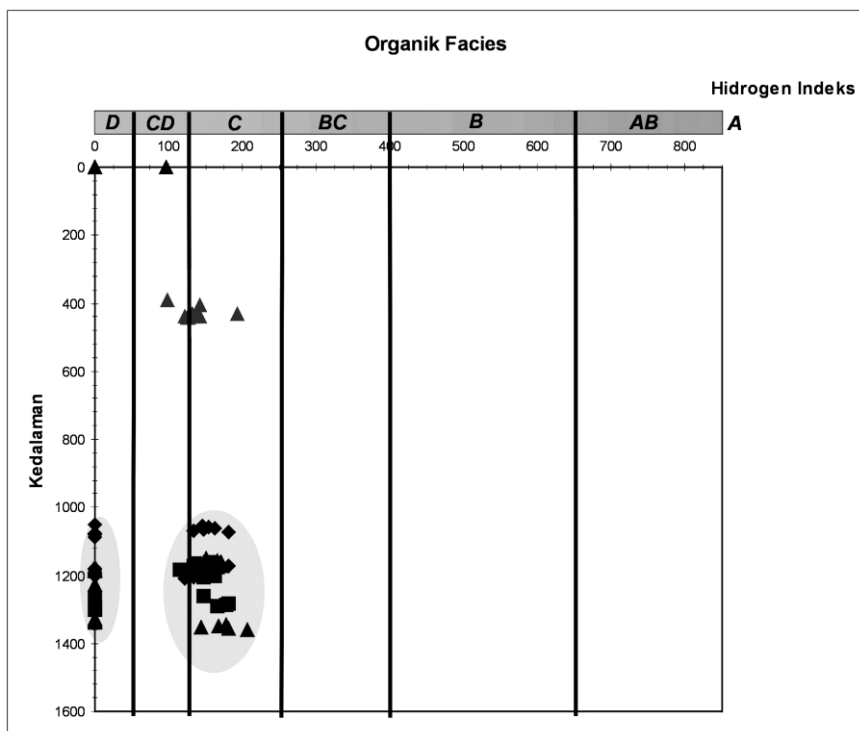
Gambar 3.
Diagram HI (*Hydrogen Index*) terhadap
TOC



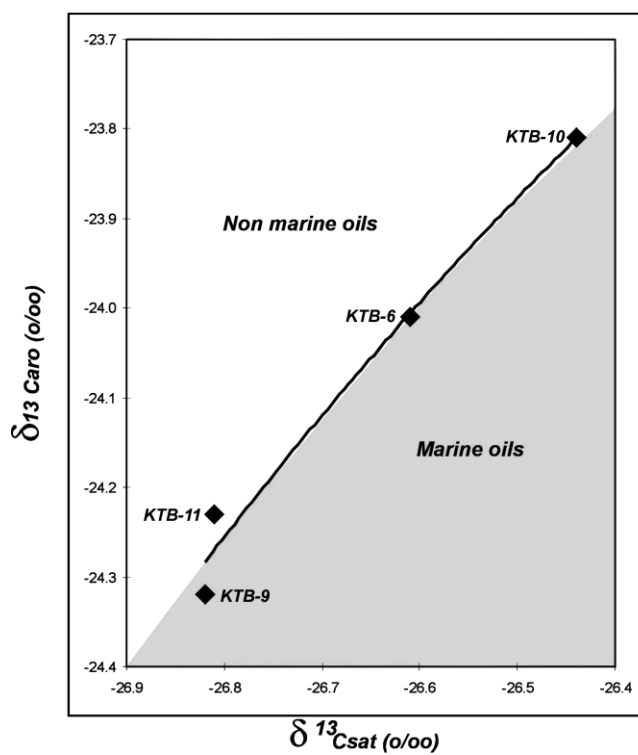
Gambar 4. Triangular Diagram



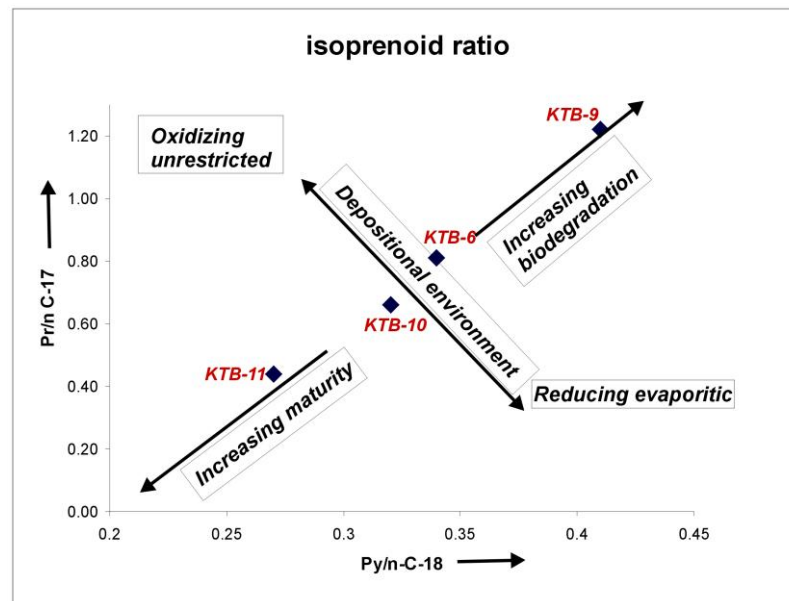
Gambar 5.
Kolom Stratigrafi. Dari kiri-kekanan KTB-6,KTB-9, KTB-10 dan KTB-11



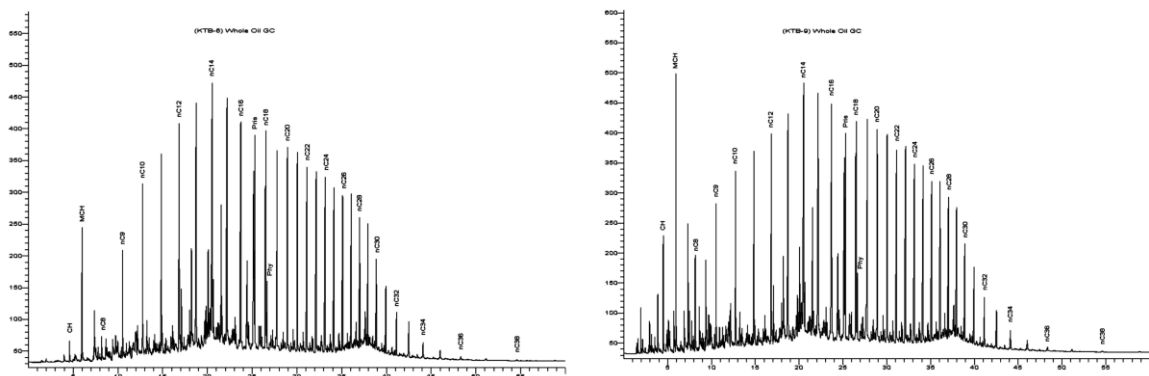
Gambar 6. Organic Facies



Gambar 7. Isotop Diagram



Gambar 8. Isoprenoid ratio



Gambar 9. Kromatografi gas *whole hidrocarbon* Sumur KTB-6 dan KTB-9