

BÖLÜM IV

PETROL OLUŞUMUNDA JEOTERMAL GRADYAN VE ISI AKISININ ÖNEMİ

Tarifler :

Daha önce sıcaklığın ve jeotermal gradyanın petrol oluşumundaki önemine kısaca değinilmiştir.

Jeotermal gradyan (Geothermal Gradient) :

Yeryüzünden yerin derinliklerine doğru inildiğinde sıcaklık artmaktadır. Birim derinlikteki sıcaklık artış miktarına jeotermal gradyan denir. Jeotermal gradyan birimi $^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, $^{\circ}\text{C}/\text{Km}$, $^{\circ}\text{F}/100\text{ m}$, $^{\circ}\text{F}/\text{Km}$ olarak ifade edilebilir.

Jeotermal gradyan, bulunan yerin jeolojik yapısı ve sedimanların litolojisine göre değişiklik gösterir (Lysak, 1970). Sedimanların litolojisindeki önemli değişiklikler jeotermal gradyan eğrisi üzerinde görülebilir.

Yeryüzünün ortalama gradyanı $1.4\ ^{\circ}\text{F}/100\text{ m}$, dir. Bu değer jeotermal sahalarda artışlar gösterir. Örnek verecek olursak, İmperial Valley (A.B.D.) de $65.4\ ^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, dir. İtalya'daki Larderello sahasında $80\ ^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,dir. Jeotermal gradyan yanında kullanılan diğer bir terimde jeotermal adımdır (Geothermal step). Bu $1\ ^{\circ}\text{C}$ sıcaklık artışı için gerekli olan derinliktir ve $\text{m}/^{\circ}\text{C}$ olarak ifade edilir.

Isı Akısı (Heat Flow) :

Yer kabuğunun derinliklerine doğru gidildikçe sıcaklık artar, yerin merkezinden dış kısma yani kabuğa doğru bu ısının (enerji) yayılması olur. Buna ısı akısı denir (Lysak, 1970; Klemme, 1975). Yer derinlikle-

rinden gelen bu enerji yüzeye ordan da atmosfere dağılır. Denizlerde ise deniz suyuna verilir.

Isı akısının birimi micro-cal/cm².san. veya kısaltılmış şekli HFU (Heat Flow Unit) dir. Yeryüzünün normal ısı akısı $1.5 \pm 10\%$ HFU dur (Lee ve Uyeda, 1965; Elder, 1965). Isı akısı değerleri 0-3 HFU arasında yayılırsa "Normal alanlar", 3 den büyük HFU olan yerler "Termal alanlar" olarak kabul edilir. Yerin jeolojik yapısı da ısı akısının değişmesine neden olur. Örnek verecek olursak;

Y E R	ISI AKIŞI
Kalkerler	0.92 ± 0.17
Paleozoyik yaşlı orojenik alanlar	1.23 ± 0.4
Mesozoyik-Senozoyik yaşlı Orojenik alanlar	$1.92 \pm .049$
Okyanus havzaları	1.28 ± 0.53
Okyanus ortası sırtlar	1.82 ± 1.56
Okyanus çukurları	0.99 ± 0.61

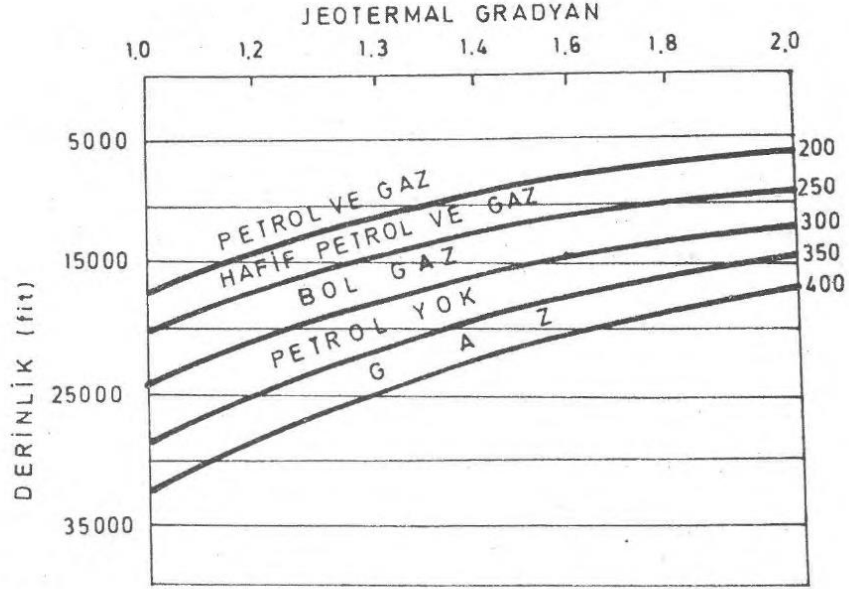
Tablodan da görüleceği gibi Paleozoyik yaşlı bölgelerde ısı akısı düşük, Mesozoyik ve Senozoyik yaşlı alanlarda ve okyanus ortalarında jeotermal enerji alanlarında ısı akısı çok yüksektir. Örnek İtalya'da Larderello sahası ısı akısı 6-16 HFU, Japonya'da Hokkaido sahasında ise 15 HFU. Yine fay zonlarında da ısı akısı yüksek değerler gösterir (Lysak, 1970).

Isısal İletkenlik (Thermal Conductivity):

Bu kayacın kendisine has ısı iletme özelliğidir. Birimi mili.cal/cm². san. olarak verilir. Şeyillerin ısısal iletkenliği yaklaşık 2, kireçtaşlarında 3.2, kumtaşlarında 4.15, kuvars mineralinde 15 tir. (Gupta ve diğer, 1970). Jeotermal gradyan, ısı akısı ve ısısal iletkenlik arasında $q = KT$ gibi bir bağlantı vardır. q-ısı akısı, K-ısısal iletkenlik, T-Jeotermal gradyan, K mili cal/cm². san. olarak bulunur.

Herhangi bir yerin jeotermal gradyanı ve buna bağlı olan ısı akısı, jeolojik geçmişte bugünkünden farklı olabilir. Petrol oluşumunda etkili olan bu üç parametrenin birbirleriyle olan ilişkileri Şekil 21'de gösterilmektedir.

Şekilde açık bir durumda petrol oluşumunu ve gelişiminde sıcaklık, Jeotermal gradyan ve derinlik arasında ilişkiler görülmektedir.



Şekil 21. Yeraltı Sıcaklığına bağlı olarak hidrokarbonlarda dikey zonlanma (Landes, 1967)

PETROL OLUŞUMUNDA SICAKLIĞIN ÖNEMİ

Daha önceki bilgilerimizde petrol ve tabii gazın organik kökenli olduğunu, bununda sedimanlar içinde biriken organik maddelerin (kerojen) ısıl değişimi ile petrol anakayasından türediğini söylemiştik. Petrol oluşumunun organik kökenli olduğu araştırmacıların büyük bir kısmı tarafından kabul edildiği açıklanmıştır (Vassoeviç ve dig. 1970-1972; Tissot ve Espitalie, 1975; Guillemot, 1964; Levorsen 1967; Welte 1965 v.d.).

Petrol oluşumunda ısının en önemli bir faktör olduğu da yine araştırmacılar tarafından kuvvetli bir şekilde vurgulanmaktadır. Organik maddenin petrole dönüşmesinde etkili olan faktörleri şöyle sıralayabiliriz.

- Sıcaklık
- Jeolojik zaman
- Basınç
- Bakteri etkisi
- Kimyasal etkenler.

Sıcaklığın petrol oluşumu üzerindeki etkisini belirlemek için saha gözlemleri ve laboratuvar analizleri yapılmıştır (Tissot ve Pelet, 1971; Maksimov ve Safanova, 1973; Week, 1971 ve Levorsen, 1967).

a. Laboratuvar Deneyleri:

Laboratuvarlarda, ana kayadan alınan örneklerden sıvı ve gaz hidrokarbonlar elde edilebilir. Backer (1974) de petrol kuyularından aldığı ana kaya örneklerinden kapalı kaplar içinde ve oksijensiz ortamda ısıtmak suretiyle sıvı ve gaz hidrokarbonları elde etmiştir. Bu deneylerde sıcaklık devamlı ve dakikada 9°C artırılmıştır. 130°C ısıya kadar, ana kaya içinde bulunan ve jeolojik zamanlar boyunca oluşmuş ve ana kayadan göç etmemiş hidrokarbonlar sıvılaştırılmıştır. Bundan sonra 480°C ye ulaşıldığında ana kayadaki kerojenden, yeni sıvı ve gaz hidrokarbonlar türemiştir. Aynı şekilde diğer araştırmacılarda (Bordonare 1970; Durand ve Espitalie 1973; Tissot ve Pelet, 1971) buna benzer sonuçları elde etmişlerdir.

Diğer yandan bitümlü şistler üzerinde yapılan deneyler kerojenin petrole dönüşmesinde sıcaklığın önemini belirgin bir şekilde ortaya koymuştur. Bitümlü şistler, bol oranda kerojen içeren ince taneli sedimentlerdir. Bu kayaçlardan sıcaklık yardımı ile (yaklaşık 500 °C) şist petrolü elde edilebilir. Bu petrol ham petrole çok benzer. Bitümlü şistlerden petrol üretimi bilhassa 1973 yılındaki petrol krizinden sonra hızlanmıştır. Bu yolda yeni metodlar geliştirilmiş ve de geliştirilmektedir. Aynı şekilde kömürlerden petrol ve gaz üretimi de hızlanmıştır. Bu işlemler için geliştirilmiş metodlar kullanılmakta ve daha da modern ve ekonomik metodların geliştirilmesine çalışılmaktadır.

Bilhassa B. Almanya'da 1973 yılındaki petrol krizinden sonra gerek bitümlü şistlerden ve gerekse kömürlerden azami enerji üretimine başlanmıştır. Memleketimizde ise bu metodların kullanılması henüz ekonomik görülmemektedir. Bu yöntemlerle elde edilecek enerji üretiminden önce bitümlü şistlerin bu konuda ekonomik olup olmadığını belirlemek gerekir. M.T.A. Enstitüsünde bu hususta araştırmalar görülmüşse de yeterli önem ve hassasiyet verilmemiştir. Oysaki biz de çok bölgelerde bitümlü şistler ve asfaltlı şistler mevcuttur.

b. Saha Gözlemleri:

Petrol yataklarında yapılan gözlemler sonucu, yüzeyden derinliklere doğru üç hidrokarbon zonu belirlenmiştir. Alta doğru: a) Üst gaz zonu, b) Petrollü zon, c) Petrol-gaz zonlarıdır (Sokolov, 1975; Vasoevic ve diğerleri, 1972).

a) Üst gaz zonunda sadece metan gazı vardır. Bu gaz biyokimyasal kökenlidir. Yani aerobik ve anaerobik bakterilerin organik maddeye etkisiyle oluşur. Bu yolla oluşan metana (CH_4) bataklık gazı, (marsh gas veya vamp gas) denir. Bataklık gazı C_1 yönünden daha zayıf olduğu için sıcaklık etkisiyle oluşmuş olan diğer derindeki gazdan kolayca ayrılır. Gazın oluşum derinliğini bazı yazarlar 800–1200 m. olarak ve oluşum ısısını da $50^\circ C$ a kadar kabul etmektedirler. Daha altta sıcaklık etkisiyle alınan metan gazına bu geçişte düşünülmektedir (Hedberg, 1974).

b) Petrol zonu; bu zonda en çok petrol yer alır. Burda petrole birlikte elbette gaz da bulunur. Petrol zonunun derinliği ve kalınlığı değişiktir. İhtiva ettiği petrolün yoğunluğu yukardan aşağı azalır.

Petrol zonunun üst yüzeyinin sıcaklığı $60^\circ C$ alt sıcaklığı ise $135^\circ C$ olarak kabul edilmektedir (Vassoevic ve dig. 1970). Bazı yerlerde alt yüzey sıcaklığı $175^\circ C$ ye kadar çıkabilir. Bazı yazarlara göre de bu zon $60-160^\circ C$ arasında sınırlanmıştır.

c) Petrol ve gaz zonu; Landes (1967) kuyu loglarından elde ettiği bilgilerle Şekil 21'de hidrokarbonlarda gözlenen düşey zonlamayı vermiştir. Bu petrol zonlarının derinliği bölgenin jeotermal gradyanına bağlıdır.

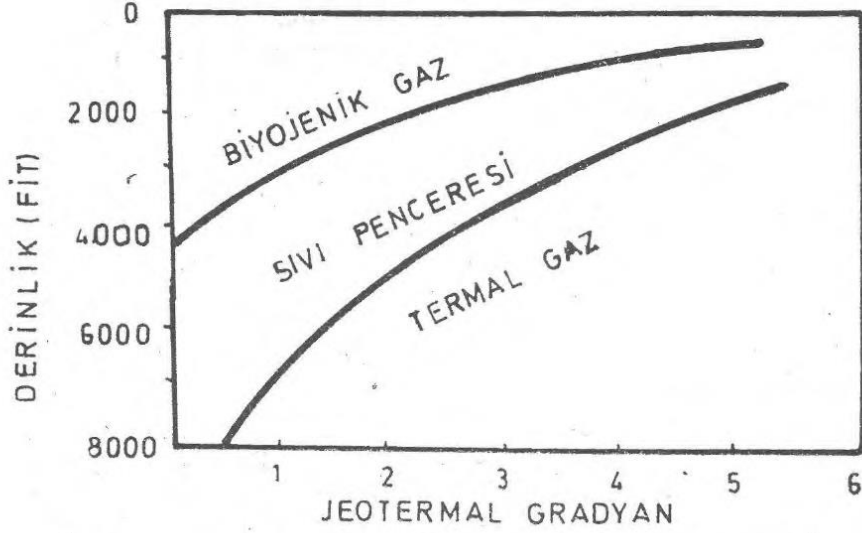
Pusey (1973) yer yüzündeki önemli petrol yataklarında yaptığı araştırmalar sonucu petrol oluşumunun $65-150^\circ C$ arasında olduğunu benimsemekte ve bu zona sıvı penceresi adını vermektedir (liquid window) (Şekil 22).

Daha altta yani $300^\circ F$ veya $150^\circ C$ den sonra sıvı hidrokarbonlar ısı etkisiyle gaza dönüştüğü "termal gaz zonu" yer alır.

Buradan da sıvı hidrokarbonların bulunduğu derinlik bölgenin jeotermal gradyana bağlılığı ortaya çıkar. Buraya kadar söz edilen sıcaklıklar (Şekil 2 ve Şekil 21 de) petrolün ana kayadaki durumları için geçerlidir. Oysaki bugün bu sıcaklık değerlerinden daha küçük petrol yatakları mevcuttur.

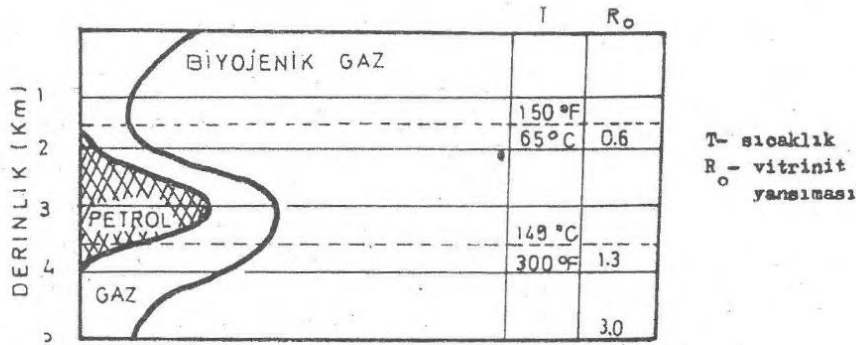
İşte burda, petrolün oluştuktan sonra göç ettiğini hatırlamamız gerekir. Bu konuya ayrıca değinilecektir. Ayrıca buna, jeolojik gelişmeler, bölgesel yükselmeler ve yörenin ısı akısındaki değişikliklerde neden olabilir.

Kömürlü sahalarda, sedimanlar içinde sıvı penceresi olmaksızın gaz oluşumları görülür.



Şekil 22. Yeraltı sıcaklığına bağlı olarak hidrokarbonlarda gözlenen zonlanma (Pusey, 1973)

Şekil 23'te şimdiye kadar anlatılan hidrokarbon birikimindeki dikey zonlaşmayı özetleyebiliriz. Verilen derinlik değerleri yaklaşık olup, hidrokarbon zonları yine bölgenin jeotermal gradyanıyla ilgilidir.

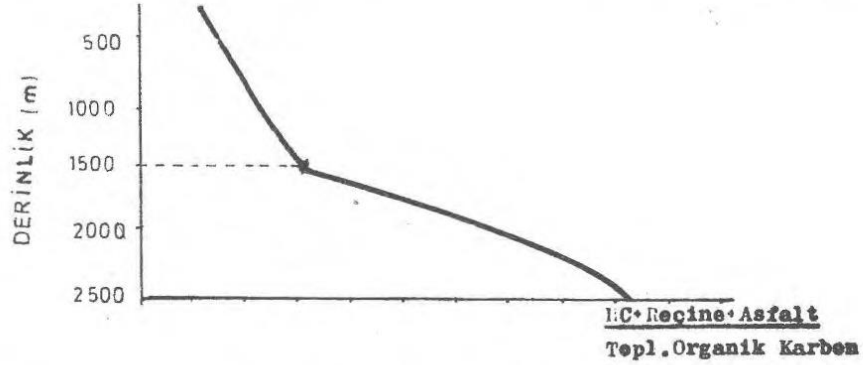


Şekil 23 Hidrokarbon zonları (Urban, 1976; Vassoyevich, 1970; Sokolov, 1976)

Yüzey ve kuyu numunelerinden elde edilen değişik derinlikteki Tersiyer ve Jura yaşlı şeyil örnekleri ayrıntılı olarak incelenmiştir. Her bir örnekteki hidrokarbon, reçine ve asfalt miktarlarıyla toplam organik

karbon miktarı hesaplanmış $\frac{\text{Hidrokarbon} + \text{Reçine} + \text{Asfalt}}{\text{Toplam Organik Karbon}}$ gö-

mülme arttıkça ve sıcaklık yükseldikçe, yukardaki oranda önemli artışlar görülmektedir. Kerojen miktarında ise bir azalma olmaktadır (Şekil 24). Buradaki artış bilhassa 1500 m'den sonra açık olarak görülmektedir.



Şekil 24. Paris Havzası, Jura yaşlı şeyillerdeki HC + Reçine + asfalt /Topl. Org. karbon'a oranı (Tissot ve diğerleri, 1971)

Sedimanter havzalarda diyajenez'den sonra gelişen gömülme ve buna paralel olarak artan sıcaklığın etkisiyle gerek ana kayanın mineral bileşiminde ve gerekse ana kaya içinde bulunan organik maddenin (kerojen) kimyasal ve fiziksel özelliklerinde önemli değişiklikler olur.

Sıcaklık artışıyla oluşan bu gelişmeleri bir tablo halinde gösterebiliriz. Bu isimlendirmeler yazarlara göre değişikliklerde sunabilir (Şekil 25).

Bilindiği gibi üç çeşit kerojen mevcuttur. Kerojenden, artan ısı ile hidrokarbonlar üretilebilir. Bu hidrokarbonların yanında da H₂O, CO₂ gazları da dışarı çıkar. Bu kerojenden çıkan ürünlerin oranı, kerojen tipine bağlıdır. Kerojen, sapropel yönünden zengin ise, daha çok sıvı HC oluşacaktır.

Eğer kerojen hümüsce zengin ise esas olarak HC lar oluşur. Doğada ise bu maddelerin müşterek bulunduğu kerojen mevcuttur.

Kerojen tiplerinden artan ısı ile oluşan HC'lar Şekil 26 da gösterilmiştir.

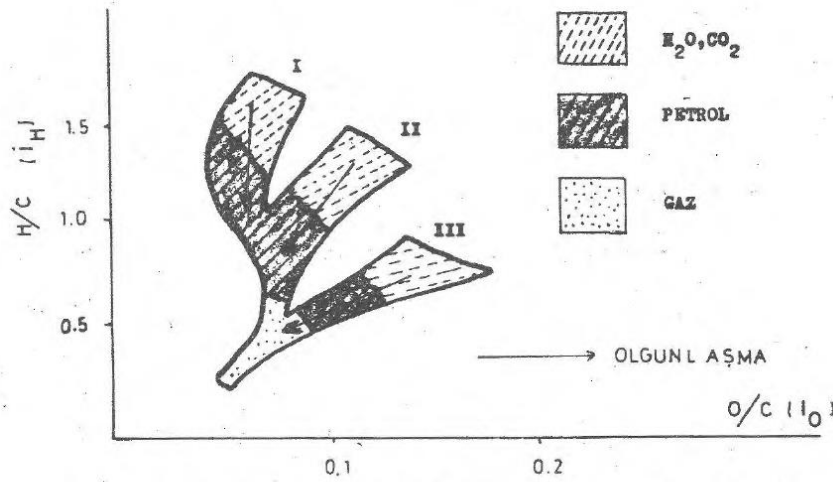
Sıcaklığın etkisiyle kerojende olan değişiklikler :

Petrol ana kayasının gömülmesiyle kerojenin fiziksel ve kimyasal özelliklerinde önemli değişiklikler gözlenir.

a. Element yüzdesi ve oranlarındaki değişiklikler.

L İ T O J E N E Z		OLUŞAN PETROL VE GAZ
	SEDİMANTOJENEZ	M E T A N C ¹³ yönünden fakir
	PROTODİYAJENEZ	
	MESODİYAJENEZ	
	APODİYAJENEZ	
	PROTOKATAJENEZ	PETROL OLUŞUM FAZİ
	MESOKATAJENEZ	GAZ FAZİ
	APOKATAJENEZ METAJENEZ	Kaya metamorfizması organik maddenin grafitte dönüşmesi

Şekil 25. Litojenez ve hidrokarbon oluşum ilişkisi



Şekil 26. Kerojen tipleri ve hidrokarbon üretimi (Tissot ve Espitaile, 1975)

Kerojeni oluşturan C, H, O, N ve S elementlerinin yüzde ve oranlarında, kerojenin geçirdiği sıcaklık gelişimine göre değişiklikler olur.

Ana kayanın gömülmesi arttıkça, kerojendeki C yüzdesi artar, O ve S yüzdeleri azalır. H ve N yüzdelerinde ise pek belirgin bir değişiklik

görülmez. Kerojendeki $H/C = IH$ (Hidrojen indeksi) ve $O/C = IO$ (Oksijen indeksi) oranları bilinen kerojenin hangi tür olduğunu ve hangi hidrokarbonun türetilebileceğini gösterir (Jonathan, 1976; Tissot ve Espitalie, 1975).

b. Vitrinit ışık yansıtma gücünde değişiklikler: Karasal kökenli bitkilerin linyit kırıntılarında olan vitrinit, kerojen içinde belirli oranda bulunabilir. Bu maddenin ışığı yansıtma gücü parlatılmış yüzey üzerine gönderilen ışıktan yansıyan miktarının emilene oranıdır.

Bu oran, R_o olarak bilinir ve % şekliyle ifade edilir. Vitrinitin yansıtma gücü, kerojenin geçirdiği metamorfizmaya göre değişir. Metamorfizma arttıkça yansıtma gücü de artar. Vitrinit yansıtma değerleri HC larm olgunluk safhalarını yansıtması nedeniyle önemlidir.

$R_o = 0-0.50$ % ise çok az petrol oluşumu

$R_o = 0.50-1.0$ % ise bol petrol oluşumu

$R_o = 1.0-3$ % ise yağ ve kuru gaz oluşumu görülür. Petrol oluşmuşsa bile gaza dönüşür.

$R_o > 3$ ise gaz ve sıvı HC bulunmaz.

Bu organik maddenin metamorfize olduğunu yani grafitte dönüşüğünü gösterir.

c. Spor ve pollenlerin renk ve ışık geçirgenliklerinde değişiklikler:

Organik maddenin metamorfizmayla spor ve pollenlerin renk ve ışık geçirgenlik özellikleri değişir. Çökelme esnasında beyaz, kirli beyaz ve ışık geçirgen olan bu fosiller ilerleyen gömülme ve artan ısı değerleriyle sarı, kahve ve siyah renkli olurlar. Sarı renk üst gaz zonunu, kahve renk petrol zonunu, siyah renkte alt gaz zonunu gösterir (Urban, 1976). Spor ve pollenlerin bu özellikleri ya mikroskop altında gözle veya ışık miktarını ölçmek suretiyle saptanır (Raynould ve Robert, 1976).

d. Floresans özellikte değişiklikler

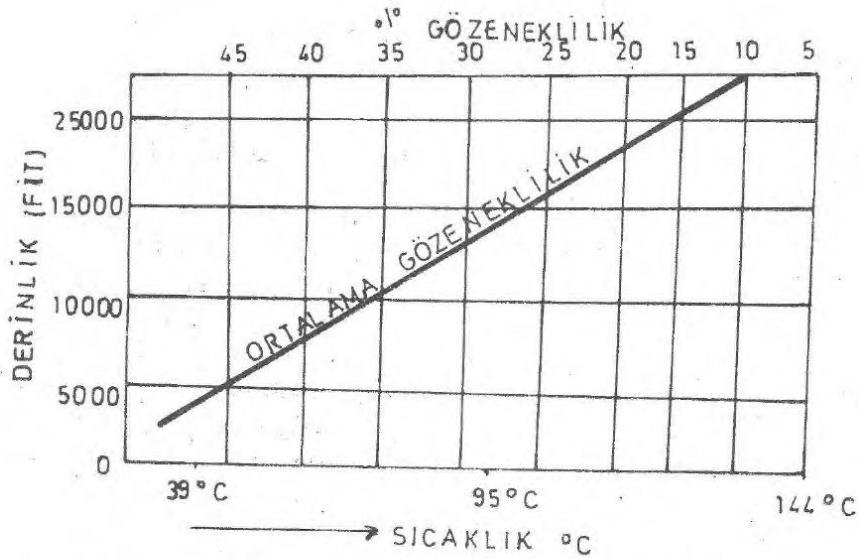
Kerojen, flüoresans özelliği olan bir organik maddedir. Organik metamorfizma derecesi arttıkça kerojenin bu özelliği azalır. Vitrinit yansıtma gücü % 1.5 olduğunda, Kerojenin flüoresans özelliği tamamen kaybolur (Raynould ve Robert, 1976).

Laboratuvar deneyleri yaklaşık 300°F (150°C) ta kerojenin bu özelliğinin tamamen kaybolduğunu göstermiştir.

Organik maddenin bu özelliğiyle de HC'un olgunlaşma derecesi ve dolayısıyla petrol ihtimali belirlenebilir.

PETROL ARAMALARINDA SICAKLIKTAN FAYDALANMA İMKANLARI

Daha önceleri belirttiğimiz gibi, petrolün büyük bir kısmı kumtaşı hazne kayalarında bulunmaktadır. Gerek saha ve gerekse laboratuvar gözlemleri derinliğin artmasıyla buna bağlı olarak sıcaklık ve basıncında arttığını göstermiştir. Petrol hazne kayası olan kumtaşlarının da gözenekliliği doğru orantılı olarak azalır (Şekil 27). Bu hususta çok ayrıntılı incelemeler yapılmıştır.



Şekil 27. Kumtaşı gözenekliliğinin derinliğe bağlı olarak değişimi (Klemme, 1975)

Artan derinlikle birlikte sıcaklıkta artmakta ve petrolün viskozitesi azalmaktadır. Bu verilere göre, yüksek jeotermal gradyanı veya ısı akısı yüksek olan sahalarda petrol ve gaz sığ ortamlarda oluşacaktır. Yüksek sıcaklıktan dolayı ağırlıklık düşecek ve dolayısıyla petrolün göçü kolaylaşacaktır. Sığ ortamlardaki gözeneklilik daha büyük olacak, önemli miktarda petrol ve gaz hazne kayada toplanacaktır.