
SUDA TOPLAM PETROL HİDROKARBONLARI (TPH) ANALİZİ İLE BÖLGESEL GRAVİTE VE HAVADAN MAN- YETİK VERİLERİ KULLANILARAK REZERVUAR HEDEFLİ PETROL VE DOĞALGAZ ARAMA: BEYPAZARI NEOJEN HAVZASI'NDAN BİR ÇALIŞMA

Adil Özdemir^{1*}, Yıldray Palabıyık², Atilla Karataş³, Alperen Şahinoğlu⁴

^{1*}Adil Özdemir Danışmanlık, Ankara, (ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3975-2846>)

²İstanbul Teknik Üniversitesi, Maden Fakültesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul, (ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6452-2858>)

³Marmara Üniversitesi, Coğrafya Bölümü, İstanbul, (ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9159-6804>)

⁴İstanbul Esenyurt Üniversitesi, Meslek Yüksek Okulu, İstanbul, (ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1930-6574>)

*Sorumlu Yazar

ARAŞTIRMA MAKALESİ – TÜRKÇE

Özet

Beypazarı Neojen Havzası'nın Miyosen yaşlı birimleri, geniş alanlarda yüzlekler vermekte ve çok yaygın bir şekilde kömür ve petrolü şeyl oluşumları içermektedir. Öncel çalışmalarda, havzadaki bitümlü şeyllerin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin, %4-8 arasında yoğunlaştığı, algal organik maddenin (kerojen) egemen (Tip I ve II) belirlenmiştir. Bitümlü şeyllerin, %83 piroliz edilebilir hidrokarbon oranına sahip ve yüksek sıcaklıklara maruz kalmaları durumunda büyük ölçekte petrol türetebilecek potansiyel kaynak kaya özelliğine sahip olduğu belirlenmiştir. Beypazarı Neojen Hav-

zası'nın volkanosedimanter birimlerden oluşmaktadır. Dolayısıyla, olgunlaşmamış kaynak kayaların havzanın özellikle kuzeydoğu bölümünde geniş yüzlekler sunan genç volkanikler tarafından olgunlaştırılarak petrol türümünün olabileceği düşüncesi ile çalışmada, havzanın petrol ve doğalgaz potansiyelinin havza kuzeydoğusunda bulunan su kaynaklarından alınan örnekler üzerinde Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) analizleri yapılarak araştırılması amaçlanmıştır. Yapılan analizler sonucunda, su numunelerinin tamamında hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Sulara tespit edilen hidrokarbonların kaynağının belirlenmesi için organik jeokimyasal yöntemler kullanılmıştır. Su numunelerinde belirlenen n-alkan hidrokarbonlar, baskın

olarak bataklık-kömür tipi organik maddeden (Tip-III kerojen, gaz eğilimli) türemiş olgun petrol hidrokarbonlarıdır. Bu olgun petrol hidrokarbonları, inceleme alanında çalışan bir petrol sisteminin varlığı için bir kanıttır. Olgun hidrokarbonlarca zengin suların varlığı nedeniyle, gravite verileri ile çalışma alanında belirlenen fay-ilerleme kıvrımlarındaki yaklaşık 110 m derinliğindeki antiklinaller, muhtemel doğal gaz rezervuarlarıdır.

Anahtar Kelimeler: rezervuar hedefli petrol ve doğal gaz arama, suda TPH analizi, hidrokarbonca zengin sular, bitümlü şeyl, kömür

Reservoir-Targeted Oil and Gas Exploration by Using Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) in Water Analysis, and Regional Gravity and Aeromagnetic Data: A Case Study from Beypazarı Neogene Basin

Abstract

The Miocene units of the Beypazarı Neogene Basin extensively outcrop and prevalently include oil shale and coal. In the previous studies, it has been determined that the total organic carbon (TOC) values of bituminous shales in the basin are concentrated between 4-8% and algal organic matter (Type I-II kerogen) are dominant. It has also been determined that the bituminous shales have pyrolyzable hydrocarbon content of 83% and a potential source rock feature that can produce oil in a large quantity if exposed to high temperatures. Beypazarı Neogene Basin consists of volcano-sedimentary units. Therefore, as a result of the idea that the immature source rocks can be matured by young volcanic that exhibit widespread outcrops, it has been aimed to investigate the oil and gas potential especially in the northeastern part of the basin by TPH (Total Petroleum Hydrocarbons)

analysis performed on the samples taken from the natural cold water resources located in the related part of the basin. As a consequence of the analyses conducted, hydrocarbons have been detected in all the water samples. The organic geochemical methods have been used to determine the source of hydrocarbons detected in the water resources. The detected n-alkane hydrocarbons are the mature petroleum hydrocarbons derived from peat/coal type organic matter (Type III kerogen, gas-prone). The presence of these mature petroleum hydrocarbons is regarded as evidence for the existence of a working petroleum system in the study area. Due to the presence of waters containing mature petroleum hydrocarbons, the anticlines in the depth of approximately 110 m in fault-propagation folds identified in the investigation area by gravity and magnetic data have a very high potential to become gas reservoirs.

Keywords: reservoir-targeted oil and gas exploration, TPH in water analysis, hydrocarbon-rich water, oil shale, coal

1. Giriş

Yaygın olarak petrolü şeyl ve kömür içeren Beypazarı Neojen Havzası, Ankara ilinin kuzeybatısında yer almaktadır (Şekil 1). Çalışma alanı ve çevresi gerek ilginç jeolojisi ve gerekse ekonomik değere sahip linyit, jips, bitümlü şeyl, kil ve trona yataklarının bulunması nedeniyle günümüze kadar jeolojik amaçlı pek çok bilimsel çalışmaya konu olmuştur. Havzadaki bitümlü şeyller ve kömürler, birçok çalışmada ayırt edilmiş, oluşum ortamları, organik madde içerikleri ve ekonomik özellikleri incelenmiştir (Zieglar, 1939; Stchepinsky, 1941; Göktunalı, 1963; Aziz, 1976; Akkuş vd., 1982;

Siyako, 1983; Yağmurlu vd., 1988a,b; Şener ve Şengüler, 1991; Kavuşan, 1993; Şener vd., 1995; Özçelik, 2002; Özçelik ve Altunsoy, 2005; Gülbay ve Korkmaz, 2005, 2008; Şener, 2007; Toprak, 2010; Pehlivanlı, 2011; Vardaloğlu, 2016).

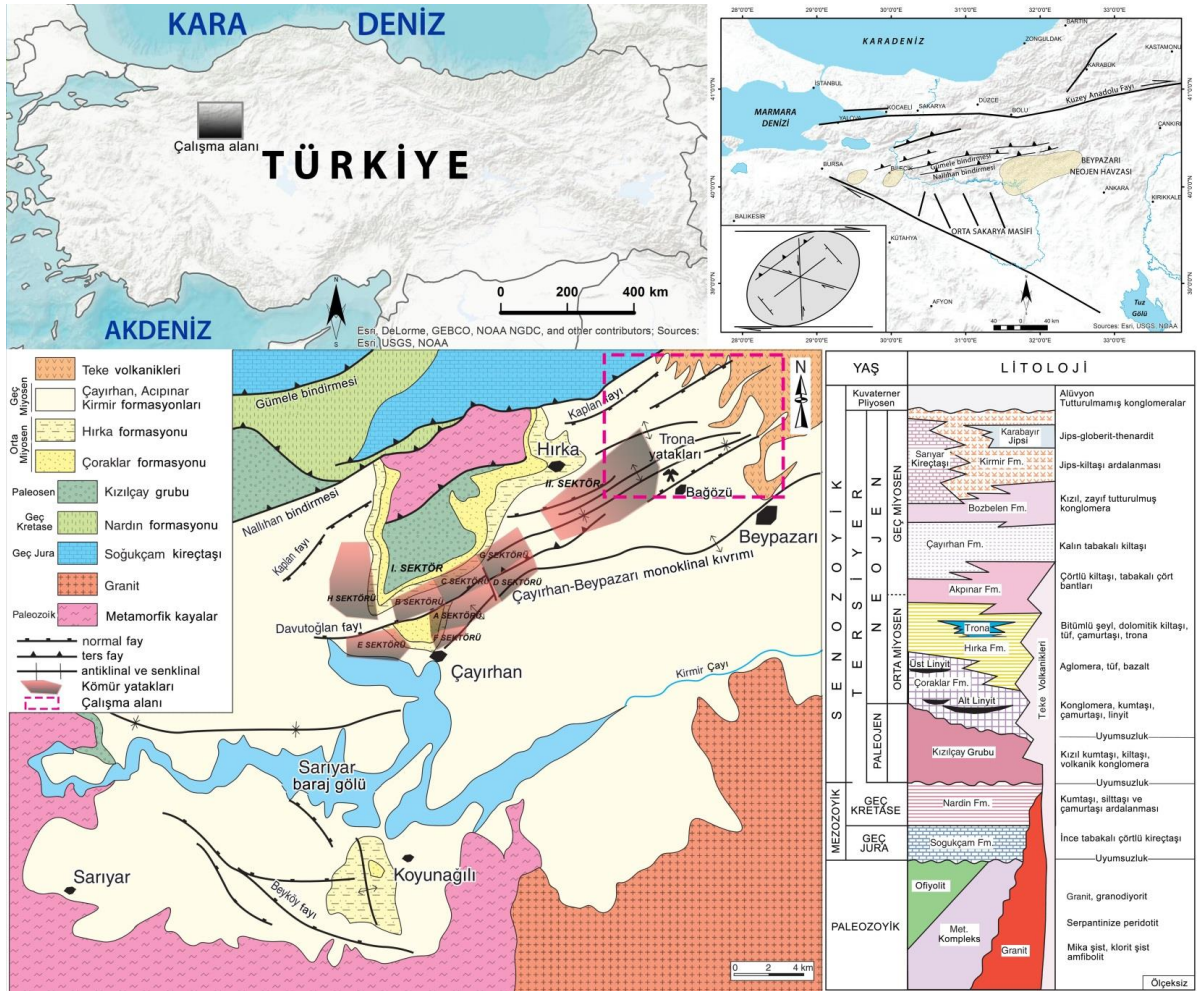
Beypazarı Neojen Havzası'nda iki ayrı stratigrafik seviyede linyit tabakası bulunmaktadır. Alttaki linyit tabakası Çoraklar Formasyonunun alt kısmında ve Çayırhan Linyit Ocaklarında işletilen üstteki linyit tabakası ise, Çoraklar Formasyonunun en üst kısmında bulunmaktadır (Şekil 1). Bu birimler, belirgin bir dokanakla Hırka Formasyonundan ayrılmaktadır. Koyunağılı linyit sahasında ise, sadece üstteki linyit tabakası bulunmaktadır (Şekil 1). Çoraklar formasyonu alt linyit tabakası, yanal yönde devamsızlık göstermektedir. Akarsu ortamında oluşmuş olup, üstteki linyit tabakasından tümüyle farklıdır. Alt linyit düzeyini oluşturan kömürler, genellikle siyahımsı, yerel düzenli bantlı olup yumuşak linyit özelliğinde ve mat renklidir. Alt linyit düzeyinin saptanabilen kalınlığı 9 metreye kadar ulaşmaktadır. Fiziksel özelliklerine göre, yumuşak kahverengi kömür olarak isimlendirilen bu kömürler, düşük kalorifik değere (1700 kcal/kg) sahiptir. Üstteki linyit tabakası, yanal yönde devamlıdır ve playa-göl ortamının çamur düzlüğü fasiyes koşullarında oluşmuştur. Üst linyit düzeyine ait kömürler, genellikle koyu kahve ile siyahımsı, düzensiz bantlı, yarı parlak ve orta düzeyde serttir. Üst linyitlerin toplam kalınlığı, 3.40 ile 5.50 m arasında değişir ve genellikle iki ayrı katmandan oluşur. Üst linyit düzeyine ait kömür katmanlarının kalınlığı, sondaj ve yüzey verilerine göre, 1.40 - 2.10 arasında değişmektedir. Çayırhan sahasında üst linyit tabakasının ısııl değeri, 4602-3724

kcal/kg, Koyunağılı sahasındaki linyit tabakasının ısııl değeri, 2535 kcal/kg olarak belirlenmiştir. Her iki sahadaki linyitler, tek düze kalitededir (Yağmurlu vd., 1988a). Havzada, 390 milyon ton linyit rezervi belirlenmiş ve bu alanda 620 MW gücünde Çayırhan Termik Santrali kurulmuştur. Beypazarı Neojen Havzası'nın farklı kesimlerinde, Hırka Formasyonu içerisinde de göl havzalarının bataklık kesimlerinde oluşmuş farklı kalınlıklarda mostra veren linyit damarları tespit edilmiştir. Kömürler, oluşum tipi açısından ova havzası tipindedir (Toprak, 2010). Hırka formasyonunda bulunan linyitler, farklı kalınlıklardadır. Beypazarı kuzeyi ve kuzeybatısında Kabalar, Bahçeköy, Killikdere, Aşağıçay Dere, Sekili ve Hırka Tepe civarında 0.10-1.20 m kalınlıklarda linyit damarları mevcuttur (Özçelik, 2002; Toprak, 2010). Beypazarı Neojen havzasında Çayırhan bölgesi kömürleri 1. Sektör olarak ve 1. Sektör Çayırhan kömürleri ile trona sahası arasında kalan kömürlerde 2. Sektör olarak adlandırılmıştır (Şekil 1) (Tarvirdi, 2013).

Beypazarı Neojen Havzası'ndaki bitümlü şeyller, Miyosen döneminde Hırka Formasyonu içinde oluşmuştur. Hırka Formasyonu, volkanosedimenter bir istif olup, su seviyesi sürekli değişkenlik gösteren gölsel ortam koşullarını yansıtmaktadır (Yağmurlu vd., 1988c). Bitümlü şeyller, küçük cepler şeklinde çökelmiştir (Ziegler, 1939). Bitümlü şeyller, havzada oldukça yaygındır ve bitümlü şeyl içeren seviyenin kalınlıklarının, 57-111 m arasında değiştiği belirlenmiştir (Gülbay, 2004; Vardaloğlu, 2016). Toplam organik karbon (TOC) değerleri, her bir lokasyon için değişiklik göstermek-

tedir. Ortalama TOC değerlerinin, %4-8 arasında yoğunlaştığı belirlenmiştir (Gülbay, 2004). Algal organik madde (kerojen) egemen olup, Tip I ve II'dir. Vitrinit yansıması değerleri ve T_{max} değerlerine göre, organik madde yeterli derecede olgunluğa ulaşmamış olup, petrol penceresine henüz girmemiştir (Özçelik, 2002; Gülbay, 2004; Özçelik ve Altunsoy, 2005; Vardaloğlu, 2016). Bitümlü şeyllerin %83

piroliz edilebilir hidrokarbon oranına sahip oldukları söylenebilir. Petrol türümüne uygun olup, daha yüksek sıcaklıklara maruz kalmaları durumunda büyük ölçekte petrol türetebilecek potansiyel kaynak kayalardır (Gülbay, 2004). Anoksikliği yüksek olup, muhtemelen tuzlu ve çoğunlukla algal, çok az oranda da karasal organik madde girdisinin olduğu gösel bir çökme ortamını yansıttığı söylenebilmek-



Şekil 1. Çalışma alanının jeoloji ve tektonik haritası (Yağmurlu vd.,1988a; Tarvirdi, 2013; Helvacı, 2018'den değiştirilerek).

tedir (Gülbay ve Korkmaz, 2005). Bölgenin diğer önemli ekonomik potansiyelini oluşturan trona yatakları, Hırka Formasyonunun en alt bölümünde ve bitümlü şeyllerle ardalanmalı olarak bulunur (Yağmurlu vd., 1988a).

Beypazarı Neojen Havzası'nın bitümlü şeyllerinin, yüksek sıcaklıklara maruz kalmaları durumunda büyük ölçekte petrol türetebilecek potansiyel kaynak kaya özelliğine sahip olduğu belirlenmiştir. Beypazarı Neojen Havzası, volkanosedimanter birimlerden oluşmaktadır. Dolayısıyla, olgunlaşmamış kaynak kayaların havzanın özellikle kuzeydoğu bölümünde geniş yüzlekler sunan genç volkanikler tarafından olgunlaştırılarak petrol türümünün olabileceği düşüncesi ile çalışmada, havzanın petrol ve doğalgaz potansiyelinin havza kuzeybatısında bulunan su kaynaklarından alınan örnekler üzerinde Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) analizleri yapılarak araştırılması amaçlanmıştır. Yapılan analizler sonucunda, su numunelerinin tamamında hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Sularda tespit edilen hidrokarbonların kaynağının belirlenmesi için organik jeokimyasal yöntemler kullanılmıştır. Su numunelerinde belirlenen n-alkan hidrokarbonlar, baskın olarak bataklık-kömür tipi organik maddeden (Tip-III kerojen, gaz eğilimli) türemiş olgun petrol hidrokarbonlarıdır. Bu olgun petrol hidrokarbonları, çalışma alanında çalışan bir petrol sisteminin varlığı için bir kanıttır.

2. Jeolojik Yapı

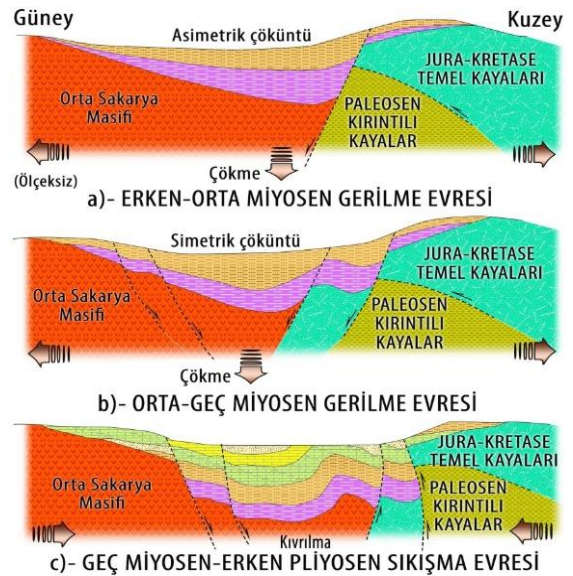
Beypazarı Neojen havzasında yayılım gösteren Neojen yaşlı sedimanlar, Orta-Üst Miyo-

sen yaşlı olup, toplam kalınlığı 1200 metre civarındadır. Havzayı dolduran Miyosen yaşlı sedimanlar, yaşları Paleozoyik ile Eosen arasında değişen temel kayalarını uyumsuz olarak üzerlemektedir (Şekil 1). Bu birimler, alüvyonal ve gölsel ortamlarda depolanmış olup, yersel olarak volkanoklastik ara katkılar içerir. Beypazarı havzasında yer alan Miyosen yaşlı birimler batıdan doğuya doğru, değişen litofasiyes koşullarına bağlı olarak, yanal ve düşey yönde girik olabilen zaman-aşmalı sınırlarla birbirlerinden ayrılmışlardır. Miyosen birimlerinin büyük bölümü havzanın kuzeydoğusuna doğru Teke volkanitleri tarafından örtülmektedir. Çoraklar Formasyonu, flüviyal kökenli ve çapraz katmanlı çakıltaşı, kumtaşı, siltaşı, çamurtaşı ile yersel kireçtaşı ara katkılarında ve iki linyit düzeyinden oluşmaktadır. Yaşlı birimleri uyumsuzlukla üstleyen Çoraklar Formasyonunun kalınlığı, 80-237 metredir. Hırka Formasyonu ince düzgün laminalı çamurtaşı, kiltası, bitümlü şeyl, kalkerli şeyl, dolomitik kireçtaşı, tuf, trona ve yersel olarak intraformasyonel breşten oluşmaktadır. Havza içinde 300 m kalınlığa ulaşan Hırka Formasyonu, yansıttığı bileşim ve litoloji özelliklerine göre playa tipi gölsel bir ortamda depolanmıştır (Yağmurlu vd., 1988a; İnci, 1991; Helvacı, 2018). Senozoyik'e ait formasyonlar, Paleosen-Alt Eosen ve Oligosen'de çok sığ hareketli bir ortamı yansıtmaktadır. Paleosen-Eosen başlangıcından Oligosen'in sonuna kadar oldukça sığlaşan ortam şartları, Miyosen'de karasal ortam karakteri kazanmıştır. Alt Miyosen'de zaman zaman göl zaman zaman da karasal akma ve döküntü volkanikleri gelişmiştir. Kömür ve diğer sedimanter kayaçların çökelimleri üzerinde oldukça etkili olan ve Miyosen'de Kuzey

Anadolu Fayı'nın (KAF) hareketine bağlı genişleme tektoniği ile yüzeylenen volkanik birimler, Neojen havza çökelleri ile yanal ve düşey geçişli olarak oldukça karmaşık bir yerleşim sunmaktadır. Miyosen'de gelişmiş blok faylarla kontrol edilen paleotopoğrafik temel yükselmelerinin güney kesimlerinde yaygın olduğu güneyden kuzeye doğru derinleşen bir göl ortamının varlığını göstermektedir. Genellikle kıyı ve kıyıya yakın kısımları karakterize eden mostralar, volkanik örtü altında derinleşen bir gölün varlığına işaret etmektedir. Volkanik kül döküntülerinin rüzgâr yönleri ile değişiklik sunduğu, ortam pH'ının paleoklimatolojik ve paleocoğrafik parametrelerde kontrol edildiği bu göl ve/veya göllerde organik kayalık çökeli için uygun koşulların gerçekleştiği düşünülmektedir (Toprak, 2010).

Beypazarı Neojen Havzası'nda, bindirme fayları, yüksek açılı ters faylar ve normal faylar bulunmaktadır. Bu faylar, genellikle D-KD gidimli ve birbirine yaklaşık olarak paralel konumdadır. Doğrultu atımlı faylar, bu fay sistemlerini enine kesmektedir. Normal faylar, genellikle havzanın güney ve kuzey kenarlarında yaklaşık olarak birbirlerine paralel basamaklı faylar şeklinde gelişmiştir. Bu faylar, çökme sırasında büyüme fayları olarak davranmıştır. Daha sonraki dönemlerde, normal ve/veya büyüme fayları ters faylara dönüşmüştür. Normal ve ters fayları, enine veya revine kesen normal ve doğrultu atımlı fayların oluşumu da bu sıkışma döneminde meydana gelmiştir (Şekil 2). Muhtemelen Miyosen sonlarında meydana gelen bu sıkışma tektoniğinin ürünleri, havzanın kuzeyinde mostravermekte ve temel kayalar bu nedenle yü-

zeyde görülmektedir. Hırka Formasyonu içindeki breşik çakıltaşları, çökme ile yaşıt tektonizmaya işaret etmektedir. Özellikle, havzanın kuzey bölümünün yapısal gelişimi genişleme tektoniği ile büyük oranda tamamlanmıştır. Asimetrik kıvrım sistemleri, monoklinal yapılar ve ters fay sistemleri, havzadaki genişleme tektoniğinin, Miyosen sonuna doğru giderek yerini sıkışma tektoniğine bıraktığına işaret etmektedir. Beypazarı Miyosen Havzası'ndaki yapısal özellikler, Kuzey Anadolu ve Eskişehir Fayları tarafından kontrol edilmektedir. Kuzey Anadolu Fayı'nın Eskişehir Fayı ve Orta Sakarya Masifi sabit bloğuna zıt hareketi, bölgede kuzeyden güneye işleyen tek yönlü sıkışma rejimine neden olmuş olabilir (Yağmurlu vd., 1988b; İnci, 1991). Bu tek yönlü sıkışma rejimi, çalışma alanındaki Miyosen ve



Şekil 2. Beypazarı Neojen havzasının tektonik gelişimi (Yağmurlu vd., 1988b; Helvacı, 2018'den değiştirilerek)

Miyosen öncesi yaşlı birimlerde birçok antiklinal, senklinal, yatık kıvrımlar ile kırıklı yapıların (Zaviye Fayı, Koçali Dere Antiklinali, Beypazarı Monoklinali/Fleksürü vb. gibi) oluşmasına neden olmuştur (Şekil 1).

3. Materyal ve Yöntem

Eymold vd. (2018), kaya gazı içeren havza formasyonları üzerindeki sığ yer altı sularının hidrokarbonlarca zengin olduğunu belirlemiştir. Hidrokarbonlarca zengin bu sulardaki hidrokarbonların, derindeki kaynak kayalarından sığ akiferlere göç ettiğini belirtmişlerdir. Kreuzer vd. (2018), petrolü havzalardaki fayların, jeolojik zaman boyunca hidrokarbonlarca zengin suların kaynak kayalar üzerindeki akiferlere taşınmasını kolaylaştırdığını ve sığ yer altı sularının jeokimyasını etkileyerek bu sulara hidrokarbon zenginleşmesine sebep olduğunu bildirmişlerdir. Dultsev ve Chernykh (2020), yer altındaki hidrokarbon birikimleri etrafındaki hidrokarbonca zengin suların petrol ve doğalgaz aramak için çok iyi bir jeokimyasal araç olduğunu belirtmişlerdir. Günümüzde, kaynak kayaların mostra vermediği (yüzeyde görülmediği) örtülü veya kaynak kayaların tüketilmiş olduğu havzalarda/bölgelerde hidrokarbonlarca zengin suların ve organik jeokimyasal özelliklerinin belirlenmesine imkân sağlayan suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizi, petrol arama amacıyla kullanılmaya başlanmıştır (Özdemir, 2019a,b,c; Özdemir vd., 2020a,b; Palabıyık ve Özdemir, 2020; Özdemir ve Palabıyık, 2020a). Çünkü, güncel çalışmalarda kaynak kaya ve gaz numuneleri üzerinde yapılan tüm organik jeokimyasal analizlerin, suda TPH analizi ile belirlenen petrol hidrokarbonlarınca

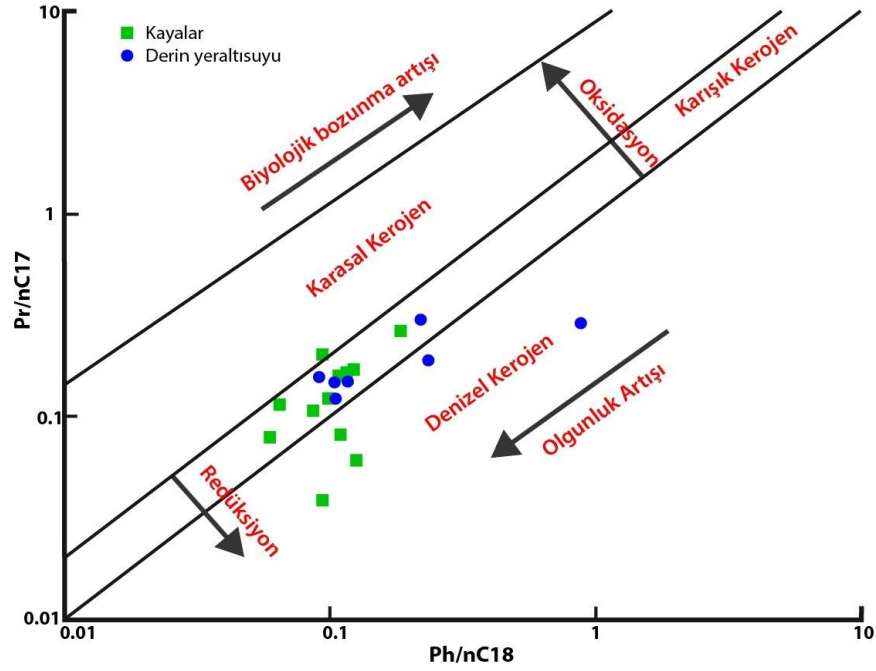
zengin yüzey ve yer altı suları üzerinde de uygulanabildiği, aynı havzalarda/bölgelerde aynı analiz ve yorumlama sonuçlarına ulaşıldığı belirlenmiştir (Şekil 3) (Özdemir, 2018; Liu vd., 2018). Bu çalışmalara göre, bir bölgede bir petrol ve/veya doğalgaz rezervuarının var olması durumunda, çalışma alanındaki yer altı sularının uygun petrol hidrokarbonlarınca zengin olması gereklidir (Şekil 4). Dolayısıyla, suda TPH analizi rezervuar hedefli petrol ve doğalgaz arama aktivitesine hizmet edecektir.

TPH değeri, yer altı sularının hidrokarbon kirliliği hakkında bilgi vermektedir. Sudaki TPH konsantrasyonlarını belirlemek için gaz kromatografisi (GC) analizleri yapılmaktadır. Suda TPH tayininde, TS EN ISO 9377-2, 2000 sayılı Hidrokarbonların Tayini - Bölüm 2: Çözücü Ekstraksiyonu ve Gaz Kromatografi Yöntemi standart testi kullanılmaktadır (diğer yöntemler, EPA Metot 1664 ve ASTM D7678-11). Bu analiz yönteminde yerüstü, yer altı ve dağıtım sularından alınan örneklerdeki hidrokarbonlar ayrılmakta ve su numunesindeki toplam petrol hidrokarbonlarının miktarı tayin edilmektedir. Numunelerde buharlaşma veya biyodegradasyon gibi hidrokarbon miktarını etkileyebilecek olayları önlemek için bu numuneler asitlenerek saklanmaktadır. Numuneler, eğer asitleme işlemi yapılmışsa 14 gün, yapılmamışsa 7 gün içerisinde analiz edilmekte ve analiz öncesinde 5 °C ± 3° sıcaklık aralığında muhafaza edilmektedir.

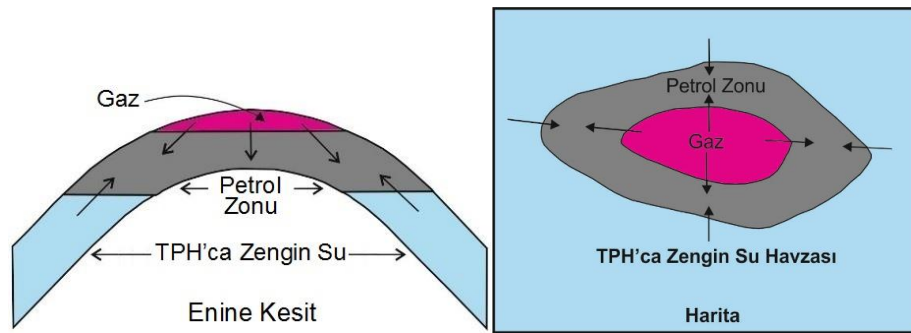
Çalışma kapsamında, bölgedeki doğal soğuksu çeşmelerinden 1 L ölçekli plastik kaplarla 25 adet su numunesi alınmıştır (Şekil 5 ve 6). Su örnekleri, şebeke suyu ile ilişkili olma-

yan ve arıtılmamış/işlem görmemiş su kaynaklarından alınmıştır. Su örnekleri, standart prosedürlere (ISO 5667-3) göre toplanmış ve muhafaza edilmiştir. Çalışma alanından toplanan

numunelerin, toplandıktan birkaç gün sonra analizinin yapılması nedeniyle, numunelerde asitleme işlemi yapılmamıştır. Numuneler, laboratuvarında standart yöntemler (ISO 9377-2)



Şekil 3. Aynı bölgeden alınan kaynak kaya ve derin yer altı suyu numunelerinin Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramı (Liu vd., 2018) (Pr: Pristan ve Ph: Fitan izoprenoid hidrokarbonlar, n-C17 ve n-C18: n-alkanlar).



Şekil 4. Birincil yöntemlerle üretim yapılan antiklinal bir petrol rezervuarının bileşenleri (Özdemir, 2018'den)

Suda Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) Analizi ile Bölgesel Gravite ve Havadan Manyetik Verileri Kullanılarak Rezervuar Hedefli Petrol ve Doğalgaz Arama: Beypazarı Neojen Havzası'ndan Bir Çalışma
Reservoir-Targeted Oil and Gas Exploration by Using Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) in Water Analysis, and Regional Gravity and Aeromagnetic Data: A Case Study from Beypazarı Neogene Basin

kullanılarak sudaki TPH açısından analiz edilmiştir. Alınan su numunelerinde, organik jeokimyasal değerlendirmelere veri oluşturmak

amacıyla gaz kromatografi cihazı ile TPH analizleri yapılmıştır. Bu analizler ile su numunelerinin doğrudan TPH konsantrasyonları



Şekil 5. Alınan su numunelerinin yer bulduru haritası (su numuneleri: sarı renkli rakamlı daireler).



Şekil 6. Çalışma alanındaki doğal soğuksu kaynaklarından ölçekli plastik kaplarla su numunesi alınmasından bir görünüm.

Mühendislik ve Yer Bilimleri Dergisi, Cilt 6, Sayı 1, 1-28s. / Journal of Engineering and Earth Science, Volume 6, Issue 1, 1-28 p.

(mg/Lt cinsinden) belirlenmiş ve gaz kromatogramlarından jeokimyasal parametreler (CPI, NAR vb. gibi) hesaplanmıştır. Jeokimyasal değerlendirmelerde, TPH konsantrasyonları ve hesaplanan parametreler kullanılmıştır.

4. Bulgular ve Tartışma

Çalışma alanından alınan su numuneleri üzerinde yapılan TPH analiz sonuçları esas alınarak; sulardaki hidrokarbonların miktarı, bozunma durumu ve kaynağı, olgunluğu ve çökme ortamının redoks koşulları jeokimyasal açıdan incelenmiştir. Ayrıca, inceleme alanı için hazırlanan havadan manyetik ve gravite haritaları jeolojik ve tektonik açıdan yorumlanmış ve hidrokarbonların kavramsal oluşum, göç ve birikme modelinin kurgulanması amaçlanmıştır.

4.1. Sulardaki Hidrokarbonların Miktarı, Bozunma Durumu ve Kaynağı

Liu vd. (2018), hidrokarbon içeriği 0.05 mg/Lt'yi aşan yer altı suyunu orijinal hidrokarbonca zengin yer altı suyu olarak tanımlamıştır. İnceleme alanındaki su numunelerinin tamamında n-alkan hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Su numunelerinin TPH değerlerinin,

yüzey ve yer altı sularında bulunması gereken hidrokarbon sınır değerlerinden oldukça yüksek olduğu görülmektedir (Tablo 1 ve 2). Dolayısıyla, su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi, inceleme alanındaki sularda hidrokarbon zenginleşmesine sebep olmuştur.

Kaynak, olgunlaşma, göç ve biyolojik bozunma, hidrokarbonların bileşimindeki farklılıklardan sorumlu ana faktörlerdir. Ph/n-C18 değeri < 1 ise, biyolojik olarak bozunmamış hidrokarbonları göstermektedir (Hunt, 1995). Su numunelerinin tümünün Ph/n-C18 değeri, < 1'dir (Tablo 2). Bu değerlere göre, su numunelerindeki hidrokarbonlar biyolojik olarak bozunmamıştır.

Hidrokarbon bileşiklerinin genel dağılımlarını görmek, organik madde tipi, olgunlaşma ve çökme ortamları hakkında bilgi sağlamak amacıyla gaz kromatografi analiz sonuçları kullanılarak Pristan (Pr)/Fitan (Ph) oranı, izoprenoid/n-alkan oranı ve Karbon Tercih İndeksi (CPI) hesaplanarak yorumlamaya gidilmektedir. Bu çalışmada, n-alkan dağılımlarından yararlanılarak su numuneleri Pr/Ph oranı, CPI indeksi, Pr/Ph - CPI ve Pr/n-C17-Pr/Ph ve Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramlarında jeokimyasal

Tablo 1. Yüzey ve yer altı suları için önerilen TPH sınır değerleri.

TPH (mg/Lt)	Referans
< 0.05	Liu vd. (2018)
< 0.1	Zemo ve Foote (2003)
< 0.5	Özdemir (2018)
< 0.2	Tarım ve Orman Bakanlığı (2004a), Türkiye Yerüstü Su Kalitesi Yönetmeliği (EK-5, Tablo 2: Yağ ve Gres)
< 0.02	Tarım ve Orman Bakanlığı (2004b), Türkiye Su Kirliliği Kontrol Yönetmeliği (EKLER, Tablo 1: Yağ ve Gres)

açından yorumlanmıştır. Beypazarı havzasındaki bitümlü şeyllerin organik jeokimyasal parametreleri bazı çalışmalarda belirlenmiştir

(Özçelik, 2002; Gülbay ve Kormaz, 2005; Vardaloğlu, 2016). Bu çalışmalarda elde edilen so-

Tablo 2. Su numunelerinin TPH analiz sonuçları ve hesaplanan jeokimyasal parametreler.

Numune No	Su kaynağı	Koordinatlar		TPH (mg/l)	CPI	TAR	NAR	n-C17/n-C31	P _{aq}	P _{wax}	Waxiness İndeksi	Pr/Ph	Pr/n-C17	Ph/n-C18
		X	Y											
2	Doğal Soğuksu	4454774	405296	0.62	1.61	11.78	0.06	0.12	0.07	0.93	2.58	6.87	0.31	0.11
3	Doğal Soğuksu	4457891	405075	0.59	1.60	7.85	-	0.19	-	-	5.37	9.56	0.25	0.08
4	Doğal Soğuksu	4457124	404758	0.46	1.59	7.10	0.03	0.26	0.18	0.82	3.43	7.93	0.25	0.09
5	Doğal Soğuksu	4456858	403857	1.00	1.61	7.92	0.09	0.17	0.06	0.94	2.17	6.29	0.25	0.12
6	Doğal Soğuksu	4459077	403980	0.47	1.52	9.63	0.11	0.16	0.06	0.94	2.72	12.18	0.29	0.06
7	Doğal Soğuksu	4459918	403305	0.71	1.57	8.69	-	0.14	-	-	2.27	7.40	0.30	0.09
8	Doğal Soğuksu	4458370	401349	0.68	1.62	8.26	0.02	0.17	0.11	0.89	2.64	8.91	0.28	0.09
9	Doğal Soğuksu	4462912	405492	0.59	1.62	8.22	-	0.14	-	-	2.28	10.77	0.28	0.07
10	Doğal Soğuksu	4460140	405221	0.52	1.62	7.98	-	0.15	-	-	2.28	17.17	0.30	0.06
11	Doğal Soğuksu	4459726	406279	0.65	1.60	7.58	0.10	0.18	0.10	0.90	3.83	8.44	0.24	0.08
12	Doğal Soğuksu	4459462	407693	0.53	1.61	7.56	-	0.19	-	-	4.26	13.04	0.29	0.06
14	Doğal Soğuksu	4458137	407582	0.57	1.67	7.55	0.11	0.17	0.08	0.92	3.71	5.14	0.06	0.04
17	Doğal Soğuksu	4455466	404170	0.58	1.57	-	0.10	0.11	0.17	0.83	-	6.40	0.33	0.11
18	Doğal Soğuksu	4454486	408601	0.57	1.59	-	0.18	0.13	0.17	0.83	-	7.22	0.36	0.12
19	Doğal Soğuksu	4454688	409785	0.47	1.61	7.61	0.20	0.19	0.17	0.83	6.12	9.45	0.27	0.08
20	Doğal Soğuksu	4457929	412115	0.55	1.65	-	0.27	0.16	0.24	0.76	-	7.62	0.26	0.09
21	Doğal Soğuksu	4459147	413428	0.64	1.67	-	0.27	0.15	0.20	0.80	-	7.87	0.31	0.11
22	Doğal Soğuksu	4460495	411507	0.66	1.67	6.61	0.27	0.20	0.17	0.83	5.02	7.37	0.25	0.12
23	Doğal Soğuksu	4459378	409534	0.60	1.64	6.67	0.32	0.19	0.20	0.80	5.13	6.78	0.25	0.14
24	Doğal Soğuksu	4460520	409429	0.75	1.67	6.28	0.25	0.20	0.10	0.90	4.57	6.95	0.21	0.10
26	Doğal Soğuksu	4462023	412729	0.43	1.63	8.17	0.24	0.17	0.16	0.84	6.13	7.00	0.32	0.13
27	Doğal Soğuksu	4464265	413558	0.56	1.67	7.35	0.18	0.19	0.11	0.89	5.58	9.49	0.27	0.08
29	Doğal Soğuksu	4463259	415222	0.57	1.60	8.72	0.05	0.13	0.09	0.91	2.21	14.38	0.27	0.05
31	Maden suyu	4452425	405715	0.69	1.71	6.94	0.23	0.18	0.10	0.90	5.00	10.51	0.23	0.07
32	Doğal Soğuksu	4453224	403432	0.63	1.61	6.54	0.23	0.20	0.14	0.86	4.68	11.69	0.23	0.07

CPI = $\{[(C23+C25+C27) + (C25+C27+C29)] / [2 * (C24+C26+C28)]\}$ (Bray ve Evans, 1961, 1965),

TAR = $(C27+C29+C31)/(C15+C17+C19)$ (Bourbonniere ve Meyers, 1996),

NAR = $[\sum n\text{-alk (C19-32)} - 2 \sum \text{Çift } n\text{-alk (C20-32)}] / \sum n\text{-alk (C19-32)}$ (Mille vd., 2007),

Waxiness İndeksi: $\sum (n\text{-C21-n-C31}) / \sum (n\text{-C15-n-C20})$ (Peters vd., 2005),

P_{aq} = $(C23+C25)/(C23+C25+C27+C29+C31)$ (Ficken vd., 2000),

P_{wax} = $(C27+C29+C31)/(C23+C25+C27+C29+C31)$ (Zheng vd., 2007),

- : hesaplanmadı.

nuçlar benzerdir. Bu nedenle, bu çalışmada sadece Vardaloğlu (2016) çalışmasındaki veriler diyagramlarda sunulmuştur.

CPI, n-alkan kaynağının bir göstergesidir. Tek ve çift karbon numaralı n-alkan miktarları arasındaki bir oran olan CPI, gaz kromatogramlarındaki piklerin yükseklikleri veya alanları ölçülerek belirlenmektedir. Bu kromatogramlarda hâkim pikler, n-alkanlardır. CPI indeksinin hesaplanmasında, farklı araştırmacılar farklı formüller önermişlerdir. Bu indeks, karbon dizisinin herhangi bir aralığına uygulanabilmektedir. CPI, tek ve çift numaralı n-alkanların birbirlerine göre bolluğu, organik madde tipi, çökme ortamı ve ısıl olgunluğu yorumlamada kullanılmaktadır. CPI değerinin belirgin bir şekilde > 1 (tek n-alkan tercihli) veya < 1 (çift n-alkan tercihli) olması ısıl ortamlarla ilişkili petrol ve bitümlerde gözlenmektedir (Tissot ve Welte, 1984; Peters ve Moldovan, 1993). Yüksek CPI değeri, yüksek karasal bitkilerden türemiş, olgunlaşmamış veya olgunluğu düşük organik maddeyi yansıtmaktadır (Tran ve Philippe, 1993). CPI değerlerine göre (Tablo 2), incelenen su numunelerindeki n-alkanların kaynağı petrojenik hidrokarbonlar ve organik maddece zengin yaşlı sedimanlardır (Tablo 3).

Petrojenik kaynaklar terimi; ham petrol, kömür vb. gibi yanmamış fosil kaynakları tanımlamaktadır. Bu kaynaklar, milyonlarca yıl önce ve orta sıcaklıklarda (100-300 °C arasında) çok yavaş bir şekilde oluşmuştur (Beyer vd., 2010). Ortamdaki hidrokarbonların kaynağını (doğal veya petrol n-alkan) değerlendirmek için NAR (Doğal n-alkan Oranı) olarak tanımlanan bir parametre önerilmiştir (Mille vd., 2007). Bu

oran, petrol hidrokarbonları ve ham petroler için sıfır veya sıfıra çok yakındır. Diğer kaynaklar için ise, daha yüksek olarak belirtilmiştir. NAR parametresine göre (Tablo 2), incelenen su numunelerindeki n-alkanlar, petrojenik hidrokarbonlardır.

TAR (Karasal/sucul hidrokarbon oranı), karasal organik maddeden türeyen n-alkanların, sucul alglerden türeyen n-alkanlara oranını yansıtmaktadır (Cranwell vd., 1987; Goossens vd., 1989; Meyers ve Ishiwatari, 1993; Bourbonniere ve Meyers, 1996). Yüksek TAR değerleri (> 1), karasal bitki kaynağını ve düşük değerler (< 1) denizel alg kaynağını gösterir (Kroon, 2011). TAR değeri, incelenen su örnekleri için oldukça yüksek değerlerde hesaplanmıştır (> 1) (Tablo 2). Bu değerler, su numunelerinde karasal organik maddeyi temsil eden yüksek karbon numaralı n-alkanların baskın olduğunu göstermektedir.

Karasal organik madde miktarını belirlemek için Waxiness indeksi kullanılabilir. Bu indeks,

Tablo 3. CPI değerine göre sudaki n-alkanların kaynağı (Özdemir, 2018)

CPI	Kaynak
> 2.3	Güncel karasal sedimanlar (biyojenik hidrokarbonlar)
1.2 - 2.3	Organik maddece zengin yaşlı sedimanlar (denizel şeyller, karbonatlar vb.)
≤ 1.2	Petrojenik hidrokarbonlar (< 1 değerler bozunmuş hidrokarbonlar)

bölgesel karasal organik maddenin ekstraktlara yüksek moleküler ağırlıklı n-alkan bileşenlerine katkıda bulunduğu varsayımına dayanır (Peters vd., 2005). Çalışma alanındaki su numunelerinin yüksek miktarda karasal bitki türevli biyobelirteçleri yansıtan yüksek Waxiness değerlerine sahiptir (Tablo 2). Bu veri, analiz edilen numunelerin yüksek TAR değerleri göstermesi ile de desteklenmektedir.

n-C17/n-C31 oranı, hidrokarbonları türeten organik maddenin kaynağına işaret eder. Yüksek değerler (> 2), denizel alg, düşük değerler (< 2) karasal bitki kaynağını işaret eder (Forster vd., 2004). Su örneklerin n-C17/n-C31 oranı 0.11-0.26 arasında değişmekte olup, karasal organik maddeyi işaret etmektedir. Bu sonuç, TAR ve Waxiness değerleri ile tutarlıdır.

P_{aq} ve P_{wax} parametreleri hesaplanarak, organik maddeyi oluşturan bitki türleri ve ortamın paleoiklimsel koşulları hakkında bazı yorumlar yapılabilmektedir (Zheng vd., 2007). Bu parametreler, sadece kömürler için kullanılmaktadır. P_{aq} değeri; < 0.1 ise karasal bitkilerin, $0.1-0.4$ ise sucul bitkilerin (bataklık ortamında su yüzeyine çıkmış), $0.4-1.0$ ise su içerisinde yüzer haldeki bitkilerin bulunduğu ortamlar söz konusudur (Ficken vd., 2000). P_{aq} değerlerine göre (Tablo 2), incelenen su numunelerindeki hidrokarbonları türeten organik maddeyi oluşturan bitki türleri, baskın olarak sucul bitkilerdir (bataklık ortamında su yüzeyine çıkmış). P_{wax} değeri > 0.7 ise kuru iklim koşulları, < 0.7 ise nemli iklim koşulları söz konusudur (Zheng vd., 2007). P_{wax} değerlerine göre (Tablo 2), incelenen su numunelerindeki hidrokarbonları türeten organik maddenin oluştuğu ortam, kuru iklim koşullarıdır.

Sonuç olarak tarihi yapılarda kullanılan malzemelerin incelenmesi, bize geçmiş, günümüz ve gelecek arasında köprü kurarak, tarihi yapıların günümüze kadar ayakta kalmasının nedenlerini ortaya çıkarmada önemli ölçüde bilgi sağlayabilecektir.

4.2. Sulardaki Hidrokarbonların Olgunluğu ve Çökeltme Ortamının Redoks Koşulları

Olgun hidrokarbonların CPI değeri, 1'dir veya 1'e yakındır (Waples, 1985). Çok tuzlu karbonat veya evaporitik ortamlarla ilişkili petrol ve bitümlerin CPI değerleri, 1'den küçüktür (Tissot ve Welte, 1984; Peters ve Moldowan, 1993). Onojake vd. (2013) çalışmalarında, CPI değerlerini esas alarak hidrokarbonları olgunluklarına göre sınıflandırmışlardır (Tablo 4). Bu sınıflamaya göre, incelenen su numunelerindeki (Tablo 2) hidrokarbonlar olgundur (fazla okside).

Tablo 4. CPI değerine göre hidrokarbonların olgunluk derecesi (Onojake vd., 2013'ten düzenlenmiştir) (bkz. Şekil 7).

CPI	Olgunluk
> 1	Olgun (fazla okside-fazla redükte)
$0.8 - 1$	Olgun
< 0.8	Olgunlaşmamış

İzoprenoid/n-alkan oranlarında, gaz kromatogramlarındaki izoprenoidlere en yakın n-alkanlar kullanılmaktadır. Pr/Ph oranı, iyi bir korelasyon parametresidir. Pristan (Pr) ve fitan (Ph), özellikle fototropik organizmalardaki

klorofilin yan zinciri olan fitilden türemektedir. Anoksik koşullar altında fitil yan zinciri koparak fitolü ve fitolde indirgenerek fitanı oluştururken, oksik koşullar altında ise fitol pristana indirgenmektedir (Peters ve Moldovan, 1993). Dolayısıyla, Pr/Ph oranı, çökme ortamının redoks potansiyelini yansıtmaktadır. Pr/Ph < 1 ise anoksik, Pr/Ph > 1 ise oksik çökme ortamını işaret etmektedir. Yüksek Pr/Ph oranları, oksik bir paleo ortamda birikmiş, önemli bir karasal katkı olan kaynak kayadan türeyen hidrokarbonları gösterir (Didyk vd. 1978; Hunt, 1995). İncelenen su numuneleri, 5.14 - 17.17 arasında değişen yüksek Pr/Ph oranına sahiptir. Dolayısıyla, incelenen su numuneleri, oksik ortamda (Pr/Ph > 1) çökelmiş sedimanlardan türemiş hidrokarbonları içermektedir (Tablo 2). Pr/Ph oranı, olgunluk hakkında da bilgi sağlamaktadır (Volkman ve Maxwell, 1986). Pr/Ph-CPI diyagramında, incelenen su numunelerindeki hidrokarbonların fazla okside alanda yer aldığı ve benzer olgunluk seviyelerinde olduğu görülmektedir (Şekil 7).

Pr/n-C17 ve Ph/n-C18 oranları, hidrokarbon korelasyon çalışmalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Yüksek pristan (Pr) içeren numuneler oksitleyici, yüksek fitan (Ph) içeriği

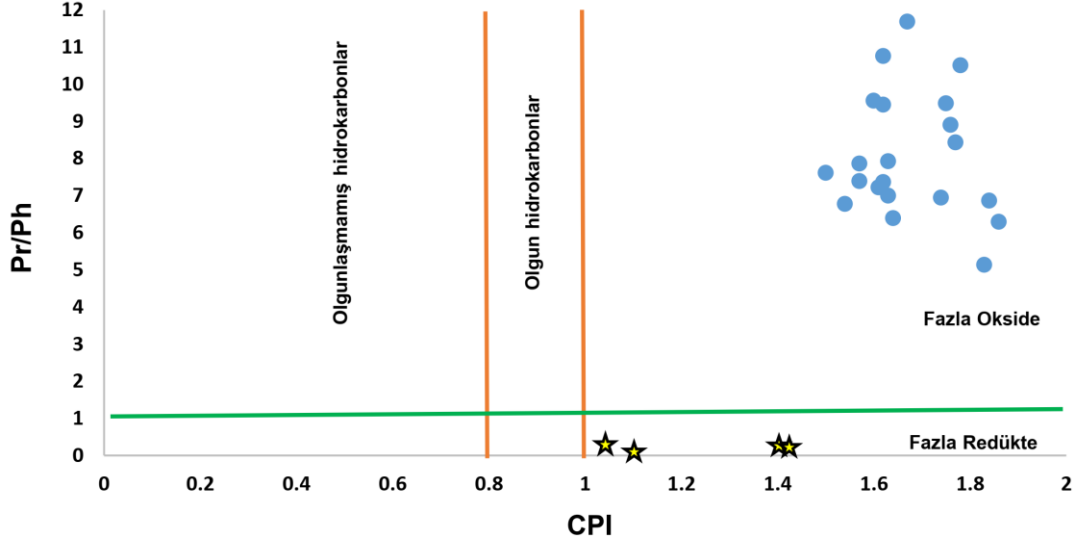
ise redükleyici bir kaynağı yansıtmaktadır. Dolayısıyla, petrol veya bitümleri sınıflandırmak için Pr/n-C17'nin Ph/n-C18'e karşı çizildiği diyagramlar kullanılmaktadır (Hunt, 1995). Pr/Ph oranının 1.5 üzerinde olması, standart jeokimyasal yorumlamaya göre oksijenli bir ortamdaki çökme koşullarına işaret etmekle birlikte, Pr/Ph oranlarının anoksik çökme ortamları için 1'in üzerinde olabileceği de iyi bilinmektedir. Daha düşük değerler, aynı sekansın diğer bölümlerine kıyasla daha az oksik koşulları gösterebilir (Hartkopf-Fröder vd., 2007). İzoprenoid/n-alkan oranı, kırılma ile kerojenden daha çok n-alkan serbest kaldığı için olgunluğun artması ile azalmakta olup (Tissot ve Welte, 1984; Hunt, 1995) biyolojik bozunmaya uğramamış petrol ve bitüm örnekleri için olgunluğun bir ölçütü olarak kullanılmaktadır. Bu oran, n-alkanların daha kolay yok olmasından dolayı biyolojik bozunma ile artmakta (Hunt, 1995), organik madde girdisi ve ikincil işlevler tarafından da etkilenmektedir. İncelenen su numunelerinin Pr/n-C17 - Ph/n-C18 ve Pr/n-C17 - Pr/Ph diyagramlarındaki konumlarına göre, hidrokarbonları türeten kaynak kayaların oksik karasal ortamda

Tablo 5. Pr/Ph değerine göre hidrokarbonların kaynak kayası ve ortam (Banga vd., 2011'den düzenlenmiştir) (bkz. Şekil 9).

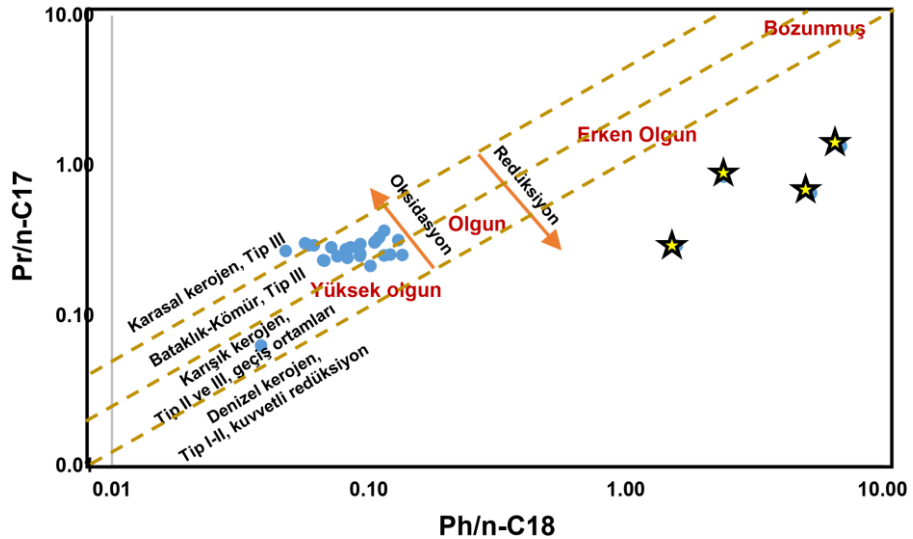
Pr/Ph	Kaynak kaya	Pr/Ph	Ortam
< 3	Denizel	< 0.8	Anoksik
3 - 5	Denizel - Karasal	> 0.8	Suboksik-Oksik
> 5	Karasal		

(Tip-III kerojen, gaz eğilimli) çöktüğü ve hidrokarbonların olgun-yüksek olgun seviyede oldukları görülmektedir (Şekil 7-11 ve Tablo 5). Çoraklar ve Hırka Formasyonlarının genel olarak oksik paleo-ortam koşulları söz konusu

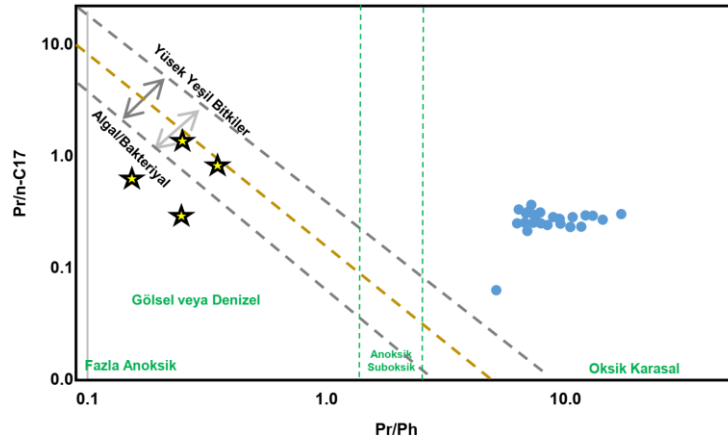
olmakla birlikte, anoksik ve suboksik paleo-koşullarının söz konusu olabileceği sonucuna varılmıştır (Sönmez, 2016). Dolayısıyla, bu çalışmada ulaşılan sonuçlar Sönmez (2016) çalışması ile uyumludur



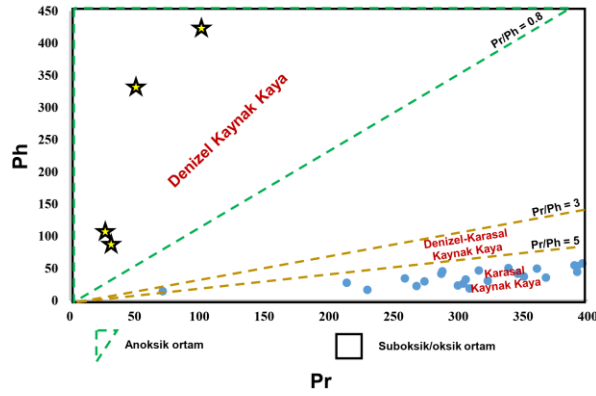
Şekil 7. Su numunelerinin Pr/Ph - CPI diyagramı (diyagram: Onojake vd., 2013'ten). Mavi daireler: su numuneleri (bu çalışma), sarı renkli yıldızlar: Beypazarı bitümlü şeyl numuneleri (veri: Vardaloğlu, 2016).



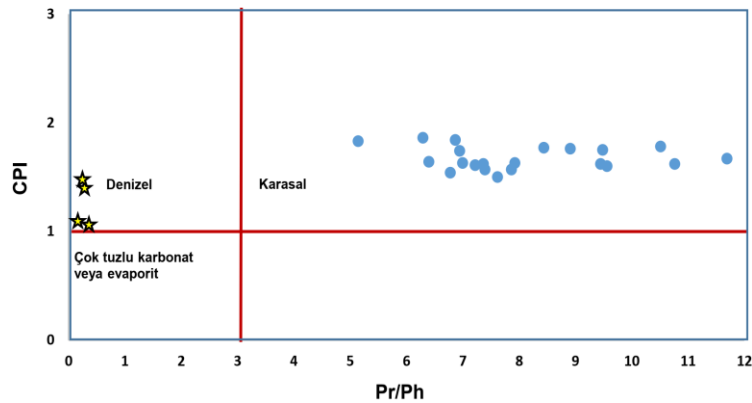
Şekil 8. Su numunelerinin Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramı (diyagram: Shanmugam, 1985'ten). Mavi daireler: su numuneleri (bu çalışma), sarı renkli yıldızlar: Beypazarı bitümlü şeyl numuneleri (veri: Vardaloğlu, 2016).



Şekil 9. Su numunelerinin Pr/n-C17-Pr/Ph diyagramı (diyagram: (Syarifudin vd., 2015; Larasati vd., 2016; Devi vd., 2018'den). Mavi daireler: su numuneleri (bu çalışma), sarı renkli yıldızlar: Beypazarı bitümlü şeyl numuneleri (veri: Vardaloğlu, 2016).



Şekil 10. Su numunelerinin Ph/Pr diyagramı (diyagram: Banga vd., 2011'den). Mavi daireler: su numuneleri (bu çalışma), sarı renkli yıldızlar: Beypazarı bitümlü şeyl numuneleri (veri: Vardaloğlu, 2016).



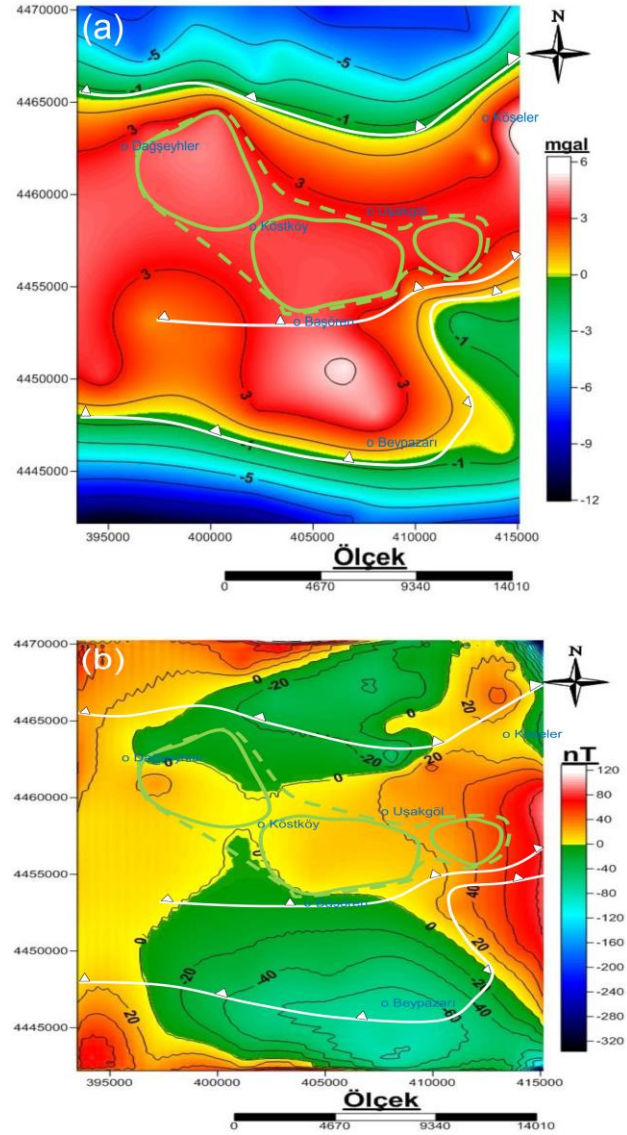
Şekil 11. Su numunelerinin CPI - Pr/Ph diyagramı (diyagram: Hakimi vd., 2018'den). Mavi daireler: su numuneleri (bu çalışma), sarı renkli yıldızlar: Beypazarı bitümlü şeyl numuneleri (veri: Vardaloğlu, 2016).

4.3. İnceleme Alanının Havadan Manyetik ve Gravite Haritalarının Jeolojik Yorumları

Gravite ve manyetik verilerinin petrol ve doğalgaz aramalarında kullanımına yönelik yöntemleri ve saha uygulamalarını içeren çok sayıda çalışma mevcuttur (Nettleton, 1976; Geist vd., 1987; Lyatsky vd., 1992; Gadirov, 1994; Piskarev ve Tchernyshev, 1997; Aydın, 1997, 2004; Gadirov ve Eppelbaum, 2012; Satyana, 2015; Eke ve Okeke, 2016; Stephen ve Iduma, 2018; Gadirov vd., 2018; Özdemir, 2019a,b,c; Özdemir vd., 2020a,b). Gravite ve manyetik anomali analizi, Batı Sibirya'da hidrokarbon arama ve keşfinin yarım yüzyıldan bugüne kalıcı bir bileşeni olmuştur (Piskarev ve Tchernyshev, 1997). İnceleme alanında olduğu gibi, jeokimyasal araştırmalarla petrol hidrokarbonları varlığı kanıtlanmış (olgun hidrokarbonlarca zengin sular belirlenmiş) olan bölgelerdeki petrol ve/veya doğalgaz rezervuarının (kapanının) yerinin belirlenmesi için özellikle sismik ölçümler çok önemlidir. Ancak, çalışma alanında değerlendirmeye esas olabilecek sismik ölçüm hatları bulunmamaktadır. Bu nedenle, çalışma alanının yer altı jeolojisi MTA Genel Müdürlüğü tarafından üretilmiş olan gravite ve havadan manyetik verilerden hazırlanan haritalar kullanılarak değerlendirilmiş ve yorumlanmıştır.

Hazırlanan gravite haritasında (Şekil 12), düşük yoğunluklu sedimanter kökenli kayalarca oluşan genç çökeller (silttaşı, çamurtaşı, kiltası, çakıltası, şeyl vb.) ve metamorfik kayalar (sleyt, fillit vb.) koyu mavi, açık mavi ve yeşil renk tonları ile yoğunluğu nispeten daha büyük olan kayalar ise turuncu, kırmızı ve

sarı renk tonları ile temsil edilen yoğunluğu nispeten yüksek kayalardan (kristalize kireçtaşı, mermer, kuvarsit, şist vb.) kaynaklanan bir anomali yer almıştır.



Şekil 12. İnceleme alanının gravite (a) ve manyetik (b) anomalileri renk kontur haritası. Muhtemel doğalgaz kapanları (yeşil renkli poligonlar). Beyaz renkli çizgiler: kör bindirme fayları (tırnaklar, bindiren tarafı göstermektedir).

Hazırlanan havadan manyetik haritada (Şekil 12), mavi, yeşil ve açık yeşil renkli alanlarda manyetik özelliği olmayan tamamen sedimanter (kumtaşı, kireçtaşı, silttaşı, çamurtaşı, kiltası, çakıltaşı, şeyl vb.) ve metamorfik kayalar (kristalize kireçtaşı, mermer, kuvarsit, şist vb.) bulunmaktadır. Sarı, kırmızı ve beyaz renkli alanlarda ise, manyetik özelliği olan kayalar yer almaktadır (volkanik çakıllı kumtaşları, ofiyolitler, dayklar vb.).

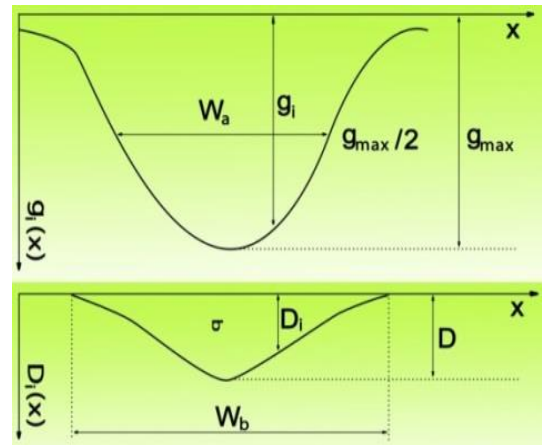
Kuzey Batı Sibirya'daki petrol ve doğalgaz rezervuarları, çoğunlukla pozitif bölgesel gravite ve manyetik anomalilerin (hem gravite hem de manyetik anomalinin yüksek olduğu alanların) kenarlarında veya yakın çevresinde yer almaktadır. Bilinen tüm petrol ve doğalgaz rezervuarları, nispeten yüksek gravite anomalileri ile karakterize olan bölgelerdedir (Piskarev ve Tchernyshev, 1997). Çalışma alanına ait manyetik ve gravite haritalarında hem gravite hem de manyetik anomalilerin birlikte pozitif olduğu alanlarda bulunan yapılar potansiyel gaz rezervuarlarıdır. Çalışma alanı ve civarındaki tektonik yapılar, İnci (1991) ve Seyitoğlu vd. (2017) çalışmalarında incelenmiştir. Seyitoğlu vd. (2017), çalışma alanında çok sayıda kör bindirme fayı bulunduğunu belirtmiştir. Gravite haritasına göre, potansiyel doğalgaz kapanları bu kör bindirme zonları arasında yer almaktadır (Şekil 12).

Çalışmada, iki boyutlu rezidüel gravite anomalilerini derinlik değerlerine dönüştürülebilir ve havza ve yapı derinliklerini belirlemek amacıyla, Svancara (1983) ve Töpfer (1977) tarafından önerilen yorum yöntemi kullanılmış-

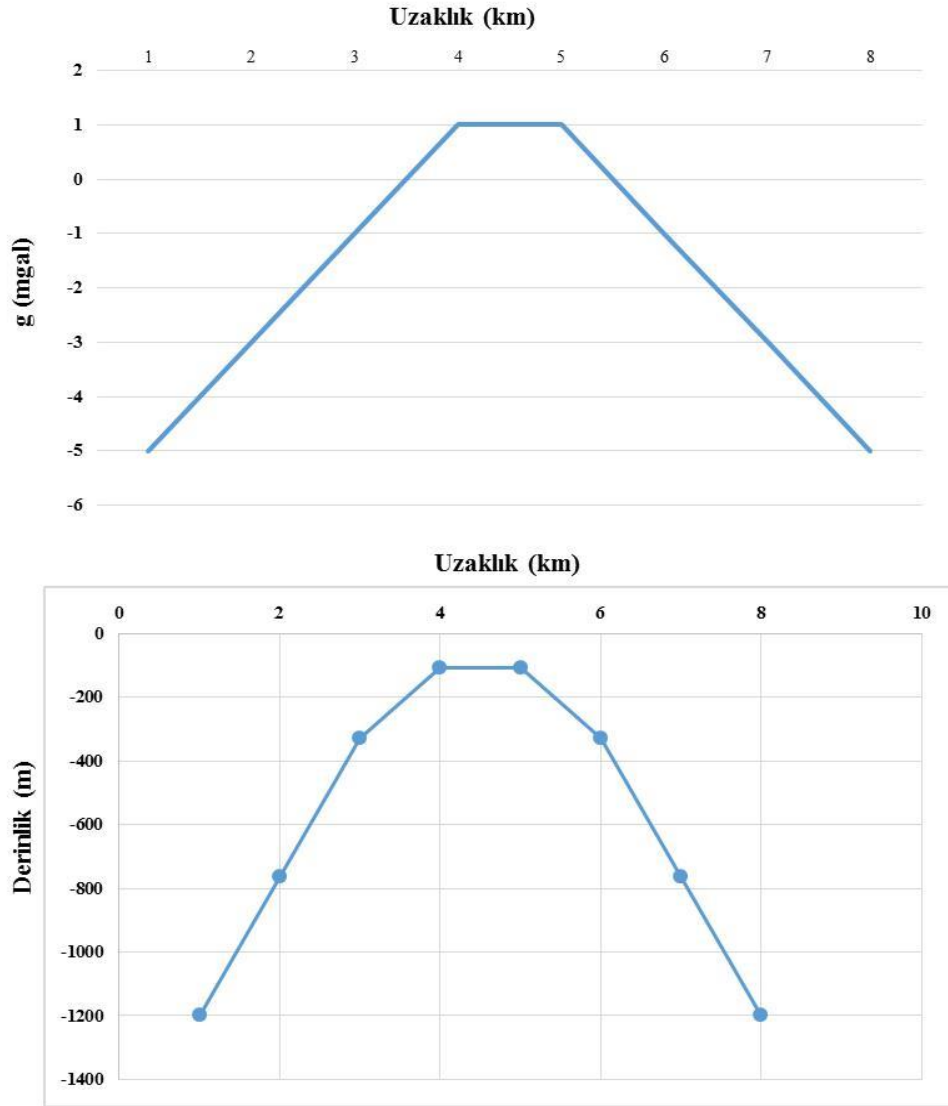
tır. Bu yöntemde, yoğunluk kontrastının bilinmesi durumunda gravite anomalisi ve parametreler arasında kurulan basit ilişkilerle sedimanter bir havza ve yapı derinliği belirlenebilmektedir. Yorumlamanın ilk adımı, anomalinin karakteristik parametrelerini belirlemektir (Şekil 13). $A = g_{\max}/W_a \times \sigma$ şeklinde tanımlanır. g_{\max} : gravite anomalisinin maksimum genliğidir. W_a : gravite anomalisinin yarı genlik ($g_{\max}/2$) değerine karşılık gelen uzaklıktır. σ : yoğunluk kontrastıdır. W_b : gravite anomalisinin tam genişliğidir ve $W_b/W_a = (-0.056 \times A) + 1.827$ formülü ile belirlenir. D_i , g_i : gravite anomalisi değerine karşılık gelen derinliktir. D_o : düz-plaka formülünden elde edilen derinliktir. $D_o = 23.866 \times g_{\max}/\sigma$ formülü ile belirlenir ve birimi m'dir. D : maksimum derinliktir ve aşağıdaki formül ile belirlenir (Töpfer, 1977).

$$0 < A < 9 \text{ şartı için } D/D_o = 0.072 \times A + 1.00$$

$$9 < A < 13 \text{ şartı için } D/D_o = 0.12 \times A + 0.57$$



Şekil 13. İdeal bir havza gravite anomalisi ve karakteristik parametreleri (Svancara, 1983).

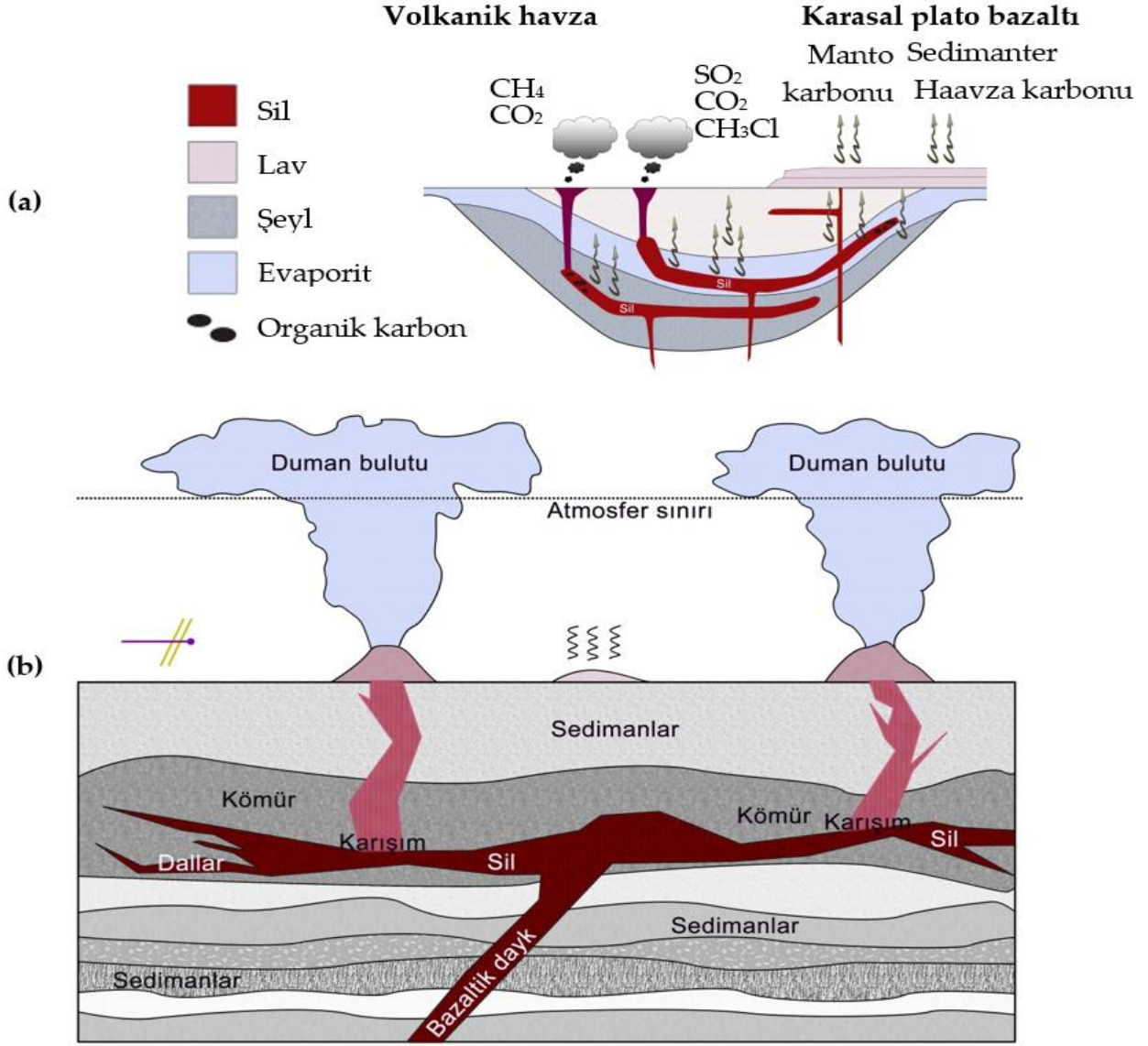


Şekil 14. Çalışma alanındaki olası doğalgaz kapanlarının derinliği.

Çalışma alanının rezidüel gravite haritası anomalilere göre, yapıların maksimum derinlikleri (D) 110 m olarak belirlenmiştir (Şekil 14). Belirlenen potansiyel kapanların derinlikleri, Seyitoğlu vd. (2017) verileri ile uyumludur.

Olgun hidrokarbonlarca zengin su numuneleri, çalışma alanında çalışan bir petrol sistemi için önemli bir kanıttır. Gravite ve manyetik

haritaları ile belirlenen hidrokarbonların kapanabileceği ve korunabileceği kör bindirme antiklinalleri, bölgedeki olası gaz rezervuarlarıdır (Şekil 11 ve 13). Yapıların iki bindirme zonu arasında olması, hidrokarbonların bu yapılarda birikmiş olma ihtimalini kuvvetlendirmektedir. İncelenen su numunelerindeki hidrokarbonlar, belirlenen olası rezervuarlardan yüzey ya da yüzeye yakın bölümlere göçmüş ve sığır altı suları ile karışmış olmalıdır (Şekil 12).

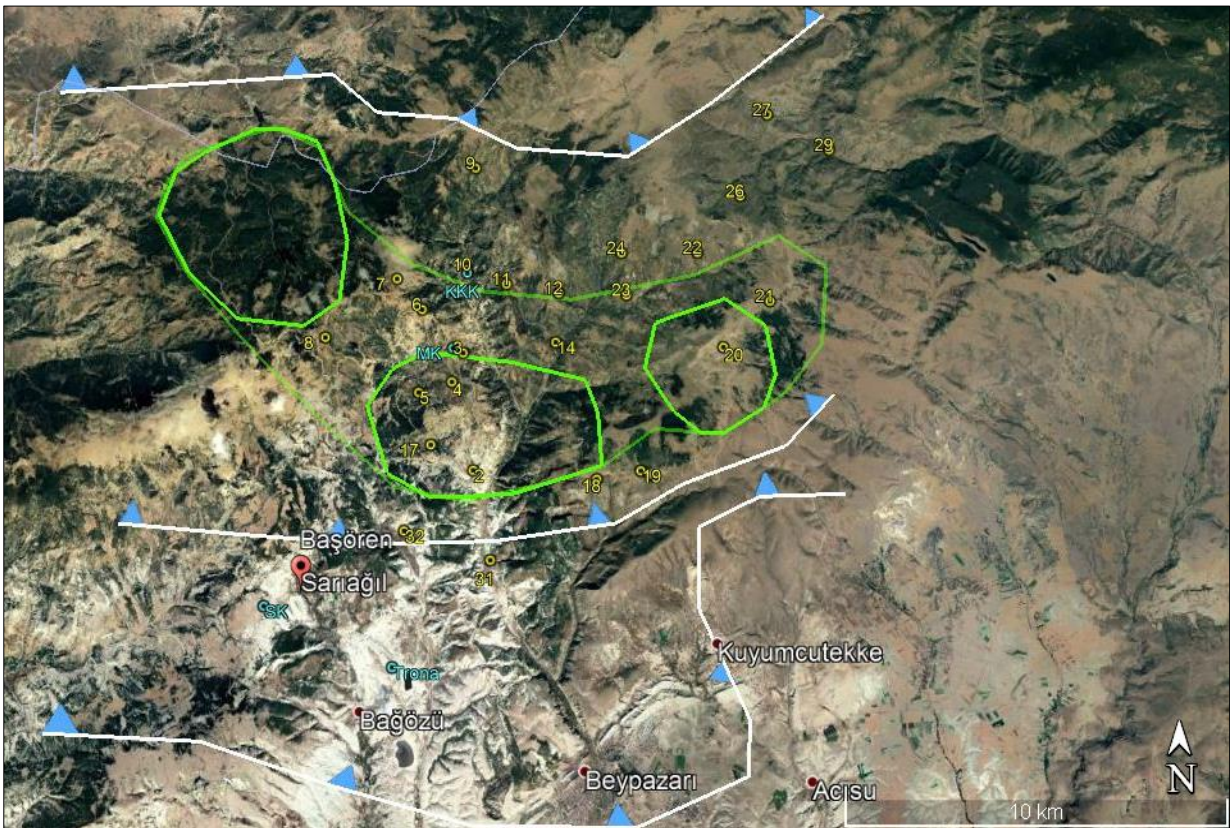


Şekil 15. Volkanik bir havza boyunca sil ve daykları gösteren şematik enine kesit. Magmatik sokulumlarla ısıtılan sedimanter kayaçların kimyasal bileşimi, metamorfik akışkan bileşimi üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Örneğin, organik maddece zengin şeyl, kontak metamorfizması sırasında CH₄ üretirken, kömür CO₂ kaynaklı akışkanlar ve ayrıca su üretilir. Sil yerleşimi olan pek çok sedimanter havzada, hidrojen zengin kerojen ve petrol ve gaz birikimleri bulunabilir ve havzadaki akışkanlarda metan (CH₄) ve etan (C₂H₆) gibi gazlar zenginleşebilir (Svensen vd., 2015). (a: Svensen vd., 2015; b: Ogden ve Sleep, 2011'den değiştirilerek alınmıştır).

4.4. Çalışma Alanındaki Hidrokarbonların Kavramsal Oluşum, Göç ve Kapanlanma Modeli

Özdemir (2019a, b) ve Özdemir ve Palabıyık (2020b, c), petrol kaynak kayasının okyanus ortası sirtlarda ve kıta içi riftlerde (yayımla merkezleri) oluştuğunu belirtmiştir. Dolayısıyla, su örneklerindeki hidrokarbonları türeten kaynak kayalar, çalışma alanında riftleşme içeren jeolojik dönemde (lerde) oluşmuş olmalıdır. Çalışma alanı için bu jeolojik dönem, ola-

sılıkla Erken-Üst Miyosen dönemindeki genişleme rejimine eşlik eden volkanizma bölgede kaynak kaya oluşumuna neden olmuş olmalıdır (Şekil 2 ve 15). Senger vd. (2017), magmatik sokulumların petrol sistemleri üzerindeki etkilerini detaylı olarak incelemişlerdir. Bir petrol sisteminin ana bileşenleri; (1) hidrokarbon türümüne yol açan koşullar, (2) kaynak kayadan ayrılan hidrokarbonların göç edebileceği yollar, (3) hidrokarbonlar için rezervuar görevi gören gözenekli ve geçirgen bir kaya, (4) düşük geçirimli çevresel birimler ve (5) kapalı bir yapıdır (kapan). Magmatik sokulumlar, bu beş



Şekil 16. İnceleme alanındaki muhtemel doğalgaz kapanları (yeşil renkli poligonlar). Sarı renkli rakamli daireler: petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri, SK: Sarıağıl kömür sektörü (Tarvirdi, 2013), KKK: Kabalar kömür mostrası (Toprak, 2010), MK: Mençeler kömür mostrası (Toprak, 2010), Beyaz renkli çizgiler: kör bindirme fayları (tırnaklar, bindiren tarafı göstermektedir).

ana petrol sistemi bileşeninden herhangi birini ve/veya birkaçını etkileyebilirler. Magmatik sokulumlar, çatlaklı ve geçirgen olması durumunda, yeni göç yolları oluşturabilir veya kristalize ve geçirimsiz oldukları zaman ise akışkan bariyeri olarak görev üstlenebilirler (Senger vd., 2017). Bu magmatik faaliyetlerin etkisi ile hidrokarbonlarca zengin sular, petrol ve doğalgaz rezervuarlarından yüzeye taşınarak farklı kökenli sularla (meteorik, deniz vb.) karışabilirler. Beypazarı granitinin yerleşimi ve yoğun volkanik faaliyetlerin de (Şekil 1), incelenen su numunelerindeki hidrokarbonların olgunlaşmasında etkili olduğu düşünülmektedir.

Geç Miyosen-Erken Pliyosen döneminde (Şekil 2), sıkışma tektoniğine bağlı olarak havzada çok sayıda kör bindirme (Seyitoğlu vd., 2017) ve fay-ilerleme kıvrımı (Yağmurlu vd., 1988b; Helvacı, 2018) oluşmuştur. Kör bindirmeler arasındaki fay-ilerleme kıvrımları, potansiyel gaz rezervuarlarıdır (Şekil 16). Hırka Formasyonunda, trona seviyeleri içinde trona ile beraber, trona seviyelerinin üstünde ve altında olmak üzere iki farklı dolomit seviyesi bulunmaktadır (Özpeker vd., 1991). Dolayısıyla, belirlenen yapılarıdaki Hırka formasyonunun dolomitleri ve daha genç birimlerdeki karbonat kayalar olası rezervuar kayaçlardır.

5. Sonuç ve Öneriler

Beypazarı Neojen Havzası'nın hidrokarbon potansiyelinin su kaynaklarından alınan örnekler üzerinde yapılan TPH analizleri ile araştırılması amaçlanmıştır. TPH değerleri, yüzey ve yer altı sularında bulunması gereken

hidrokarbon sınır değerlerinden oldukça yüksektir. Su numunelerindeki n-alkanların kaynağı, petrojenik hidrokarbonlar ve organik maddece zengin yaşlı sedimanlardır. Su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi, inceleme alanındaki sulara hidrokarbon zenginleşmesine sebep olmuştur. Hidrokarbonlar, biyolojik olarak bozunmamıştır. Hidrokarbonları türeten kaynak kayalar, oksik karasal ortamda çökelmiş olup (Tip-III kerojen, gaz eğilimli), hidrokarbonlar olgundur. Olgun hidrokarbonlarca zengin su numuneleri, çalışma alanında çalışan bir petrol sistemi için önemli bir kanıttır. Çalışma alanına ait manyetik ve gravite haritalarında hem gravite hem de manyetik anomalilerin birlikte pozitif olduğu alanlarda bulunan fay-ilerleme kıvrımlarındaki antiklinaller potansiyel doğalgaz rezervuarlarıdır.

Teşekkür

Numunelerin laboratuvar analizlerini titizlikle yapan başta Sn. Serkan Çelebi olmak üzere SGS Supervise Gözetleme Etüt Kontrol Servisleri A.Ş. uzmanlarına teşekkür ederiz.

Kaynaklar

Akkuş, İ., Sümer, A., Şengüler, İ., Taka, M., Pekatan, R. ve Işık, A., 1982. Beypazarı Çayırhan Yöresinin Jeoloji ve Bitümlü Şeyl Olanakları. MTA Rapor No: 7837

Aydın, A., 1997. Gravite Verilerinin Normalize Edilmiş Tam Gradyan, Varyasyon ve İstatistik Yöntemleri ile Hidrokarbon Açısından Değerlendirilmesi, Model Çalışmalar ve Hasankale-Horasan (Erzurum) Havzasına Uygulanması. Karadeniz Teknik Üniversitesi, Doktora Tezi, 151 s.

- Aydın, A., 2004. Gravite anomalilerinin doğrudan yorum yöntemleri ile değerlendirilmesi: Hasankale-Horasan bölgesinden bir uygulama. Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 11(1), 95-102
- Aziz, A., 1976. Beypazarı Yeni Çayırhan ve Karaköy Arasındaki Sahanın Jeolojisi ve Bitümlü Şist Olanakları. MTA Rapor No: 5732
- Banga, T., Capuano, R.M. and Bissada, K.K., 2011. Petroleum generation in the southeast Texas basin: Implications for hydrocarbon occurrence at the South Liberty salt dome. AAPG Bulletin, 95(7), 1257-1291
- Beyer, J., Jonsson, G., Porte, C., Krahn, M.M. and Ariese, F., 2010. Analytical methods for determining metabolites of polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH) pollutants in fish bile: a review. Environ. Toxicol Pharmacol, 30(3), 224-244
- Bourbonniere, RA. and Meyers, P.A., 1996. Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of lakes Ontario and Erie. Limn Ocean, 41, 352-359.
- Bray, E.E. and Evans, E.D., 1961. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source rocks. Geochim. Cosmochim. Acta. 22, 2-15
- Bray, E.E. and Evans, E.D., 1965. Hydrocarbons in non-reservoir-rock source beds: Part 1. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 49, 248-257
- Cranwell, P. A., Eglinton G., Robinson, N., 1987. Lipids of aquatic organisms as potential contributors to lacustrine sediments-2. Organic Geochemistry, 11, 513-527
- Devi, E.A., Rachman, F., Satyana, A.H., Fahrudin, and Setyawan, R., 2018. Geochemistry of Mudi and Sukowati oils, East Java basin and their correlative source rocks: Biomarkers and isotopic characterisation. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Forty-Second Annual Convention & Exhibition, May 2018
- Didyk, B.M., Simoneit, B.R.T., Brassel, S.C., and Englington, G., 1978. Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. Nature, 272, 216-222
- Dultsev, F.F., and Chernykh, A.V., 2020. Geochemistry of water-dissolved gases of oil-and-gas bearing deposits in Northern and Arctic Regions of Western Siberia. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, 459, 042024, doi:10.1088/1755-1315/459/4/042024
- Eke, P.O. and Okeke, F.N., 2016. Identification of hydrocarbon regions in Southern Niger Delta Basin of Nigeria from potential field data. International Journal of Scientific and Technology Research, 5(11), 96-99
- Eymold, W.K., Swana, K., Moore, M.T., Whyte, C.J., Harkness, J.S., Talma, S., Murray, R., Moortgat, J.B., Miller, J., Vengosh, A., and Darrah, T.H., 2018. Hydrocarbon-rich groundwater above shale-gas formations: A Karoo basin case study. Groundwater, 56(2), 204-224
- Ficken, K.J., Li, B., Swain, D.L., and Eglinton, G., 2000. An n-alkane proxy for the sedimentary inputs of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes. Organic Geochemistry 31, 745-749
- Forster, A., Sturt, H., and Meyers, P.A. 2004. Molecular biogeochemistry of Cretaceous black shales from the Demerara Rise: Preliminary shipboard results from sites 1257 and 1258, Leg 207. in Erbacher, J., Mosher, D.C., Malone, M.J., et al., Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports: v. 207, p. 1-22.

- Gadirov, V.G. and Eppelbaum, L.V., 2012. Detailed gravity, magnetics successful in exploring Azerbaijan onshore areas. *Oil and Gas Journal*, 5, 60-73
- Gadirov, V.G., 1994. The physical-geological principles of application of gravity and magnetic prospecting in searching oil and gas deposits. *Proceed. of 10th Petroleum Congress and Exhibition of Turkey*, Ankara, pp. 197-203
- Gadirov, V.G., Eppelbaum, L.V., Kuderavets, R.S., Menshov, O.I. and Gadirov, K.V., 2018. Indicative features of local magnetic anomalies from hydrocarbon deposits: examples from Azerbaijan and Ukraine, *Acta Geophysica*, doi: 10.1007/s11600-018-0224-0
- Geist, E.L., Childs, J.R. and Scholl, D.W., 1987. Evolution and petroleum geology of Amlia and Amukta intra-arc summit basins, Aleutian Ridge. *Marine and Petroleum Geology*, 4, 334-352
- Goossens, H., Duren, C., De Leeuw, J. W. and Schenck, P. A., 1989. Lipids and their mode of occurrence in bacteria and sediments-2. Lipids in the sediment of a stratified, freshwater lake. *Organic Geochemistry*, 14, 27-41
- Göktunalı, K., 1963. Beypazarı Linyitlerinin Jeolojik Etütleri Hakkında Rapor. MTA Rapor No: 3391
- Gülbay, R. and Korkmaz, S., 2008. Organic geochemistry, depositional environment and hydrocarbon potential of the Tertiary oil shale deposits in NW Anatolia, Turkey. *Oil Shale*, 25, 444-464
- Gülbay, R. ve Korkmaz, S., 2005. Kuzeybatı Anadolu'daki bitümlü şeyllerin organik jeokimyasal özellikleri ve çökeltme ortamları. *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 2, 21-41
- Gülbay, R., 2004. Kuzeybatı Anadolu'daki Bitümlü Şeyllerin Organik Jeokimyasal Özellikleri, Çökeltme Ortamları ve Hidrokarbon Potansiyeli. *Karadeniz Teknik Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi*, 208 s.
- Hakimi, M.H., Al-Matary, A.M. and Ahmed, A., 2018. Bulk geochemical characteristics and carbon isotope composition of oils from the Sayhut sub-basin in the Gulf of Aden with emphasis on organic matter input, age and maturity. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(3), 361-370
- Hartkopf-Fröder, C., Kloppisch, M., Mann, U., Neumann-Mahlkau, P., Schaefer, R.G. and Wilkes, H., 2007. The end-Frasnian mass extinction in the Eifel Mountains, Germany: new insights from organic matter composition and preservation. *Geological Society, London, Special Publications*, 278, 173-196
- Helvacı, C., 2018. Geology of the Beypazarı trona field, Ankara, Turkey. *Post-Congress Trip to Beypazarı Trona Field, Ankara, Turkey*. 71th Geological Congress of Turkey, April 28, 33 p.
- Hunt, J.M., 1995. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company, New York. 743 p.
- İnci, U., 1991. Miocene alluvial fan-alkaline playa lignite-trona bearing deposits from an inverted basin in Anatolia: Sedimentology and tectonic controls on deposition. *Sedimentary Geology*, 71, 73-97
- Kavuşan, G., 1993. Beypazarı-Çayırhan kömür havzası linyitlerinin yataklanmasında tektonizmanın önemi, *Doğa-Türk Yerbilimleri Dergisi*, 2, 135-145
- Kreuzer, R.L., Darrah, T.H., Grove, B.S., Moore, M.T., Warner, N.R., Eymold, W.K., and Poreda, R.J., 2018. Structural and hydrogeological controls on hydrocarbon and brine migration into drinking water aquifers in Southern New York. *Groundwater*, 56(2), 225-244
- Kroon, J., 2011. Biomarkers in the Lower Huron Shale (Upper Devonian) As Indicators of Organic Matter Source, Depositional Environment, and Thermal Maturity. *Clemson University, MSc. Thesis*, 107 p.

Suda Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) Analizi ile Bölgesel Gravite ve Havadan Manyetik Verileri Kullanılarak Rezervuar Hedefli Petrol ve Doğalgaz Arama: Beypazarı Neojen Havzası'ndan Bir Çalışma
Reservoir-Targeted Oil and Gas Exploration by Using Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) in Water Analysis, and Regional Gravity and Aeromagnetic Data: A Case Study from Beypazarı Neogene Basin

Larasati, D., Suprayogi, K. and Akbar, A., 2016. Crude oil characterization of Tarakan basin: Application of biomarkers. The 9th International Conference on Petroleum Geochemistry in the Africa - Asia Region Bandung, Indonesia, 15 -17 November 2016

Liu, S., Qi, S., Luo, Z., Liu, F., Ding, Y., Huang, H., Chen, Z., and Cheng, S., 2018. The origin of high hydrocarbon groundwater in shallow Triassic aquifer in Northwest Guizhou, China. *Environmental Geochemistry and Health*, 40(1), 415-433

Lyatsky, H.V., Thurston, J.B., Brown, R.J. and Lyatsky, V.B., 1992. Hydrocarbon exploration applications of potential field horizontal gradient vector maps. *Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder*, 17(9), 10-15

Meyers, P.A. and Ishiwatari, R., 1993. Lacustrine organic geochemistry-an overview of indicators of organic matter sources and diagenesis in lake sediments. *Organic Geochemistry*, 20, 867-900

Mille, G., Asia, L., Guiliano, M., Malleret, L., and Doumenq, P., 2007. Hydrocarbons in coastal sediments from the Mediterranean Sea (Gulf of Fos area, France). *Marine Pollution Bulletin*, 54, 566-575

Nettleton, L.L., 1976. *Gravity and Magnetics in Oil Prospecting*. McGraw-Hill, 464 p.

Ogden, D.E. and Sleep, N.H., 2011. Explosive eruption of coal and basalt and the end-Permian mass extinction. *Earth, Atmospheric, and Planetary Sciences (PNAS)*, 109(1), 59-62. www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1118675109

Onojake, M.C., Osuji, L.C., and Oforka, N.C., 2013. Preliminary hydrocarbon analysis of crude oils from Umutu/Bomu fields, south west Niger Delta, Nigeria. *Egyptian Journal of Petroleum*, 22, 217-224

Özçelik, O. and Altunsoy, M., 2005. Organic geochemical characteristics of Miocene bituminous

units in the Beypazarı Basin, Central Anatolia, Turkey. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 30, 181-194

Özçelik, O., 2002. Beypazarı (Ankara) kuzeyinde Miyosen yaşlı bitümlü birimlerin organik jeokimyasal özellikleri. *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 45(1), 1-17

Özdemir, A., 2018. Suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizinin petrol ve doğalgaz arama amaçlı kullanımı: Türkiye'den ilk önemli sonuçlar. *Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi*, 6(4), 615-636

Özdemir, A., 2019a. Hasanoğlan (Ankara) petrol sisteminin organik hidrojeokimyasal kanıtları. *Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 25(6), 748-763

Özdemir, A., 2019b. Mamak (Ankara) çalışan petrol sisteminin jeokimyasal kanıtı olarak olgun hidrokarbonlarca zengin sular ve bölgedeki potansiyel kapan alanı. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 17, 244-260

Özdemir, A., 2019c. Büyük Menderes grabeni (Batı Anadolu) Neojen öncesi petrol sisteminin organik hidrojeokimyasal kanıtları ve potansiyel kapanlar. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 16, 325-354

Özdemir, A. ve Palabıyık, Y., 2020a. Doğu Pontidler'de olasılıkla Jura-Kretase riftleşmeleri ile ilişkili hidrokarbon oluşumu ve türümü için bulgular. 4. Uluslararası Bilimsel Çalışmalar Kongresi, 28-30 Eylül 2020, 428-440

Özdemir, A., Palabıyık, Y., 2020b. Petrol ve doğalgaz kaynak kayası, ofiyolitler, manto sorgucu ve toplu yok olma arasındaki ilişkilere göre Türkiye'nin petrol ve doğalgaz potansiyeli. 4. Uluslararası Bilimsel Çalışmalar Kongresi, 28-30 Eylül 2020, 390-398

- Özdemir, A. ve Palabıyık, Y., 2020c. Türkiye'nin Paleozoyik - Miyosen jeolojik zaman aralığındaki petrol ve doğalgaz kaynak kaya varlığının paleocoğrafik ve paleotektonik veriler ışığında kapsamlı bir değerlendirmesi. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 20, 120-146
- Özdemir, A., Karataş, A., Palabıyık, Y., Yaşar, E., and Sahinoğlu, A., 2020a. Oil and gas exploration in Seferihisar Uplift (Western Turkey) containing an operable-size gold deposit: Geochemical evidence for the presence of a working petroleum system. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 6(1), Doi: 10.1007/s40948-020-00152-2
- Özdemir, A., Palabıyık, Y., Karataş, A. and Sahinoğlu, A., 2020b. Mature petroleum hydrocarbons contamination in surface and subsurface waters of Kızılırmak Graben (Central Anatolia, Turkey): Geochemical evidence for a working petroleum system associated with a possible salt diapir. *Turkish Journal of Engineering*, 1(2), 35-52
- Özpeker, I., Çoban, F., Eseni, F. ve Eren R.H., 1991. Miyosen yaşlı Hırka Formasyonundaki (Beypazarı-Ankara) dolomitlerin mineralojik özellikleri. *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 34, 23-26
- Palabıyık, Y. ve Özdemir, A., 2020. Türkiye'de petrol ve doğalgaz aranması için suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizinin kullanımı: Batı, Kuzeybatı ve Orta Anadolu'dan örnek çalışmalar ve önemli sonuçlar. *Türkiye IV. Bilimsel ve Teknik Petrol Kongresi*, 18-20 Kasım 2020, Ankara (basıda)
- Pehlivanlı, B.Y., 2011. Hırka Formasyonu (Beypazarı, Ankara) Bitümlü Şeyllerinin İnorganik Element Depolanmaları ve Organik-İnorganik Elementler Arasındaki Kökensel İlişkiler. *Ankara Üniversitesi, Doktora Tezi*, 523 s.
- Peters, K.E, Walters, C.C., and Moldowan, J.M., 2005. *The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*, Second Ed, Vol 2. Cambridge University Press, 1155 p.
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M., 1993. *The Biomarker Guide, Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Englewood Cliffs, Jersey, Prentice Hall, 339-363
- Piskarev, A.L. and Tchernyshev, M.Y., 1997. Magnetic and gravity anomaly patterns related to hydrocarbon fields in northern West Siberia. *Geophysics*, 62(3), 831-841
- Satyana, A.H., 2015. Subvolcanic hydrocarbon prospectivity of Java: Opportunities and challenges. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association. Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition, May 2015. IPA15-G-105*
- Senger, K., Millett, J., Planke, S., Ogata, K., Eide, C.H., Festøy, M., Galland, O. and Jerram, D.A., 2017. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: A review. *First Break*, 35, 1-10
- Seyitoğlu, G., Esat, K. ve Kaypak, B., 2017. KB İç Anadolu'daki ana neotektonik yapılardan biri: Beypazarı Kör Bindirme Zonu ve ilişkili fay-ilerleme kıvrımları. *MTA Dergisi*, 154, 1-14
- Shanmugam, G., 1985. Significance of coniferous rain forests and related oil. *Gippsland Basin, Australia. AAPG Bulletin*, 69, 1241-1254
- Siyako, F., 1983. Beypazarı Ankara Kömürlü neojen havzası ve çevresinin jeolojisi. *MTA Rapor No: 7431*
- Sönmez, Ö.U., 2016. Beypazarı-Çayırhan Yöresindeki Sedimanter Birimlerin Mineralojik ve Jeokimyasal İncelenmesi. *Hacettepe Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi*, 143 s.

Suda Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) Analizi ile Bölgesel Gravite ve Havadan Manyetik Verileri Kullanılarak Rezervuar Hedefli Petrol ve Doğalgaz Arama: Beypazarı Neojen Havzası'ndan Bir Çalışma
Reservoir-Targeted Oil and Gas Exploration by Using Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) in Water Analysis, and Regional Gravity and Aeromagnetic Data: A Case Study from Beypazarı Neogene Basin

Stehhepirsky, V., 1941. Beypazarı-Nallıhan-Bolu Bölgesinin Jeolojisi ve Mineral Zenginlikleri. MTA Rapor No: 1332

Stephen, O.I. and Iduma, U., 2018. Hydrocarbon potential of Nigeria's Inland Basin: Case study of Afikpo basin. *Journal of Applied Geology and Geophysics*, 6(4), 1-24

Svancara, J., 1983. Approximate method for direct interpretation of gravity anomalies caused by surface three-dimensional geologic structures. *Geophysics*, 48(3), 361-366

Svensen, H., Fristad, K.E., Polozov, A.G., and Planke, S., 2015. Volatile generation and release from continental large igneous provinces. *Volcanism and Global Environmental Change*, eds. Anja Schmidt, Kirsten E. Fristad and Linda T. Elkins-Tanton. Published by Cambridge University Press, <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415683.015>

Syaifudin, M., Eddy, A., Subroto, E.A., Noeradi, D. and Kesumajana, A.H.P., 2015. Characterization and correlation study of source rocks and oils in Kuang area, South Sumatra basin: The potential of Lemat formation as hydrocarbon source rocks. *Proceedings of Indonesian Petroleum Association, Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition, May 2015, IPA15-G-034*

Şener, M. Şengüler, İ. and Kök, M.V., 1995. Geological considerations for the economic evaluation of oil shale deposits in Turkey. *Fuel*, 74, 999-1003

Şener, M. ve Şengüler, İ. 1991. Beypazarı Bitümlü Marnlarının Jeolojisi ve Ekonomik Kullanım Alanları. MTA Rapor No: 9202

Şener, M., 2007. Depositional conditions of the coal-bearing Hırka Formation beneath Late Miocene explosive volcanic products in NW central Anatolia, Turkey. *Journal of Earth System Science*, 116, 125-135

Tarım ve Orman Bakanlığı, 2004a. Türkiye Yerüstü Su Kalitesi Yönetmeliği, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2016/08/20160810-9.htm>

Tarım ve Orman Bakanlığı, 2004b. Türkiye Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği, <http://www.mevzuat.gov.tr/Metin.Asp?MevzuatKod=7.5.7221&MevzuatIliski=0&sourceXmlSearch=>

Tarvirdi, M., 2013. Mineralojik, Petrografik ve Element İçeriklerinin İşletilen İki Kömür Damarı İçindeki Değişimlerinin İncelenmesi, Çayırdhan-Beypazarı, Ankara. Hacettepe Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi, 244 s.

Tissot, B.P. and Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, 699 p.

Toprak, S., 2010. Haydarlar Kabalar (Beypazarı Kuzeyi) Civarı Jeolojisi ve Kömür Olanakları. Çukurova Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi, 53 s.

Töpfer, K.D., 1977. Improved technique for rapid interpretation of gravity anomalies caused by two-dimensional sedimentary basins. *Journal of Geophysics* 43: 645-654 (in Svancara, J., 1983. Approximate method for direct interpretation of gravity anomalies caused by surface three-dimensional geologic structures. *Geophysics*, 48(3), 361-366

Tran, K.L. and Philippe, B., 1993. Oil and rock extract analysis. in *Applied Petroleum Geochemistry* (M.L., Bordenave, eds.), p. 373-394

Vardaloğlu, H., 2016. Denizel, Görsel Kaynak Kayalar ve Kömürlerin Organik Jeokimyasal Özellikleri ve N-Alkan Sistematiği: Seçilmiş Sahalar Üzerine Uygulanması. Karadeniz Teknik Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi, 146 s.

Volkman, J.K. and Maxwell, J.R., 1986. Acyclic isoprenoids as biological markers. In: *Biological Markers in the Sedimentary Record* (R.B. Johns, eds.), Elsevier, New York; pp. 1-42

Waples, D.W., 1985. Geochemistry in Petroleum Exploration. International Human Resources Development Corp., 232 p.

Yağmurlu, F., Helvacı, C. ve İnci, U., 1988a. Beypazarı linyit yataklarının jeolojik konumu ve geometri özellikleri. Türkiye 6. Kömür Kongresi, 529-545

Yağmurlu, F., Helvacı, C. and İnci, U., 1988b. Depositional setting and geometric structure of the Beypazarı lignite deposits, Central Anatolia, Turkey. International Journal of Coal Geology, 10, 337-360

Yağmurlu, F., Helvacı, C., İnci, U., and Önal, M. 1988c. Tectonic features to structural of the Beypazarı and Nallıhan Central Anatolia. METU Journal of Pure and Applied Sciences, 21, 127-143

Zemo, D.A. and Foote, G.R., 2003. The technical case eliminating the use of the TPH analysis in assessing and regulating dissolved petroleum hydrocarbons in groundwater. Groundwater Monitoring & Remediation, 23(3), 95-104

Zheng, Y., Zhou, W., Meyers, P.A., and Xie, S., 2007. Lipid biomarkers in the Zoigê- Hongyuan peat deposit: Indicators of Holocene climate changes in West China. Organic Geochemistry. 38, 1927-1940

Zieglar, J., 1939. Hırka (Beypazarı) ve Karaköy (Nallıhan) Havalisindeki Bitümlü Şistler. MTA Rapor No: 984