

Petrol Jeolojisi

Petroleum Geology

Hidrokarbon aramacılığında petrol jeokimyası ve duraylı karbon izotoplardaki yeni gelişmeler

Kadir GÜRGEY

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, 06520 Ankara-Türkiye

Hidrokarbon aramacılığında kullanılan Petrol jeokimyası'nın bir amacı da hidrokarbon (petrol, doğal gaz, kondensat) bulunmasında var olan kaçınılmaz riski azaltmaktır, *Duraylı Karbon İzotopları* (DKİ) petrol jeokimyasında kullanılan bir çok parametre arasında sıcaklık, bakteriyel alterasyon ve hidrokarbonların kaynaktan rezervuara göçü sırasındaki duraylılığı yüzünden önemli bir yere sahiptir.

Karbon ^{12}C ve ^{13}C olmak üzere iki duraylı izotopa sahiptir ve $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ bolluğu yaklaşık 99:1 dir. Hidrokarbonları oluşturan kerojenin (normal çözücülerde çözünmeyen organik madde) DKİ kompozisyonu atmosferik karbondioksit, su tuzluluğu, sıcaklığı ve ortamda yaşayan organizmalar gibi çevresel özelliklerle kontrol edilir, Bu yüzden, DKİ değerlendirmelerinde çökme ortamı özellikleri de dikkate alınmalıdır,

DKİ, 1970'li yıllarda tüm petrol, tüm gaz ve tüm kaya özütlemleri üzerinde ölçülerek korelasyon çalışmalarında hidrokarbonun tümünü temsil eden bir parametre olarak kullanılmıştır, Daha sonra **1980'li** yıllarda ölçümler, petrolerin ve kaya özütlemlerinin doymuş hidrokarbonları, aromatikleri, asfalten fraksiyonları ve kaynak kaya kerojeni üzerinde yapılmaya başlanmış ve bunun tüm DKİ ölçümlerine göre daha avantajlı olduğu gözlenmiştir. Avantajlar özellikle petrol-petrol (genetik petrol tipi adedi kaynak kaya tipi adedini belirler) ve petrol-kaynak kaya (göç yolları hakkında ipuçları vererek prospektlerin başarılı olmasına yardımcı olur) korelasyon çı Aşmalarında daha belirgindir.

Aşında 1980'li yıllarda keşfedilen ancak son yıllarda analitik gelişmelerin daha da yoğunlaştığı ve petrol, doğal gaz ve kaynak kaya özütlemlerini oluşturan moleküllerin DKİ'lerini ayrı ayrı ölçebilen *Gaz Kromatografisi-İzotop Oranı-Kütük Spektrometresi* (GKİOKS), petrol jeokimyasında yeni bir sayfa açmıştır, Bu teknikle, petrol-petrol, gaz-gaz korelasyonlarında, çökme ortamı yorumlarında, ve özellikle de gazların olgunluk seviyesi (vitrinit yansıması (%Ro) eşleneği olarak) tespit çalışmalarında daha başarılı sonuçlar alınmıştır.

Bu makalede, DKİMerin hidrokarbon aramacılığmdaki uygulamaları, yukarıda özetlenen alanlara paralel olarak hem dünyanın değişik havzalarından ve hem de Türkiye'deki havzalardan alınan saha uygulamalarıyla açıklanacaktır.

Petroleum geochemistry and recent advances in stable carbon isotopes in hydrocarbon exploration

One of the aim of petroleum geochemistry in hydrocarbon (petroleum, natural gas, and condensate) exploration is to reduce the risk to find hydrocarbons. Among the many other parameters used in hydrocarbon exploration activities, *Stable Carbon Isotopes* (SCI) appear

to take a significant place because of its high stability against temperature, bacterial alteration and hydrocarbon migration from source to reservoir.

Carbon is a mixture of two stable isotopes ^{12}C and ^{13}C with an approximate $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ ratio of 99:1, SCI composition of kerogene (insoluble organic matter in normal solvent) from which hydrocarbons are generated is determined by a number of environmental properties such as atmospheric carbondioxide, water salinity, temperature and original living organisms. One has to take these environmental properties into consideration during the evolution of SCL

SCI is initially used as a bulk parameter for investigating correlations among oil, source rock extracts and natural gases in early 1970's, Later on, evaluating the values of saturates, aromatics, asphaltene fractions and kerogenes is found to be an overwhelmingly great advantage over the bulk SCI values in early 1980*5. Advantages are particularly obvious in oil to oil and oil to source rock correlation studies.

In the past few years significant analytical advance has undoubtedly been *Gas-Chromatograph*)*- *Isotope Ratio- Mass Spectrometry* (GCIRMS) which provides SCI values of individual components in petroleum, natural gases and source rock extracts. Individual isotope values obtained with this technique will have a great deal more certainty in the study of correlation among oil and natural gases and particularly maturity level determinations for natural gas and to some extent to get an idea on depositional environmental conditions.

In this article, several applications of SCI in the hydrocarbon exploration activities covering the topics giyen above will be provided from the case studies taken from the worldwide as well as from the Turkish basins.

Tortoniyen resifal kireçtaşı seviyesinin iç tip rezervuar modellemesi Adana Baseni, güney Türkiye

Haki NAZ¹, Uğur KARABAKIR²

* Türkiye Petrolleri A.Ö. Genel Mücl, Arama Grubu, Ankara,
Türkiye Petrolleri A.O. Genel Müd., Araştırma Grubu, Ankara,

Adana baseni Neojen yaşlı klastik dolgululu bir basen olup karbonatlar sadece Alt Miyosen ve Tortoniyen içinde mevcuttur, Tortoniyen karbonat seviyesi, Tortoniyen klastiklerinin ait kesiminde, kalınlığı 20 metreye varan ve basenin sığ shelf alanında yayılım gösteren resifal yığımlardan İbaredir. Bu resifal birimin yeraltında rezervuar olabilme potansiyelini araştırmak için jeolojik ve petrofizik veriler kullanılarak üç ayrı tipte rezervuar modellemesi (çökel, seviye ve akışkan-birim) yapılmıştır.

Jeolojik veri üzerine kurulan modellemede, bütünüyle yüksek düzey birim sisteminde çökelen resifal istif içinde iki çökel fasiyes rezervuar birimi (ÇFB-1 ve ÇFB-2) tanımlanmıştır. Bunlardan ÇFB-1 algal tanetaşı çökel dokusunda olup ince kesitlerde % 10 ile 30 arasında değişen kristal arası ve kalıp boşluğu tipinde gözenekliliğe sahiptir. ÇFB-2 ise algal istiftaşı/bağlamtaşı çökel dokusu gösterir ve yüksek matriks oranı (%50) düşük gözeneklilik (< %10) değerleri ile karakteristiktir,

Karot tupa gözeneklilik ve geçirgenlik değerleri jeolojik veriler ile birlikte kullanılarak istif 5 ayrı rezervuar seviyesine ayrılarak modellenmiştir, Bunlardan I, III ve V. seviyeler genelde ortak rezervuar karakteristiklerine sahiptirler; ortalama %28 gözeneklilik ve 22 md geçirgenlik gösterirler. Bu seviyeler ÇFB-1 içinde yer alırlar, II. ve IV. rezervuar seviyeleri Fse bağıl olarak daha düşük ortalama gözeneklilik (%21) ve geçirgenlik (2,6 md) değerleri sergilerler, ve ÇFB-1 ve ÇFB-2 içinde yer alırlar.

Akış birim (flow unit) modeli inşa etmek için karot gözeneklilik ve geçirgenlik verilerinin yanında, 6 adet civa enjeksiyonu kapiler basınç ölçümleri kullanılmıştır. Asıl olarak iki akış birimi tanımlanmıştır. F1 akış birimi %28 ortalama gözenekliliğe ve 18 md geçirgenliğe sahip olup iyi kalitede akış birimi rezervuarıdır. Eşik basıncı 24 ile 55 psia arasında, kalıcı ıslatımlı faz doymuşluğu ise %24-34 arasında değişir. Boşluk boğazı çapları 10 jım küçüktür, 2 μ m küçük çaplar toplam boşluk boğazı çap dağılımının % 62' sini oluşturur. F1 akış birimi I, ve III. rezervuar seviyelerinde egemendir. Olasılıkla V, rezervuar seviyesini de temsil etmektedir ve çoğunlukla ÇFB-Te karşılık gelirler. Değişik geçirgenlik değerleri (0.77-32 md) gösteren F2 rezervuar birimi %16-27 arasında gözenekliliğe sahiptir. F2 birimine göre, düşük eşik basıncı (6-9 psia) değerleri gösterirler, Kalıcı ıslatımlı faz doymuşluğu oldukça yüksek olup %64-72 arasındadır. Boşluk boğazı çapları değişik ve en küçük değerlerden 36 μ m kadar çıkan bir çap spektrumu içinde dağılım gösterirler. F2 rezervuar birimi II. ve IV, seviyeler içinde yer alırlar, ve çoğunlukla ÇFB-2'ye karşılık gelirler. F2 birimi istifin bütününde ince seviyeler olarak da mevcuttur.

Three type reservoir modelling for Tortonian reefal limestone in Adana Basin, south Turkey

The Neogene Adana Basin is a clastic filled basin and contains carbonates in the early Miocene and Tortonian sections, In the very lower part of Tortonian, 20 m-thick reef mounds are present across the peripheral part of the basin. On the geological and petrophysical basis, the reef mounds are studied in the subsurface in an attempt to develop depositional, layer and flow-unit models.

On the geological basis, mainly two depositional units (DU-1 and DU-2) are defined in the reefal sequence formed during the highstand. DU-1 consists of algal grainstone with 10 to 30 % thin-section moldic and ltererystalline porosities, DU-2 shows algal packstone/boundstone texture with high micritic matrix (up to 50 %) and lower porosity values (<10%) characteristic fortheDU-2.

Combining the geological data with core-plug porosity and permeability, five-layer units are delineated in the sequence. Layer I, III and V have equivalent average porosity of 28 % and 22 md of permeability, and are contained in the DU-1. The porosity and permeability values in the Layer II and IV are, however, relatively low and averaging around 21 % and 2.6 md. Layer II and IV are in the DU-I and DU-II respectively.

The properties used to derive flow units are the core-plug porosity and permeability, and 6 mercury-injection capillary pressure measurements. Two flow units (F1 and F2) are mainly defined, Flow-Unit F1 has a porosity of 28 % and 18 md permeability, and displays good flow unit characteristics. Threshold pressure is between 24 and 55 psia, Trapped wetting phase saturation is in the range of 22»34 %. Pore-throat diameters are smaller than 10 µm; less than 2 µm size makes up 62 % of the total pore-throat size population. The F1 tends to dominate in the Layer I and III, and more likely in the Layer V. It mainly corresponds to DU-1. Flow-Unit F2 with varying permeability (0,77 to 32 md) has porosity between 16 and 27 %. It relatively shows very low (6 to 9 psia) threshold pressure, The trapped wetting phase saturation is fairly high ranging between 64 and 72 %. Pore-throat diameters are variable; small and relatively large measurements are widespread in a spectrum of 0 to 36 µm and the diameters less than 2 µm form 37 to 52 % of the total pore-throat size population. The F2 is contained within the Layer II and IV and more often corresponds to DU-2. This unit also exists as thin layer throughout the sequence.

Gürün (Sivas) güneybatısında Jura-Kretase birimlerinin organik olgunlaşmalarının incelenmesi

Mehmet ALTUNSOY¹, İlker ŞENGÜLER², Orhan ÖZÇELİK¹

¹Cumhuriyet Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Sivas
²M, T, A. Genel Müdürlüğü, Ankara

Bu çalışmanın amacı, Gürün (Sivas) güneybatısında yer alan Jura - Kretase yaşlı birimlerin organik olgunlaşmalarını organik jeokimyasal yöntemlerle incelemektir,

Jura - Kretase yaşlı birimler genel olarak kireçtaşlarından oluşmuşlardır. Fakat bazı düzeylerinde dolomitik ve killi kireçtaşlarına da rastlanılmaktadır, Kireçtaşları orta ve kalın katmanlı, krem, beyaz, gri ve kahverenkli, çoğunlukla mikrit fasiyesinde, yer yer de pelletli istiftaşı, stromatolitli ve foraminiferli vaketası şeklinde çökelmiştir. Bunların kalınlıkları 1700 - 2700 m arasında değişmektedir. Birimin orta düzeylerinde kırık ve çatlaklara yerleşmiş asfalt izleri görülmektedir,

Bu birimlerde toplam organik karbon içeriği ortalaması % 0,42 dir. Egemen organik madde türü olarak amorf organik maddeler bulunmaktadır. Hidrojen indeksi değerleri ise 445 mgHC/gTOC'ye kadar ulaşmaktadır, Vitrin nit yansıması değeri, ortalama % 0.61, Tmax değeri ise 416-436°C arasındadır. Spor renk indisi kahverengi ve kırmızı renkleri göstermektedir, Bu sonuçlar incelenen birimlerin bazı düzeylerinde yeterli organik olgunlaşma olduğunu ve petrol oluşabileceğini gösterir.

İncelemesi yapılan kireçtaşları bol miktarda stilolitik yapıya sahiptir. Stilolitler içinde görülen koyu renkli maddeler ise organik kalıntılar, pirit ve çözülemeyen minerallerden oluşmaktadır. Organik karbon / sedimantasyon ilişkisi ortamsal özelliklerin karşılaştırılmasında kullanılmaktadır, Yüksek üretkenliğe sahip alanlar yüksek sedimantasyon oranı ve toplam organik karbon oranı ile karakteristiktirler. Organik karbon / sedimantasyon ilişkisine göre organik maddeler kısmen oksik kısmen de anoksik ortamda çökelmişlerdir.

Organic maturation of the Jurassic-Cretaceous units, southwest Gürün (Sivas)

The aim of this study is to determine the organic maturation of the Jurassic - Cretaceous units by organic geochemical methods in the southwest of Gürün (Sivas),

Jurassic - Cretaceous units are mainly represented by limestones. However, some levels of this units contain dolomitic and clayey limestones. The limestones are medium to thick bedded, cream - white - gray and brown in color, generally in micritic facies sometimes deposited in pellets grainstone, stromatolites and foraminiferous wackestone in some places. The thickness of these limestones are ranging from 1700 to 2700 m. There are asphalt track in the crack and fracture in medium levels of the units.

These units have a mean value of 0.42 % of total organic carbon. Organic matters are composed predominantly of amorphous organic matter. Hydrogen index values reach up to 445 mgHC/gTOC . The mean vitrinite reflectance value is 0.61 and Tmax ranges between 416 - 436 °C Spore color index represent brown and red color. By evaluating these data, the Jurassic - Cretaceous units are regarded as mature source rock for petroleum at some levels.

The investigated limestones have a number of stylolitic structure. Dark colored matters in stylolite composed of organic residual, pyrite and insoluble minerals. The organic carbon / sedimentation rate relationship was used to compare environmental characteristics. High productivity areas are characterized by high sedimentation and high total organic carbon. According to the organic carbon / sedimentation rate relationship, organic matters in investigated limestones deposited in both oxic and anoxic environments.

Güneydoğu Anadolu Bindirme ve Kıvrım Kuşağı öneyindeki yapısal kapan modellerinin sismik tanımları ve hidrokarbon aramacılığmdaki önemi: Kuşağın batı bölümünden bîr örnek, Türkiye

Metin KORUCU

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), Ankara, Türkiye.

Precambriyenden günümüze kadar stratigrafik istif bulunan Güneydoğu Anadolu Bindirme ve Kıvrım Kuşağında ve foreland basenlerinde 1960*11 yıllardan beri arama çalışmaları yapılmaktadır. Bölge Paleozoyik tektoniği geçirmiş olmasına rağmen, kıvrım-bindirme yapıları Kretase ve Miyosen sıkışma tektoniği sırasında oluşmuştur. Kuşakta, Miyosen sonrası Indentation tektoniğine maruz kalması sonucunda bölgesel ölçekli yanal atımlı faylar gelişmiştir.

Bindirme kuşağı yaklaşık olarak doğu-batı yönlü uzanmakta olup üç ana zona ayrılmaktadır; Kuzeydeki karmaşık naplar ve overthrust zonu, Kuşak önü imbrike zonu. Güneydeki foreland basenleri ve yapıları. Çalışma sırasında, Kuşağın batı bölümünde Adıyaman-Diyarbakır arasında, kuzey-güney ve doğu-batı yönlü birçok sismik kesit incelenmiştir, Kuzey-güney hatlar, kuşak önü imbrike zonundan foreland yapılarına kadar uzanmaktadır ve Kretase ve Miyosen detachment yüzeyleri tariflenebilmektedir. Doğu-Batı yönlü hatlar ise, Kretasede kıvrımlanan tabakaların yırtılma fayları ile parçalandığını ve bu faylardan bazılarının Miyosen döneminde yeniden aktifleştğini göstermektedir. Miyosen detachment yüzeyi Kretaseninkinden yapısal olarak daha yüksekte olup genelde Miyosen bindirmeleri daha dik ramp'lere ve daha yüksek atımlara sah iptir. Kretase ve Miyosen yapıları, bazıları yüzeylemiş olan Miyosen sonrası yanal atımlı fay sistemleriyle parçalanmıştır,

Bindirme ve kıvrım kuşağı Siluriyen ve Kretase olmak üzere iki ana petrol sistemini içermektedir. En erken petrol türümü Kretase sonunda gerçekleşmiştir. Bu nedenle, en önemli yapısal kapanlar aynı yaşta karbonat rezervuarlarına sahip Kretase yapılarıdır, Bu döneme ait dubleksler ve imbrike yapılan olarak tariflenen yapısal kapanlarda petrol keşifleri yapılmış olup halen üretime devam edilmektedir.

Seismic expression of structural traps and their importance in hydrocarbon exploration in Frontal Fold and Thrust Belt* examples from the western part of the belt, Turkey,

The Southeast Anatolian Fold and Thrust Belt and its foreland basins, which have been explored for oil since the 1960% exhibit a continuous sedimentary succession from Precambrian to recent. Although the southeast Anatolia experienced Paleozoic tectonism, the fold-thrust belt structures were formed during the Cretaceous and Miocene compressional tectonics, The belt has also been effected by the post-Miocene indentation tectonics, which formed the major strike-slip faults of the region.

The thrust belt trends approximately east-west and is divided into three major zones, complex nappes and overthrust zone (the hinterland) to the north, the frontal imbricate zone, and the foreland basins and structures to the south. We have examined many north-south and east-west trending seismic reflection profiles in western part of the fold-thrust belt between the towns of Adıyaman and Diyarbakır. The north-south profiles extend from the frontal imbricate thrusts of the belt to the north, into the foreland structures to the south, and may show a Cretaceous and a Miocene detachment surfaces. The east-west profiles suggest that the Cretaceous folded strata were displaced by the tear faults, some of which may have been reactivated during the Miocene. The Miocene detachment is structurally higher than Cretaceous detachment. In general, the Miocene thrusts have steeper ramps and larger throws than the Cretaceous thrusts. Both Cretaceous and Miocene structures have been displaced by post-Miocene strike-slip faults some of which are exposed at the surface.

The fold-thrust belt contains two main petroleum systems; the Silurian and Cretaceous. The earliest oil generation started toward the end of the Cretaceous. Therefore the most favorable structural traps are found in the Cretaceous structures, which contain the Cretaceous carbonate rocks as reservoirs. Recently producing fields were discovered in these structural traps which are defined as duplexes and imbricates,

