

Isı Akısı, Jeotermal Gradyan ve Petrol

GÜNER ÜNALAN *Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü, Ankara*

ÖZ : Petrol ve doğal gazın, ana kaya içindeki, serpilmiş kerojen taneciklerinden türediği günümüz araştırmacılarının çoğunluğunca kabul edilir. Kerojenin, hidrokarbonlara dönüşümünde etkin olan sıcaklık, basınç, zaman vb. arasında en önemlisinin sıcaklık olduğu bilinmektedir.

Petrol, yeraltında, üstten yaklaşık 60°C, alttan 150°C sıcaklıklarla sınırlı bir zon içinde oluşur. Bu zonanın derinliği, o yerin jeotermal gradyanı veya ısı akısına bağlı olarak değişir. Jeotermal gradyanı büyük olan yerlerde, bu zon sığda, küçük olan yerlerde ise, daha derindedir.

Jeotermal sahalarda dışında, ısı akısı veya jeotermal gradyanı büyük olan yerler, petrol oluşum ve birikimine daha elverişli olan yerlerdir. Başka deyişle, petrolü sahalardaki ortalama ısı akısı, aynı jeolojik yapıda ve bitişikte yer alan petrolsüz sahalardakine oranla daha büyüktür. Bunların açıklaması şu şekilde yapılabilmektedir:

1 — Isı akısı yüksek olan yerlerde, petrol sığda oluşur. Yüksek sıcaklıktaki petrolün ağırlığı (viskozitesi) düşük olduğu için, oluşan petrol kolaylıkla göç edebilir. Ayrıca, yerin sığ kesimindeki kırıntılı kayaların gözenekliliği, derindekine oranla, daha yüksektir. Bu nedenle, türeyen petrolün hazne kaya içinde birikimi kolaylaşır.

2 — Petrolün göçü, genellikle alttan üste doğru, diğer yandan, sıcak ortamdaki daha az sıcak olan bir ortama doğrudur. Bu göçle, bir kütle taşınması (mass transfer) gerçekleşir ki, bu da petrol birikim alanlarındaki ısı akısının, çevreye göre daha yüksek olmasına neden olur.

Büyük petrol yataklarının çoğunluğundaki ısı akısı değerleri kabaca 1-3 HFU, jeotermal gradyanlar ise 1.5°F/100' arasında değişmektedir (Yeryüzünün ortalama ısı akısı 1.5 HFU, jeotermal gradyanı ise 1.4°F/100' dir). Isı akısının veya gradyanın daha büyük olduğu kesimlerde ekonomik petrol bulma olanağı yoktur.

Petrol jeolojisinin değişmeyen ana unsurlarından olan ana, hazne ve örtü kaya ile kapanların var olduğu yerlerde, ısı akısı veya jeotermal gradyan incelemeleriyle petrol aramalarına önemli katkıda bulunabileceği belirginlik kazanmaktadır.

GİRİŞ

Petrolün, sedimanter basenlerdeki, belli kalınlık ve yayılımı olan çökeller içinde, ana kaya tarafından oluşturulduğu, oluşan petrolün hazne kayaya doğru göç ettiği ve üstte yer alan örtü kaya nedeniyle göçüne devam edemeyerek, hazne kaya içindeki bir kapanda biriktiği bilinmektedir.

Petrol aramalarında, ilk planda, nitelik ve görevleri birbirinden farklı olan bu üç çeşit kaya ile kapanlar (yapısal ya da stratigrafik) aranmaktadır.

Bu yazıda, petrol jeolojisinin ana unsurları olarak kabul edilen ana, hazne, örtü kaya ile kapanların varlığı kabul edilerek, sıcaklığın petrol oluşum ve kapanlanmasındaki etkileri ve petrol aramalarında bu unsurdan yararlanma olanakları incelenecektir.

TANIMLAR

Sıcaklığın, petrol oluşum ve kapanması ile olan ilişkilerine geçmeden, birkaç tanımlamanın yapılması gerekir:

a) Jeotermal gradyan

Yeryüzünden, yerin derinliklerine doğru inildikçe sıcaklık artar. Birim derinlikteki sıcaklık artış miktarına jeotermal gradyan denir. Jeotermal gradyan $^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, $^{\circ}\text{C}/\text{km}$, $^{\circ}\text{F}/100\text{ m}$, $^{\circ}\text{F}/\text{km}$ veya $^{\circ}\text{F}/100'$ gibi, çeşitli şekilde belirlenebilir.

Yeryüzünün (karalar) ortalama gradyanı $1,4^{\circ}\text{F}/100'$ 'dir. Bu değer, termal sahalarda önemli ölçüde artar. Örneğin İmperial Valley (ABD) deki jeotermal gradyan $42^{\circ}\text{F}/100'$ veya $65,4^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ dir (Klemme, 1975). İtalya'daki, Larderello sahasında ise $80^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ dir (Mc Niitt, 1965).

Jeotermal gradyan, bulunulan yerin jeolojik yapısı ve çökeltilerin litolojisine göre değişir (Lysak, 1970). Litolojideki önemli değişiklikler, gradyan eğrisine yansır. Örnek olarak Hazar Denizi doğusunda, Uzen petrol sahasındaki bir kuyu (Şekil 1) gösterilebilir (Pashayev ve diğ., 1973). Bu kuyuda yüzeyden derine doğru, 5-10 m aralarla, sıcaklık ölçümleri yapılmış ve elde olunan noktalar birleştirilmiştir. Ortaya çıkan çizgi doğrusal olmayıp, geniş açılı zigzaglardan oluşmaktadır. Bu zigzagların köşe noktaları, gerçekten litolojik değişikliklerin olduğu düzeylere karşılık gelmektedir.

Jeotermal gradyan yanında kullanılan başka bir deyim de jeotermal adım (Geothermal step) tir. O da, 1°C

sıcaklık artışı için gerekli olan derinlik olup, $\text{m}/^{\circ}\text{C}$ olarak belirlenir.

b) Isı akısı (Heat flow)

Derinlere doğru gidildikçe sıcaklığın artması, yerin iç kesiminden dışına doğru bir ısının (enerjinin) yayılması demektir ki buna ısı akısı denir (Lysak, 1970; Klemme, 1975). Yüze gelen ısı, oradan atmosfere veya denizde bulunuluyorsa, deniz suyuna geçer.

Isı akısının birimi $\text{micro cal}/\text{cm}^2\text{ sec}$ veya kısaca HFU (Heat flow unit) dur.

Yeryüzünün (kara ve deniz) ortalama ısı akısı $1,5 \pm 10\%$ HFU dur (Lee ve Uyeda, 1965; Elder, 1965). Isı akısı 0 ile 3 HFU arasında olan yerler "Normal alanlar", 3 HFU dan büyük olan yerler ise "Termal alanlar" olarak adlandırılır (Elder, 1965). Karaların ortalama ısı akısı ile denizlerin ortalaması arasında önemli bir fark yoktur. Buna karşın, gerek karada, gerek denizlerde, bir yerden diğerine, yerin jeolojik yapısına bağlı olarak, ısı akısında önemli farklılıklar görülür.

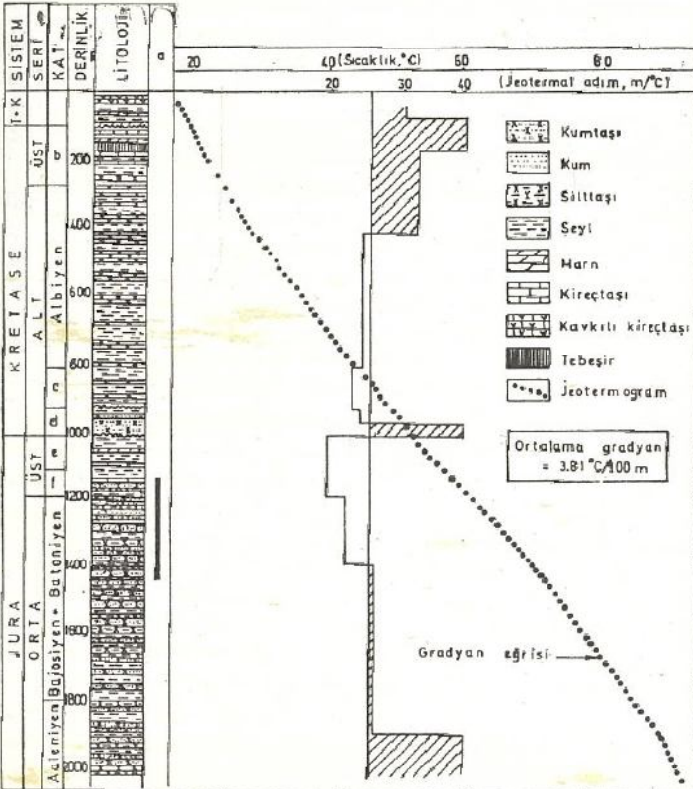
Aşağıdaki tabloda, jeolojik yapısı farklı alanlardaki ısı akısı değerleri ve bu değerlerin eldesi için kullanılan ölçü sayısı gösterilmiştir (Lee ve Uyeda, 1965).

	Ölçü sayısı	Ortalama ısı akısı (HFU)
Kalkanlar (Shields)	26	$0,92 \pm 0,17$
Paleozoyik yaşlı orojenik alanlar	21	$1,23 \pm 0,4$
Mezozoyik-Senozoyik yaşlı orojenik alanlar	19	$1,92 \pm 0,49$
Senozoyik yaşlı volkanik alanlar (Jeotermal sahalardan dışındakiler)	11	$2,16 \pm 0,46$
Okyanus basenleri	273	$1,28 \pm 0,53$
Okyanus ortası sırtlar	338	$1,82 \pm 1,56$
Okyanus çukurlukları (Trençler)	21	$0,99 \pm 0,61$

Tablodan da anlaşıldığı gibi, Prekambriyen yaşlı kalkanlardaki ısı akısı değerleri küçüktür. Mezozoyik ve Senozoyik yaşlı orojenik alanlarda, Senozoyik yaşlı volkanik sahalarda, yüksek ısı akısı değerleri bulunmaktadır.

Jeotermal enerji sahalarındaki ısı akısı ise çok yüksektir. Örneğin İtalya'daki Larderello sahasındaki ısı akısı 6-14 HFU, Japonya'daki Hokkaido sahasında ise 15 HFU dur.

Kızıl Deniz gibi, okyanuslaşma evresindeki dar basenlerde (Bauer, 1974; Dawey ve Bird, 1970) yüksek ısı akısı değerleri bulunur. Adı geçen denizde ortalama ısı akısı 3,4, Aden Körfezi'nde ise 3,9 HFU dur (Tissot ve Espitalié, 1975; Girdler, 1970; Langseth ve Taylor, 1967).



a- Başlıca petrol üretim zonu, b-Senomaniyen, c-Apsiyen, d-Bazemiyen-Heteriyen-Valanjiniyen, e-Oksfordiyen, f-Kalloriyen

Şekil 1: Uzen petrol sahasındaki (Hazar Denizi doğusu) stratigrafik kesit ve gradyan eğrisi (Pashayev ve diğ., 1973).

Karalardaki grabenlerde, aynı şekilde yüksek ısı akısına rastlanır. Ren Grabeni'nde 2-4, Baykal Grabeni'nde 2,5 ve Cambay Grabeni'nde (Hindistan'da KB-GD uzanımı bir graben) 2-2,5 HFU gibi değerler bulunmuştur (Tissot ve Espitalié, 1975; Gupta ve diğ., 1970; Gorshkov, 1972; Sclater, 1972).

Fay zonlarında da ısı akısı yüksektir (Lysak, 1970; Lakhtionov ve diğ., 1976).

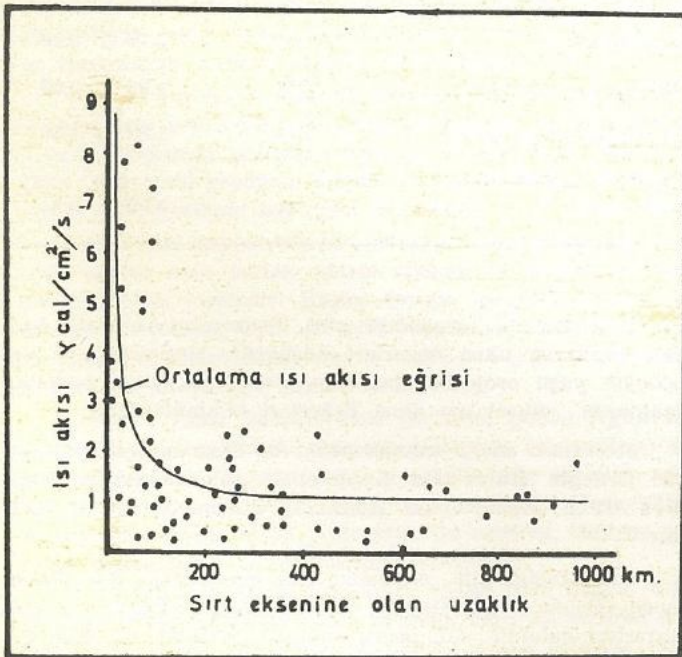
Isı akısı yüksek olan yerlerden biride, okyanus ortası sırtlarıdır (Zonenshain, 1975; Gorshkov, 1972; Sclater, 1972; Mc Kenzie, 1967; Langseth ve Taylor, 1967; Lee ve Uyeda, 1965). Bu sırtlardaki ortalama değer, yukarıdaki tabloda belirtildiği gibi, 1,82 HFU dur. En yüksek değerler sırt ekseninde bulunur. Bu eksenenden, eksene dik yönde uzaklaştıkça, ısı akısında bir azalma görülür. Şekil 2 de (Mc Kenzie, 1967) Atlantik ortası sırta yapılan, ısı akısı ölçümleri görülmektedir. Pasifik ve Hint Okyanusu sırtlarına benzeri eğriler elde edilmiştir.

Trençlerdeki ısı akısı, dünya ortalamasının oldukça altında, 1 HFU dolayındadır. Japon adalarının doğusunda yer alan çukurluktaki değerler 1 den daha küçük, Tonga çukurunda ise yaklaşık 1 HFU dur (Minear ve Toksöz, 1970; Haseba ve diğ., 1970).

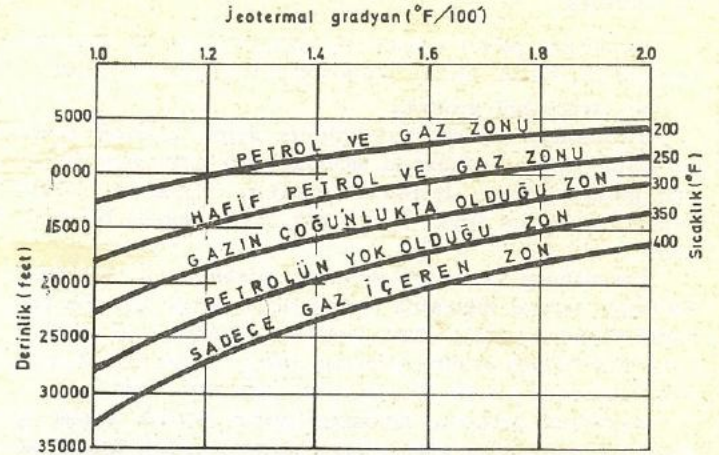
c) Isısal iletkenlik (Thermal conductivity)

Kayacın kendine özgü ısı iletme yeteneğidir. Mili cal/cm °C sec olarak belirlenir. Şeyllerin ısısal iletkenlikleri yaklaşık 2, kireçtaşlarının 3,2, kumtaşlarının 4,15, kuarsın ise yaklaşık 15 mili cal/cm °C sec dir (Gupta ve diğ., 1970; Um Rao ve diğ., 1970).

Jeotermal gradyan, ısı akısı ve ısısal iletkenlik arasında $q=KT$ gibi bir bağlantı vardır (q =ısı akısı, K =ısısal iletkenlik, T =jeotermal gradyan) (Sass ve diğ., 1971; Burns ve Grim, 1967; Langseth ve Taylor, 1967). K , mili cal/cm °C



Şekil 2: Atlantik ortası sırtındaki ısı akısı değerleri (Mc. Kenzie, 1967).



Şekil 3: Yeraltı sıcaklığına bağlı olarak hidrokarbonlarda gözlenen dikey zonlaşma (Landes, 1967).

sec olarak, T ise mili °C/cm olarak alındığında q , micro cal/cm² sec veya kısaca HFU olarak bulunur.

Bir yerin jeotermal gradyanı ve buna bağlı olarak ısı akısı, jeolojik geçmişte, bugünkünden farklı olabilir. Örnek olarak Afrika'nın batı kıyılarını ele alırsak, Jura-Kretase'den bu yana, yüksek ısı akısına sahip Atlantik ortası sırtı ile bu kıyılar arasındaki uzaklık, deniz tabanı yayılımı nedeniyle sürekli artmaktadır (Pautot, 1970). Bu ayrılmaya paralel olarak, Afrika kıyılarındaki ısı akısının, Jura-Kretase'den bu yana azalması gerekir. Kamerun'daki Douala baseninde, bugünkü ortalama jeotermal gradyan 32 °C/km dir. Yapılan hesaplamalarla bu gradyanın, okyanuslaşma başlangıcında 50 °C/km den daha büyük olduğu saptanmıştır (Tissot ve Espitalié, 1975).

d) Ana kaya

Jeolojik geçmişte, belli miktarda petrol veya gaz üretmiş, ürettiği sıvı veya gaz hidrokarbonları hazne kaya içine gönderilmiş, serpilmiş (disseminated) organik madde içeren, boz-siyah renkli, ince taneli kayalardır (Guillemot, 1964). Ağırlık yüzdesi olarak, %0,5 veya daha çok organik madde içeren kayalar iyi ana kaya olabilir (Mc Iver, 1967; Welte, 1965).

Ana kayanın mineral bileşenleri arasında, kloroform gibi eriticiler içinde eriyen ve erimeyen olmak üzere iki tür organik madde bulunur. Erimeyen organik maddeye kerojen denir. Eriyen organik madde ise, bitüm adını alır (Jonathan ve diğ., 1976; Markova ve diğ., 1970).

Başlıca ana kaya türleri, şeyller ve karbonatlar olmak üzere iki grupta toplanır. Şeyller içinde birkaç kumlu düzey bulunabilir. Bu düzeylerin, oluşan petrolün göçünü kolaylaştırdığı belirtilmektedir. Karbonatlardan oluşan ana kayalar da, şeyller kadar önemlidir. Dolomitler ve şeyllerle arakatlı kireçtaşlarının da ana kaya olabildikleri bilinmektedir (Hedberg, 1967; Mirchink ve diğ., 1971; Uspenskaya, 1975).

e) Kerojen

Bir çeşit organik maddedir. Alg, plankton, akarsular tarafından taşınmış bitki ve kömür parçaları, spor, pollen ve hüms kerojeni oluşturan bellibaş maddelerdir. (Welte, 1976; Tissot ve Espitalié, 1975).

Element analizlerine göre kerojen, C (karbon), H (hidrojen), O (oksijen), N (azot) ve S (kükürt) bileşenlerinden oluşur. Bu elementlerin oranı, kerojenin kökenine ve basen içindeki evrimine göre değişir. Paris Baseninde açılan kuyulardan birinde (Vacherauville kuyusu), Toarsiyen yaşlı şeyller içindeki kerojen üzerinde yapılan element analizi sonucu, her bir element için, ağırlık yüzdesi olarak, aşağıdaki değerler bulunmuştur (Durand ve diğ., 1972):

C	H	O	N	S	H/C	O/C
72,64	7,89	12,43	2,10	4,95	0,11	0,17

H/C ve O/C oranlarına göre, kerojenler, I, II ve III olmak üzere başlıca üç grupta toplanırlar. Birinci grup kerojenler hidrojen yönünden üçüncü grup kerojenler ise oksijen yönünden zengindirler. İkinci gruptakiler arada yer alırlar.

PETROL OLUŞUMUNDA SICAKLIĞIN ÖNEMİ

Günümüzde, petrol ve bununla ilgili doğal gazın, organik kökenli olduğu, başka bir deyişle bunların, ana kaya içindeki organik maddeden (kerojenden) türediği, konu ile ilgili araştırmacıların çoğunluğunca kabul edilmektedir (Vassoyevich ve diğ., 1970 ve 1972; Tissot ve Espitalié, 1975; Sokolov, 1976; Guillemot, 1964; Levorsen 1967, Durand ve Espitalié, 1973; Hunt, 1973; Mirchink ve diğ., 1971; Geodekyan, 1971; Welte, 1965).

Organik maddenin petrol ve gaza dönüşümünde birçok etken rol oynar. Bunlar, sıcaklık, jeolojik zaman, basınç, bakteri etkisi ve kimyasal etkenler olarak sıralanabilir (Tissot ve Pelet, 1971; Maksimov ve Safanova, 1973; Week, 1971; Levorsen, 1967).

Bu etkenler arasında, sıcaklığın en büyük önemi taşıdığı yine araştırmacıların çoğunluğunca belirtilmektedir (Tissot, 1976; Tissot ve Espitalié, 1975; Tissot ve Pelet, 1971; Hedberg, 1974; Raaben ve Chernikov, 1974; Afanasyev ve diğ., 1975; Robert, 1976; Staplin ve Calvin, 1973; Philippi, 1973; Vassoyevich ve diğ., 1970; Mirchink ve diğ., 1971; Pusey, 1973). Sıcaklık unsurunun, petrol ve doğal gaz oluşumundaki önemini belirleyici gözlemler, laboratuvar ve saha gözlemleri olmak üzere iki grupta toplanabilir:

1) Laboratuvar gözlemleri

Ana kaya örnekleri üzerinde, laboratuvarlarda yapılan deneylerle, sıvı ve gaz hidrokarbonlar elde edilebilmektedir. Barker (1974), petrol kuyularından alınan ana kaya örneklerini kapalı kaplar içinde ve oksijen kullanmaksızın ısıtarak, sıvı ve gaz hidrokarbonlar elde etmiştir. Bu deneyde, sıcaklık sürekli bir şekilde ve dakikada 9°C arttırılmıştır. İlk önce 130°C ye erişildiğinde, ana kaya içindeki, jeolojik geçmişte oluşmuş ve ana kaya dışına göç edememiş hidrokarbonlar sıvılaşmıştır. Daha sonra, 480°C ye ulaşıldığında ise ana kayadaki kerojenden, yeni sıvı ve gaz hidrokarbonlar elde olunmuştur.

Bordenave ve diğ. (1970) in Barker (1974), Durand ve Espitalié (1973), yaptıkları deneylerden benzer sonuçlar almışlardır. Bu arada, belli sıcaklık fakat farklı iki basınç altında (5 ve 150 kg/cm²) yapılan deney sonucu, eşit miktarda hidrokarbon elde olunmuştur (Tissot ve Pelet, 1971).

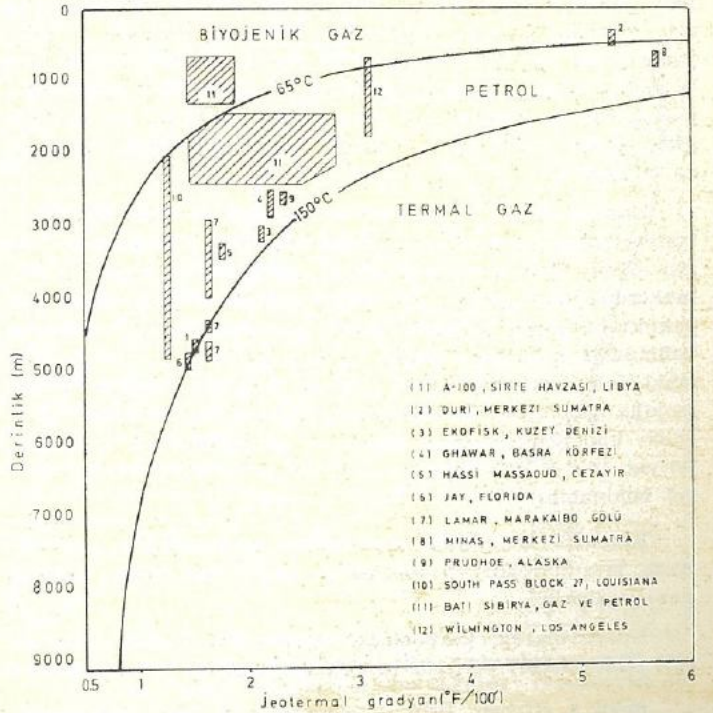
Diğer yandan, bitümlü şistler üzerinde, gerek laboratuvarlarda yapılan deneyler, gerekse şist petrolü endüstrisindeki uygulama, kerojenin petrole dönüşümünde sıcaklığın önemini açıkça ortaya koymaktadır. Bitümlü şistler, bol oranda kerojen içeren, ince taneli, sedimanter kayalardır. Bu kayalardan, sıcaklık aracılığı ile (yaklaşık 500°C) şist petrolü elde edilebilir. Bu petrol, ham petrole çok benzer. Şist petrolü üretimi konusunda, çeşitli ülkelerde, çeşitli yöntemler geliştirilmiş ve bunların birçoğu endüstride uygulanmaktadır (Ünalın, 1976). Bütün yöntemlerde, kerojenin petrole dönüşümü, sıcaklık aracılığı ile sağlanmaktadır.

2) Saha gözlemleri

Petrol yataklarında yapılan gözlemlerde, yüzeyden derinlere doğru gidildikçe, en uygun koşullarda, başlıca 3 hidrokarbon dağılımı zonu göze çarpar. Bunlar, üstten alta doğru, üst gaz zonu, petrol zonu, kondansa ile gaz zonlarıdır (Sokolov, 1975; Versoyevich ve diğ., 1972; Landes, 1967; Yerofeyev, 1972; Kaplan, 1971; Novosiletskiy ve Predtechenskaya, 1973; Urban, 1976; Kartsev ve diğ., 1971).

Üst gaz zonu içinde sadece metan bulunur. Bu gaz biyokimyasal kökenlidir. (Aerobik ve anaerobik bakterilerin organik maddeyi etkilemeleri sonucu oluşur). Bu şekilde oluşan metana, bataklık gazı (marsh gas veya swamp gas) denir. Bataklık gazı C¹³ yönünden zayıf olduğu için, sıcaklık etkisiyle oluşmuş ve daha alta yer alan gazlardan kolayca ayırtlanabilir.

Bataklık gazının hangi derinliğe kadar oluştuğu tartışmalıdır. Bazı yazarlar bu gazın yüzeyden 800-1200 m derinliğe kadar olan kesimde bulunabileceğini belirtmektedirler. Diğer bir deyişle, yüzeyden derine doğru, 50°C sıcaklığa erişilene kadar bataklık gazı bulunabilir. Daha alta, sıcaklık etkisiyle oluşan metana bir geçiş sözkonusudur (Hedberg, 1974).



Sekil: 4: Yeraltı sıcaklığına bağlı olarak hidrokarbonlarda gözlenen dikey zonlaşma (Pusey, 1973).

Üst gaz zonu içinde, Meksika Körfezi ve Orinoco Deltası (Venezüella) genç çökellerinde olduğu gibi, ender olarak, az miktarda petrole rastlanabilir (Chapman, 1973; Vassoyevich ve diğ., 1970). Bu petrol, daha derinde ve bol miktarda bulunan petrolden, bazı kimyasal özellikler yönünden farklıdır.

Alta yer alan petrol zonu, en fazla petrolün olduğu ve biriktiği yerdir. Burada petrole birlikte gazda bulunabilir. Petrol zonu, bazı yazarlarca "optimal zon" olarak adlandırılır (Geodekyan ve diğ., 1973). Derinliği ve kalınlığı değişkendir. İçerdiği petrolün yoğunluğu genellikle yukarıdan aşağıya doğru azalır. Kafkaslardaki bir sahada, söz konusu zonun üst kesimindeki petrolün yoğunluğu $0,980 \text{ g/cm}^3$ iken, alta doğru $0,790 \text{ g/cm}^3$ e kadar azalmaktadır (Afanasyev ve diğ., 1975).

Petrol zonunun üst yüzeyinin sıcaklığı 60°C , alt yüzeyinin ise 135°C dir (Vassoyevich ve diğ., 1970). Bazı yerlerde alt yüzeyi 175°C ye kadar inebilir (Novosiletskiy ve Predtechenskaya, 1973). Diğer bir grup yazara göre bu zon, üstten ve alttan, 60 ve 160°C sıcaklığa olan yüzeylerle sınırlıdır (Kartsev ve diğ., 1971).

Daha alta, kondansa ve gaz zonu bulunur.

Landes (1967), kuyu verilerine dayanarak, şekil 3'teki gibi, petrol zonunu, belli sıcaklık dereceleri ile sınırlı birçok alt zona ayırmıştır. Şekilden de anlaşıldığı gibi, bu zonların derinliği, o yerin jeotermal gradyanına göre değişir.

Pusey (1973), yeryüzünün bellibaşlı büyük petrol yataklarında, önemli miktardaki petrolün $150-300^\circ\text{F}$ ($65-150^\circ\text{C}$) ler arasında bulunduğunu belirtmekte ve bu zona "sıvı pencere" (liquid window) adını vermektedir (Şekil 4). Daha alta (300°F den daha yüksek sıcaklığı olan bölümde) sıvı hidrokarbonların, sıcaklık etkisi ile, gaza dönüştüğü "termal gaz" zonu yer almaktadır. Bir önceki şekilde olduğu gibi, sıvı hidrokarbonların bulunduğu kesimin derinliği, ilgili yerin jeotermal gradyanına bağlı olarak değişmektedir. Orta Sumatra gibi, yüksek jeotermal gradyanı olan sahalarda, petrol sığda, tersine Louisiana, Sirte havzası ve Florida gibi, düşük gradyanlı sahalarda, petrol çok daha derinlerde bulunur.

Buraya kadar sözkonusu edilen sıvı ve gaz hidrokarbonlardaki dikey zonlaşma, hidrokarbonların dikey ya da yanal olarak uzun mesafeler göç etmediği varsayımına dayanmaktadır. Bazı petrol yataklarında, 150°F dan düşük sıcaklıktaki hazne kayalar içinde, petrolün varlığı, yukarıda belirtildiği gibi, üste doğru önemli ölçüdeki göç nedeniyle açıklanabilmektedir. Diğer yandan, bölgesel yükselme veya jeolojik geçmişte, ısı akısındaki değişiklikler, özellikle petrolün kapanlanmasından sonra ısı akısındaki düşüş nedenleriyle, 150°F dan daha az sıcaklığı olan düzeylerde de petrol bulunabilir.

Kömürlü sahalarda, sedimanter istifin çeşitli kesimlerinde, sıvı hidrokarbon olmaksızın, sadece kömürden türeyen gaz yer alabilir.

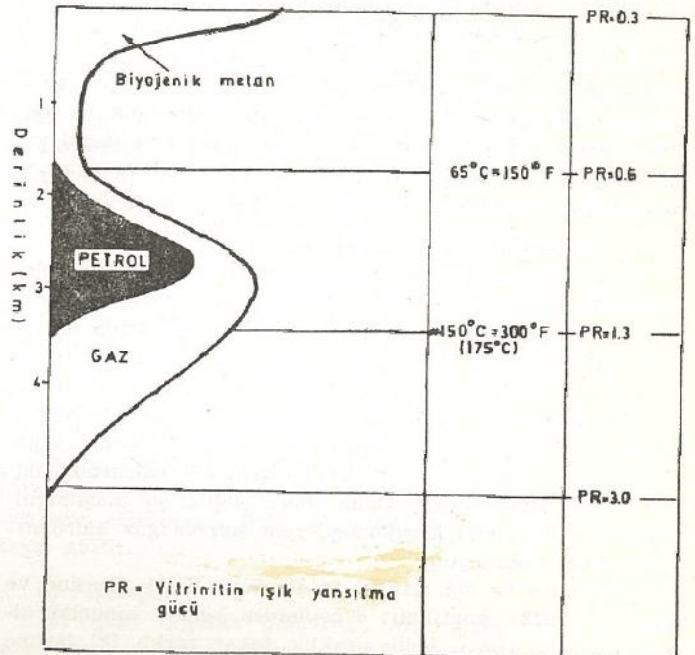
Ender olarak, karbonatlar içinde 300°F dan daha sıcak (daha derin) yerlerde petrole rastlanabilir (Pusey, 1973).

Şekil 5 (Urban, 1976; Vassoyevich ve diğ., 1970; Sokolov, 1976) buraya kadar konu edilen, hidrokarbon birikimindeki dikey zonlaşmayı özetlemektedir. Bu şekil üzerinde, km

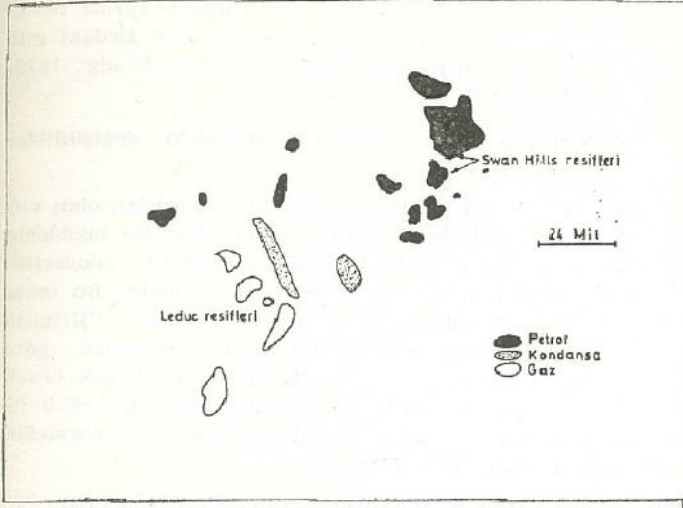
olarak verilen derinlikler yaklaşık değerlerdir. Gerçekte her zonun derinliği, yerin jeotermal gradyanına göre değişir.

Hidrokarbon birikimindeki başka bir zonlaşma, gökeller içindeki herhangi bir düzey, yanal olarak izlendiğinde görülebilir. Bunun güzel bir örneği Batı Kanada baseni'dir. Bu basende Paleozoyik, Mezozoyik ve Senozoyik yaşlı çökellerin toplam kalınlığı KD dan GB ya doğru, 0 dan $20\ 000'$ e kadar artar. KD da yüzeyde, ya da sığda olan birimler, GB ya doğru gömülür veya derinleşirler. Bu basendeki petrol ve gaz üretimi esas olarak stratigrafik kapanlardan ve Paleozoyik-Mezozoyik yaşlı birimlerden yapılır. Basenin KD sında ağır petrol üretimi sözkonusudur. Ayrıca bu kesimde, tanınmış asfaltlı kumlar (tar sands) yer almaktadır. GB ya doğru gidildikçe, önce hafif petrol ve daha sonra kondansa ve kuru gaz üretimi yapılan sahalarda yer alır. Basendeki Devoniyen yaşlı resiflerden üretilen hidrokarbon çeşitleri ve bunların yanal dağılımı şekil 6 da gösterilmiştir (Bailey ve diğ., 1974). GB ya doğru, her bir birim için artan gömülme ve buna paralel olarak artan sıcaklık nedeniyle, kapanların hidrokarbon içeriğinde önemli değişiklikler görülür.

Başka bir örnek Sovyetler Birliği'nden verilebilir. Toplam kalınlığı 5 km yi bulan Proterozoyik ve Paleozoyik yaşlı çökellerle dolu Merkezi Rusya Baseni'ndeki (Central Russian Basin) petrol ve gazın ana kayası Vendiyan (Üst Prekambriyen) yaşlı şeyllerdir. Bu ana kaya, basen kenarlarında sığda, basenin orta kesimlerinde ise daha derindedir. (Şekil 7). Derinleşmeye bağlı olarak kayacın sıcaklığında değişmektedir. Ana kayanın üstünde yer alan düzeylerdeki stratigrafik ya da yapısal kapanlardan, basen kenarında sadece gaz (üst gaz zonu) basenin iç kesimlerinde petrol ve gaz, merkezi kesimlerinde ise sadece gaz (altgaz zonu) üretilmektedir (Vassoyevich ve diğ., 1972).



Şekil 5: Yeraltındaki belli başlı hidrokarbon zonları (Urban, 1976; Vassoyevich, 1970; Sokolov, 1976).



Şekil 6: Batı Kanada Baseni'ne ilişkin, Devoniyen yaşlı resiflerdeki hidrokarbon dağılımı (Bailey ve diğ., 1974).

Yukarıda, Merkezi Rusya Baseni için verilen özelliklerin benzerleri. Güney Hazar Baseni'nde de (South Caspian Basin) gözlenmiştir (Makhtiyev ve diğ., 1973).

Paris Baseni, bu konuda üzerinde çok çalışılmış başka bir örnektir. Bu basen Mezozoyik ve Senozoyik yaşlı çökeller içerir. Petrol üretimi Paris yakınlarındaki birkaç kuyudan yapılmaktadır. Basendeki petrolün, Toarsiyen yaşlı şeyller tarafından üretildiği düşünülmektedir (Louis, 1967). Hazne kaya ise Dogger yaşlı kireçtaşlarıdır. Toarsiyen yaşlı şeyllerin kalınlığı 10-20 m dir. Bir yerden diğerine şeyillerin gerek fosil içeriğinde, gerekse kil minerallerinin bileşiminde önemli bir değişiklik görülmez. Basen kenarlarında yüzeyleyen bu şeyller, basen ortalarına doğru gidildiğinde üzerine gelen daha genç çökeller altında gömülürler (Durand ve diğ., 1972) (Şekil 8).

Yüzeyden ve kuyulardan elde olunan değişik derinlikteki, Toarsiyen yaşlı şeyl örnekleri ayrıntılı olarak incelenmiştir. Her örnekteki hidrokarbon, reçine, asfaltın miktarı ile toplam organik karbon miktarı (bunun içinde, kerojene ilişkin karbon da vardır) hesaplanmış ve

Hidrokarbon + Reçine + Asfaltın

Toplam organik karbon

oranları bulunmuştur. Gömülme arttıkça, diğer yandan sıcaklık arttıkça, yukarıdaki oran önemli ölçüde artmakta veya kerojen miktarı azalmaktadır (Şekil 9). Orandaki artış 1500 m den sonra önemlidir (Tissot ve diğ., 1971).

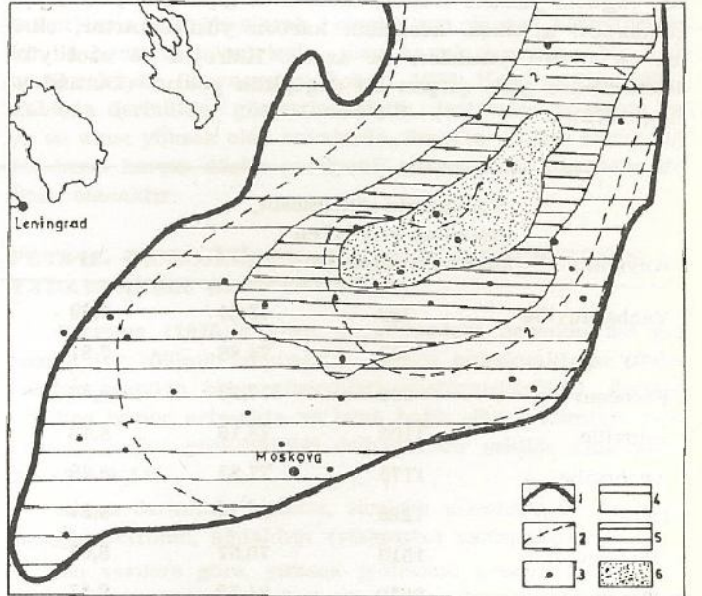
Buraya kadar verilen örnekler, organik maddenin petrol ve gaza dönüşümünde sıcaklık unsurunun önemini açıkça göstermektedir. Fakat sıcaklık unsuru petrol aramalarında tek başına büyük bir anlam taşımaz. Giriş bölümünde belirtildiği gibi, bu unsuru petrol jeolojisinin ana unsurlarından ayrı düşünmemek gerekir.

Sedimanter basenlerde, diyajenezden sonra, gömülme ve bu gömülme nedeniyle sıcaklığın artması sonucu, gerek ana

kayanın mineral bileşenleri, gerek bu mineral bileşenler arasındaki kerojenin kimyasal ve fiziksel özelliklerinde bazı önemli değişiklikler olur. Organik maddede sıcaklık etkisiyle oluşan bu değişim yazarlarca değişik şekilde adlandırılmaktadır: Organik metamorfizma (Staplin ve Calvin 1973; Hood ve diğ., 1975), Katajenez (Kaplan, 1971; Vassoyevich ve diğ., 1970), Organik madde metamorfizması (Strogonov, 1974; Raaben ve Chernikov, 1974), Kerojen degradasyonu (Tissot ve Espitalié, 1975), Eometamorfizma (Landes, 1967), Başlangıç metamorfizması (İncipient metamorphism) (Baker ve Claypool, 1970).

Yukarıda sözkonusu edilen metamorfizma, diyajenez ile kaya metamorfizması arasında yer alır. Bu metamorfizma ile ana kayadaki bazı fiziksel ve kimyasal değişikliklere paralel olarak, kerojenden H₂O CO₂ ve çeşitli hidrokarbonlar (gaz ve sıvı) türer (Şekil 10) (Tissot ve Espitalié, 1975; Tissot ve diğ., 1973; Durand ve Espitalié, 1973). Bu ürünlerin birbirine oranları, kerojenin türüne bağlı olarak değişmektedir. Kerojen, sopropel yönünden zengin ise, daha çok sıvı hidrokarbonlar oluşacaktır. Tersine kerojen hümtüce zengin ise esas olarak gaz hidrokarbonlar oluşur. Fakat doğada genellikle yukarıda belirtilen iki maddenin bir karışımı sözkonusudur (Vassoyevich ve diğ., 1970 ve 1976).

Gaz hidrokarbonların oluşumu, bataklik gazlarında gözönüne alınırsa, çökellerin diyajenezi ile başlar ve kaya metamorfizmasına kadar geçen bütün katajenez süresince devam eder. Petrol oluşumu ise katajenez safhasında, ana kayanın belli ölçüde gömülmesinden sonra başlar ve bir süre devam eder. Daha derinlerde, petrol oluşsa bile gaza dönüşür (Tissot ve diğ., 1974). Daha önce belirtildiği gibi, petrol oluşumu, çökellerin 60°C lik bir sıcaklığa erismeleri ile başlar ve 135°C ye kadar devam eder (Bazı hallerde 175°C ye kadar). Bu faz yazarlarca "başlıca petrol oluşum fazı" (Principale phase of oil formation) olarak adlandırılmaktadır.



Şekil 7: Merkezi Rusya Baseni'nde, Üst Prekamriyen yaşlı ana kayadan türeyen hidrokarbonların dağılımı (Vassoyevich ve diğ., 1972).

1 - Basen sınırı, 2 - Paleozoyik yaşlı hazne kayanın izobat eğrileri (km). 3 - Petrol kuyuları, 4 - Gaz (Üst gaz zonu), 5 - Petrol ve gaz (Petrol zonu), 6 - Gaz (Alt gaz zonu).

Vassoyevich ve diğ. (1976) inden alınan aşağıdaki çizelgede, çökellerin litojenez safhaları ve her safhada, organik maddeden türeyen hidrokarbonlar gösterilmiştir.

LİTOJENEZ		OLUŞAN PETROL VE GAZ
DİYAJENEZ	Sedimantojenez	Metan (C ¹³ yönünden zayıf)
	Protodiyajenez	
	Mezodiyajenez	
	Apodiyajenez	
KATAJENEZ	Protokatajenez	Petrol (Başlıca petrol oluşum fazı)
	Mezokatajenez	Gaz
	Apokatajenez	Kaya metamorfizması, organik maddenin grafitte dönüşümü
	Metajenez	

SICAKLIK ETKİSİYLE KEROJENDE OLAN DEĞİŞİKLİKLER

Ana kayanın gömülmesiyle, bu kaya içindeki kerojenin fiziksel ve kimyasal özelliklerinde önemli değişiklikler olur:

1) Element yüzde ve oranlarındaki değişiklikler

Kerojeni oluşturan C, H, O, N, S elementlerinin yüzde ve oranları, kerojenin geçirdiği termal evrime bağlı olarak değişir.

Paris Baseni'nde, derinlikleri değişik, Toarsiyen yaşlı şeyllerdeki kerojen üzerinde yapılan element analizi sonuçları (ağırlık yüzdesi olarak) tablo 1 de gösterilmiştir. Şeylin gömülmesi arttıkça, kerojenin karbon yüzdesi artar, oksijen ve kükürt yüzdeleri ise azalır. Hidrojen ve azot yüzdelerinde ise göze çarpıcı bir değişiklik yoktur (Durand ve diğ., 1972).

Element yüzdeleri ve özellikle H/C ile O/C oranları bilinen kerojenin hangi tür bir kerojen olduğu, ayrıca hangi hidrokarbon üretim safhasında bulunduğu şekil 10'daki gibi bir diyagram yardımıyla bulunabilir (Jonathan ve diğ., 1976; Tissot ve Espitalié, 1975).

2) Vitritin ışık yansıtma gücündeki değişiklikler (Vitrinit reflectance)

Karasal kökenli bitkilerin linyit kırıntılarında bulunan vitrit, kerojen içinde belli oranda bulunabilir. Bu maddenin ışığı yansıtma gücü, parlatılmış yüzeyi üzerine gönderilen ışıktan, yansıyan miktarın, emilene olan oranıdır. Bu oran, kısaca PR olarak bilinir ve % şeklinde belirlenir. Vitritin yansıtma gücü, kerojenin geçirdiği metamorfizmaya göre değişir. Metamorfizma arttıkça PR de artar. Birçok örnek üzerinde yapılan incelemelerle, vitritin yansıtma gücü ile sıvı gaz hidrokarbon oluşum safhaları arasında bir paralellik sağlanmıştır. Buna göre PR;

- %0 - %0,50 arasında ise çok az petrol oluşumu,
- %0,50 - %0,9-1 arasında, bol miktarda petrol oluşumu (principal phase of oil formation),
- %1 - %3 arasında ise yaş ve kuru gaz oluşumu söz konusudur. Petrol oluşma bile gaza dönüşür.

PR nin %3'ten büyük olduğu kesimlerde, gaz ve sıvı hidrokarbon bulunmaz (Raynaud ve Robert, 1976).

3) Spor ve pollenlerin renk ve ışık geçirimsizliklerindeki (Transparence) değişiklikler

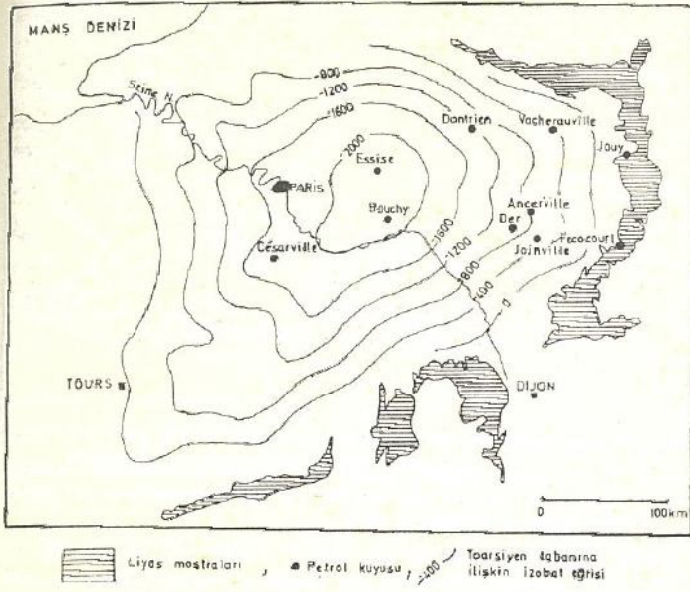
Organik madde metamorfizması ile spor ve pollenlerin renk ve ışık geçirimsizliklerinde de değişir.

Çökeltme anında beyaz, kirli beyaz ve ışık geçirgen (transparent) olan bu fosiller, daha sonra sıcaklık etkisiyle sarı, kahve ve siyah renk kazanarak opaklaşırlar. Sarı renk üst gaz zonunu, kahverengi petrol zonunu, siyah ise alt gaz zonunu niteler (Urban, 1976).

Spor ve pollenlerin bu özellikleri, mikroskopta doğrudan gözle veya mikroskopa takılabilen ışık miktarını ölçer ağıt yardımıyla saptanabilir (Raynaud ve Robert, 1976; Gutjahr, 1971).

Kuyu adı	Numunenin çökmesinden sonra eriştiği en büyük gömülme (m)							H/C	O/C
	C	H	O	N	S				
Vacherauville	780	72,64	7,89	12,43	2,10	4,95	0,11	0,17	
Jouy	700	74,88	7,87	10,40	2,02	4,83	0,11	0,14	
Fécocourt	600	77,12	8,33	8,34	1,95	4,26	0,11	0,11	
Joinville	1105	78,16	8,42	8,13	2,24	3,05	0,11	0,10	
Ancerville	1175	77,83	8,28	8,96	1,87	3,06	0,11	0,12	
Der	1285	80,19	8,34	6,45	1,81	3,40	0,10	0,08	
Dontrien	1515	76,57	8,07	9,45	2,92	3,00	0,11	0,12	
Césarville	2070	81,72	8,47	7,38	2,01	0,42	0,10	0,09	
Essises	2510	82,75	8,14	6,02	1,98	1,10	0,10	0,073	
Bouchy	2540	85,44	7,13	5,01	2,26	0,17	0,08	0,06	

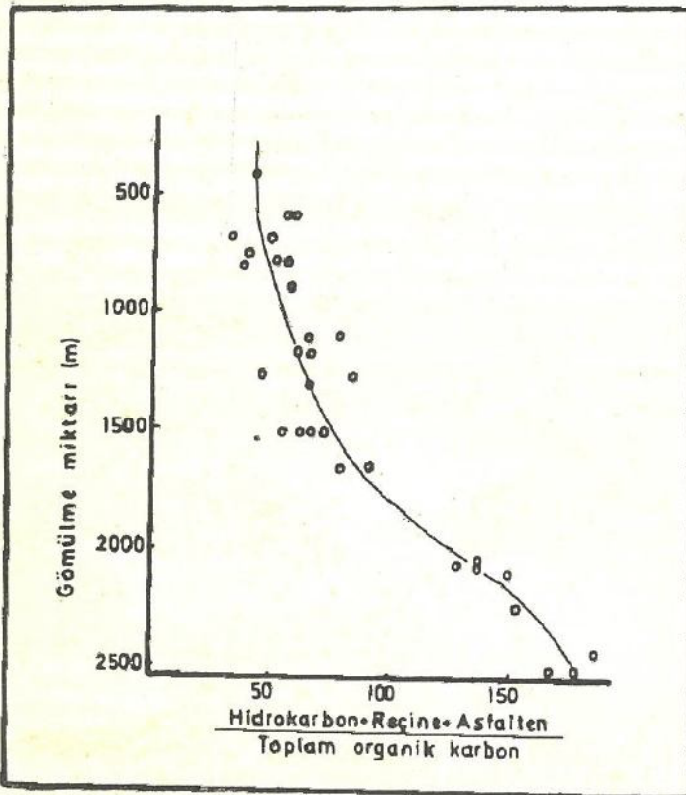
Tablo 1: Paris Baseni'ne ilişkin Toarsiyen yaşlı şeyllerdeki kerojen element analizleri.



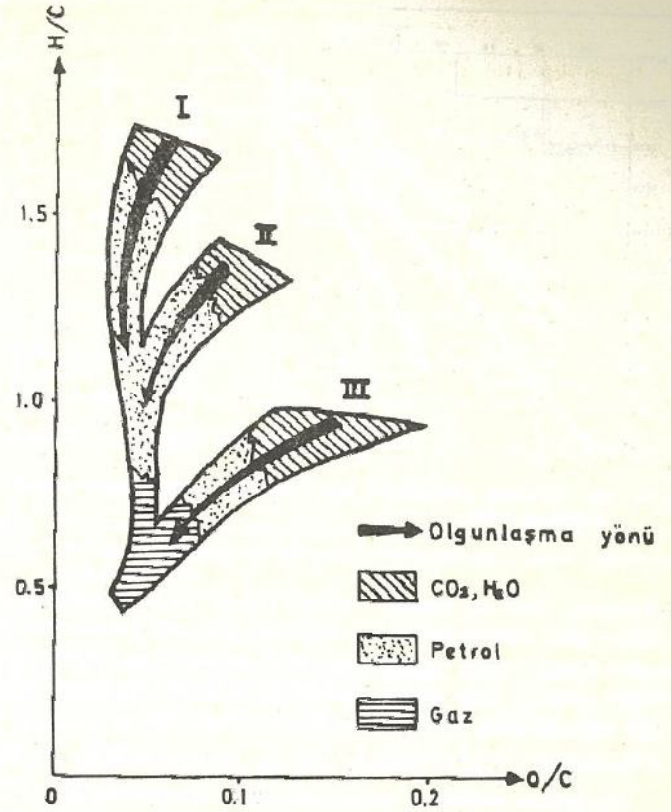
Şekil 8: Paris Baseni'ne ilişkin, Toarsiyen yaşlı şeylerin izobat haritası (Durand ve diğ., 1972).

4) Flüoresanstaki değişiklikler

Kerojen, flüoresans özelliği olan bir organik maddedir. Organik metamorfizma derecesi arttıkça, kerojenin flüoresansı azalır. Vitrinitin, yansıtma gücü %1,5 olduğunda, kerojenin flüoresansı tamamen yok olur (Raynaud ve Robert, 1976).



Şekil 9: Paris Baseni'ne ilişkin, Toarsiyen yaşlı şeylerdeki hidrokarbon + reçine + asfalten/toplam organik karbon oranının derinliğe göre değişimi (Tissot ve diğ., 1971).



Şekil 10: Başlıca kerojen türleri (I, II, III) ve sıcaklık etkisiyle kerojenden türeyen ürünler (Tissot ve Espitalié, 1975).

Laboratuvarlarda yapılan deneylerde de yaklaşık 300°C de kerojen flüoresansının tamamen yok olduğu saptanmıştır (Durand ve diğ., 1972).

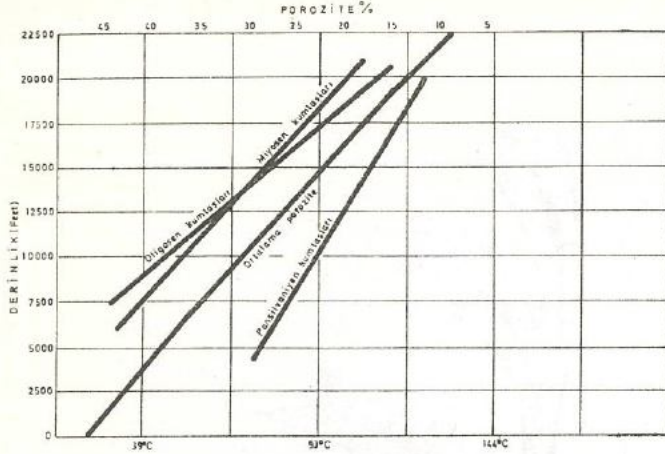
Organik metamorfizmanın çeşitli parametreleri, bu metamorfizmaya bağlı olarak oluşan sıvı ve gaz hidrokarbonlar ile bunların kömürlerle olan karşılaştırması tablo 2 de görülmektedir (Raynaud ve Robert, 1976; Hood ve diğ., 1975). Tabloda derinlikler gösterilmemiştir. Jeotermal gradyanı veya ısı akışı yüksek olan sahalarda, örneğin "petrol zonu" sığda, buna karşın düşük gradyanlı yerlerde bu zon daha derinde olacaktır.

PETROL JEOLJİSİNDE, SICAKLIK UNSURUNDAN YARARLANMA OLANAKLARI

Klemme (1975)'e göre, yeryüzündeki petrolün 2/3 gibi önemli bir bölümü kumtaşları içinde bulunmaktadır. Diğer yandan, yapılan saha gözlemleri göstermektedirki, derinlik arttıkça basınç artmakta ve buna bağlı olarak kumtaşlarının ((hazne kaya) gözenekliliği doğrusal bir şekilde azalmaktadır (Şekil 11).

Artan derinlikle birlikte, sıcaklık artmakta ve sıvıların, örneğin petrolün, ağırlığı (viskozite) azalmaktadır.

Bu verilere göre, yüksek jeotermal gradyanı veya ısı akışı olan sahalarda petrol ve gaz sığda oluşacak, yüksek sıcaklıktan ötürü ağırlık düşük olacak ve dolayısıyla oluşan petrolün göçü kolaylaşacaktır. Sığ kesimlerdeki gözeneklilik daha büyük olacağından, önemli miktarda petrol, hazne kayada toplanabilecektir. Sonuçta yüksek ısı akışı olan



Şekil 11: Kumtaşı gözenekliliğinin derinliğe bağlı olarak değişimi (Klemme, 1975).

sahalarda, kırıntılı hazne kayalar içinde petrol bulma olanakları daha büyük olacaktır. Bu sonuç şüphesiz petrol jeolojisi ana unsurlarının (ana, hazne, örtü kaya ve kapanlar) var olduğu sahalar için geçerli, jeotermal sahalar için ise ısı akısının çok yüksek olmasından ötürü geçersizdir.

Yerofeyev (1972) buna benzer bir görüşü savunmaktadır. Aşağıdaki örnekler yukarıdaki savı destekleyicidir.

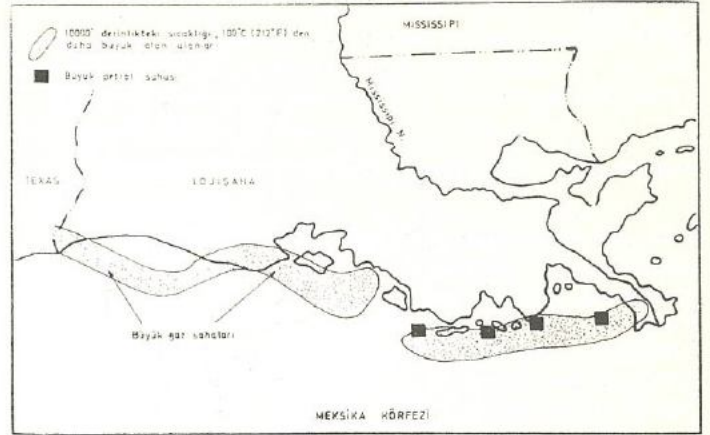
Meksika Körfezi'nin kuzeyinde ve Mississippi Nehri'nin batısında yer alan, Tersiyer yaşlı deltalarda (Şekil 12) büyük petrol ve gaz yatakları bulunmaktadır. Bu deltalarda, 10 000' (yaklaşık 3000 m) derinlikteki sıcaklığı 100°C nin üstünde (100-113°C) olan alanlar belirtilmiştir. Sahadaki büyük gaz ve petrol yatakları bu alan içinde kalır. Şekil üzerinde taramalı olarak gösterilen bu alanlardaki jeotermal gradyan değerleri ise 1,4 ile 2,0°F/100' arasındadır (yeryüzü ortalaması 1,4 °F/100' dir).

Texas eyaletinin doğusunda (Şekil 13), iki çok büyük petrol ve gaz sahası bulunur (Doğu Texas petrol sahası ve Carthage gaz sahası). Bu bölgede ölçülen jeotermal gradyanlar ise 1,4 ile 2,7 °F/100' arasında değişir.

Sumatra ve Java Adaları'ndaki (Şekil 14) Merkezi ve Güney Sumatra Basenleri'yle, Sunda Baseni yaklaşık aynı jeolojik yapıya sahiptir. Basenlerin üçü de petrollüdür. Sadece Sunda Baseni için ayrıntılı jeotermal gradyan haritası yapılmıştır. Buna göre petrollü sahalardaki gradyan çoğunlukla 1,4 - 2,7 °F/100' arasında, yer yer 2,7 °F/100' den daha büyüktür. Merkezi Sumatra Baseninde de çok yüksek gradyan değerleri vardır. Bu basen içinde bulunan Minas petrol sahasındaki gradyan yaklaşık 5 °F/100' dir. Petrol üretimi yaklaşık 2500' derinlikten yapılmaktadır. Güney Sumatra Basenindeki gradyanlar ise dünya ortalamasına yakın veya bundan biraz yüksektir.

Yüksek jeotermal gradyanlı Merkezi Sumatra Baseninde, düşük gradyanlı Güney Sumatra Baseni'ne göre daha büyük petrol rezervlerinin olduğu saptanmıştır.

California'daki Los Angeles ve Ventura Basen'leri benzer jeolojik yapısı olan ve petrollü iki basendir. Üretim, Miyosen ve Pliyosen yaşlı türbiditlerden yapılır. Sadece Los Angeles

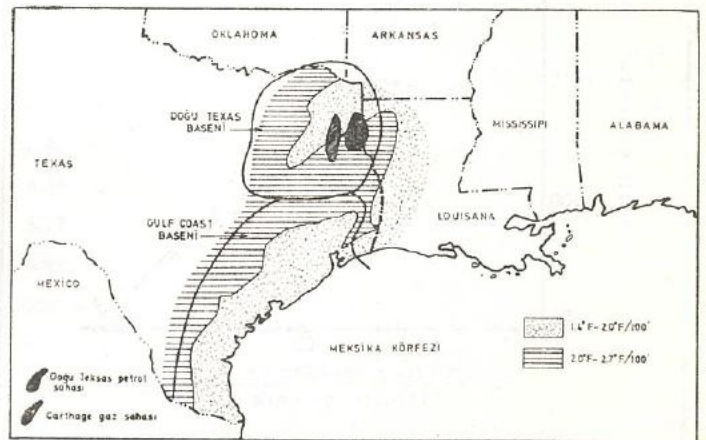


Şekil 12: Meksika Körfezi kuzeyinde, 10 000' derinlikteki sıcaklığı 100°C den yüksek olan alanlar ve büyük petrol-gaz yataklarının dağılımı (Klemme, 1975).

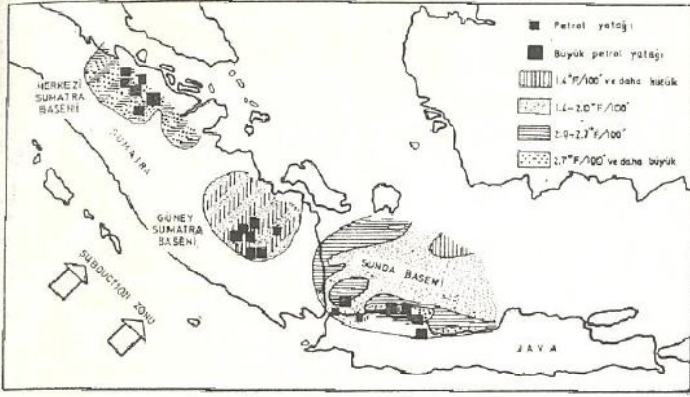
Baseni'nden, bugüne kadar 5 milyar varilden fazla petrol üretilmiştir (Sullwold, 1961).

Los Angeles Baseni'ndeki jeotermal gradyanlar büyüktür. Değerler basenin batısına doğru daha da artar (Şekil 15). Ventura Baseni'ndeki gradyanlar ise dünya ortalamasına yakın, yer yer üstünde fakat çoğunlukla ortalamasının altındadır. İki basen arasındaki bu farkın, Ventura Baseni'ndeki çok büyük kalınlığı olan çökellerin örtü görevi yaparak, ısının üst düzeylere erişmesine engel olması şeklinde açıklanmaktadır. Ventura Baseni'nde, diğerine göre daha az petrol rezervinin bulunuşunda aradaki gradyan farklılığına bağlanmaktadır. Şekil 16 da, iki basenden geçen kesitler görülmektedir. Kalın ve kesikli çizgi 200 °F (93 °C) sıcaklığı olan düzeyi, kalın ve dik çizgiler ise üretim düzeylerinin kalınlıklarını göstermektedir. Los Angeles Baseninde, 200 °F çizgisinin yüzeye daha yakın olduğu dikkati çeker. Bu basendeki çok büyük Wilmington petrol sahasındaki gradyan 3 °F/100' dir.

Viyana Baseni'nde (Şekil 17), bütün petrol sahalardaki jeotermal gradyan 1,4 ile 2,0 °F/100' arasında değişir.



Şekil 13: Doğu Teksas Baseni'nin jeotermal gradyan haritası ve önemli hidrokarbon yatakları (Klemme, 1975).

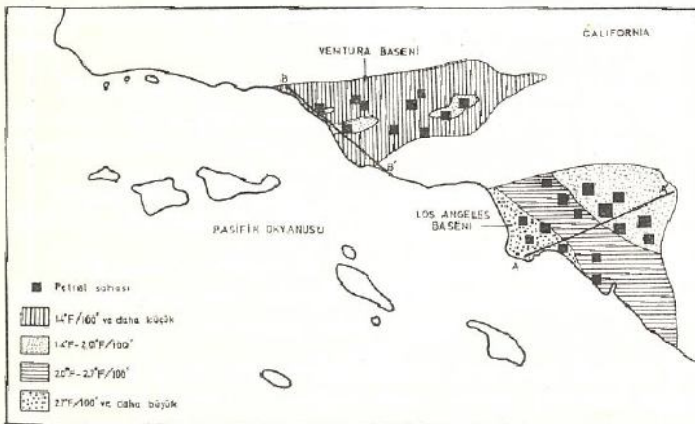


Sekil 14: Sumatra ve Java Adaları'ndaki önemli petrol yatakları ile jeotermal gradyan haritası (Klemme, 1975).

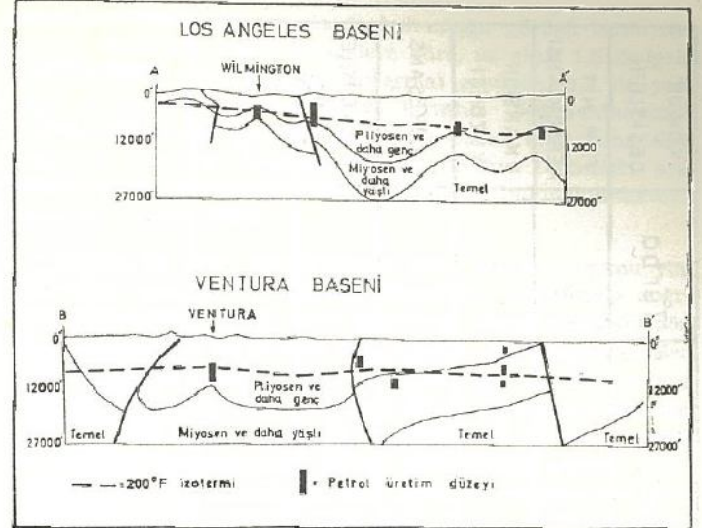
Sovyetler Birliği bir bütün olarak ele alındığında (Şekil 18), petrolü bölgelerin büyük bir bölümü, jeotermal gradyanını 1,4 ile 2,7 °F/100' arasında ve kimi vakit 2,7 °F/100' den daha büyük olan yerlerde bulunmaktadır.

Okyanuslaşma evresinde olan Kızıl Deniz'deki ısı akışı değerleri 1,1 ile 79 HFU arasında değişir (Şekil 19). Ortalaması 3,4 HFU dur. En yüksek değerler rift eksenindedir. Bu eksenden doğuya veya batıya doğru gidildiğinde, ısı akışı değerleri biraz küçülür. Fakat yine de dünya ortalamasının çok üstündedir. (Langseth ve Taylor, 1976; Erickson ve Simmons, 1969; Girdler, 1970; Tissot ve Espitalié, 1975). Bu denizin güney kesimindeki bir kuyuda, 2438 m derinlikte 260°C ye erişilmiştir ki buda gradyanın yaklaşık olarak 100°C/1000 m olduğunu gösterir (Thompson, 1976). Bu denli yüksek ısı akışı olan yerlerde, oluşmuş petrolün bile gazla dönüşeceği belirtilmektedir (Lowel ve diğ., 1975). Bu nedenle adı geçen denizde, Sina Yarımadası'ndan Aden Körfezi'ne kadar olan bölümde petrole rastlanmamış, sadece birkaç kuyudan gaz elde edilmiştir (Robert, 1976).

Süveyş Körfezi, Kızıl Deniz'in eski bir uzantısı olup, okyanuslaşması durmuş, dar ve uzun bir basendir. Bol petrol içeren bu basende, Kızıl Deniz'dekine benzer bir sedimentasyon

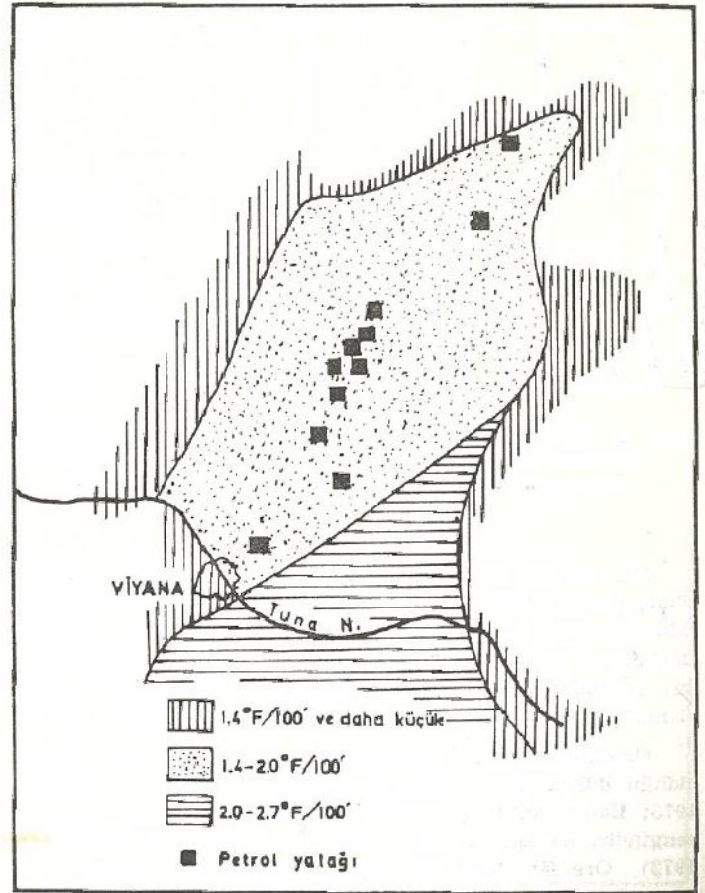


Sekil 15: Los Angeles ve Ventura Basenleri'nin jeotermal gradyan haritası ve önemli petrol yatakları (Klemme, 1975).



Sekil 16: Los Angeles ve Ventura Basenleri'nin enine kesitleri (Klemme, 1975).

vardır. Isı akışı değerleri yüksek fakat Kızıl Deniz'e göre daha düşüktür. Bu nedenle, Süveyş Körfezinde bulunan önemli miktardaki petrolün, yüksek sıcaklıktan etkilenmediği için, gazla dönüşmeden, petrol şeklinde kaldığı belirtilmektedir (Robert, 1976).



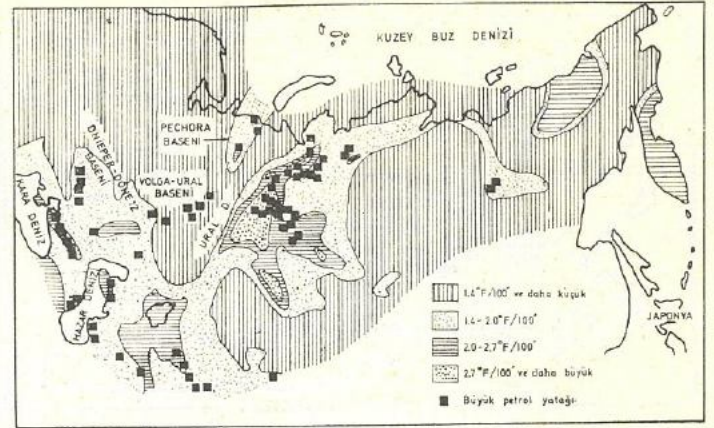
Sekil 17: Viyana Baseni'nin jeotermal gradyan haritası ve önemli petrol yatakları (Klemme, 1975).

KÖMÜR ÇEŞİTLERİ	VİTRİNİT REFLEKTANSI	KARBON YÜZDESİ	FLÜORESANS	SPOR VE POLEN RENGİ	SICAKLIK	HİDROKARBON ÇEŞİTLERİ
Turba	.20 .25 .30	71	Flüoresans var	Sarı	60°C	Diyajenetik gaz (metan)
Linyit	.40 .50 .60	77				
Taş kömürü	.80 1.00 1.50	87		Kahve	135°C (175C)	Petrol
Antrasit	2.60 3.00	91	Flüoresans yok	Siyah		Yaş gaz
Meta antrasit		93.5				Kuru gaz
						Gaz yok

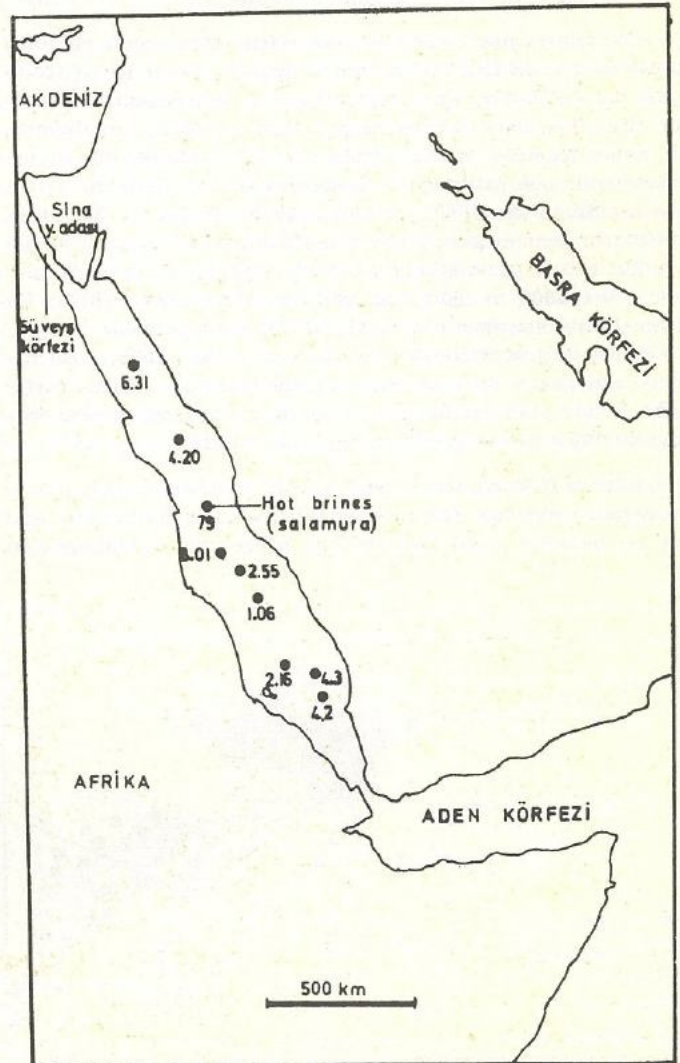
Tablo 2: Organik metamorfizmanın çeşitli parametreleri, bu metamorfizma ile oluşan hidrokarbonlar ve bunların kömürlerle karşılaştırması (Raynaud ve Robert, 1976; Hood ve diğ., 1975).

Miyosen'den bu yana okyanuslaşmakta olan Ege Denizi'nde (Arpat, 1976). 1 ile 2,7 HFU arasında değişen değerler elde edilmiştir. (Jongsma, 1974) (Şekil 20). Bilindiği gibi Ege Denizi'nde, Taşoz Adası yakınlarında, önemli petrol yatakları bulunmuştur. Ege Denizi'nin diğer yerlerinin de petrol olanakları yönünden umutlu olduğu düşünülmelidir.

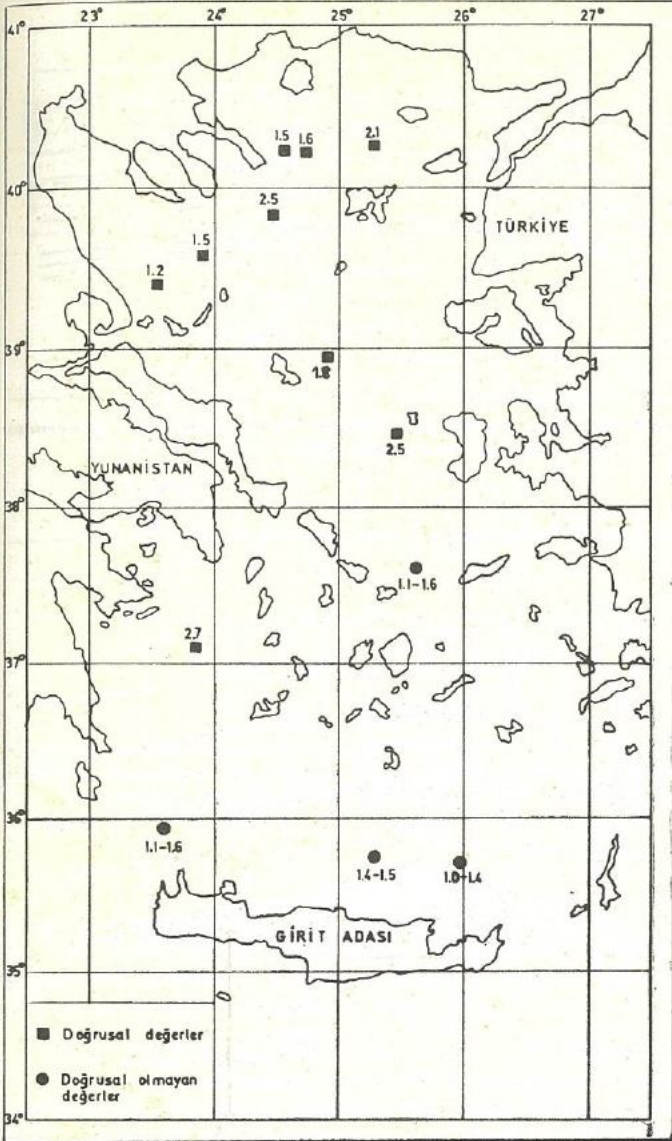
Okyanuslaşmasını tamamlamadan fosilleşen, eski riftler olduğu düşünülen, karasal grabenler (Tissot ve Espitalié, 1975; Bauer, 1974) petrol ve doğal gaz yönünden oldukça zengindir. Isı akılları da ortalamamın üstündedir (Gorshkov, 1972). Örneğin Ren Grabeni'nde (Şekil 21), 50-80 °C/km arasında değişen gradyanlar ölçülmüştür. Bu arada, bazı çok yüksek gradyanların, dik faylar aracılığı ile gelen sıcak sulara bağlı olduğunu belirtmek gerekir. Bu grabendeki ısı akı-



Şekil 18: Sovyetler Birliği'nin jeotermal gradyan haritası ve önemli petrol yatakları (Klemme, 1975).



Şekil 19: Kızıl Deniz'deki ısı akısı değerleri (HFU) (Erickson ve Simmons, 1969).



Sekil 20: Ege Denizi'ndeki ısı akısı değerleri (HFU) (Jongsma, 1974).

ısı değerleri ise 2 ile 4 HFU arasındadır (Tissot ve Espitalié, 1975).

Hindistan'daki Cambay Baseni'de petrolü bir grabendir. Isı akısı ise, 2 HFU dolaylarındadır (Gupta ve diğ., 1970; Klemme, 1975).

Sovyetler Birliği'ndeki, çok büyük Dnieper-Donetz Grabeni'de yukarıdaki örneklerin özelliklerini sunar.

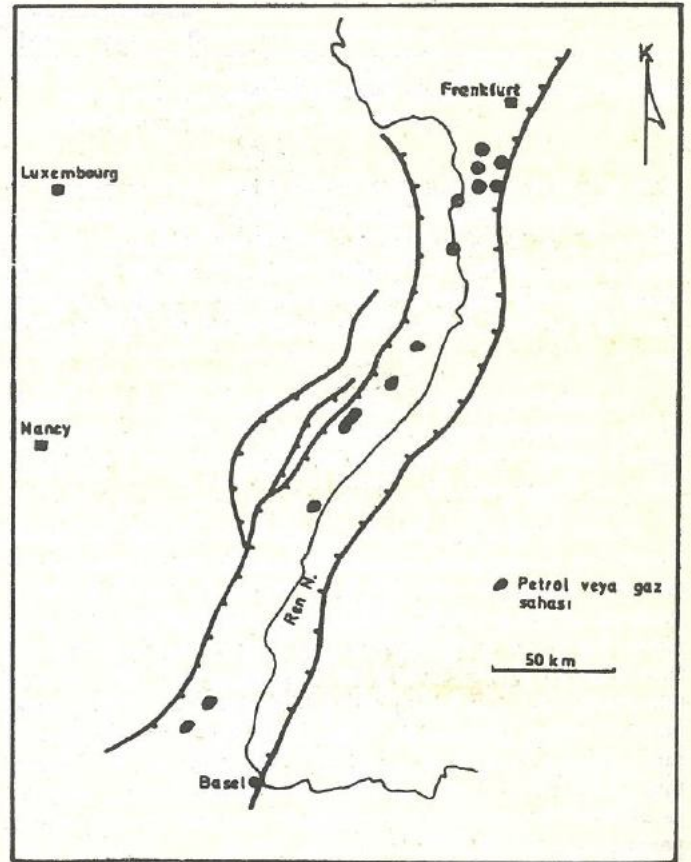
Grabenlerde, yüksek ısı akısı yanında, petrol oluşum ve kapanmasına çok elverişli, özel bir sedimentasyonun bulunduğunu da belirtmekte yarar vardır.

Buraya kadar petrol oluşumunun doğrudan sıcaklık ile ilişkili olduğu, sıcaklığı yüksek olan yerlerde petrolün sığda olduğu, yüksek sıcaklıkta petrol göçünün kolaylaştığı, aynı zamanda sığdaki hazne kaya gözenekliliğinin daha büyük olduğu gibi verilere dayanarak, önemli petrol yataklarının

ısı akısı yüksek olan alanlarda bulunduğu görüşü benimsenmiştir. Yukarıda verilen örneklere göre, ısı akısı 1,5 ile yaklaşık 3 HFU, diğer yandan jeotermal gradyanı 1,4 ile yaklaşık 5 °F/100' arasında olan ve kırıntılı sedimentasyonun söz konusu olduğu alanlar, ekonomik petrol birikimine elverişli olan alanlardır. Bununla birlikte, ısı akısı 1-1,5 HFU arasında değişen yerlerde de azda olsa petrol bulunabilmektedir (Lee ve Uyeda, 1965).

Başka bir grup araştırmacıya göre, petrol oluşumu yine doğrudan sıcaklık ile ilişkilidir. Genellikle alttan üste doğru olan petrol göçünde bir kütle taşınması (Mass transfer) söz konusudur. Kütle ile birlikte ısıda taşınır (Makarenko ve Sergiyenko, 1975; Meinhold, 1971). Başka bir deyişle, derinde, belli sıcaklığı olan ortamda oluşan petrol, üste doğru göç ederek, olduğu yere göre daha az sıcak olan ortama yerleşir ve oradaki sıcaklığı yerel olarak belli ölçüde artırır. Buna göre petrolü antiklinallerde, aynı yöredeki senklinallere göre, jeotermal gradyan ve ısı akısı daha büyük, izoterm eğrileri yüzeye daha yakın olacaktır.

Hazar Denizi batı kıyısındaki Apsheron Yarımadası, uzun yıllardır işletilen petrol bölgelerinden biridir (Şekil 22). Bölgede, günümüze dek on binlerce petrol kuyusu açılmıştır. Açılan kuyularda, yüzeyden 4000 m derinliğe kadar olan kesimde, binlerce sıcaklık ölçümü yapılmış ve bölgesel eş sıcaklık (izoterm) haritaları oluşturulmuştur. Bu incelemelerde izo-



Sekil 21: Ren Grabeni'ndeki petrol-gaz yatakları (Louis, 1967; Carte Internationale des champs de Gas Naturel en Europe. Genève-Hannover, 1972).



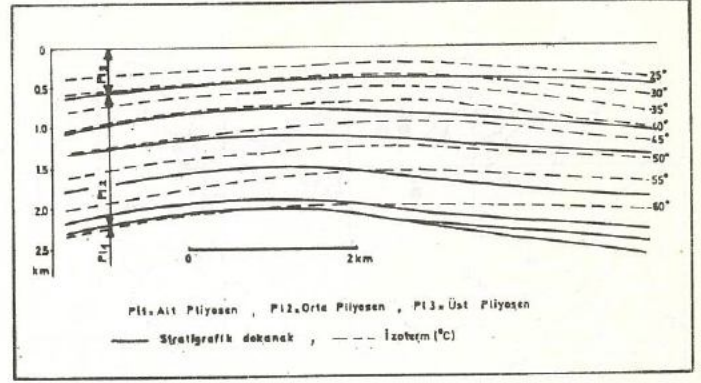
Şekil 22: Hazar Denizi'nin bulduru haritası.

term eğrilerinin stratigrafik dokanaklara az çok paralel oldukları görülmektedir. Üzerinde ayrıntılı olarak çalışılan sahalardan biri, Bakü'nün 25 km KD sunda bulunan petrolü Kala Antiklinali'dir. Bu yapıda, üretim Pliyosen yaşlı bir hazne kayadan yapılmaktadır. Antiklinalin uzun eksenini boyunca geçen kesit ve izoterm eğrileri Şekil 23'te görülmektedir.

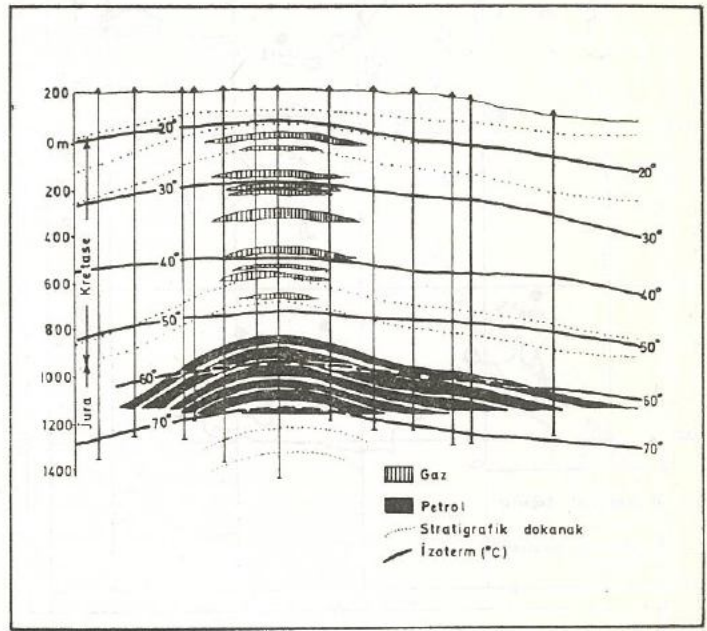
Bu yöntemle aynı bölgedeki gömütlü ve yüzey jeolojisi ile varlığı saptanamayan antiklinaler üzerinde de sıcaklığın yüksek olduğu ortaya konmuştur (Ovnatanov ve Tamrazyan, 1970; Mekhtiyev ve diğ., 1973).

Hazar Denizi KD sunda, Mangyshlak Yarımadasındaki (Şekil 22) Uzen petrol sahasında yapılan incelemede, benzer sonuçlar alınmıştır (Bu sahaya ilişkin bir kuyu kesiti ve gradyan eğrisi şekil 1'de verilmişti). Uzen petrol sahası oldukça büyük bir brakiantiklinalden oluşur. Başlıca petrol üretimi 53,5 - 72 °C ler arasından ve Jura yaşlı 6 killi kumtaşı düzeyinden yapılmaktadır. Daha üstte yer alan, Kretase yaşlı birimler içinde, gaz içeren birkaç düzey bulunmaktadır. Sahanın ortalama jeotermal gradyanı 3,81 °C/100 m dir. Jeotermik adımı ise 26,2 m/°C dir. Çizilen izoterm eğrileri, şekil 24'te görüldüğü gibi, antiklinal yapıyı oldukça iyi bir şekilde yansıtmaktadır (Pashayev ve diğ., 1973).

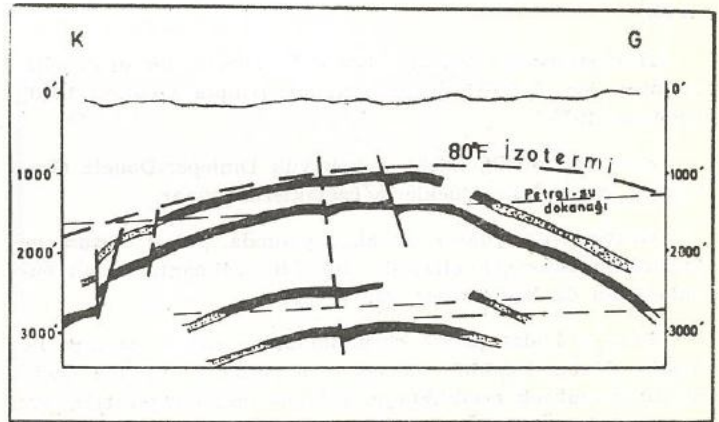
ABD'deki Salt Creek petrolü antiklinalinde (Wyoming) petrol-su dokanağı kuzeye doğru eğimlidir (Şekil 25). Dokanağın bu konumu, sıvı hareketinin güneyden kuzeye doğru



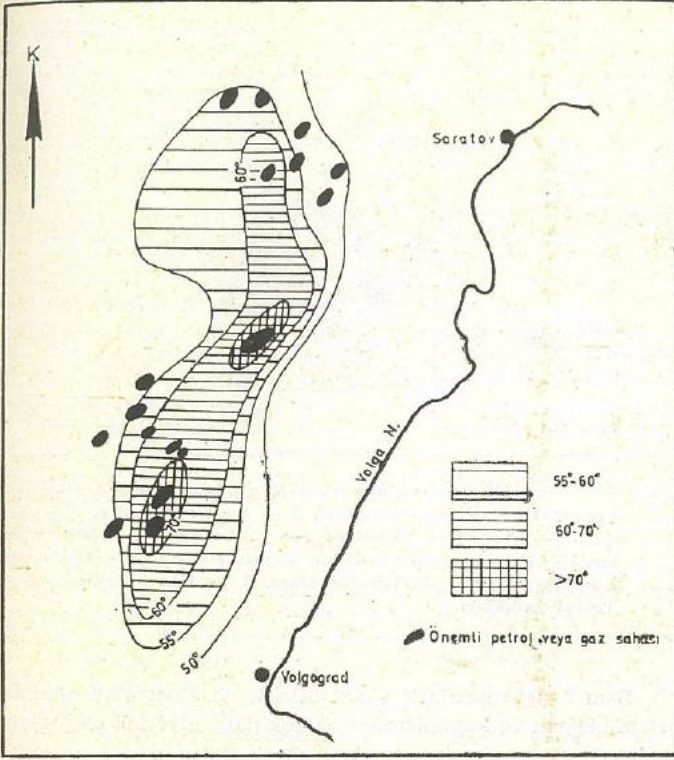
Şekil 23: Kala Antiklinali (Hazar Denizi batısı) ve izotermi (Ovnatanov ve Tamrazyan, 1970).



Şekil 24: Uzen petrol sahası (Hazar Denizi doğusu) ve izotermi (Pashayev ve diğ., 1973).



Şekil 25: Salt Creek Antiklinali (ABD) ve 80°F izotermi (Meinhold, 1971).

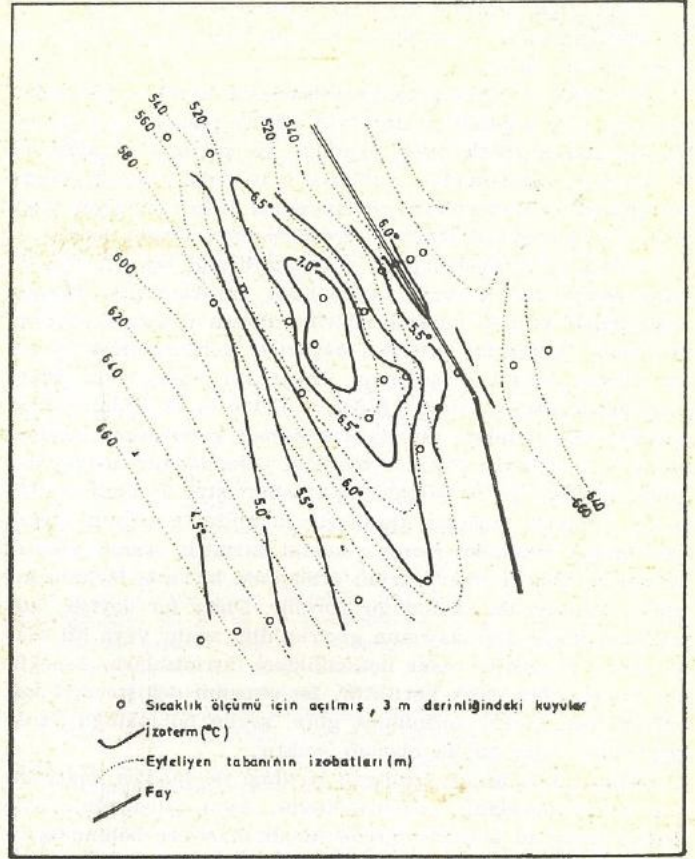


Sekil 26: Don-Medvedica Antiklinali'nde (USSR), 2000 m derinlik için yapılmış, sıcaklık haritası ile önemli petrol ve gaz yatakları (Meinhold, 1971).

olduğunu gösterir. Çizilen 80 °F izotermi, kıvrımlanmaya oldukça paraleldir. Dikkatle incelenirse bu eğrinin, kuzeye doğru olan sıvı hareketine bağlı olarak, güney kanatta, yüzeye daha yakın olduğu görülür (Meinhold, 1971).

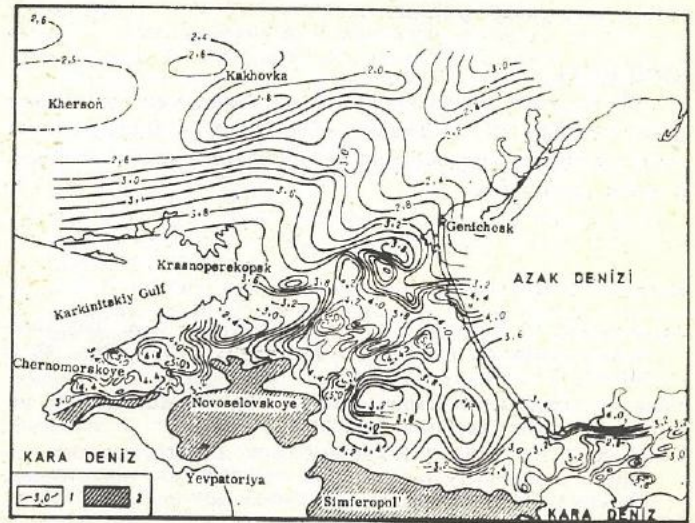
Volga Nehri batısındaki, K-G uzanımli Don-Medvedica petrollü antiklinalinde, 2000 m derinlikteki sıcaklık, bitişikte yer alan senklinaldekinden ortalama 20 °C daha yüksektir. Bu durum, bölgedeki bütün antiklinaller için geçerlidir. Yapı üzerinde, 2000 m derinlik için yapılan sıcaklık haritası ile petrol gaz yatakları şekil 26 da görülmektedir (Meinhold, 1971).

Buraya kadar verilen örneklerdeki, sıcaklık veya gradyanlar petrol kuyularından yararlanarak ölçülmüştür. Sovyetler Birliği'nde, Ural Dağları'nın KB sındaki Voyvozh petrol ve gaz sahasında yapılan bir incelemede, sıcaklık ölçümleri için, özel olarak açılan çok sığ kuyular kullanılmıştır. Alınan sonuçlar derin kuyularla alınan sonuçlardan farksızdır. Adı geçen saha 18 km uzunluğunda, 4 km genişliğinde bir antiklinaldir. Buradaki günlük sıcaklık farklılıklarının, yüzeyden 3 m derinliğe kadar olan kesimde etkili, daha derinde ise, etkisiz oldukları önce deneysel olarak ortaya konmuştur. Daha sonra, sahada 3 m derinlikte, bol miktarda kuyu açılmıştır. Mevsimlik sıcaklık değişikliklerini etkisiz kılmak için, açılan kuyulardaki sıcaklık ölçümleri 3-5 gün gibi kısa bir zaman içinde tamamlanmıştır. Kuyu dibindeki ısasal dengenin sağlanması için, ölçümlerin, kuyu delindikten yaklaşık 10 saat kadar sonra yapılması gerekmiştir. Ayrıca toprak, bitki örtüsü ve topoğrafyanın, kuyu dibi sıcaklığına olan etkilerini yok etmek amacıyla, ölçülen sıcaklıklarda gerekli düzeltmeler yapılmıştır. Bu inceleme sonunda elde olunan izoterm eğri-



Sekil 27: Voyvozh Antiklinali'nin (USSR) yapı haritası ile 3 m derinliği olan kuyulardaki sıcaklık ölçümleri sonucu elde olunan izotermiler (Lakhtionov ve diğ., 1976).

leri ile petrol içeren Eyfeliyen yaşlı birimin tabanına göre yapılmış yapı haritası şekil 27 de verilmiştir. Her ikisi arasında göze çarpıcı bir uyumluluk vardır. Diğer yandan, antiklinalin doğu kanadında yer alan fay boyunca sıcaklığın yüksek olduğu görülmektedir (Lakhtionov ve diğ., 1976).



Sekil 28: Kırım Yarımadası'nın jeotermal gradyan haritası (Rayevskiy, 1974). 1 — Eş gradyan eğrisi °C/100 m, 2 — Maykopian Formasyonu'nun çökmezlik alanı.

Faylardaki sıcaklık veya ısı akısının yüksek olduğu başka araştırmacılar tarafından da belirtilmektedir (Robert, 1976; Lysak, 1970).

Petrolü antiklinallerle, petROLSÜZLERİN ısı akısı yönünden farklılıklarını saptamak amacıyla, çeşitli jeolojik yapıya sahip sahalarda incelemeler yapılmış ve petrolü olanlardaki ısı akısının, ortalamadan, yaklaşık %10 daha yüksek olduğu anlaşılmıştır (Makrenko ve Sergiyenko, 1975). Tersiyer yaşlı volkanitleri içeren basenler bu genellemenin dışında kalır.

Kırım Yarımadası'nda yapılan başka bir incelemede (Rayevskiy, 1974), derin kuyulardan yararlanarak, Neojen yaşlı, petrol ve gaz içeren bir birime ilişkin (Maykopian Formasyonu) jeotermal gradyan değerleri konturlanmış ve şekil 28'deki harita oluşmuştur. Haritanın kuzeyinden güneyine doğru, gradyanların 1,8 den 5 °C/100 m ye kadar arttığı görülür. Öte yandan, kuyulardan alınan kırıntılarının incelenmesiyle Maykopian Formasyonu'nun yeraltındaki fasiyes dağılımı oldukça iyi bir şekilde saptanabilmıştır. Fasiyes haritası ile gradyan haritası karşılaştırıldığında, gradyanı düşük olan kuzey kesimde, formasyondaki kırıntılı oranın yüksek olduğu ve güneye doğru artan gradyanla birlikte, birimin kırıntılı oranının da küçüldüğü görülür. Diğer bir deyişle, kuzeyden güneye, formasyonun geçirimsizliği azalır veya kil oranı artar. Şeyllerin ısıl iletkenlikleri, kırıntılılara, örneğin kumtaşına göre daha küçüktür. Isı akısının değişmediği kabul edilirse, $q=KT$ formülüne göre, şeylin bol olduğu yerde gradyanın daha büyük olacağı açıktır.

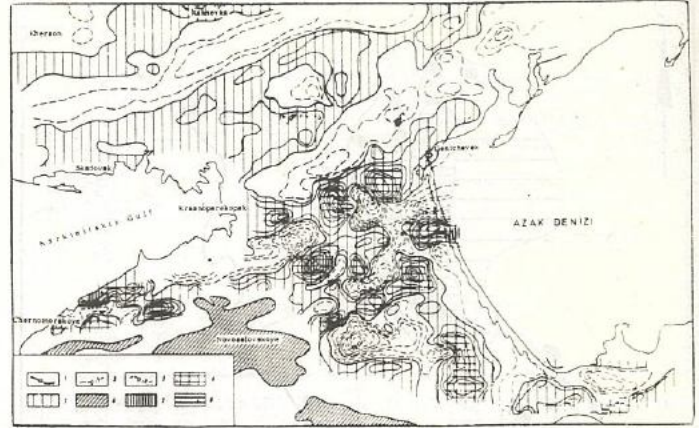
Yukarıdaki örnek, gradyan haritası ile fasiyes kontrolünün yapılabileceğini göstermektedir. Aynı çalışmada, elde olunan gradyan haritası birçok küçük karelere bölünmüş ve her bir kare için ortalama gradyan hesaplanmıştır. Gerçek gradyan değerleri ile ortalama değerler arasındaki artı ve eksi değerli farklar yeniden konturlanarak şekil 29 da görülen rezidüel gradyan haritası hazırlanmıştır. Bu sahada, Maykopian Formasyonu içindeki, bilinen petrol ve gaz yataklarının tümü en büyük pozitif anomalilerin olduğu yerlerde (+ 0,25 °C/100 m ve daha yüksek anomalilerin olduğu yerlerde). Sonuç olarak, pozitif anomalilerin olduğu bütün alanlar umutlu, bunlar içinde + 0,25 °C/100 m den daha büyük pozitif anomalilerin olduğu alanlar çok umutlu olarak nitelendirilmiştir. Negatif değerlerin olduğu kesimlerde ise hiçbir petrol, gaz yatağı yoktur.

SONUÇLAR

Gerek saha gözlemleri, gerekse laboratuvar incelemeleri göstermektedir ki ana, hazne ve örtü kaya ile kapanların var olduğu yerlerde, petrol oluşum ve kapanlanmasındaki en önemli etken sıcaklıktır.

DEĞİNİLEN BELGELEER

- Afanasyev, T. P., Makarenko, F. A. ve Pokrovskiy, V. A., 1975, Geothermal conditions in oil-gas region: Intern. Geol. Rev., 17, 2, 164-166.
- Arpat, E., 1976, Doğal uzanım açısından Ege denizinin jeolojik yapısı: Yeryuvarı ve İnsan, 1, 4, 15-19.
- Bailey, N. J. L., Evans, C. R., Milner, C. W. D., 1974, Applying petroleum geochemistry to search for oil: Examples from Western Canada Basin, Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 58, 11, 2284-2294.
- Baker, D. R. ve Claypool, G. E., 1970, Effect of incipient metamorphism on organic matter in mud rock: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologist, 54, 3, 456-467.



Şekil 29: Kırım Yarımadası'nın rezidüel gradyan haritası (Rayevskiy, 1974). 1 — Sıfır değerleri, 2 — Pozitif değerler, 3 — Negatif değerler, 4 — Petrol ve gaz yönünden çok umutlu alanlar, 5 — Petrol ve gaz yönünden umutlu alanlar, 6 — Maykopian Formasyonu'nun çökmezlik alanı, 7 — Gaz yatakları, 8 — Petrol yatakları.

Bazı araştırmacılara göre, yüksek ısı akısı olan alanlar, petrol oluşum ve kapanlanmasına çok daha elverişli olan alanlardır.

Başka bir grup araştırmacıya göre, alttan üste doğru olan petrol göçü ile birlikte ısı da taşınır. Bu nedenle petrol birikim alanlarındaki, örneğin antiklinallerdeki sıcaklık, çevreye göre daha yüksektir.

Jeotermal gradyan, çökellerin fasiyesi ile dolaylı olarak bağlantılıdır.

İster doğrudan petrol oluşum ve kapanlanma alanlarının bulunmasında yararlı olsun, ister yapısal kapanların saptanması veya fasiyes etütlerinde faydalı olsun, ısı akısı incelemeleriyle petrol jeolojisine önemli katkı sağlanabilir.

Jeotermal gradyan veya ısı akısı eldeleri için her zaman yeterli sayıda derin kuyu bulmak olanaksızdır. Özellikle çok az sayıda petrol kuyusu olan Yurdumuz için bu daha da güçleşmektedir. Fakat Sovyetler Birliği'nde olduğu gibi, 3 m derinliği olan, çok sık kuyularla da ısı ile ilgili çalışmalar yaparak, önemli sonuçlar alınabilir.

KATKI BELİRTME

Bu çalışmaya Tahir Öngür'ün katkısı olmuştur. Kendisine teşekkürlerimi sunarım.

- Barker, C., 1974, Pyrolysis technique for source-rock evaluation: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 58, 11, 2349-2361.
- Bauer, J., 1974, Evaporites de rift: Rev. Geogr. Phy. Geol. Dyn., 16, 2, 209-234.
- Burns, R. E. ve Grim, P. J., 1967, Heat flow in the Pacific ocean off central California: Journ. Geop. Research, 72 24 6239-6247.
- Carte internationale des champs de gas naturel en Europe, 1972, Genève-Hannover.
- Chapman, R. E., 1973, Petroleum Geology s. 33, Elsevier Sci. Publ. Com. Amsterdam.
- Dewey, J. F. ve Bird, J. M., 1970, Mountain belts and the new global tectonics: Journ. Geop. Research, 75, 14, 2625-2647.

- Durand, B., Espitalié, J. ve Nicaise, G., 1972, Etude de la matière organique insoluble des argiles de Toarcien du Bassin de Paris: Rev. Inst. Fr. Pétrole, 27, 6, 865-884.
- Durand, B. ve Espitalié, J., 1973, Evolution de la matière organique au cours de l'enfouissement des sédiments: Comptes Rend. Acad. Sci., Paris, 276, 2253-2256.
- Elder, J. W., 1965, Physical processes in geothermal area; in Terrestrial Heat Flow: Geop. Monog. Serie, Am. Geop. Union, 8, 211-238.
- Erickson, A. J. ve Simmons, G., 1969, Thermal measurements in the Red Sea hot brines pools: in Hot Brines and Recent Heavy Metal Deposits in the Red Sea, Springer-Verlag Newyork Inc., 114-121.
- Geodekyan, A. A., 1971, Hydrocarbon potential of the shelves: Int. Geol. Review, 13, 10, 1471-1474.
- Geodekyan, A. A., Trotsyuk, V. Ya. ve Ulmishchek, G. F., 1973, Geological geochemical consideration on estimating hydrocarbon potential of bodies of water: Int. Geol. Review, 15, 12, 1373-1380.
- Girdler, R. W., 1970, The structure and evolution of the Red Sea and the nature of the Red Sea, Gulf of Aden and Ethiopian rift junction: Tectonophysics, 10, 5-6, 579-582.
- Gorshkov, G. S., 1972, Progress and problems in volcanology: Tectonophysics, 13, 1-4, 123-140.
- Guillemot, J., 1964, Cours de Géologie du Pétrole: Sos. Edit. Technip Paris.
- Gupta, M. L., Verma, R. K., Hamza, V. M., Venkateshwar Rao, G. ve Rao, R. U. M., 1970, Terrestrial heat flow and tectonics of the Cambay basin (India): Tectonophysics, 10, 1-3, 147-163.
- Gutjahr, C. C. M., 1971, Pollen and spores as tools in oil and gas exploration: Türkiye 1. Pet. Kong., Tebliğler, 87-93.
- Haseba, K., Fujii, N. ve Uyeda S., 1970, Thermal process under island arcs: Tectonophysics, 10, 1-3, 335-355.
- Hedberg, H. D., 1967, Geologic control of petroleum genesis. Proceedings of the 7 th World Pet. Cong., Mexico, 2, 3-11.
- Hedberg, H. D., 1974, Relation of methane generation to undercompacted shales, shales diapirs and mud volcanoes: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 58, 4, 661-673.
- Hood, A., Gutjahr, C. C. M. ve Heacock, R. L., 1975, Organic metamorphism and the generation of petroleum: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 59, 6, 986-996.
- Hunt, J. M., 1973, Unsolved problems concerning origin and migration of petroleum: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 57, 4, 785.
- Jonathan, D., Le Tran, K., Oudin, J. L. ve Van Der Weide, B. M., 1976, Les methodes d'étude physico-chimiques de la matière organique: Bull. Centre. Rech. Pau, SNPA, 10, 1, 89-108.
- Jongsma, D., 1974, Heat flow in the Aegean Sea: Geop. J. R. Astr. Soc., 37, 337-346.
- Kaplan, M. Ye., 1971, Criteria for determining zones catagenesis in terrigenous deposits: Int. Geol. Review, 13, 9, 1365-1376.
- Kartsev, A. A., Vassoevich, N. B., Geodekian, A. A., Neruchev, S. G. ve Sokolov, V. A., 1971, the principal stage in the formation of petroleum: Proceedings of the 8 th World Pet. Cong. Moscow, 2, 3-11.
- Klemme, H. D., 1975, Geothermal gradients, heat flow and hydrocarbon recovery: Petroleum and Global Tectonics, Princeton University Press, 251-304.
- Lakhtionov, M. O., Rabotnov, V. T., Kutuzov, O. N. ve Spiridonov, M. O., 1976, Geothermal investigations in a surface layer, as in the Voyvohz oil-gaz deposits: Int. Geol. Review, 18, 5, 557-559.
- Landes, K. K., 1967, Eometamorphism and oil and gas in time and space: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 51, 6, 828-841.
- Langseth, M. G. ve Taylor, P. T., 1967, Recent heat flow measurements in the Indian ocean: Journ. Geop. Research., 72, 24, 6249-6260.
- Lee, W. H. K. ve Uyeda, S., 1965, Review of heat flow data: Terrestrial Heat Flow. Geop. Monog. Serie, Am. Geop. Union, 8, 87-190.
- Levorsen, A. I., 1967, Geology of Petroleum: W. H. Freeman and Company, San Francisco. s. 499.
- Louis, M., 1967, Cours de Géochimie du Pétrole, Soc. Edit. Technip, Paris.
- Lowel, J. D., Genik, G. J., Nelson, T. H. ve Tucker, P. M., 1975, Petroleum and plate tectonics of the southern Red Sea: Petroleum and Global Tectonics, Princeton University Press, 129-153.
- Lysak, S. V., 1970, Geothermy of Lake Baykal region: Int. Geol. Review, 12, 9, 1155-1158.
- Makarenko, F. A. ve Sergiyenko, S. I., 1975, Abyssal heat flow in local oil and gas bearing continental structures: Int. Geol. Review, 17, 3, 249-255.
- Maksimov, S. P. ve Safanova, G. I., 1973, Genetic characteristic of petroleum in Devonian deposits of the Volga-Ural provinces: Int. Geol. Revie, 15, 5, 497-507.
- Markova, L. G., Bazhenova, T. K. ve Matukhinas, V. G., 1970, Geochemistry of the organic matter in the graptolite shale of the Noril'sk region: Int. Geol. Review, 12, 7, 840-844.
- Mc Iver, R. D., 1967, Composition of kerogen-Clue to its role in the origin of petroleum: Proceedings of the 7 th World Pet. Cong., Mexico, 2, 25-36.
- Mc Kenzie, D. P., 1967, Some remarks on heat flow and gravity anomalies: Journ. Geop. Research, 72, 24, 6261-6273.
- Mc Nitt, I. R., 1965, Review of geothermal resources: Terrestrial Heat Flow, Geop. Monog. Series, Am. Geop. Union, 8, 240-266.
- Meinhold, R., 1971, Hydrodynamic control of oil and gas accumulation as indicated by geothermal, geochemical and hydrological distribution pattern: Proceedings of the 8 th World Pet. Cong., Moscow, 2, 55-66.
- Mekhtiyev, Sh. F., Geodekyan, A. A., Aliyev, A. I., Lipsits, Yu. M. ve Dzhaferov, R. R., 1973, Distribution of oil and gas banks in South Caspian basin, as influenced by thermodynamic parameters of the depth: Int. Geol. Review, 15, 8, 960-970.
- Miner, J. W. ve Toksöz, M. N., 1970, Thermal regime of a downgoing slab: Tectonophysics, 10, 1-3, 367-390.
- Mirchink, M. F., Ali-Zade, A. A. ve Bakirov, A. A., 1971, Main concepts of the theory of oil and gas origin and their accumulation in the light of the most recent investigations: Proceedings of the 8 th World Pet. Cong., Moscow, 2, 27-33.
- Novosiletskiy, R. M. ve Predtechenskaya, N. S., 1973, Distribution relations between zone of accumulation of hydrocarbons fluids in oil-gas basins: Int. Geol. Review, 15, 7, 795-801.
- Ovnatanov, S. T. ve Tamrazyan, G. P., 1970, Thermal studies in subsurface structural investigations, Apsheron peninsula, Azerbaijan, USSR: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 54, 9, 1677-1685.
- Pashayev, V. S. M., Gattenberger, Yu. P. ve Lutkov, V. A., 1973, Geothermal conditions of Uzen oil field: Int. Geol. Review, 15, 12, 1365-1372.
- Pautot, G., 1970, La dorsale medio-atlantique et le renouvellement des fonds océaniques: Rev. Geog. Phy. Geol. Dyn., 12, 5, 379-402.
- Philippi, G. T., 1973, Subsurface temperature controlled origin of San Joaquin Valley crude oil of California: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologist (Abstract), 57, 4, 800.
- Pusey, W. C., 1973, How to evaluate potential gas and oil source rocks: World Oil, 176, 5, 71-75.
- Raaben, V. F. ve Chernikov, K. A., 1974, Expression conditions of main phase of oil formation and distribution of hydrocarbons in heterochronous rocks: Int. Geol. Review, 16, 4, 484-493.
- Rayevskiy, V. Yu., 1974, Use of trend analysis for geothermal investigations in oil-gas regions (as in Crimean plain and northern Black Sea region): Int. Geol. Review, 16, 3, 263-268.
- Raynaud, J. F. ve Robert, P., 1976, Les methodes d'études optiques de la matière organique: Bull. Centre Rech. Pau, SNPA, 10, 1, 109-127.
- Robert, P., 1976, Approche de la géothermie des series sedimentaires par l'étude de la diagenèse organique, relation avec la tectonique profonde de l'écorce: Bull. Centre Rech. Pau, SNPA, 10, 1, 271-285.
- Sass, J. H., Lachenbruch, A. H., Munroe, R. J., Greene, G. W. ve Moses, T. H., 1971, Heat flow in the western United States: Journ. Geop. Research, 76, 26, 6376-6413.
- Slater, J. G., 1972, New perspectives in terrestrial heat flow: Tectonophysics, 13, 257-291.
- Sokolov, B. A., 1975, Oil-gas potential of marine and oceanic floors in light of theory of oil and gas sedimentary basins: Int. Geol. Review, 17, 7, 762-766.
- Sokolov, B. A., 1976, Current views on the origin of oil and gas and the occurrence of oil and gas fields: Petroleum Resources of Seas and Oceans, edit: Skolov, B. A., Gaynanov, A. G., Nesmeyanov, D. V., Seregin, A. M., Mir Publishers Moscow, 46-53.
- Staplin, F. L. ve Calvin, R. E., 1973, Metamorphism of sedimentary organic matter: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 57, 4, 806.
- Stroganov, V. P., 1974, Principal phases in origin of gaseous and liquid hydrocarbons and conditions of formations of zones of oil-gas accumulations: Int. Geol. Review, 16, 7, 769-776.
- Sullwold, H. H., 1961, Turbidites in oil exploration: Geometry of Sandstone Bodies: Am. Assoc. Petroleum Geologist simposium, 63-81.
- Thompson, T. L., 1976, Plate tectonics in oil and gas exploration of continental margins: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 60, 9, 1463-1501.

- Tissot, B., Califet-Debyser, Y., Deroo, G. ve Oudin, J. L., 1971, Origin and evolution of hydrocarbons in early Toarcian shales Paris Basin: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 55, 12, 2177-2193.
- Tissot, B. ve Pelet, R., 1971, Nouvelles données sur les mécanismes de la genèse et de migrations du pétrole, simulation mathématique et application à la prospection: Proceedings of the 8 th World Pet. Congress, Moscow, 2, 35-46.
- Tissot, B., Durand, B. ve Espitalié, J., 1973, Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 57, 4, 809.
- Tissot, B., Durand, B., Espitalié, J. ve Combaz, A., 1974, Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 58, 3, 499-506.
- Tissot, B. ve Espitalié, J., 1975, L'évolution thermique de la matière organique des sédiments: Application d'une simulation mathématique: Rev. Inst. Fr. Pétrole, 30, g, 743-777.
- Tissot, B., 1976, La transformation de la matière organique: Bull. Centre Rech. Pau, SNPA, 10, 1, 87.
- Um Rao, R., Verma, R. K., Venkateshwar Rao, G., Hamza, V. M., Panda, P. K. ve Gupta, M. L., 1970, Heat flow studies in the Godavari Valley (India): Tectonophysics, 10, 165-181.
- Urban, J. B., 1976, Polynology, thermal maturation by vitrinite reflectance and visual color estimation and kerogen description of source rocks: Core lab. Inc. Special publ.
- Uspenskaya, N. Yu., 1975, Giant fields: their significance in estimation of oil and gas reserves and nature of their formation: Int. Geol. Review, 17, 8, 867-873.
- Ünalın, G., 1976, Bitümlü gıstlerden petrol üretme yöntemleri: Yeryuvarı ve İnsan, 1, 3, 29-35.
- Vasoyevich, N. B., Korchagina, Yu. I., Lopajın, N. V. ve Chernyshev, V. V., 1970, Principal phase of oil formation: Int. Geol. Review, 12, 11, 1276-1296.
- Vasoyevich, N. B., Vysotskiy, I. V., Korchagin, Yu. I. ve Sokolov, B. A., 1972, Historical geological-geochemical rating of hydrocarbon potential, central Russian basin: Int. Geol. Review, 14, 8, 862-865.
- Vasoyevich, N. B., Burlin, Yu. K. ve Konyukhov, A. I., 1976, The role of clays in oil formation: Int. Geol. Review, 18, 2, 125-136.
- Weeks, L. G., 1971, Marine geology and petroleum resources: Preprint of the proceedings of the 8 th World Pet. Congress PD 2 (3), 1-15.
- Welte, D. H., 1965, Relation between petroleum and source rock: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 49, 12, 2246-2268.
- Welte, D. H., 1976, The nature of organic matter in sediments: Bull. Centre Rech. Pau, SNPA, 10, 1, 85.
- Yerafeyev, V. F., 1972, Geothermal activity at depth and distribution of deposits of hydrocarbon: Int. Geol. Review, 14, 1, 49-53.
- Zonenshain, L. P., 1975, Problems of global tectonics: Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 59, 1, 124-133.