

Geokimia Minyak & Gas Bumi

Geokimia Minyak & Gas Bumi merupakan aplikasi dari ilmu kimia yang mempelajari tentang asal, migrasi, akumulasi serta alterasi minyak bumi (John M. Hunt, 1979).

Petroleum biasanya juga diartikan minyak dan gas bumi yang memiliki komposisi kimia berupa Carbon dan Hidrogen. Komposisi kimia ini dihasilkan dari proses pembusukan (dekomposisi) serta kematangan termal material organik.

Material organik tersebut berasal dari tumbuhan dan algae. Material organik ini ketika mati segera diendapkan. Akibat adanya suhu, tekanan serta waktu yang cukup, komponen tumbuhan dan algae teralterasi menjadi minyak, gas dan kerogen. Kerogen dapat dianggap sebagai material padat sisa tumbuhan.

Shale dan Limestone yang mengandung material organik disebut sebagai *source rock* karena batuan tersebut merupakan batuan sumber untuk menghasilkan minyak & gas bumi.

Analisis Geokimia dalam dunia perminyakan tersebut bertujuan untuk :

- a. Untuk mengidentifikasi source rock dan menentukan jumlah, tipe, dan tingkat kematangan material organik
- b. Mengevaluasi perkiraan kapan migrasi minyak & gas bumi dari source rock
- c. Memprediksi jalur migrasi
- d. Korelasi komposisi minyak & gas bumi yang berada di dalam reservoir, rembesan (seeps) untuk mengetahui keberadaannya.

Kebanyakan analisis geokimia menggunakan isotop stabil ; analisis hidrokarbon untuk material organik yaitu dengan Gas Chromatography (GC) dan Gas Chromatography – Mass Spectrometry (GC-MS) ; indikator kematangan menggunakan Vitrinite Reflectance (%Ro) ; pirolisis dan analisis ; tipe kerogen.

Rock Eval Pyrolysis

Rock Eval Pyrolysis digunakan untuk mengidentifikasi tipe dan kematangan material organik serta untuk mendeteksi kandungan minyak/gas dalam batuan sedimen. REP dilakukan dengan menggunakan Delsi-Nermag Rock Eval II Plus TOC.

Sampel yang dipilih untuk analisis REP yaitu sampel yang sebelumnya dihancurkan kemudian dikeringkan. Metode REP terdiri dari pemanasan temperatur (oven) pada suhu atmosfer inert (helium) dan sampel 100 mg untuk menentukan :

- a. Hidrokarbon bebas di dalam sampel
- b. Senyawa hidrokarbon dan oksigen yang menguap sejak proses cracking material organik di dalam sampel (kerogen)

Program temperatur oven pada analisis Pyrolysis adalah sebagai berikut :

- a. Selama 3 menit oven dipanasi pada suhu 300 degC, hidrokarbon bebas menguap dan diukur sebagai puncak S1
- b. Kemudian temperatur dinaikkan lagi dari 300 degC – 550 degC (pada 25 degC/min). Ini merupakan fase penguapan komponen hidrokarbon berat (> C40) dan juga proses cracking material organik yang tidak menguap. Hidrokarbon yang dikeluarkan tersebut diukur sebagai puncak S2.
- c. Temperatur pada puncak S2 tersebut merupakan temperatur pematangan kerogen yang disebut T maximum.
- d. CO₂ yang dikeluarkan dari kerogen terperangkap pada temperatur (300-390) degC. Perangkap tersebut dipanaskan dan CO₂ dilepaskan dan dideteksi oleh TCD sejak proses pendinginan oven pyrolysis (puncak S3)

S1 = total hidrokarbon bebas (gas & minyak) di dalam sampel (dalam milligram hidrokarbon per gram batuan). Jika S1 > 1 mg/g, kemungkinan mengindikasikan oil show. S1 secara normal meningkat paralel terhadap kedalaman. Kontaminasi sampel dengan fluida drilling dan lumpur dapat memberikan nilai yang tidak normal terhadap nilai S1.

S2 = total hidrokarbon yang dihasilkan melalui cracking termal material organik yang tidak menguap. S2 merupakan indikasi kuantitas hidrokarbon batuan yang memiliki potensial menghasilkan hidrokarbon melalui penguburan dan pematangan. Parameter ini secara normal menurun dengan kedalaman penguburan > 1 km.

S3 = total CO₂ (dalam milligram CO₂ per gram batuan) yang dihasilkan selama pyrolysis kerogen. S3 merupakan indikasi total oksigen di dalam kerogen dan digunakan untuk menghitung Oksigen Indeks. Kontaminasi sampel dideteksi jika nilai S3 yang diperoleh tidak normal. Konsentrasi karbonat tinggi yang dirusak pada suhu lebih rendah dari 390 degC juga akan menyebabkan nilai S3 yang lebih tinggi dari yang diharapkan.

Tmax = temperatur maksimum untuk melepas hidrokarbon dari proses cracking kerogen yang terjadi selama pyrolysis (puncak S2). Tmax merupakan indikasi tahapan pematangan material organik.

Peralatan RE II juga dapat digunakan untuk menentukan TOC dari sampel oleh proses oksidasi (pada suhu 600 degC) pada material sampel sisa setelah proses pirolisis (carbon organik sisa). Tipe dan kematangan material organik dalam source rock dapat diidentifikasi dari data REP.

HI = hidrogen indeks ($HI = \{100 \times S2\}/TOC$). HI merupakan parameter yang digunakan untuk menjelaskan asal material organik. Organisme laut dan alga secara umum adalah organik yang kaya lipid dan protein, dimana H/C lebih tinggi daripada karbohidratnya tumbuhan darat. Nilai HI biasanya antara 100-600 pada satu sampel.

OI = Oksigen Indeks ($OI = \{100 \times S3\}/TOC$). OI adalah parameter yang dikorelasikan dengan rasio O/C dimana nilainya tinggi pada tumbuhan darat dan material organik inert sebagai penciri sedimen laut. Nilai OI berkisar antara 0-150.

PI = produksi indeks ($PI = S1/\{S1+S2\}$). PI digunakan untuk menjelaskan level perkembangan material organik.

PC = pyrolyzable carbon ($PC = 0.083 \times [S1 + S2]$). PC corresponds to carbon content of hydrocarbons volatilized and pyrolyzed during the analysis.

Kematangan material organik dapat dilihat dari :

- a. Lokasi HI dan OI te

- b. Kisaran Tmax. Tmax = (400-430) degC menunjukkan material organik **belum matang (immature)** ; Tmax = (435-450) degC menunjukkan **zona oil (matang)** ; Tmax > 450 degC menunjukkan **zona overmature**.

Source Rock, Tipe Kerogen, dan Potensial Hidrokarbon

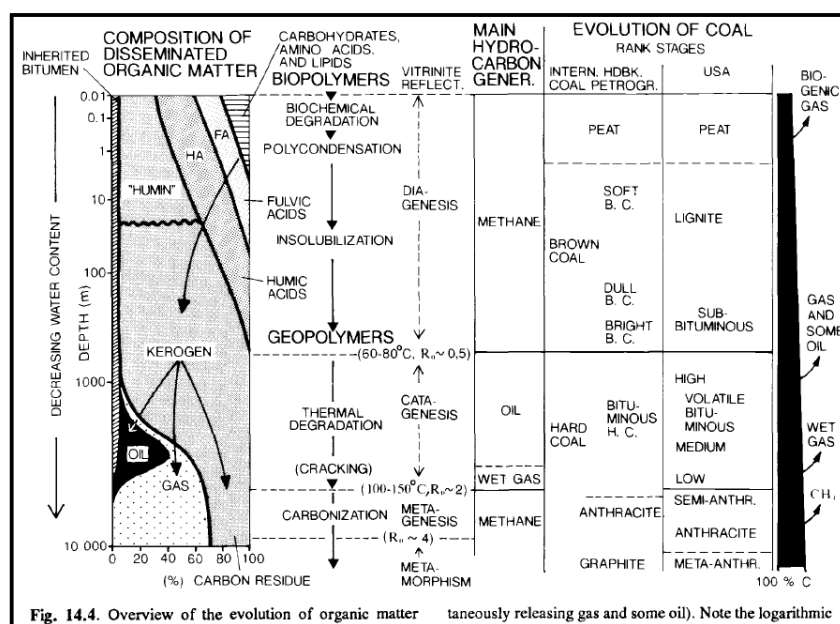
Source Rock

Source rock HC merupakan sedimen berukuran butir halus (fine grain) yang secara alami sudah menghasilkan, sedang menghasilkan, atau akan menghasilkan cukup HC membentuk suatu akumulasi minyak dan gas bumi (Brooks et al. 1987).

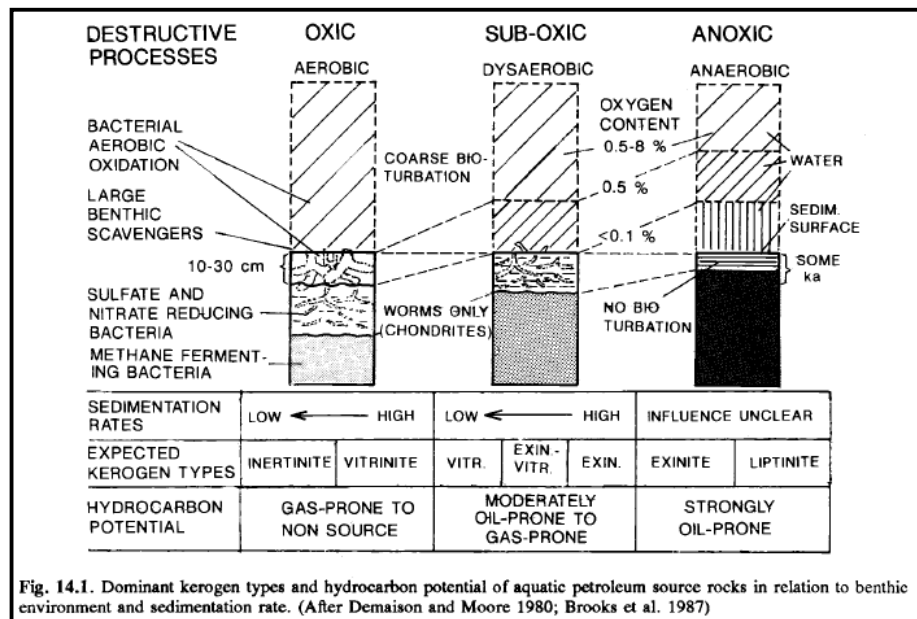
Shale dan **Coal** memiliki kandungan organik yang tinggi dan menjadi hal yang menarik secara ekonomi. Sebaliknya, source rock HC mengeluarkan hanya sedikit minyak dan gas bumi per unit volume batuan yang terakumulasi dalam batuan reservoir. Pengawetan material organik tersebut merupakan suatu fungsi kandungan oksigen, tingkat sedimentasi, dan intensitas kehidupan bentonik. Menurunnya tingkat oksigenasi dan aktifitas bentonik menyebabkan meningkatnya tingkat fermentasi metana oleh bakteri. Akibatnya ada banyak atau sedikit material organik yang tersimpan di dalam sedimen.

Tipe Kerogen

Ketika terkubur dan dengan bertambahnya temperatur, material organik mengalami beberapa reaksi geokimia mulai dari **biopolymer** hingga **geopolymer** (Fig.14.4)



Komposisi kerogen pada beberapa source rock dikontrol oleh beberapa proses berikut (Fig.14.1)



Tingkat sedimentasi yang rendah pada kondisi oksidasi lebih menghasilkan inertinite, dan sebaliknya pada kondisi anoxic (reduksi) lebih menghasilkan liptinite yang kaya H.

Material organik pada source rock HC dibagi dalam 2 kelompok :

1. Bitumen : material organik larut yang hanya sedikit menunjukkan total TOC
2. Kerogen : material organik yang tidak larut yang lebih menunjukkan total TOC

Beberapa tipe Kerogen :

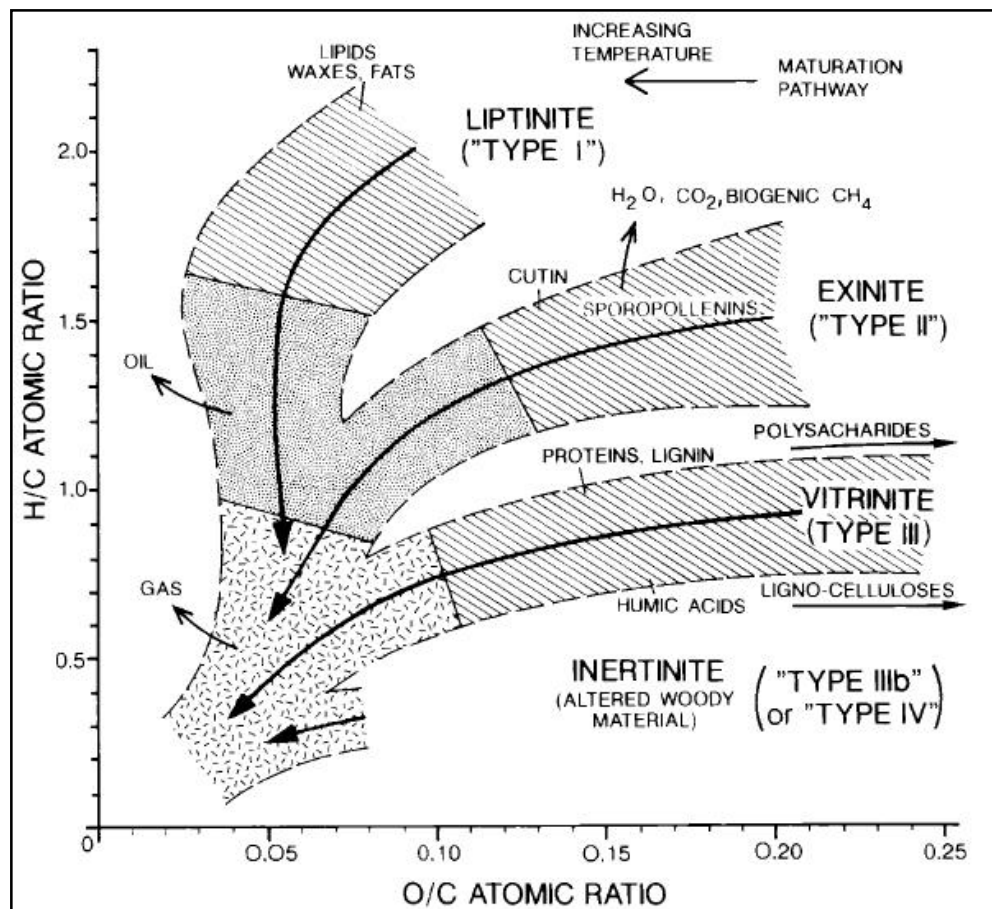
- a. Tipe Liptinite (tipe I Kerogen), berasal dari lipid alga setelah mengalami degradasi oleh bakteri, alterasi oleh proses dekomposisi, kondensasi dan polimerisasi. Endapan yang kaya liptinite dicirikan oleh warna gelap, laminasi, dan kaya akan TOC. Liptinite ini terbentuk di danau dan lagoon, tetapi liptinite juga banyak dalam lingkungan laut. Liptinite relatif kaya akan Hidrogen dan punya rasio H/C yang tinggi ; memiliki kandungan oksigen yang rendah dan rasio O/C yang rendah.
- b. Tipe Exinite (tipe II Kerogen), berasal dari membran tumbuhan seperti spora, pollen, kutikula daun, dsb. Tumbuhan tersebut bukan hanya bukan hanya hidup di darat, swamp

yang nantinya akan menghasilkan coal, akan tetapi bisa juga hidup di danau maupun di laut (ex : dinoflagellata dan phytoplankton). Exinite memiliki kandungan H atau H/C yang tinggi (lebih rendah dari Liptinite) dan kandungan O atau O/C yang relatif menengah. Kebanyakan sedimen laut dan source rock mengandung campuran liptinite, exinite dan vitrinite. Exinite berpotensi untuk menghasilkan oil, condensate dan wet gas.

- c. **Tipe Vitrinite (tipe III Kerogen)**, berasal dari kayu tumbuhan (woody plant) yang terdegradasi. Vitrinite memiliki kandungan H atau H/C yang rendah, akan tetapi memiliki O/C yang tinggi. Kerogen ini merupakan komponen utama dari batubara (coal). Vitrinite ini bisa juga terjadi di laut dan di danau. Vitrinite tersebut sangat berpotensi untuk menghasilkan gas, akan tetapi bisa juga oil dan kondensat dalam juga yang terbatas.
- d. **Tipe Inertinite (tipe IV Kerogen)**, berasal dari tumbuhan yang teralterasi kuat, rombakan material organik. Karena proses oksidasi dan karbonisasi yang tinggi, kandungan H atau H/C menjadi sangat rendah. Batuan yang mengandung Inertinite ini kenyataannya tidak berpotensi untuk menghasilkan oil maupun gas.

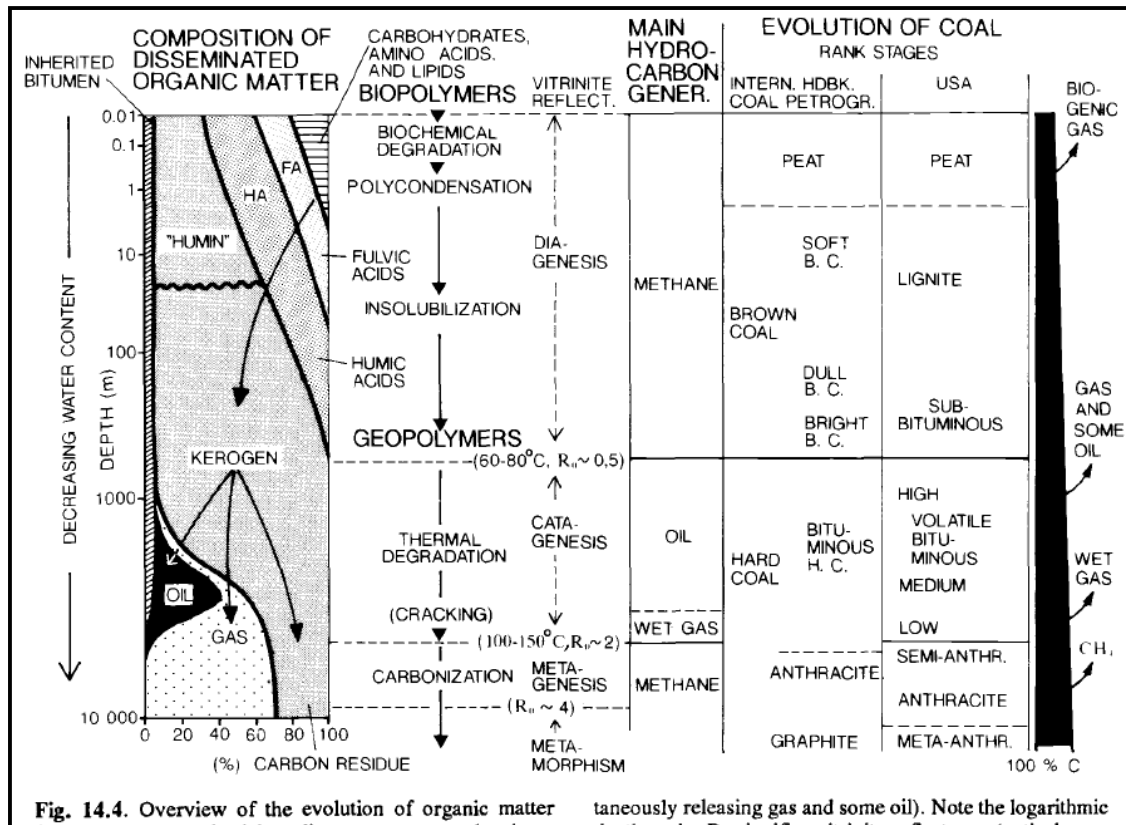
van Krevelen Diagram

Diagram van Krevelen dibuat berdasarkan pada perbandingan beberapa tipe komponen kerogen yaitu C, H, dan O. Diagram ini lebih berguna pada material organik yang belum matang (immature). Kematangan meningkat dengan meningkatnya temperatur dan burial depth. Tipe kerogen yang kaya akan C, dan miskin akan H dan O dikarenakan adanya proses pelepasan H₂O, CH₄ dan beberapa hidrokarbon lainnya.



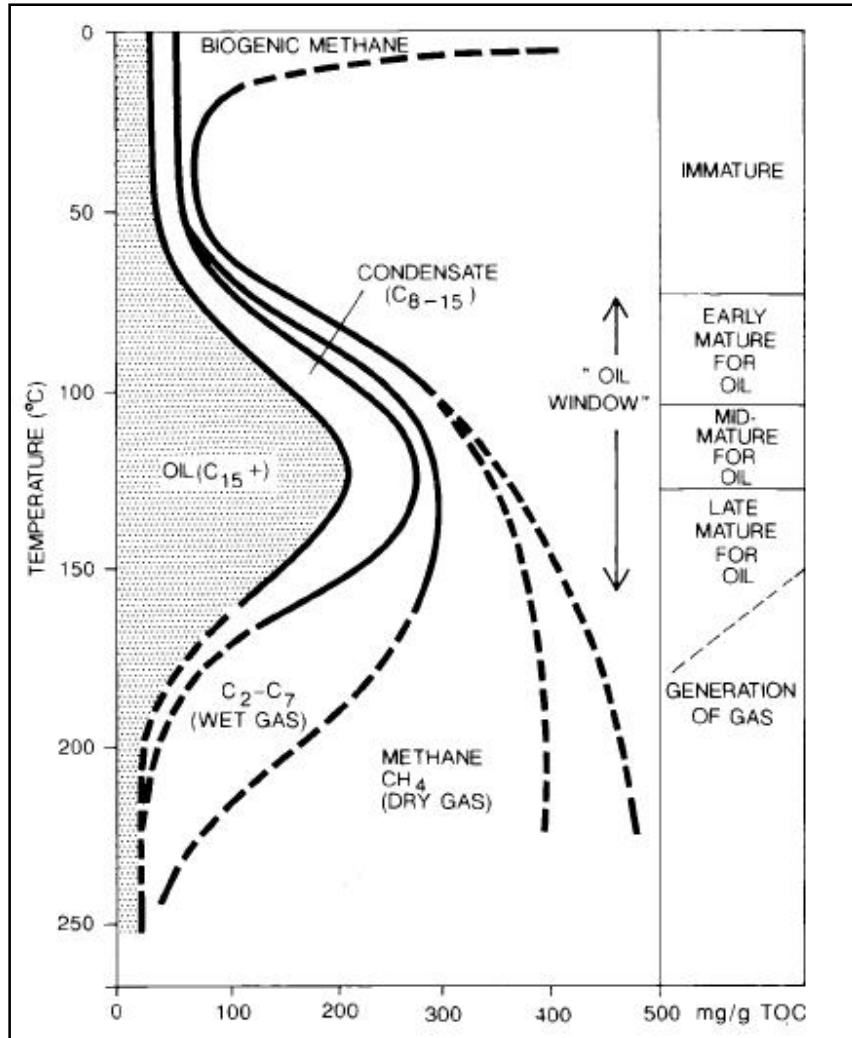
Generation of Hydrocarbons (proses pembentukan hidrokarbon)

Proses evolusi material organik dari proses **biopolymer** menuju **geopolymer** dengan pertambahan burial depth seperti terlihat dibawah ini :



Proses evolusi dimulai dengan **diagenesis**, proses ini diakhiri dengan ekstrak asam humic dengan segera. Pada proses **katagenesis**, kerogen dikonversikan menjadi hidrokarbon. Proses ini merupakan zona oil dan wet gas generation (oil kitchen). Proses evolusi batubara (coal) hingga bituminous coal akan melepaskan gas dan oil. Pada proses selanjutnya yaitu **metagenesis**, source rock dan hard coal sebagian besar melepaskan gas. Pada source rock yang mengandung oil, residu yang kaya akan C disebarluaskan pada shale, sedangkan deposit karbon akan membentuk **Antracit** dan kemudian akibat proses metamorfisme membentuk **grafit**.

Hubungan antara kematangan kerogen dengan temperatur dan kedalaman serta pelepasan material organik dan generasi hidrokarbon :



1. Pada shallow depth, material organik yang tidak matang melepaskan hanya biogenic gas (gas methane) yang dihasilkan dari fermentasi bakteri serta sebagian kecil hidrokarbon berat.
2. Kemudian pada tahap mid-mature (setengah matang-matang), sejumlah besar oil dihasilkan dalam temperatur antara 60 degC to 80 degC dan 120 degC to 150 degC.