
Petrol Kimyası ve Jeolojisi
Chemistry and Geology of Petroleum

Oturum Yürütücüleri / Conveners: Kadir Gürgey & Zühtü Batı

GDA Sınır Petrollerinin Jeokimyasal Değerlendirmesi ve Suriye Petrolleri ile Korelasyonu

Ayşegül Canatalı

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Jeokimya Müdürlüğü, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, 06100 Çankaya, Ankara (E-posta: acanatali@tpao.gov.tr)

Güneydoğu Anadolu (GDA) Suriye sınırında yer alan petrol sahalarından (Çamurlu, Yolaçan, B. Kozluca, vs.) derlenen toplam oniki adet petrol örneği çeşitli temel ve moleküler parametreler kullanılarak jeokimyasal açıdan değerlendirilmiştir.

Bölge petrolleri, düşük API graviteli (9.1–14.9°), yüksek sülfür içeren ağır petrollerdir. Düşük Pr/Ph, yüksek Tm/Ts, NH/H, C₂₄/C₂₆ (S+R), C₃₅/C₃₄, düşük yeniden düzenlenmiş steran oranları bu petrollerin kaynak kayasının karbonat olduğunu vurgulamaktadır. Ayrıca yüksek Tm/Ts oranı ile birlikte yüksek pregnan konsantrasyonu, yüksek gamaseran ve C₂₇, C₂₈, C₂₈ ββ steranların mevcudiyeti (αα izomerlere göre) kaynak kaya çökelme ortamının çok tuzlu evaporitik bir ortam olduğunu da işaret etmektedir. Bölgede bu özelliklere sahip sedimanlar Cudi Grubu birimlerine aittir. Fakat bugüne kadar bu birimlerin kaynak kaya potansiyeli taşıdığı gösteren jeokimyasal bir veri elde edilememiştir.

Bu çalışmada ayrıca, jeokimyasal karakterizasyonu yapılan GDA Sınır Petrolleri ile Kuzeydoğu Suriye petrollerini temsil eden Hamza Sahası'na ait bir petrol jeokimyasal olarak karşılaştırılmış, her iki petrol grubunun benzer olduğu saptanmıştır. Sahip olduğu daha yüksek olgunluk düzeyi nedeniyle Hamza petrolü, GDA Petrollerine göre daha yüksek API (20°) graviteye ve daha düşük sülfür (% 3) miktarına sahiptir. Her iki gruba ait moleküler parametre ve oranlar ise hemen hemen aynıdır. Bu nedenle Türkiye Sınır Petrolleri ile Kuzeydoğu Suriye petrollerinin aynı kökene sahip olduğu, başka bir deyişle aynı kaynak kayadan türediği kanısına varılmıştır.

Anahtar Sözcükler: GDA petrolü, Suriye petrolü, petrol-petrol korelasyonu, GC, GC/MS, Cudi Grubu

Geochemical Evaluation of Southeast Anatolian Border Oils and Correlation With Syrian Oils

Ayşegül Canatalı

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Jeokimya Müdürlüğü, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, Çankaya, TR-06100 Ankara, Türkiye (E-mail: acanatali@tpao.gov.tr)

Twelve oil samples collected from the oil fields (Camurlu, Yolacan, W. Kozluca, etc.) located in Southeast Anatolia (SEA), near Surian border (Turkish Border Oils) have been characterized by using several gross and molecular geochemical parameters.

Oils in this region are heavy, showing low API gravity (9.1–14.9°) and high sulphur concentrations. Low Pr/Ph, high Tm/Ts, NH/H, C₂₄/C₂₆ (S+R), C₃₅/C₃₄ and low rearranged sterane ratios indicate that the source rock of these oils is carbonate in lithology. Also, high pregnane, high gammacerane concentrations and the presence of C₂₇, C₂₈, C₂₈ ββ steranes in higher abundances (compared to αα isomers) suggest highly saline evaporative depositional environment. The only unit in this region having these distinct geological characters is Cudi Group units. However, no geochemical data have been found to date that these units have source rock potential.

Moreover, the studied oils located near Surian border (Turkish Border Oils) have been correlated geochemically with the Hamza Field oil representing Northern Syria Oils and found that the oils are very similar. Due to its higher maturity level, Hamza Field oil has higher API degree (23°), lower sulphur (3%) concentrations compared to those of Turkish Border oils. However, the molecular parameters are almost the same in two group of oils. Thus, it has been concluded that the both group of oils have the same origin, in other words, they have been generated from the same source rock.

Key Words: GDA oil, Syria oil, oil-oil correlation, GC, GC/MS, Cudi Group

Bakük-Garzan(.) Petrol Sistemi, GD-Türkiye: Jeokimyasal ve Jeolojik Çalışmalar, Bilinen, Bilinmiyen ve Bilinmesi Gerekenler

Kadir Gürgey

*Pamukkale Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü, 20070 Kınıklı, Denizli
(E-posta: kgurgey@pau.edu.tr)*

Ekonomik petrol arama ve üretim programları yapabilmek için iyi aranmış petrol havzalarında bir petrol sistemini oluşturan herbir unsurun (element) tam olarak tanımı ve tanımı gerekir. Bu kapsamda bakıldığında yaklaşık 3.5 milyar yerinde petrol rezervine sahip Bakük-Garzan(.) petrol sistemi için gereken tanım ve tariflerin eksik kaldığı görülmektedir. Sahip olunan bu büyük rezerve rağmen örneğin, petroleri türeten ana kayanın aktif türüm alanının tanımı yeterli değildir. Bu petrol sistemi Batman ve Nusaybin dolaylarında çok-ağır, ağır, ve azda olsa kondensat sahalarını içine alır. Bu çalışmanın üç amacı vardır: (1) Önceki jeokimya çalışmalarının gözden geçirilmesi, (2) Özellikle Raman ve Batı Raman sahası petrollerinin jeokimyasal özelliklerinden yola çıkarak ana kayaya yönelik ipuçları elde edilmesi ve (3) Bakük-Garzan(.) petrol sisteminde bilinenleri, bilinmiyenleri ve yapılacak çalışmaların tartışılması.

Gürgey (1991) tarafından yapılan jeokimyasal çalışmaya göre Bakük-Garzan(.) petrol sistemi içinde yer alan petroler düşük API graviteli (12–18), yüksek NSO lu (>%40), yüksek kükürlü (1.23–7.20%) yüksek viskozitelidir (30–592 cp) ve kapiler gaz kromatogramlarında rezervuarda olabilecek hiçbir alterasyon izi göstermezler. Moleküler hopan (m/z 191) ve steran (m/z 217) kromatogramları yüksek $C_{24}*/C_{26}$, $C_{29}NH/C_{30}H$, Tm/Ts, düzenli steran / düzensiz steran ve düşük C_{28}/C_{29} oranlarına sahiptir ve evaporit-karbonat ve Trias–Jura yaşlı bir ana kayanın izlerini taşırlar. Bakük-Garzan(.) petrol sistemine ait coğrafik uzanım içinde bu özelliklere sahip tek kayaç diziliminin Tria–Jura yaşlı Cudi Grubu olması ilginçtir. Cudi Grubu Nusaybin’de 1600 m, Batman’da ise 400 m kalınlığa sahip dolomit, karbonat, marn, şeyl ve anhidrit ardalı bir seri olarak altı formasyondan oluşmaktadır. Bu dönemde Cudi Grubu içerisinde ana kaya seviyeleri bulabilmek amacıyla yapılan araştırmaların büyük bölümü TOC ye dayalıdır.

Gürgey (1997)’ ye ait petrol-ana kaya korelasyon çalışması, korelasyonların daha kabul edilebilir olması amacıyla sadece Triyas–Jura yaşlı Cudi Grubu içinde yer alan formasyonlardan değil aynı zamanda Geç Permiyen yaşlı Gomanibrik ve Geç Kretase yaşlı Kıradağ ve Derdere Formasyonları’ndan seçilen örnekleri kapsamaktadır. Bu çalışmada, 312 kayaç örneği ve 18 ağır/çok ağır petrol örneği üzerinde yapılan piroliz, Iatro-Scan, sokslet ekstraksiyonu, GC ve GC-MS analizlerinden elde edilen sonuçlara göre, Orta Triyas Bakük Formasyon’u sözkonusu petrolerin en uygun ana kayasıdır. Ancak, bu bulgulara rağmen Bakük Formasyonu’nun aktif türüm alanı bilinmezliğini hala korumaktadır.

Bu makalede Bakük Formasyonun aktif türüm alanı araştırılmaktadır. Bölgenin stratigrafisi ve Raman ve Batı Raman petrollerinden çıkan jeokimyasal izler gözönünde tutularak aşağıda verilen 5 kriter test edilecektir: (1) Ağır petrollerinin Cudi Grubu sıfır hattı içinde yer almaları, (2) Cudi Grubu’nun Nusaybin’den Batman’a doğru incelenmesi ve neticede Batman’da sadece Bakük Formasyonu’nun gözlenmesi, (3) Nusaybin yöresinde Bakük Formasyon’u özütlerinin ilgili alanın petrolleriyle ve ayrıca Batman yöresi petrollerinin Nusaybin yöresi petrolleriyle deneşiyor olması ve aynı kapsamda Batman yöresi petrolerinin Bakük Formasyon’u özütleriyle deneşebilme gerçeğinin irdelenmesi, (4) Genel gözlemler göre bir petrol sistemine ait en yüksek rezervli sahaların aktif ana kaya türüm alanlarına en yakın konumda bulunmaları ve (5) yüzeyde yüksek vizkoziteli ağır/çok ağır Raman ve Batı Raman petrollerinin yer altında uzun mesafeli göç yapamama olasılığının var olması.

Anahtar Sözcükler: GD-Türkiye, Raman, Batı Raman, petrol sistemi, ana kaya, Bakük Formasyonu

Bakük-Garzan (.) Petroleum System in SE-Turkey: Geochemical and Geological Studies, Known, Unknown and Ought to be Known

Kadir Gürgey

*Pamukkale Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Kınıklı, TR–20070 Denizli, Türkiye
(E-mail: kgurgey@pau.edu.tr)*

In mature petroleum bearing basins, exact completion, description and delineation of the each element of a petroleum system is necessary in order to make profitable oil exploration and production programs. In this context, one of the four petroleum systems of SE-Turkey, Bakü-Garzan (.) petroleum system of it's about 3.5 billion barrels of in-place oil reserves deserves more attention than presently shown. In spite of its huge oil reserves, for example description and delineation of active pod of source rock is not known. The system contains both extra heavy and heavy oils and minor condensates in Batman and Nusaybin areas. The purpose of this study is three folds: (1) Overview of previous petroleum geochemical studies and (2) To study particularly geochemical attributes of Raman, Batı Raman oils in order to obtain some clues relevant to pod of active source rock area and 3) To discuss geochemical and geological known, unknown and future studies relevant to Bakük-Garzan (.) petroleum system.

Geochemical study by Gürgey (1991) reported that the oils in the Bakük-Garzan (.) petroleum system are low API gravity (12–18), high NSO%, high sulfur content (1.23–7.20%), highly viscose (30–592 cp) oils and show no sign of reservoir alteration on the capillary gas chromatograms. Molecular hopane (m/z 191) and sterane (m/z 217) chromatograms exhibit high C_{24^*}/C_{26} , $C_{29}NH/C_{30}H$, Tm/Ts and high regular sterane/diasterane ratios and low C_{28}/C_{29} ratios implying evaporite-carbonate type of source rock with a Triassic–Jurassic age. Interestingly, the only rock succession which fulfills these implications in the geographic extension of this petroleum system is Triassic–Jurassic Cudi Group. This group contains of series of carbonate, dolomite, marn, shale and anhydride intercalations and subdivided into six formations by reaching the thickness of 1600 m in Nusaybin and 400 m in Batman regions. In the following years, great amount of effort have been spent on the determination of specific source rock horizon of the Cudi Group by looking at TOC contents.

Gürgey (1997) accomplished an oil-to-source rock correlation study. In order to make a plausible correlation study, rock samples were selected not only from the 6 formations present in the Triassic-Cudi Group but also from the Upper Permian Gomanibrik, Upper Cretaceous Kıradağ, and Derdere Formations. Results obtained from the pyrolysis, Iatro-Scan, soxhlet extraction, GC and GC-MS analyses on the 312 rock samples and 18 heavy/extra heavy oils showed that Middle Triassic Bakük Formation is the most suitable source rock unit for the SE-Turkey heavy oils. However, pod of active Bakük formation has still remained obscure.

In this communication, we investigate the pod of active Bakük area On the basis of geochemical signatures obtained from the Raman and Batı Raman oils and stratigraphy of the area, the following 5 criteria will be examined: (1) Heavy oils are located in the Cudi Group zero lines, (2) Cudi Group is getting thinner from the Nusaybin to Batman areas, as a consequence there is only Bakük Fm. in the Batman area, (3) The Bakük Formation extracts in the Nusaybin area correlate with the oils of the same area. Oils in the Batman area, on the other hand, correlate to Nusaybin area oils. Hence, Raman and Batı Raman oils should be correlated with the Bakük Formation, (4) it is a general believe that oil fields with their highest reserves (in this case, Raman and Bati Raman oil fields) are found closest to the pod of active source rock area and lastly (5) at the surface, Raman and Batı Raman heavy/extra oils with their high viscose nature imply that these oils can not expose to long range migration in the subsurface.

Key Words: SE-Turkey, Raman, Batı Raman, petroleum system, source rock, Bakük Formation

Şeyl Kaynak Kayalardan Hidrokarbon Üretiminin Jeokimyasal Açıdan Değerlendirilmesi ve Kantitatif Bir Yaklaşım (Dadaş Formasyonu, Güney Doğu Anadolu)

Hüsnü Çorbacıoğlu¹, Atilla Aydemir², Nihat Bozdoğan³ ve Ayşe Güzel⁴

¹ Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Jeokimya Müdürlüğü, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, 06100 Çankaya, Ankara (E-posta: hcorbaci@tpao.gov.tr)

² Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Arama Dairesi Başkanlığı, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, 06100 Çankaya, Ankara

³ Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Araştırma Merkezi Daire Başkanlığı, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, 06100 Çankaya, Ankara

⁴ Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Araştırma Merkezi, Sedimentoloji Müdürlüğü, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, 06100 Çankaya, Ankara

Şeyl, sedimanter kayaçlar içerisinde oldukça yaygın bulunan, düşük permeabilitesi ile petrol ve doğalgazların hareketinde bariyer görevi yapan bir kayaçtır. ‘Şeyl-gazlar’ ise hidrokarbon türetme potansiyeli bulunan şeyl kaynak kayanın içinde, düşük permeabiliteden dolayı göç edemeyerek hapsolmuş gazlardır. Özel yöntemlerle üretilen şeyl-gazların, ekonomik boyutu ve artan enerji gereksinimi sektöründe itibar kazanmasını sağlamıştır.

Üretim operasyonlarının yapılabilirliği, jeolojik bilgilerin yanı sıra bazı jeokimyasal ve sedimentolojik parametrelere bağlıdır. Potansiyel kaynak kaya özellikleri (organik madde miktarı, organik madde tipi, olgunluğu vb.) ile çatlatılabilir litolojik özelliklere (kuvars, karbonat, kil içeriği ve tipi vb.) sahip olması, gerekli parametreleri kabaca tanımlamaktadır.

Üretim teknolojisi, kaynak kayanın yatay bir sondaj ile kesilmesi ve geçirimsiz olan şeyllerin özel bir yöntemle çatlatılarak rezervuar kayaca dönüştürülmesi ilkesine dayanmaktadır.

Birçok akademik çalışmanın yapıldığı ve halen yüksek üretim değerlerine sahip olan Barnett Şeyli’ne, parametrik benzerlikler gösteren Dadaş Formasyonu’nda, şeyl-gaz potansiyeli açısından kantitatif bir değerlendirme de yapılmıştır.

Anahtar Sözcükler: şeyl-gaz, organik madde, kaynak kaya, Barnett Şeyli, Güney Doğu Anadolu, Dadaş Formasyonu

Geochemical Evaluation of Hydrocarbon Production from Shale Source Rocks and A Quantitative Approach (Dadaş Formation, South East Anatolia)

Hüsnu Çorbacıođlu¹, Atilla Aydemir², Nihat Bozdođan³ & Ayşę Güzel⁴

¹ *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Jeokimya Müdürlüğü, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, Çankaya, TR–06100 Ankara, Türkiye (E-mail: hcorbaci@tpao.gov.tr)*

² *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Arama Dairesi Başkanlığı, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86 Çankaya, TR–06100 Ankara, Türkiye*

³ *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Araştırma Merkezi Daire Başkanlığı, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, Çankaya, TR–06100 Ankara, Türkiye*

⁴ *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Araştırma Merkezi, Sedimentoloji Müdürlüğü, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, Çankaya, TR–06100 Ankara, Türkiye*

Shale, an abundant sedimentary rock, acts as a natural barrier to migration of natural gas and oil with its very low permeability. Gas trapped in the shale source rock, with a potential of hydrocarbon production due to low permeability, is called shale gas. Because of worlds' economic constrains and increasing energy demand, shale gas that can be produced only by specilized methods gain significant esteem in the market.

Applicability of production methods does not depend only on geological information but also some geochemical and sedimentological parameters. Potential source rock properties (amount of organic matter, type of organic matter, maturity,etc.) and lithological ability to get fractured (quvars, carbonate, clay content and clay type) may determine the preliminary requirements.

Production technology relies on source rock into reservoir rock transformation by means of cutting the source rock via horizontal drilling and fracturing the impermeable shale with a distinctive method. Dadas Formation showing parametric similarities with Barnett Shale that takes significant place in literature with its high production rates was also studied from the quantitative production perspective.

Key Words: shale gas, organic matter, source rock, Barnett Shale, Southeast Anatolia, Dadaş Formation

Piroliz ve CT Scan Analizleri İle Bitümlü Şeylerin Ekonomik Değerlendirmesi

Onur Mustafaoğlu¹ ve Semih Eser²

¹ *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Jeokimya Müdürlüğü, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, 06100 Çankaya, Ankara (E-posta: mustafaoglu@tpao.gov.tr)*

² *The Pennsylvania State University, Energy and Mineral Engineering Department, University Park, PA 16802, USA*

Ham petrol rezervlerinde ve üretiminde görülen sürekli azalma ve uzun süreli belirsizliklerle birlikte artan fiyatlar, araştırmacıları ve şirketleri uygun alternatifler geliştirme konusunda motive etmektedir. Bitümlü şeyler, nükleer çözümler dışında, en gelecek vaat eden alternatiflerden biri olarak göze çarpmaktadır. Piroliz koşullarında yapılan değişikliklerin, bitümlü şeylerden piroliz neticesi elde edilen sıvı ürünlerin miktarına ve kompozisyonuna olan etkilerini anlamak, retorting proseslerinin optimizasyonu açısından büyük önem taşımaktadır. Bu çalışmada öncelikli olarak ısıtma hızının, son ısıtma sıcaklığının ve son sıcaklıkta bekleme süresinin piroliz ürünlerinin miktar ve kompozisyonlarına olan etkileri incelenmiştir. Analizlerde, Türkiye’den Himmetoğlu ve Hatıldığ bölgesi bitümlü şeyleri (kerojen tip-I), Amerika Birleşik Devletleri’nden, Kolorado Green River bölgesi bitümlü şeyleri (kerojen tip-I, II) kullanılmıştır.

Bitümlü şeyl örnekleri elementer ve proximate analizleri, X-Işını Difraksiyonu (XRD), Termogravimetri-Kütle Spektroskopisi (TGA-MS) ve Fourier Transform Kızılötesi (FTIR) analizleri ile karakterize edilmiş olup, Himmetoğlu örneğinin diğer örneklerden farklı özelliklere sahip olduğu; yüksek nem ve kerojen içerdiği tespit edilmiştir. İlk analizler ayrıca, örneklerin organik ve inorganik bileşenleri ile de birbirlerinden ayrıldığını ortaya koymuştur.

Öğütülmüş bitümlü şeyl örnekleri borusal bir akım reaktöründe, nitrojen gaz atmosferinde piroliz edilmişlerdir. 10 °C/dk’den 50 °C/dk’ye çıkartılan ısıtma hızıyla birlikte Green River bölgesi örneklerinden elde edilen ürünlerin miktarlarında belirgin bir artış görülürken, aynı ısıtma hızı artışıyla birlikte Türkiye’den alınan örneklerden elde edilen ürünlerin miktarında azalma gözlenmiştir. Son ısıtma sıcaklığının 450 °C’den 550 °C’ye yükseltilmesiyle, her iki tür örnekten elde edilen ürünlerin miktarlarında artış gerçekleşirken, 5 ila 15 dakika arasında değişen son sıcaklıkta bekleme sürelerindeki değişimlerin ürün miktarı açısından kayda değer bir etkisi olmamıştır. Değişen piroliz koşullarının kompozisyon üzerindeki etkileri Gaz Kromatografisi – Kütle Spektroskopisi (GC-MS) analizleri ile ölçülmüş olup, ürünlerin kompozisyonları arasındaki farklılıkların, farklı tipteki kerojenler, farklı mineral matriks yapıları ve inorganik kompozisyonun farklılıklarından kaynaklanabilmiş olabileceği şeklinde yorumlanmıştır.

Bir başlangıç çalışması olarak Green River bölgesi bitümlü şeylerinden ikincisinin karot örneği üzerinde, bilgisayarlı tomografi (CT) taraması yapılmış ve şeyl matriksi içinde bulunan kerojenin tam dağılımı görsel olarak başarıyla tespit edilmiştir. Aynı örnek daha sonra piroliz öncesi ve sonrası taranarak, kerojen dağılımındaki değişimler incelenmiş, kerojenin hidrokarbonlara dönüşümleri çalışılmıştır. Kullanılan bu yöntemin yer üstü ve yeraltı üretim koşullarının laboratuvar ölçekli çalışmalarında kullanılabilecek stratejik bir araç olarak büyük bir potansiyel taşıdığı görülmüştür.

Anahtar Sözcükler: bitümlü şeyl, piroliz, retorting, bilgisayarlı tomografi taraması, kerojen, retort petrolü, Himmetoğlu, Green River

Economic Evaluation of Oil Shale Samples by Pyrolysis and CT Scan Analyses

Onur Mustafaoğlu¹ & Semih Eser²

¹ Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Merkezi, Jeokimya Müdürlüğü, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde, No: 86, Çankaya, TR-06100 Ankara, Turkey (E-mail: mustafaoğlu@tpao.gov.tr)

² The Pennsylvania State University, Energy and Mineral Engineering Department, University Park, PA 16802, USA

Continuous decline and long-term uncertainties in crude oil supplies and production, and increasing prices motivate researchers and companies to develop viable alternatives to crude oil. One of the most promising alternatives among non-nuclear sources is oil shale. Understanding the effects of varying pyrolysis conditions on yield and composition of products from oil shales is a very important issue that should be addressed for retorting processes optimization. The principal objective of this study was to investigate impacts of heating rate, final heat treatment temperature and holding time at final temperature on yield and composition of pyrolysis products. Turkish oil shale samples (kerogen type I) from Himmetoglu and Hatildag regions and U.S. oil shale samples (kerogen type-I, II) from Green River in Colorado were used in this study.

Oil shale samples were analyzed by ultimate and proximate analyses, X-Ray Diffraction (XRD), and Fourier Transform Infrared (FTIR). Himmetoglu oil shale sample was found to be much different from the other samples in the two sets. Its high moisture and kerogen contents were revealed by proximate and ultimate analysis results as well as by FTIR and XRD data. The results from these analyses also showed differences in chemical constitution of the oil shale samples (in organic and inorganic components) with in both sample sets.

Ground samples of oil shales were pyrolyzed in a tubular reactor under flowing nitrogen atmosphere. Increasing the heating rate from 10 to 50°C/min increased the liquid product yield from the U.S. oil shale samples, while the liquid yield from Turkish oil shale samples decreased with increasing heating rate in the same range. Increasing the heat treatment temperature from 450 to 550 °C generally increased the liquid product yield from the oil shale samples, while the holding time at final temperature (5 to 15 min) did not have any significant effect on the liquid yield. Changes in the pyrolysis conditions which also possibly affect the composition of the liquid products investigated by Gas Chromatography – Mass Spectroscopy (GC-MS) analyses. Different responses from oil shale samples to the changes in pyrolysis conditions can be attributed to the differences in the nature of kerogen, mineral matrix effect, and in the inorganic composition of the oil shale samples.

A preliminary computed tomography (CT) scan analysis of a selected core oil shale sample from Green River successfully located kerogen in the shale matrix. The CT scanning of the same sample before and after pyrolysis showed changes in the distribution of kerogen in the the shale matrix, indicating the great potential of this technique for monitoring liquid evolution in *ex-situ* and *in-situ* pyrolysis experiments in the laboratory. This information will be very useful particularly for designing *in-situ* retorting processes for commercial production of shale oil.

Key Words: oil shale, pyrolysis, retorting, computed tomography scan, kerogen, shale oil, Himmetoglu, Green River

Hidrokarbon Aramacılığında Bir Sayısal Jeolojik Modelin Açılma Bağlı Reflektivite (AVO) Analizi

Canan Çiftçi¹, Zafer Özer² ve Züheyr Kamacı²

¹ Süleyman Demirel Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü,
32260 Çünür, Isparta (E-posta: cancaa@gmail.com)

² Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Arama Dairesi, Mustafa Kemal Mahallesi,
2. Cadde, No: 86, 06100 Çankaya, Ankara

Yansıma sismiğindeki izler, yeraltı modelini temsil eden yansıma katsayısı serilerinin bir dalgacıkla evrişimi şeklinde tanımlanabilir. Gerçekte jeolojik farklılıklar içeren herhangi bir süreksizliğe gelen sismik enerji, sınır yüzeyine farklı açılarla gelen P ve türemiş dalgaların, hem P olarak hem de diğer dalga tiplerine dönüşmesiyle yayılmaktadır. Ara yüzeylerden etkilenen enerji yayılımı ortamların yoğunluğu, hızı, poisson oranı gibi elastik özelliklerin farklılıklarından etkilenir. İki tabaka ara yüzeyden geçen dalga yayılımının tanımını Zoeppritz yapmıştır. Yansıma katsayılarının genliğinin değişimi geliş açısına bağlı olarak incelendiğinde ise denklem oldukça karmaşık bir hal almaktadır. Petrol sektöründe AVO analizi olarak bilinen araştırmalar daha çok denklemlerde ihmaller yaparak sadeleştirilmiş halini yaygın olarak kullanmakta ve belirli açılara kadar geçerli olmaktadır. Bu durum göz önünde bulundurularak litolojilerin ve kayaçların gözeneklerinde bulunan akışkan özelliklerinin tanımlanmasını araştıran AVO analizi 1985 lerden bu zamana sismik araştırmacıların gözde konusu haline gelmiştir. Bu yöntem, hidrokarbon arama, geliştirme ve üretim aşamalarında rezervuar karakteristiğinin belirlenmesinde kullanım açısından önemli yere sahiptir.

Bu yöntemin her sahada aynı sonuçlar vermesi mümkün değildir. Başarı oranı sahaya göre yöntemin geliştirilmesi ve kullanılan algoritmaların, denklemlerin uyarlanmasına bağlıdır. Bu çalışmada, bu gibi özellikleri araştırmak için özel bir jeolojik model oluşturulmuş ve bu model üzerinde sismik dalga yayılımı gerçekleştirilerek yapay sismik izler elde edilmiştir. Ayrıca sentetik kuyu bilgilerinin korelasyonu ile şeyl, gazlı kum ve kil-kum ardalanmalı tabakaları içeren bir jeolojik model oluşturulmuştur. Model üzerinde 230 adet sentetik atış yapılmıştır. Atış sonrasında 60 katlamalı veri elde edilmiştir. Ayrıca bu jeolojik model üzerinde düşey kaynak alıcı yöntemi uygulanmıştır.

Sentetik atışlar ile elde edilen verilere çeşitli veri-işlem aşamaları uygulanmıştır. Elde edilen sismik kesitler ile düşey kaynak alıcı kesiti arasında uyum gözlenmiştir. Veri-işlem aşamalarından sonra AVO analizine geçilmiştir. Analiz sonucunda hesaplanan AVO niteleyicilerinde, gazlı kum seviyelerinde açılımla genliğin arttığı saptanmıştır. Ayrıca yöntemin uygulanabilirliği, güçlü ve zayıf yönleri ortaya konmuştur.

Anahtar Sözcükler: jeolojik model, yansıma genliği, yansıma açısı, kritik açı, hidrokarbon, kayaç fiziği, AVO niteleyicileri

AVO Analysis of a Numerical Geology Model in Hydrocarbon Exploration

Canan Çiftçi¹, Zafer Özer² & Züheyr Kamacı³

¹ *Süleyman Demirel Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, Çünür, TR–32260 Isparta, Türkiye, (E-mail: cancaa@gmail.com)*

² *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Arama Dairesi, Mustafa Kemal Mahallesi, 2. Cadde No : 86, Çankaya, TR–06100 Ankara, Türkiye*

Seismic trace in seismic reflection method can be defined by convolution of a wavelet with reflection coefficients that corresponds to subsurface model. Actually, seismic energy propagates as reflected refracted and converted waves from through geological boundaries. Energy affected at the layer boundary propagation depends on elastic properties of layers such as density, velocity and Poisson ratio. Zoeppritz defines waveform difference at a layer boundary between two layers. Equations are complex if we consider amplitude changes with incident angles. In hydrocarbon exploration AVO (Amplitude variations with offset) analysis, is done to detect amplitude changes with offset by degrading equations to simplify them but they are correct for small angles. Considering this situation the avo analysis method which searches the description of the fluid properties in the rock pores and lithologies has become popular for seismic specialists since 1985. This method has an important role for determining the reservoir characterization in the exploration, development and production of hydrocarbon.

Obtaining same results at every hydrocarbon reservoir is impossible by this method. Success rate corresponds to development of the method by adopting algorithms and equations. For this purpose special numerical geological model is created and seismic waveform is calculated for this model and synthetic seismic traces are created to observe these features effecting amplitudes. This is correlated by a borehole for modeling gas sand and shale. 230 synthetic shot records and 60 fold data is created. Also, zero sources to receiver data are obtained.

The data processing has been applied to the synthetic records. Following this, it was seen that the final section well-matched with zero source-receiver section. AVO analysis has shown that the amplitude increases with increasing offset. The gassy sand anomalies were also obtained by the AVO attributes. In addition, the advantages and disadvantages of AVO analysis are defined.

Key Words: geological model, reflection amplitude, reflection angle, critical angle, hydrocarbon, rock physics, AVO attributes

Zagros Kıvrım-Bindirme Kuşağında Yer Alan Lurestan da (İran) Değişik Mekaniksel Stratigrafiden Kaynaklanan Farklı Kıvrım Türleri

Ali Farzipour-Saein¹, Ali Yassaghi², Shahram Sherkati¹ ve Hemin Koyi³

¹ *National Iranian Oil Company, Exploration Directorate, Sheykh Bahaiee Square,
Seoul Avenue, Tehran, Iran (E-posta: asaein@gmail.com)*

² *Geology Department, Faculty of Sciences, Tarbiat Modares University,
P.O. Box 14115-175, Tehran, Iran*

³ *Hans Ramberg Tectonic Laboratory, Department of Earth Sciences, Uppsala University,
Villavägen 16, SE-752 36 Uppsala, Sweden*

Lurestan (Zagros Kıvrım-Bindirme kuşağının kuzeybatısında) hidrokarbon aramacılığında ve üretiminde uzun bir geçmişe sahiptir. Lurestan'ın orta kesimindeki kıvrımların yapısal türleri, saha verilerinden yararlanarak çizilmiş bölgesel dengeli enine kesitler, jeolojik haritalar, sismik profiller, stratigrafik yüzey kesitleri, benzetme modellemesi ve kuyu verileri ile çalışılmıştır. Yüksek Zagros Fay'ından Dağ Önü Faylar'a doğru hazırlanan local denge yapısal kesiti söz konusu alan içindeki kıvrım farklarını açıkça gösterir. Paleozoyik sedimanter birimleri çalışma alanındaki kıvrımların tüm geometrisini (iskeletini) kontrol eder. Buna rağmen, kıvrım türlerinin yanal ve dikey değişimleri sedimanter kaya birimlerinin mekanik davranış değişikliklerini göstermektedir. Çalışma alanında kıvrım türlerini üç ana yüzey kıvrım (decollement) birimi kontrol eder: taban yüzey kıvrım birimi (Alt Paleozoyik sedimanları), ara yüzey kıvrım birimi (Triyasik Dasttak Formasyonu) ve üst yüzey kıvrım birimi (Pabdeh ve Gurpi Formasyonları). Bu ana yüzey kıvrım birimleri kıvrım türlerini üst yapısal seviyeden derine kadar kontrol eder ve üst tabakalarda gelişen kıvrım geometrilerini alt tabakalarda gelişenlerden ayırır. Gerçekten, formasyonların fasiyesi ve kalınlık değişimleri (Sarvak, Pabdeh, ve Gurpi Formasyonları) bölgenin kuzeyinde ve güneyinde iki farklı kıvrım organizasyonuna sebep olur (polyharmonic ve disharmonic). Sonuçta, bölgedeki başarısız sondaj kuyularının ana problemi, yüzeyden derinlere kadar uzanan kıvrımlara ait yapısal geometrilerin karışıklığından kaynaklanan ve uygun verilmeyen kuyu lokasyonlarıdır, bu durum gelecekte Lurestan' daki hidrokarbon arama aktivitelerinde (yüksek çözünürlü sismik hatlar kullanılarak) gözönünde tutulmalıdır.

Anahtar Sözcükler: Zagros kıvrım ve bindirme kuşağı, Lurestan, İran, kıvrım türü, yüzey kıvrım

Different Folding Style in Response to Varying Mechanical Stratigraphy of the Lurestan Region in the Zagros Fold-Thrust Belt (Iran)

Ali Farzipour-Saein¹, Ali Yassaghi², Shahram Sherkati¹ & Hemin Koyi³

¹ *National Iranian Oil Company, Exploration Directorate, Sheykh Bahaiee Square, Seoul Avenue, Tehran, Iran (E-mail: asaain@gmail.com)*

² *Geology Department, Faculty of Sciences, Tarbiat Modares University, P.O. Box 14115-175, Tehran, Iran*

³ *Hans Ramberg Tectonic Laboratory, Department of Earth Sciences, Uppsala University, Villavägen 16, SE-752 36 Uppsala, Sweden*

The Lurestan salient (in the NW portion of the Zagros Fold Thrust Belt) has a long history of hydrocarbon exploration and production. The structural style of the folds from the central part of the Lurestan salient has been studied by drawing a regional balanced cross section from the field data, geological maps, seismic profiles, stratigraphic surface sections, analogue modeling and well data. The regional balanced structural cross section – which is constructed from the High Zagros Fault to the Mountain Front Fault (the Simply Folded Belt) – highlights the differences in the folding style throughout the area. The Palaeozoic competent sedimentary unit controls the whole geometry (skeleton) of the folding throughout the area. However, the lateral and vertical changes in the style of the folds in the area indicate the influence of variation in the mechanical behavior of the sedimentary rock units. Three main decollement units controlled the folding style (laterally and vertically) within the area: the basal decollement unit (Lower Paleozoic sediments), the intermediate decollement unit (the Triassic Dashtak Formation) and the upper decollement unit (the Pabdeh and Gurpi Formations). These major decollement units controlled the folding style from the upper structural level to depth and separate fold geometries developed on the overlying layers from their underlying layers. Indeed, the thickness and facies changes of the formations (e.g., the Sarvak, Pabdeh and Gurpi Formations), cause two different folding pattern in the northern and southern part of the region (polyharmonic and disharmonic folding). Thus, the main problem for unsuccessful drilled wells in the region is inappropriate well locations due to complexity in the structural geometry of the folds from the surface to depth that has to be taken into account (by using the high resolution seismic lines) in future hydrocarbon exploration activity within the Lurestan.

Key Words: Zagros fold-thrust belt, Lurestan, Iran, folding style, decollement

Depolanma Düzeninde Tempestitler

Mohammad Ali Kavooosi

*National Iranian Oil Company Exploration Directorate, 1st Dead-end, Seoul St.,
NE Sheikh Bahaei Sq., P.O. Box 19395-6669 Tehran, Iran
(E-posta: kavooosi.mohammadali47@gmail.com)*

İrandaaki Kopet Dagħ Havzası, temel rezervuar birimlerini teşkil eden Mozduran Fformasyonunun Üst Jura karbonatlarında yerleşmiş olan devasa Khangiran ve Gonbadli gaz alanlarına ev sahipliği yapmaktadır. Formasyon temel olarak kireçtaşı ve dolomitte birlikte minör düzeyde marl/şeyl ve evaporitlerden oluşmaktadır.

Kopet Dagħ havzasındaki Mozduran Formasyonu altı istiften meydana gelmiştir. Kimmerisiyen depolanması üç tane 3cü dereceden istiften oluşmaktadır. İstif sınırları hem tektonik alçalma hem de sediman yükünün birlikte neden oldukları deniz seviyesi değişimlerine dayandırılmıştır. Khangiran ve Gonbadli gaz alanlarındaki ana hidrokarbon zonu, Kimmeridgian'ın 1. ve 2. istiflerinin HST'lerinde meydana gelmektedir. Bu çalışmanın ana konusu tempestitlerdir. Erozyon yüzeyleri, oygular ve dolgular, belirgin tabanlı dereceli tabakalanma, geçişli üst dokanak ve kötü boylanmış pellet kumtaşı, biyoklastik istiftaşı and intraklastik kumtaşı/istiftaşı tempestitler olarak tanımlanmıştır ki bunlar Mozduran Formasyonunun üst kısmında ayırt edilmiştir (genel olarak KIM2 and KIM3 istifinin HST'sinde). Bu yorum intraklastik istif taşının çamurtaşı ile ardalanma gösterdiği lokasyonlarda açıkça görülen kesintili fasiyes ilişkileri ile desteklenmektedir. Az çeşitli faunal topluluklar tuzluluğun artması gibi zorlu paleo-ekolojik koşulları anlatmaktadır.

Geç Kimmeridgian döneminde Rampa-benzeri profil, aşamalı olarak havza dolgusunun ilerlemesi sonucunda genişler ve düzgün bir hal alır. Havzanın kuzey kısmında, güneydeki sığ platformdan itibaren aşamalı olarak ilerleyerek denize doğru olan kısımların dolması nedeni ile yukarıya doğru kalınlaşma ve sığılaşma eğilimi göstermektedir. Aşmalı ilerleme ve şelf sınırı kaynaklı ve daha sıklıkla görülen sediman girişi, sonrasında yukarıya doğru sığılaşma eğilimine ve gelgit düzlükleri fasiyes kuşağının daha da ilerlemesine neden olmuştur. Çökeltme ortamının kısıtlanması (depolanma için yeterli alanın bulunmaması) nedeni ile platform sığılaştıkça ve yayvanlaştıkça, aşmalı ilerleme yukarıya doğru incelmeye ve tane boyunda kabalaşması ile tanımlanır. Mozduran Formasyon istifinin (KIM2 ve KIM3 istiflerinin HST'si), üst kısımlarına doğru, tempestitlerin varlığının artmasına bağlı olarak yeniden işleme oranında artmaktadır. İklimin çok daha kurak koşullara dönmesi, faunaların kademeli olarak yok olması ve iskeletsiz yapıların ve evaporitlerin baskın hale gelmesi sonucunu doğurmuştur. Yüksek sistem koşullarında gelgit düzlüklerinin ilerlemesi, daha düzgün topografyalı karbonat platformunun oluşmasına ve yaygın evaporitik depolanmaya neden olur. Sığ, geniş ve düz üst yüzeyli karbonat platformlarındaki HST'ler esnasında, bu koşulların fırtınadan kaynaklanan yoğunluk akımlarının etkisiyle meydana gelen tempestit oluşumlarını desteklediği düşünülmektedir.

Anahtar Sözcükler: Üst Jura, İran, rezervuar, istif, tempestit

Tempestites in Depositional Sequences

Mohammad Ali Kavooosi

*National Iranian Oil Company Exploration Directorate, 1st Dead-end, Seoul St.,
NE Sheikh Bahaei Sq., P.O. Box 19395-6669 Tehran, Iran
(E-mail: kavooosi.mohammadali47@gmail.com)*

The Kopet Dagh Basin in NE Iran hosts the giant Khangiran and Gonbadli gasfields at which Upper Jurassic carbonates of the Mozduran Formation constitute the principal reservoir unit. The formation is composed mainly of limestone and dolomite with minor marl/shale and evaporites.

Mozduran Formation in the Kopet Dagh Basin is composed of six depositional sequences. Kimmeridgian deposits are composed of three 3rd-order depositional sequences. Sequence boundaries are attributed to sea level changes induced both by tectonic subsidence and sediment loading. The main hydrocarbon pay zones at the Khangiran and Gonbadli gasfields occur in the HSTs of the Kimmeridgian 1 and 2 depositional sequences. Tempestites are the focus of this study. Sedimentary structures such as erosional surfaces, gutters and pots, graded bedding with sharp basal, gradational upper contacts and poor sorting in peloid grainstone, bioclastic packstones and intraclast grainstone/packstones are interpreted as tempestites, which were recognized in the upper part of the Mozduran Formation (mainly in the HST of the KIM2 and KIM3 sequences). This interpretation is supported by the discontinuous facies relationships that are expressed at locations where the intraclast packstones are intercalated with mudstones. The low diversity faunal assemblage implies stressed palaeo-ecological conditions such as elevated salinities.

Ramp-like profile became wider and smoother as the result of in-filling of the basin by progressive progradation during the late Kimmeridgian. Thickening- and shallowing-upward trends in the northern part of the basin are due to gradual filling of the seaways by progradation from the southern shallow platform. Progressive progradation and more frequent sediment input from nearby shelf margin resulted in subsequent shallowing-upward trend and more progradation of tidal-flat facies belt. Progressive progradation is indicated by thinning-up and coarsening-upward as the platform shallows and widens due to a loss of accommodation. Towards the top of the Mozduran Formation succession (HST of the KIM2 and KIM3 sequences), reworking increases as the result of increasing occurrence of tempestites. Climate changes to more arid conditions resulted in gradual extinction of fauna and domination of non-skeletal grains and evaporites. During highstand systems tracts, tidal-flat progradation led smoother topography of the carbonate platform and widespread deposition of evaporites. It seems that this condition favoured tempestite formation by storm-generated density currents during HSTs in the shallow, wide and flat top carbonate platform.

Key Words: Upper Jurassic, Iran, reservoir, sequence, tempestite

Üretim Serisinin Paleocoğrafyası ve Stratigrafik Pozisyonu, Azerbaycan

Shikhali A. Babayev ve Elza N. Efendiyeva

Geology Institute of ANAS, G. Javid Avenue 29A, Baku, Azerbaijan (E-posta: elza555@mail.az)

Azerbaycan da en önemli petrol-gaz üretiminin yapıldığı Üretim Serisi (ÜS) yüz yılı aşkın bir süredir birçok araştırmacının ilgi odağı olmuştur. Buna rağmen stratigrafik serinin birçok stratigrafik konusu hala tartışılmaktadır. Makale, ÜS ve ÜS altı ve üstü sedimanların mikropaleontolojisi, kesin yaş, ve paleomanyetizma ile ilgili verileri söz konusu edecektir. 3.6–5.0 Ma önce depolanan ÜS' nin kesin yaşı yaklaşık 1.4 Ma dır. Kimmeriyen benzeri olan ÜS, alt Pliyosen ile ilgilidir (Akdeniz–üst Zanclean).

Aynı zamanda, Miyosen ile Pliyosen arasındaki sınır Pontiyen'nin üstünden değil, üst kısmın içinden geçer.

ÜS petrol-gaz potansiyeli ile ilgili problemlerin çözümü için, ÜS'nin paleocoğrafik depolanma ortamını yeniden düzenlemek çok önemlidir. Bu amaca ulaşmak için, ilgili kayaçların litolojik özellikleri detaylı bir şekilde araştırılmış ve mevcut veriler özetlenmiştir. Birçok ÜS araştırmacısı, ÜS'nin deltayik kökenli olduğu hipotezini önermiştir. Girdi materyeli eski nehirler (Paleo-Voga, Paleo-Ural vs.) ve Merkezi-Absheron (Kirmaki vadisi), Jeiranchekmez v.s ismi verilen zirve altı kanallar yoluyla olur. Bu duruma kanal istikamentinde bölgesel olarak artış gösteren kum boyu materyal ve orientasyona meğilli olmak tanıklık eder. ÜS altındaki ve üstündeki sedimanlardan kompozisyonu, kalınlığı ve sedimantasyon oranı (çok önemli) ayrılır. Yüksek sedimantasyon oranı, sedimantasyon sonrası olan değişiklikleri önemli derecede etkilemiştir ve katajenetik işlemlerin geri kalmasına sebep olmuştur. Çok derindeki rezervuarların kapasite-filtrasyon ve büyük yatakların korunmasını belirlemiştir. Kayaç-su doyumluğu-eser organik madde arasındaki ilişkiler havzadaki jeolojik-jeokimyasal işlemleri etkilemiştir.

Makalede üretim serisinin (ÜS), Azerbaycan (alt Pliyosen–Zanclean) daki stratigrafik pozisyonu doğrulanmıştır.

Anahtar Sözcükler: Azerbaycan, stratigrafi, paleocoğrafya, mikropaleontoloji, kanal, Kirmaki, petrol-gaz potansiyeli, rezervuar, paleomanyetizma

About Stratigraphic Position and Palaeogeography of the Productive Series (Pliocene) in Azerbaijan

Shikhali A. Babayev & Elza N. Efendiyeva

Geology Institute of ANAS, G. Javid Avenue 29A, Baku, Azerbaijan (E-mail: elza555@mail.az)

Productive Series (PS) as a main object of oil-gas recovery in Azerbaijan, more than one hundred years is an object of a close attention of numerous investigators. Despite this, a lot of issues of its stratigraphy have remain still debatable ones. The paper considered data on micropalaeontology, absolute age and palaeomagnetism both of underlying and overlying deposits and the PS. The absolute age of the PS was dated ~1.4 Ma and it was formed 3.6–5.0 Ma ago. The PS being the Kimmerian analogue, is related to the lower Pliocene (large upper part of Zanklia of the Mediterranean Sea).

At the same time, the boundary between Miocene and Pliocene passes not above the Pontian regiestage but inside its upper part.

To solve problems linked with oil-gas potential of the PS, it is very important to reconstruct the palaeogeographical setting of it's accumulation. To achieve the objective, there has been conducted detailed investigation of lithologic properties of the composing rocks and there has been summarized existing geological data. Most of the PS investigators proposed a hypothesis about its deltaic genesis. The input of material was performed by palaeorivers (Palaeo-Voga, Palaeo-Ural etc.) by submeridional chutes called the Central-Absheron (Kirmakin valley), Jeiranchekmez etc. This is witnessed by the presence of local zones of the increased arenosity, inclined to the oriented, in the same direction as the chutes. The PS differs from the underlying and the overlying deposits by its composition, thickness and by the sedimentation rate (the most important). The high sedimentation rate significantly affected the character of postsedimentation changes and became the reason of retardation of katagenetic processes. This determined preservation of capacity-filtration parameters in reservoirs even at big depth and formation of large deposits. The interrelation rock – saturating water – trace organic matter, determined geological-geochemical processes in sedimentary rock basin.

In the paper there has been verified stratigraphic position of the Productive Series (PS) in Azerbaijan (the lower Pliocene–Zenklia) and there has also been characterized in terms of its formation.

Key Words: Azerbaijan, stratigraphy, palaeogeography, micropalaeontology, chute, Kirmaki, oil-gas potential, reservoir, palaeomagnetism

Türkiye’deki Petrol Sızıntılarının Organik Jeokimyasal Değerlendirmesi

Orhan Kavak¹, Nazan Yalçın Erik², M. Namık Yalçın³ ve Jacques Connan⁴

¹ *Dicle Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Maden Mühendisliği Bölümü,
21280 Diyarbakır*

² *Cumhuriyet Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü,
58140 Sivas (E-posta: nyalcin@gmail.com)*

³ *İstanbul Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü,
34320 Avcılar, İstanbul*

⁴ *Laboratoire de Biogéochimie Moléculaire, UMR 7177, Université de Strasbourg,
25 rue Becquerel, 67087-Strasbourg Cedex 02, France*

Günümüzde ülkelerin stratejik ve ekonomik gelişimlerinde büyük öneme sahip olan hidrokarbonlar (Petrol/Bitüm), Türkiye’de binlerce yıl öncesinden itibaren ekonomik ve kültürel açıdan önemini korumaktadır. Türkiye gibi ekonomik, kültürel ve bilimsel açıdan gelişmekte olan ülkelerde artan nüfus ve teknolojik gelişmeler enerjiye olan talebin de artmasına neden olmuştur. Türkiye gibi fosil enerji kaynakları bakımından fakir denecek kadar az potansiyele sahip ülkeler bu kaynakları sağlayabilmek için yeni arama sahaları ve arama yöntemleri denemek zorundadır. Özellikle hidrokarbon aramacılığına ilişkin yerüstü ve yeraltı gelişmiş arama yöntemleri ile büyük petrol alanları belirlenmiş ancak artan enerji talebi yeni ve daha küçük rezervlerinde bulunmasını gerekli kılmıştır. Bu nedenle hidrokarbonların aranmasında yıllardan beri fazla ilgi çekmeyen hidrokarbon sızıntılarının araştırılması ve bunların organik jeokimyasal yöntemlerle araştırılması bu çalışma için temel teşkil etmiştir.

Güneydoğu Anadolu ve Trakya Havzası Türkiye’nin hidrokarbon potansiyeli olan, petrol ve gaz üretimi yapılan başlıca alanlarıdır. Bunların dışında ülkenin diğer alanlarında detaylı araştırmalara rağmen henüz ekonomik gelişme sağlayacak bir saha bulunamamıştır. Ancak ülkedeki farklı alanlarda önemli sayıda petrol ve doğal gaz sızıntıları izlenmiştir. Bu sızıntıların en önemlileri; Sinop-Boyabat-Ekinveren, Erzurum-Pasinler-Erzurum-Tekman-Katranlı, Rize-Çayeli (denizde) petrol sızıntıları, Batı Toros-Antalya-Olimpos (Çıralı/Yanartaş) Dağı, Hatay-Kızıldağ doğal gaz sızıntısı, Haymana-Polatlı sahasında petrollü kumtaşları, Mut-Ermenek-Silifke’de petrollü kireçtaşları ve Diyarbakır (Hazro), Isparta (Akseki), Van (Kurzot), Adıyaman (Besni), Batman (Raman)’daki asfaltitlerdir.

Bu çalışmanın amacı yeniden örneklenen Türkiye’deki petrol sızıntılarının gelişmiş organik jeokimyasal yöntemler yardımı ile sırasıyla köken, olası kaynak kaya ve keşfedilmemiş hidrokarbon potansiyelinin her bir inceleme alanı için ayrı ayrı değerlendirilmesidir.

Yararlanılan organik jeokimyasal yöntemler; Termo gravimetrik analiz, RE-Pirolizi, Gaz Kromatografi (GC), GC-Kütle Spektrometre (MS), İzotop Oranı-MS dir. Kimyasal bileşim, n-alkan dağılımı, steran ve triterpanlar ve izotopik bileşim incelenen alandaki petrol sistemi ile ilgili olarak değerlendirilmiştir. Ankara (Kızılcahamam ve Haymana), Amasya-Gümüşhacıköy, Çorum-Sungurlu, Çankırı-Orta, Çankırı-Eldivan, Sinop-Boyabat, Samsun-Bafra, Erzincan-Pülk, Tokat-Niksar, Bolu-Göynük, Bolu-Mudurnu, Diyarbakır-Urfa, Gaziantep, Kilis, Adıyaman, Antakya, Van, Erzurum, Muş, Batman-Diyarbakır alanlarındaki arazi çalışmalarına ait ilk değerlendirmeler ve alınan örnekler için analiz sonuçları sunulacaktır.

Anahtar Sözcükler: petrol sızıntısı, gaz sızıntısı, organik jeokimya, Güneydoğu Anadolu Bölgesi

Geochemical Evaluation of Oil Seeps in Turkey

Orhan Kavak¹, Nazan Yalçın Erik², M. Namık Yalçın³ & Jacques Connan⁴

¹ *Dicle Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Maden Mühendisliği Bölümü,
TR–21280 Diyarbakır, Türkiye*

² *Cumhuriyet Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü,
TR–58140 Sivas, Türkiye (E-mail: nyalcin@gmail.com)*

³ *İstanbul Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü,
Avcılar, TR–34320 İstanbul, Türkiye*

⁴ *Laboratoire de Biogéochimie Moléculaire, UMR 7177, Université de Strasbourg,
25 rue Becquerel, 67087-Strasbourg Cedex 02, France*

Hydrocarbons (petroleum, bituminous), possess great importance on strategically and economically developments of a country, have been known since ancient ages in Turkey. In developing countries like Turkey; energy demand is increasing due to rapid population growth and technological developments. The countries have limited or insufficient natural resources should explore and investigate new resources to supply their energy demand. Most of the big natural resources of the hydrocarbons have been explored previously but small and deep resources need to be explored for this purpose. Therefore, organic geochemical method, exploration technique for hydrocarbons, is used in this study to investigate hydrocarbon oil seeps.

South-eastern Anatolia and the Thrace basin are the only regions in Turkey, where a certain potential for hydrocarbons does exist and oil and gas production is currently made. The rest of country does not provide any economical resources until yet, even though detailed studies have been conducted. However, a remarkable number of petroleum and natural gas seeps have been reported in different regions of the entire country. The most important ones are; Sinop-Boyabat-Ekinveren, Erzurum-Pasinler- Erzurum-Tekman-Katranlı, Rize-Çayeli (at sea) oil seeps, West Taurus-Antalya-Olimpos (Çıralı/Yanartaş) Mountain, Hatay-Kızıldağ natural gas seeps, sandstones impregnated with oil at Haymana-Polatlı region, limestones impregnated with oil in Mut-Ermenek- Silifke and asphaltites at Diyarbakır (Hazro), Isparta (Akseki), Van (Kurzot), Adıyaman (Besni), Batman (Raman).

The aim of this study is to investigate resampled oil seeps in Turkey with the help of advanced organic geochemical methods, in order to determine the origin, the possible source rocks and to figure out undiscovered hydrocarbon potential of the respective regions. Utilized organic geochemical methods are Thermo gravimetric analysis, RE-Pyrolysis, Gas Chromatography (GC), GC-Mass spectrometry (MS), Isotope Ratio-MS. Properties such as, chemical composition, n-alkan distribution, steranes and triterpanes and the isotopic composition were assigned to the related petroleum system of the particular area. Results of field studies and sample analyses in Ankara (Kızılcahamam ve Haymana), Amasya-Gümüşhacıköy, Çorum-Sungurlu, Çankırı-Orta, Çankırı-Eldivan, Sinop-Boyabat, Samsun-Bafra, Erzincan-Pülk, Tokat-Niksar, Bolu-Göynük, Bolu-Mudurnu, Diyarbakır-Urfa, Gaziantep, Kilis, Adıyaman, Antakya, Van, Erzurum, Muş, Batman-Diyarbakır regions will be presented.

Key Words: oil seep, gas seep, organic geochemistry, Southeastern Anatolia