

ULUDAĞ MASİFİ'NİN (BURSA) PETROL VE DOĞALGAZ POTANSİYELİNİN YENİ BİR JEOKİMYASAL YÖNTEMLE DEĞERLENDİRİLMESİ

Yıldıray PALABIYIK^{1*}, Adil ÖZDEMİR², Alperen ŞAHİNOĞLU³, Atilla KARATAŞ⁴

¹ İstanbul Teknik Üniversitesi, Maden Fakültesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul / Türkiye

² Adil Özdemir Danışmanlık, Ankara / Türkiye

³ İstanbul Esenyurt Üniversitesi, Meslek Yüksekokulu, İstanbul / Türkiye

⁴ Marmara Üniversitesi, Coğrafya Bölümü, İstanbul / Türkiye

Makale Künye Bilgisi:

Palabiyık, Y., Özdemir, A., Şahinoğlu, A. & Karataş, A. (2020). Uludağ Masifi'nin (Bursa) Petrol ve Doğalgaz Potansiyelinin Yeni Bir Jeokimyasal Yöntemle Değerlendirilmesi. *Trakya Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 21(1), 45-66.

Öne Çıkanlar

- Hidrokarbon aramacılığında rezervuar hedefli yeni bir jeokimyasal arama yöntemi olan “ Suda Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) Analizi ” ile çalışma alanının petrol ve doğalgaz potansiyeli ilk kez bu çalışmada incelenmiştir.
- Çalışma, metamorfik kayalar ve granitlerden oluşan Uludağ Masifi'nin önemli bir hidrokarbon potansiyeline sahip olduğunu kanıtlayan ilk çalışmadır.
- Uludağ Masifi'nin maksimum derinliği, gravite ve manyetik verilerle ilk kez bu çalışmada 5586 m olarak belirlenmiştir.

Makale Bilgileri

Öz

Makale Tarihiçesi:

Geliş:
25 Eylül 2020
Kabul:
13 Ekim 2020

Anahtar Kelimeler:

Uludağ Masifi;
Metamorfik kaya;
Granit;
Suda TPH analizi;
Hidrokarbon potansiyeli

Yakın tarihli çalışmalarda, Türkiye kuzeyinde genellikle metamorfik ve granitik kayaların çevre birimi olan Karakaya karmaşığı birimlerinde olgun petrol hidrokarbonlarının varlığı tespit edilmiştir. Bu nedenle çalışmada, Karakaya birimleri tarafından çevrelenen Uludağ Masifi'nin petrol ve doğalgaz potansiyelinin masif ve çevresindeki doğal su kaynaklarından alınan örnekler üzerinde Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) analizleri yapılarak araştırılması amaçlanmıştır. Yapılan analizler sonucunda, su numunelerinin tamamında hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Belirlenen n-alkan hidrokarbonlar, olgun petrol hidrokarbonlarıdır. Bu olgun petrol hidrokarbonlarının varlığı, çalışma alanındaki petrol sistemi için bir kanıttır. Bölgede geniş yayılım sunan Karakaya karmaşığı birimlerine ait kaynak kayalardan türeyen hidrokarbonlar, granitin yerleşimi sırasında yükselen Uludağ Masifi birimlerine göç etmiş ve kırıklı-çatlaklı zonlarda birikmiş olmalıdır. Bu çalışmada kullanılan jeokimyasal arama yöntemi, metamorfik ve granitik kayalarda birikmiş hidrokarbonların keşfini tesadüf eseri olmaktan çıkartabilecek yeni bir yöntem olabilir.

EVALUATION OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE ULUDAĞ MASSIF (NORTHWESTERN ANATOLIA) BY A NEW GEOCHEMICAL METHOD

Article Info

Abstract

Article History:

Received:
September 25, 2020
Accepted:
October 13, 2020

Keywords:

Uludağ Massif;
Metamorphic rock;
Granite;
TPH in water analysis;
Hydrocarbon potential

In recent studies, the presence of mature petroleum hydrocarbons in Karakaya complex units which are around the metamorphic and granitic rocks in Northern Turkey has been identified. For this reason, in this study, it is aimed to investigate the oil and gas potential of Uludağ Massif which is surrounded by the units of Karakaya complex by conducting Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) analysis on the samples taken natural water resources in the massif and its surroundings. As a result of the analyses conducted, mature hydrocarbons have been detected in all the water samples. The presence of mature petroleum hydrocarbons is evidence for the presence of a petroleum system in the study area. The hydrocarbons generated from the source rocks of Karakaya complex units, which are widespread in the region, should have migrated to Uludağ Massif units during uplifting of the granite settlement and accumulated in the cracked and fractured zones of the massif. The geochemical exploration methodology used in this study may be a new method that can eliminate the discovery of hydrocarbons in the metamorphic and granitic rocks by chance.

1. Giriş

Dünyada dev (giant) rezervuarlar içeren çok sayıda metamorfik ve granitik petrol ve doğalgaz üretim sahası bulunmaktadır (McNaughton, 1953; Landes ve diğ., 1960; P'an, 1982; Harrelson, 1989; Nelson, 2001; Koning, 2003; Zou, 2013; Dou ve diğ., 2018). Nelson (2001), temel kayalardan önemli miktarda üretim yapılan 370 sahanın bir listesini sunmuştur. Sadece, BP Amoco'nun bu tip rezervuarlardan bugüne kadar 21 milyar varil petrol ürettiği tahmin edilmektedir. Masila havzasındaki (Yemen) çatlaklı granitik ve metamorfik kayalarda petrol keşifleri yapılmıştır (Nani ve Albanna, 2008). Venezuela, Kaliforniya (ABD), Kansas (ABD) ve Fas'taki temel kayalardan bugüne kadar 100 milyon varil petrol üretilmiştir. İlk üretimler, günde 17 bin varil gibi yüksek miktarlarda olmuştur. Rezervuarların çoğunluğu, çatlaklı metamorfik ve magmatik kayalardır. Kapanlanma, bir antikalinal veya değişken geçirgenlikli jeolojik bir yapıya bağlıdır. Bilinen tüm temel kaya hidrokarbon birikimleri, temel kayanın etrafındaki sedimanlara göre daha yüksek kotta bulunduğu alanlardadır. Temel kaya üzerindeki sedimanter örtü, petrol birikimleri içerebilir veya içermeyebilir. Çoğu temel kayadaki petrol ve doğalgaz rezervuarları tesadüfen bulunmuştur (Landes ve diğ., 1960; P'an, 1982). Parnell (1988a), Birleşik Krallık kara alanlarındaki hidrokarbon içeren granitik plütonları ve hidrokarbonların bu plütonlara göçünü, McNaughton (1953), P'an (1982) ve Harrelson (1989) ise, magmatik ve metamorfik kayaçlardaki hidrokarbonların göç ve birikme koşullarını jeolojik açıdan incelemişlerdir. Doğu Çin'deki Mesozoyik-Senozoyik rift havzalarında (Tong ve Huang, 1991; Gong, 2010; Gao, 2012; Deng, 2015), Güneydoğu Asya'da (Ginfder ve Fielding, 2005; Achiat ve diğ., 2009; Cuong ve Warren, 2009; Satyanaryana ve diğ., 2010) ve Kuzey ve Güney Amerika'da (Nelson ve diğ., 2000; Koning, 2003; Sorenson, 2005) çatlaklı kristalin temel kaya rezervuarları keşfedilmiştir. Kuzey Afrika'da, Libya Sirte Havzası'nda (Williams, 1972;

Belgasem, 1991) ve Süveyş Körfezi'nde (Salah ve Alsharhan, 1998; Younes ve diğ., 1998), Prekambriyen çatlaklı kristalin temel kayalarından hidrokarbon üretilmektedir. Bu rezervuarların çoğu, tesadüfen keşfedilmiştir. Çünkü, temel kayaları petrol ve doğal gaz aramada birincil hedef değildir. Tarihsel olarak temel kayalardaki petrol ve gaz birikimleri, genellikle üzerlerindeki sedimanter kayalardaki üretimden 10-30 yıl sonra keşfedilmiştir. Örneğin, Venezuela'daki Maracaibo Havzası'ndaki La Paz-Mara Sahası (Nelson ve diğ., 2000), bu tip bir keşiftir. Bununla birlikte, Lancaster keşfi, Shetland'ın batısındaki 205 West, İngiltere (Trice, 2014; Belaidi ve diğ., 2016) ve Bohai Havzası'ndaki Jinzhou 25-1S Sahası (Deng ve Peng, 2009; Deng, 2015) gibi bölgeler, petrol ve doğal gazın bilinçli olarak aranarak bulunduğu temel kaya rezervuarlarından birkaçına örnek olarak verilebilir. Bu keşiflerle, temel kayalarda petrol ve doğalgaz bulmanın tek yolunun tesadüf eseri olmayacağı ortaya çıkmıştır.

Petrol jeologları tarafından kristalin temel kayanın standart tanımı, sedimanter bir dizilim ile uyumsuz herhangi bir metamorfik veya magmatik kayadır. Bununla birlikte, kristalin kayaların metamorfize veya sedimanter örtülerinden önemli ölçüde yaşlı olmaları da gerekli değildir (Petford ve McCaffrey, 2003). Kristalin temelin daha uygun bir tanımı, Landes ve diğ. (1960) tarafından yapılmıştır. Bu tanıma göre, petrol türeten formasyon (kaynak kaya), temel kaya rezervuarının altında değildir. Temel kaya rezervuarlarında, genel kabul gören teori "yukarı yönlü" petrol göçüdür (McNaughton, 1953). Hidrokarbonların, yaşlı gözenekli metamorfik veya magmatik kayalara göç ederek bir temel kaya rezervuarı oluşturma modeline örnek olarak Japonya volkanik rezervuarları, Meksika'nın petrol alanları ve Maracaibo Havzası (Venezuela) verilebilir (Schutter, 2003). Temelin yükselmiş ve uzun süreli bölgesel erozyona uğramış olması ve düşen faylı kanatlar üzerinde veya doğrudan çatlaklı temel üzerinde yer alan hidrokarbon kaynağı olarak işlev gören ve temel

kayası içerisine petrolün kapanlanması için fırsat sağlayan daha genç sedimanların bulunması temel kayalarda arama yapılması için uygun koşullardır (Harrelson, 1989; Nani ve Albanna, 2008). Temel kaya rezervuarları, yakın zamana kadar genellikle keşif için hedef olarak ihmal edilen özel ve önemli bir petrol ve doğalgaz rezervuarı türüdür. Temel kaya rezervuarlarının çoğu ya platformlarda veya iç (intermontane) havzalarda oluşurlar. Önçukur (foredeep) havzalarında nadirdirler. Temel kaya rezervuarları, her zaman havza içerisindeki yüksekliklerde veya sonraki yükselimlerde meydana gelir. Uzun süren aşınma ve erozyona maruz kalmışlardır. Petrol, ikincil çatlaklar, mağara veya birincil gözenekliliğe sahip kumtaşı ve/veya karbonat kayalar ile herhangi bir magmatik, metamorfik veya sedimenter kayada birikebilir. Karbonatlar, en iyi temel kaya rezervuarlarını oluşturur. Çünkü, sert ve kırılğan yapıda olabilmeleri nedeniyle, yalnızca ikincil çatlaklar geliştirmekle kalmazlar; aynı zamanda yeraltısuyu ile kolayca çözünebilirler. Böylece, ilksel gözenekler genişler ve yeni gözeneklilik üretilir. Temel kaya rezervuarları, kalın rezervuar kayaları ile karakterizedir. Gözeneklilik ve geçirgenlik düzensizdir. Temel kaya rezervuarlarından üretim, genellikle yüksektir ve rezervler büyüktür (Landes ve diğ., 1960; P'an, 1982; Petford ve McCaffrey, 2003). Aktif faylara yakın bölgelerdeki kırıklı temel kaya rezervuarları, hidrokarbon üretimi için yüksek potansiyele sahiptir (Tamagawa ve Pollard, 2008).

Şuana kadar, Türkiye'de geniş alanlar kaplayan değişik yaşlardaki metamorfik masif ve granitik plütonların petrol ve doğalgaz potansiyeli üzerine herhangi bir araştırma yapılmamıştır. Türkiye'nin kuzeyinde genellikle metamorfik ve granitik kayaların çevre birimi olan Karakaya karmaştığı birimlerinde olgun petrol hidrokarbonlarının varlığı öncel çalışmalarda tespit edilmiştir (Özdemir, 2019a,b). Bu nedenle bu çalışmada, Karakaya birimleri tarafından çevrelenen Uludağ Masifinin petrol ve doğalgaz potansiyelinin

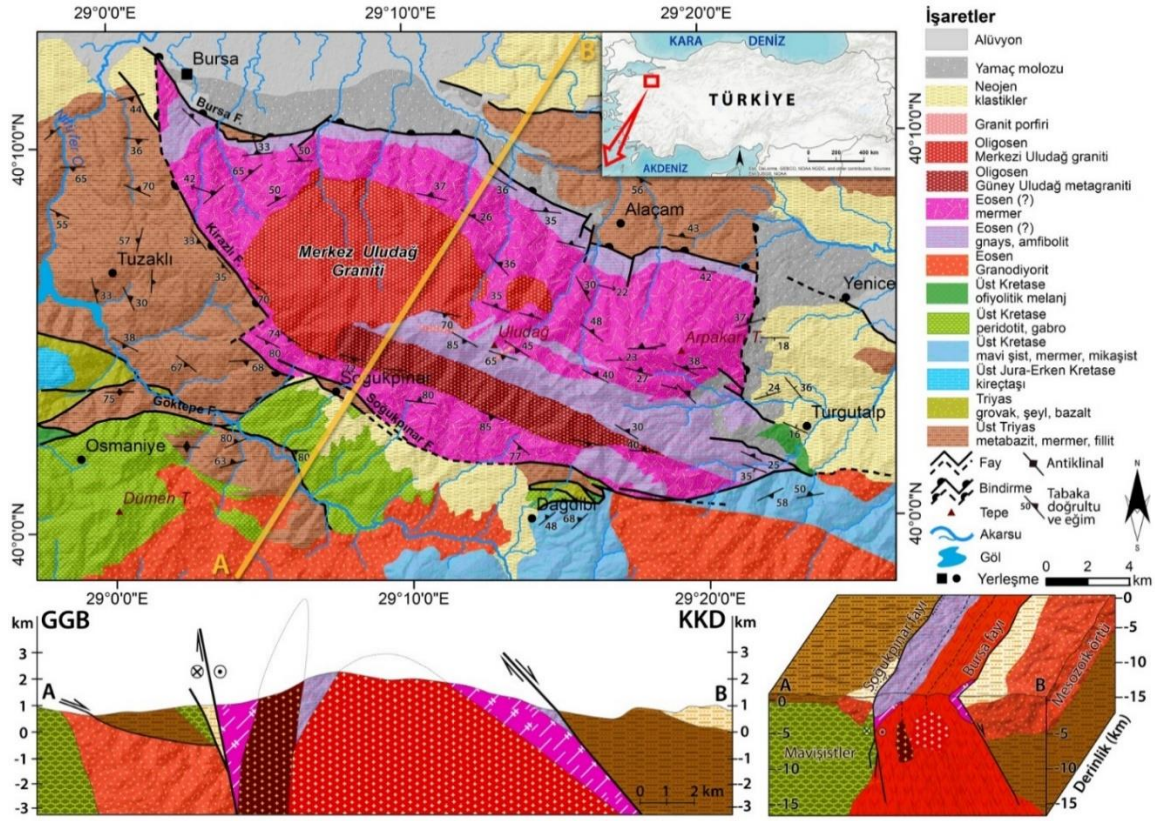
masif ve çevresindeki doğal su kaynaklarından alınan numuneler üzerinde yapılan TPH analizleri ile araştırılması amaçlanmıştır (Şekil 1). TPH analizleri sonucunda, su numunelerinin tamamında olgun petrol hidrokarbonları tespit edilmiştir. Tespit edilen olgun hidrokarbonlar, çalışma alanındaki çalışan petrol sistemi için bir kanıttır.

2. Jeolojik Yapı

Çalışma alanı olan Uludağ Masifi, iki kıta arasında levha hareketlerine dayalı ağırlıklı olarak orojenik bir oluşum sonucunda gelişmiştir (Şekil 1). Uludağ'ın güneyinde, uzun bir hat boyunca dalma-batma zonu yer almaktadır. Bu zon nedeniyle, bölgede ultrabazikten asidiğe kadar değişen bileşimlerde farklı kayaç birimleri yer almaktadır (Kocatürk, 2016). Çalışma alanının temelinde gnays, amfibolit ve mermerlerden oluşan, Sakarya Kıtası'na ait yüksek dereceli metamorfikler bulunmaktadır. Uludağ Metamorfikleri olarak adlandırılan bu grubun en üstünde ise kalıntı şeklinde kalsitik ve dolomitik özellikte mermerler bulunmaktadır. Tüm metamorfik birimleri ise, Uludağ Granitoyidi'ne ait derinlik ve damar kayaçları ile kalıntı ergiyik ürünü olan pegmatitler, aplitler ve kuvars damarları kesmektedir. Granitoyid uzun eksenli 14 km, kısa eksenli ise 7 km olan, yaklaşık KB-GD uzanımlı bir elips şeklindedir. Uludağ Granitoyidi kayaçları genel olarak granodiyorit bileşimli olup, mineralojik olarak birbirine geçişli ve aynı magma kaynağından oluşmuş iri taneli biyotitli granodiyorit, iki mikalı granodiyorit ve lökograditlerden oluşmuştur. Üst Oligosen yaşlı Uludağ Granitoyidleri, orta-yüksek potasik, kalk-alkalen, peralümino ve asidik bileşimlidir. Gerek nadir toprak elementlerinin gerek ise iz elementlerin davranışları volkanik yay ve çarpışma sonrası granitlerin sunduğu davranışlara benzemekle beraber, Batı Anadolu'da granitoidin oluştuğu dönem tektonomagmatik olarak kalınlaşan kıtasal kabuk kayaçlarının bileşimine magmaların katıldığı çarpışma sonrası bir ortamı yansıtmaktadır (Yurdagül, 2004).

Uludağ Masifi, esas olarak hafifçe güneye yatık KBK-DGD uzanımlı asimmetrik bir antiklinaldır. Masifin esas yapısını kristalin şistler ve granodiyorit plütunu oluşturur. Bunların üzerine, Permokarbonifer yaşlı birimleri ve Neojen karasal sedimanlar gelir.

Metamorfik birimlerde görülen kıvrım eksenlerinin yönelimleri, genel olarak K60-80B'dır. Çoğunlukla, KD-GB ve KB-GD doğrultulu faylar izlenir (Pişkin, 1998).



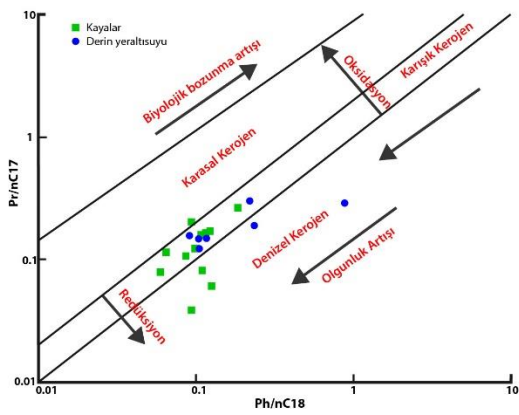
Şekil 1. Çalışma alanı ve çevresinin jeoloji haritası (Okay ve diğ., 2008; Topuz ve Okay, 2017'den).

3. Materyal ve Yöntem

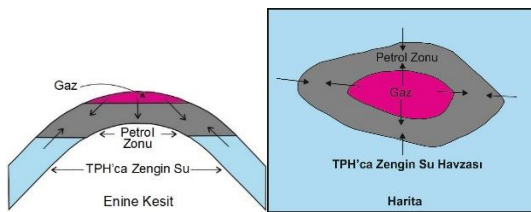
Eymold ve diğ. (2018), kaya gazı içeren havza formasyonları üzerindeki sığ yeraltısularının hidrokarbonlarca zengin olduğunu belirlemişlerdir. Hidrokarbonlarca zengin bu sulardaki hidrokarbonların, derindeki kaynak kayalardan sığ akiferlere göç ettiğini belirtmişlerdir. Kreuzer ve diğ. (2018), petrolü havzalardaki fayların, jeolojik zaman boyunca hidrokarbonlarca zengin suların kaynak kayalar üzerindeki akifer litolojilerine taşınmasını kolaylaştırdığını ve sığ yeraltısularının jeokimyasını etkileyerek bu sulara hidrokarbon zenginleşmesine sebep olduğunu belirtmişlerdir. Dultsev ve Chernykh (2020), hidrokarbon birikimlerinin çevresindeki

hidrokarbonlarca zengin suların, petrol ve doğalgaz birikimlerini aramak için çok iyi bir jeokimyasal enstrüman olduğunu bildirmişlerdir. Günümüzde, kaynak kayaların mostra vermediği (yüzeyde görülmediği) örtülü veya kaynak kayaların tüketilmiş olduğu havzalarda/bölgelerde hidrokarbonlarca zengin suların ve organik jeokimyasal özelliklerinin belirlenmesine imkan sağlayan suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizi petrol ve doğalgaz aramacılığında kullanılmaya başlanmıştır (Özdemir, 2019a-c; Özdemir ve diğ., 2020a-c; Palabıyık ve Özdemir, 2020). Çünkü, güncel çalışmalarda kaynak kaya ve gaz numuneleri üzerinde yapılan tüm organik jeokimyasal analizlerin, suda TPH analizi ile belirlenen

petrol hidrokarbonlarının zengin yüzey ve yeraltı suları üzerinde de uygulanabildiği, aynı havzalarda / bölgelerde aynı analiz ve yorumlama sonuçlarına ulaşıldığı belirlenmiştir (Şekil 2) (Özdemir, 2018; Liu ve diğ., 2018). Bu çalışmalara göre, bir bölgede bir petrol ve/veya doğalgaz rezervuarının var olması durumunda, çalışma alanındaki yeraltısularının olgun petrol hidrokarbonlarının zengin olması gereklidir (Şekil 3). Dolayısıyla, suda TPH analizi rezervuar hedefli petrol ve doğalgaz arama aktivitesine hizmet edecektir.



Şekil 2. Aynı bölgeden alınan kaynak kaya ve derin yeraltısuyu numunelerinin Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramı (Liu ve diğ., 2018) (Pr: Pristan ve Ph: Fitan izoprenoid hidrokarbonlar, n-C17 ve n-C18: n-alkanlar).



Şekil 3. Birincil yöntemlerle üretim yapılan antiklinal bir petrol rezervuarının bileşenleri (Özdemir, 2018'den).

Çalışma kapsamında, bölgedeki doğal soğuksu çeşmelerinden 1 L ölçekli plastik kaplarla 24 adet su numunesi alınmıştır (Şekil 4 ve 5). Su örnekleri, şebeke suyu ile ilişkili olmayan ve artırılmamış/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, laboratuarda standart yöntemler (ISO 9377-2) 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 (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; sularındaki hidrokarbonların miktarı, bozunma durumu ve kaynağı, olgunluğu ve çökeltme 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. Sularındaki Hidrokarbonların Miktarı, Bozunma Durumu ve Kaynağı

Liu ve diğ. (2018), hidrokarbon içeriği 0.05 mg/lt'yi aşan yeraltısuyu olarak tanımlamıştır. Yüzey ve yeraltı suları için önerilen TPH sınır değerleri Çizelge 1'de verilmiştir. TPH değerleri, Çizelge 1'deki değerleri aşan yüzey ve yeraltı suları, hidrokarbonca zengin sulardır. İnceleme alanındaki su numunelerinin tamamında n-alkan hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Su numunelerinin TPH değerlerinin, yüzey ve yeraltısularında bulunması gereken hidrokarbon sınır değerlerinden oldukça yüksek olduğu görülmektedir (Çizelge 1 ve 2).



Şekil 4. Alınan doğal soğuksu numunelerinin yerbulduru haritası (su numuneleri: sarı renkli rakamlı daireler).



Şekil 5. Çalışma alanındaki doğal soğuksu çeşmelerinden ölçekli plastik kaplarla su numunesi alınmasından bir görünüm.

Çizelge 1. Yüzey ve yeraltıları için önerilen TPH sınır değerleri

TPH (mg/lt)	Referans
< 0.05	Liu ve diğ. (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, Çizelge 2, Yağ ve Gres)
< 0.02	Tarım ve Orman Bakanlığı (2004b), Türkiye Su Kirliliği Kontrol Yönetmeliği (EKLER, Çizelge 1: Yağ ve Gres)

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 (Çizelge 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, Pr/n-C17 - Ph/n-C18 ve Pr/n-C17-Pr/Ph diyagramlarında jeokimyasal açıdan yorumlanmıştır.

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

Çizelge 2. Su örneklerinin TPH analiz sonuçları ve hesaplanan jeokimyasal parametreler

Numune No	Su kaynağı	Koordinatlar		TPH (mg/l)	CPI1	CPI2	CPI _{ort}	NAR	TAR	Waxiness İndeksi	Pr/Ph	Pr/n-C17	Ph/n-C18
		X	Y										
U1	Doğal Soğuksu	4440385	686738	0.74	1.64	1.20	1.42	0.26	4.38	4.35	4.16	0.10	0.09
U2	Doğal Soğuksu	4440880	685542	0.82	1.63	0.79	1.21	0.50	4.39	6.20	3.33	0.09	0.08
U3	Doğal Soğuksu	4444692	679859	0.57	1.65	1.10	1.38	0.36	-	-	4.26	0.10	0.12
U4	Doğal Soğuksu	4443493	695000	0.51	1.69	1.49	1.59	0.31	-	-	4.89	0.16	0.12
U5	Doğal Soğuksu	4443493	695000	0.55	1.62	1.52	1.57	0.25	-	-	8.02	0.10	0.08
U6	Doğal Soğuksu	4446756	689849	0.50	1.65	1.65	1.65	0.21	5.47	4.64	8.08	0.16	0.08
U7	Doğal Soğuksu	4438632	691925	0.52	1.63	1.75	1.69	0.26	4.07	2.71	7.23	0.12	0.10
U8	Doğal Soğuksu	4440455	682021	0.64	1.67	1.50	1.59	0.29	5.84	5.06	7.33	0.16	0.09
U9	Doğal Soğuksu	4442368	678114	0.58	1.61	1.48	1.55	0.29	-	-	6.65	0.08	0.10
U10	Doğal Soğuksu	4445663	695394	0.49	1.72	1.47	1.60	0.34	5.26	4.11	7.77	0.17	0.11
U11	Doğal Soğuksu	4431528	688628	< 0.40	1.63	1.14	1.39	0.34	-	-	6.58	0.20	0.10
U12	Doğal Soğuksu	4435944	671106	0.63	1.70	1.69	1.70	0.27	7.26	5.39	6.78	0.19	0.08
U13	Doğal Soğuksu	4433230	679183	0.45	1.65	2.08	1.87	0.29	5.95	4.21	10.67	0.13	0.05
U14	Doğal Soğuksu	4440330	694394	0.56	1.58	1.62	1.60	0.15	8.85	7.68	7.08	0.27	0.09
U15	Doğal Soğuksu	4442829	685778	0.65	1.65	1.13	1.39	0.33	-	-	4.40	0.25	0.14
U16	Doğal Soğuksu	4445695	681801	0.53	1.64	1.10	1.37	0.34	9.83	-	7.60	0.31	0.13
U17	Yüzeysuyu	4438431	690081	0.51	1.65	1.34	1.50	0.22	10.98	8.66	4.93	0.30	0.12
U18	Doğal Soğuksu	4428855	689633	0.54	1.71	1.42	1.57	0.25	-	8.52	6.51	0.31	0.09
U19	Doğal Soğuksu	4438917	693435	0.49	1.68	1.08	1.38	0.36	-	-	3.67	0.33	0.15
U20	Doğal Soğuksu	4444928	675449	0.49	1.70	1.13	1.42	0.34	-	-	5.55	0.38	0.12
U21	Doğal Soğuksu	4440886	674098	0.42	1.71	0.97	1.34	0.38	-	-	5.69	0.32	0.09
U22	Doğal Soğuksu	4449742	690768	0.78	1.62	1.23	1.43	0.19	13.40	14.08	3.42	0.24	0.15
12RO	Doğal Soğuksu	4437540	670762	0.47									
32RO	Doğal Soğuksu	4441695	680973	0.67									

CPI1 = $\frac{1}{2} * \left\{ \frac{(C25+C27+C29)}{(C24+C26+C28)} + \frac{(C25+C27+C29)}{(C26+C28+C30)} \right\}$ (Tissot ve Welte, 1984), CPI2 = $\left\{ \frac{(C23+C25+C27) + (C25+C27+C29)}{2 * (C24+C26+C28)} \right\}$ (Bray ve Evans, 1961, 1965), TAR = $\frac{(C27+C29+C31)}{(C15+C17+C19)}$ (Bourbonniere ve Meyers, 1996), NAR = $\frac{[\Sigma n\text{-alk} (C_{19-32}) - 2\Sigma \text{Çift } n\text{-alk} (C_{20-32})]}{\Sigma n\text{-alk} (C_{19-32})}$ (Mille ve diğ., 2007), Waxiness İndeksi: $\frac{\Sigma (n-C21-n-C31)}{\Sigma (n-C15-n-C20)}$ (Peters ve diğ., 2005), - : hesaplanamadı

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, çökelme ortamı ve ısısal olgunluğu yorumlamada kullanılmaktadır. CPI değerinin belirgin bir şekilde > 1 (tek n-alkan tercihli) veya < 1 (çift n-alkan tercihli) olması ısısal ortamlarla ilişkili petrol ve bitümlerde gözlenmektedir (Tissot ve Welte, 1984; Peters ve Moldowan, 1993). Yüksek CPI değeri, yüksek karasal bitkilerden türemiş, olgunlaşmamış veya olgunluğu düşük organik maddeyi yansıtmaktadır (Tran ve Philippe, 1993). CPI değerlerine göre (Çizelge 2), incelenen su numunelerindeki n-alkanların kaynağı petrojenik hidrokarbonlar ve organik maddece zengin yaşlı sedimanlardır (Çizelge 3).

Çizelge 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)

Çizelge 4. CPI değerine göre hidrokarbonların olgunluk derecesi (Onojake ve diğ., 2013'den düzenlenmiştir) (bkz. Şekil 6)

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

Petrojenik kaynaklar terimi; ham petrol ve 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 ve diğ., 2010). Ortamdaki hidrokarbonların kaynağını (doğal veya petrol n-alkan) değerlendirmek için NAR (Doğal n-alkan Oranı) olarak tanımlanan bir parametre önerilmiştir (Mille ve diğ., 2007). Bu oran, petrol hidrokarbonları ve ham petroller için sıfır veya sıfıra çok yakındır. Diğer kaynaklar için ise, daha yüksek olarak belirtilmiştir. NAR parametresine göre (Çizelge 2), incelenen su numunelerindeki n-alkanların tamamı, petrojenik hidrokarbonlardır.

TAR (Karasal/sucul hidrokarbon oranı), karasal organik maddeden türeyen n-alkanların, sucul alglerden türeyen n-alkanlara oranını yansıtmaktadır (Cranwell ve diğ., 1987; Goossens ve diğ., 1989; Meyers ve Ishiwatari, 1993; Bourbonniere ve Meyers, 1996). TAR değeri, incelenen su örnekleri için oldukça yüksek değerlerde hesaplanmıştır (Çizelge 2). Bu değerler, çalışma alanındaki 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, bölgesel karasal organik maddenin ekstraktlara yüksek moleküler ağırlıklı n-alkan bileşenlerine katkıda bulunduğu varsayımına dayanır (Peters ve diğ., 2005). Çalışma alanındaki su numunelerinin yüksek miktarda karasal bitki türevli biyobelirteçleri yansıtan yüksek Waxiness değerlerine sahip olduğu görülmektedir (Çizelge 2). Bu veri, analiz edilen numunelerin genellikle yüksek TAR değerleri göstermesi ile de desteklenmektedir.

4.2. Sulardaki Hidrokarbonların Olgunluğu ve Çökeltme Ortamının Redoks Koşulları

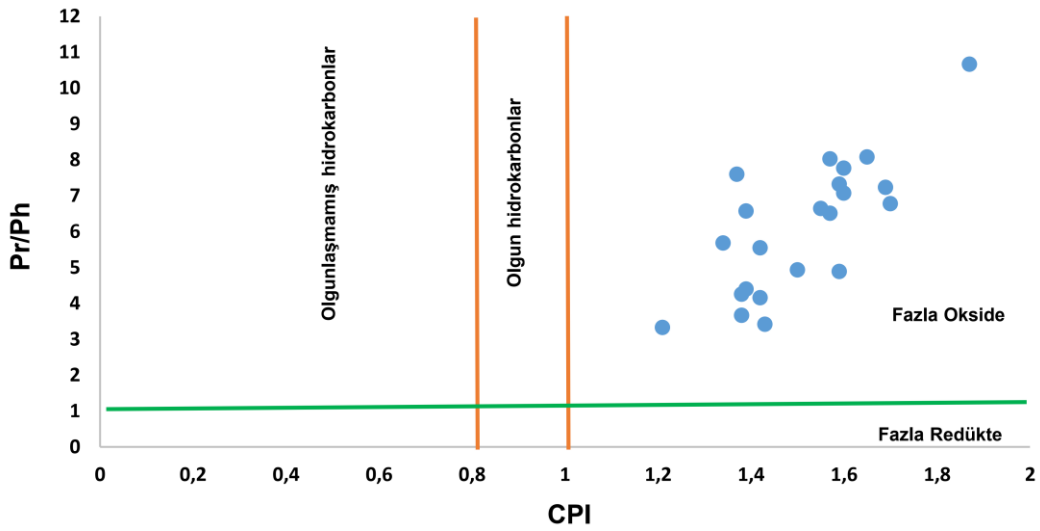
Olgun hidrokarbonların CPI değeri, 1'dir veya 1'e yakındır (Waples, 1985). Çok tuzlu karbonat veya

evaporitik ortamlarla ilişkili petrol ve bitümlerin CPI değerleri, 1'den küçüktür (Tissot ve Welte, 1984; Peters ve Moldowan, 1993). Onojake ve diğ. (2013) çalışmalarında, CPI değerlerini esas alarak hidrokarbonları olgunluklarına göre sınıflandırmışlardır (Çizelge 4). Bu sınıflamaya göre, incelenen su numunelerindeki (Çizelge 2) hidrokarbonların tamamı olgundur (fazla okside). 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 Moldowan, 1993). Dolayısıyla, Pr/Ph oranı, çökeltme ortamının redoks potansiyelini yansıtmaktadır. Pr/Ph < 1 ise anoksik, Pr/Ph > 1 ise oksik çökeltme ortamını işaret etmektedir. Yüksek Pr/Ph oranları, oksik bir paleoortamda birikmiş, önemli bir karasal katkı olan kaynak kayadan türeyen hidrokarbonları gösterir (Didyk ve diğ., 1978; Hunt, 1995). İncelenen su numuneleri, 3.33 - 10.67 arasında değişen yüksek Pr/Ph oranına sahiptir. Dolayısıyla, incelenen su numunelerinin tamamı, oksik ortamda (Pr/Ph > 1) çökelmiş sedimanlardan türemiş hidrokarbonları içermektedir (Çizelge 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 6)

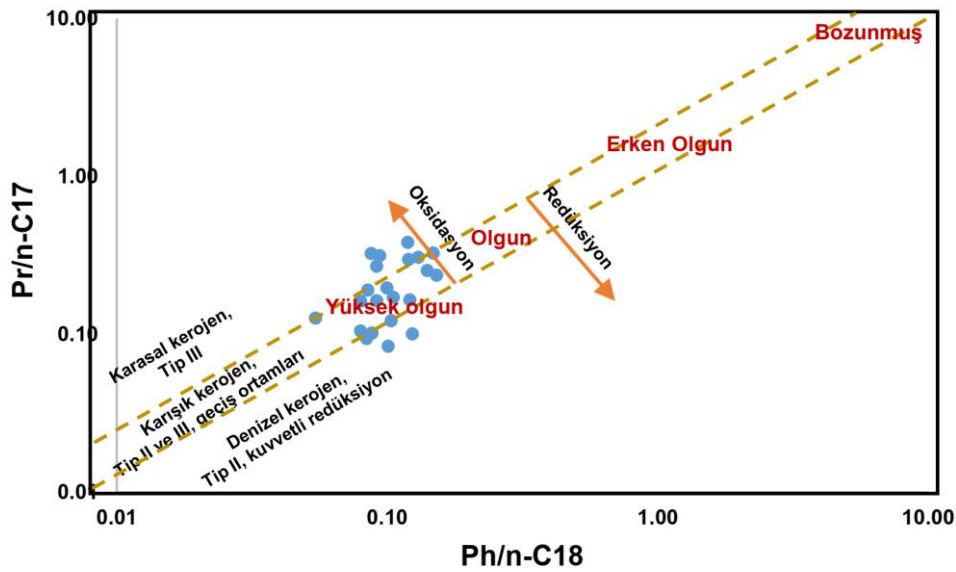
Pr/n-C17 ve Ph/n-C18 oranları, hidrokarbon korelasyon çalışmalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Yüksek Pr içeren numuneler oksitleyici, yüksek Ph içeriği ise redükleyici bir kaynağı yansıtmaktadır. Dolayısıyla, petrol veya bitümleri sınıflandırmak için Pr/nC17'nin Ph/nC18'e karşı çizildiği diyagramlar kullanılmaktadır (Hunt,

1995). Pr/Ph oranının 1.5 üzerinde olması, standart jeokimyasal yorumlamaya göre oksijenli bir ortamdaki çökeltme koşullarına işaret etmekle birlikte, Pr/Ph oranlarının anoksik çökeltme ortamları için 1'in üzerinde olabileceği de iyi bilinmektedir. Daha düşük değerler, aynı sekansın diğer bölümlerine kıyasla daha az oksik koşulları gösterebilir (Hartkopf-Fröder ve diğ., 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

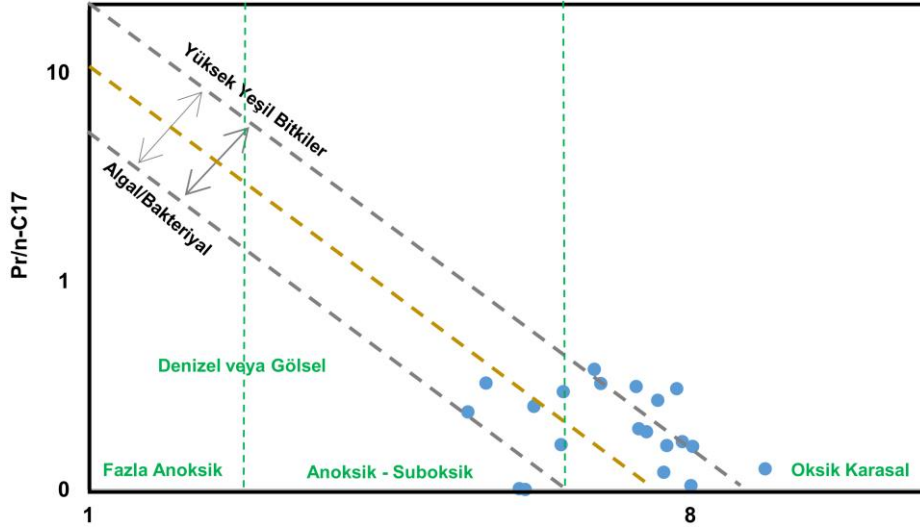
bitüm örnekleri için olgunluğun bir ölçütü olarak kullanılmaktadır. Bu oran, n-alkanların daha kolay yok olmasından dolayı biyolojik bozunma ile artmakta (Hunt, 1995), organik madde girdisi ve ikincil işlevler tarafından da etkilenmektedir. İncelenen su numunelerinin Pr/nC17 - Ph/nC18 ve Pr/n-C17 - Pr/Ph diyagramlarındaki konumlarına göre, hidrokarbonları türeten kaynak kayaların suboksik-oksik geçiş ve karasal ortamda (Tip II-III kerojen) çöktüğü ve hidrokarbonların olgun ve yüksek olgun seviyede oldukları görülmektedir (Şekil 7-10 ve Çizelge 5).



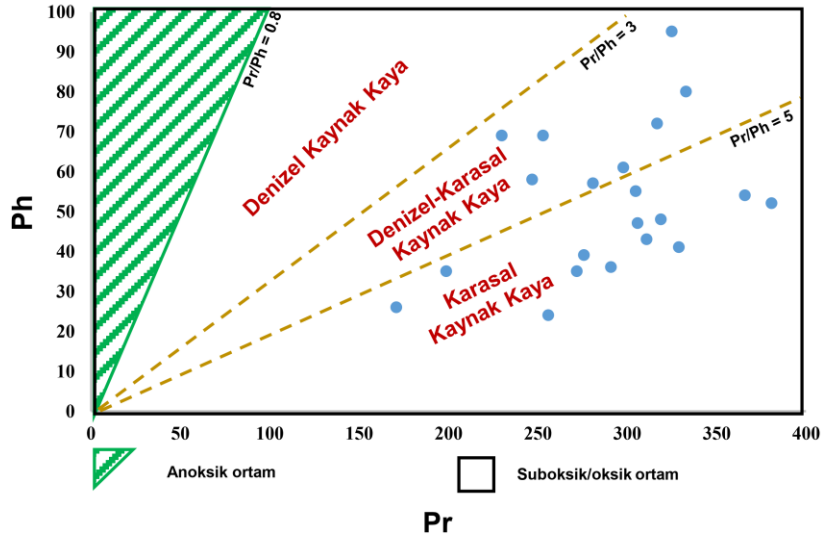
Şekil 6. Su numunelerinin Pr/Ph - CPI diyagramı (diyagram: Onojake ve diğ., 2013'den).



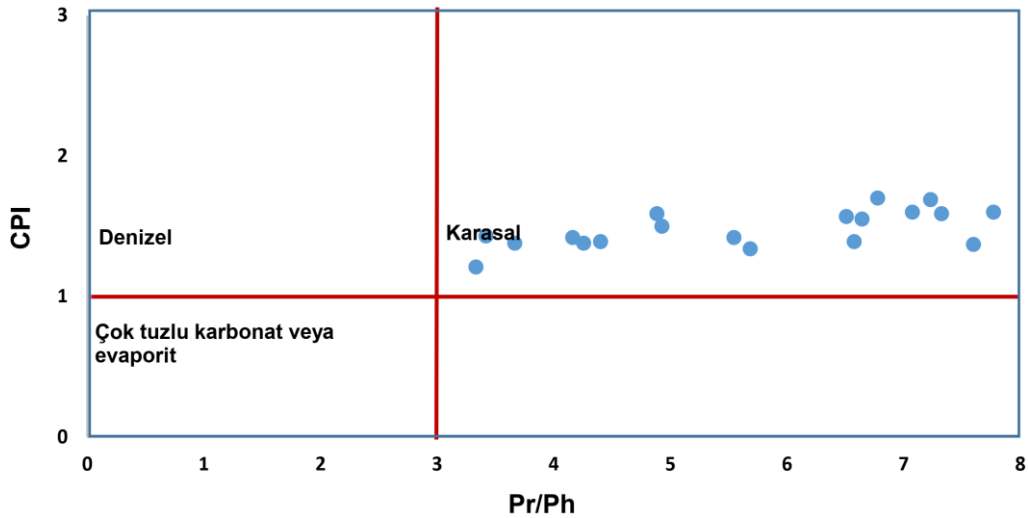
Şekil 7. Su numunelerinin Pr/nC17-Ph/nC18 diyagramı (diyagram: Shanmugam, 1985'den).



Şekil 8. Su numunelerinin Pr/nC17-Pr/Ph diyagramı (diyagram: Syaifudin ve diğ., 2015; Larasati ve diğ., 2016; Devi ve diğ., 2018'den).



Şekil 9. Su numunelerinin Ph/Pr diyagramı (diyagram: Banga ve diğ., 2011'den).



Şekil 10. Su numunelerinin CPI - Pr/Ph diyagramı (diyagram: Hakimi ve diğ., 2018'den).

Çizelge 5. Pr/Ph değerine göre hidrokarbonların kaynak kayası ve ortam (Banga ve diğ., 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		

4.3. İnceleme Alanının Havadan Manyetik ve Gravite Haritaları ve Jeolojik Yorumları

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 yeraltı jeolojisi MTA Genel Müdürlüğü tarafından üretilmiş olan gravite ve manyetik verilerden hazırlanan haritalar kullanılarak değerlendirilmiş ve yorumlanmıştır. Gravite ve manyetik verilerinin petrol ve doğalgaz aramalarında kullanımına yönelik yöntemleri ve saha uygulamalarını içeren çok sayıda çalışma mevcuttur (Nettleton, 1976; Geist ve diğ., 1987; Lyatsky ve diğ., 1992; Gadirov, 1994; Piskarev ve Tchernyshev, 1997; Paşteka, 2000; Aydın, 1997, 2004; Gadirov ve Eppelbaum, 2012; Satyana, 2015; Eke ve Okeke, 2016; Stephen ve Iduma, 2018; Gadirov ve diğ., 2018; Özdemir, 2019a-c; Özdemir ve diğ., 2020a-c).

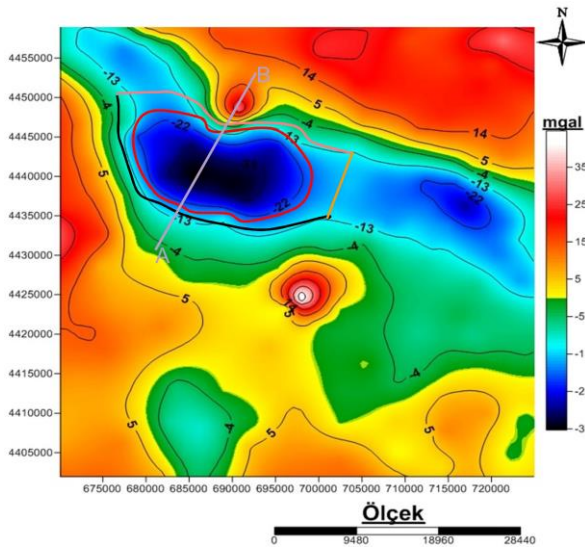
Hazırlanan gravite haritasında (Şekil 11), düşük yoğunluklu sedimanter kökenli kayalardan oluşan genç çökeller (silttaşı, çamurtaşı, kiltası, çakıltası, şeyl vb.) ve metamorfik kayalar (sleyt, fillit vb.) koyu mavi, açık mavi ve yeşil renk tonları ile yoğunluğu nispeten daha büyük olan kayalar ise turuncu, kırmızı ve sarı renk tonları ile temsil edilen yoğunluğu nispeten yüksek kayalardan (kristalize kireçtaşı, mermer, kuvarsit, şist vb.) kaynaklanan bir anomali yer almıştır.

Hazırlanan havadan manyetik haritada (Şekil 12), mavi, yeşil ve açık yeşil renkli alanlarda manyetik özelliği olmayan tamamen sedimanter (kumtaşı, kireçtaşı, silttaşı, çamurtaşı, kiltası, çakıltası, 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.).

Gravite ve manyetik anomali analizi, Batı Sibirya'da hidrokarbon arama ve keşfinin yarım yüzyıldan bugüne kalıcı bir bileşeni olmuştur. Batı Sibirya'da temel kayaların yoğunluğu ve manyetizmasındaki düşüşler nedeniyle oluşan gravite ve manyetik değerlerin birlikte düşük olduğu alanlarda petrol ve doğalgaz rezervuarlarına rastlanılmıştır. İkincil alterasyon etkisine maruz kalmış temel kayaların gravite ve manyetik değerlerinin normal değerlerinden daha düşük olduğu da sıkça karşılaşılan bir durumdur. Yoğunluğu ve manyetik özellikleri düşük temeldeki veya üzerindeki petrol ve doğalgaz rezervuarları, başlıca negatif gravite ve manyetik anomali konturları içerisinde, yani düşük graviteli ve manyetizmalı alanlarda bulunurlar. Bu durumda oluşan negatif anomaliler, epijenetik süreçlerin petrol ve doğalgaz rezervuarlarının oluşumunda önemli bir rol oynadığı görüşü ile de uyumludur (Piskarev ve Tchernyshev, 1997). Çalışma alanında da, normal olarak yüksek graviteli ve manyetizmalı olması beklenen granitlerin ve metamorfik kayaların hem graviteleri hem de manyetizmaları oldukça düşüktür (Şekil 11 ve 12).

Olgun hidrokarbonlarca zengin su numuneleri, çalışma alanında çalışan bir petrol sistemi için önemli bir kanıttır. Dolayısıyla, gravite ve manyetik veriler ve jeokimyasal analiz sonuçları ile alınan su örneklerinin tamamının yüksek miktarda olgun hidrokarbon içermesi, çalışma alanında bir petrol ve/veya doğalgaz rezervuarı varlığını işaret etmektedir. Birbirleriyle oldukça uyumlu olan gravite ve manyetik haritaları ile

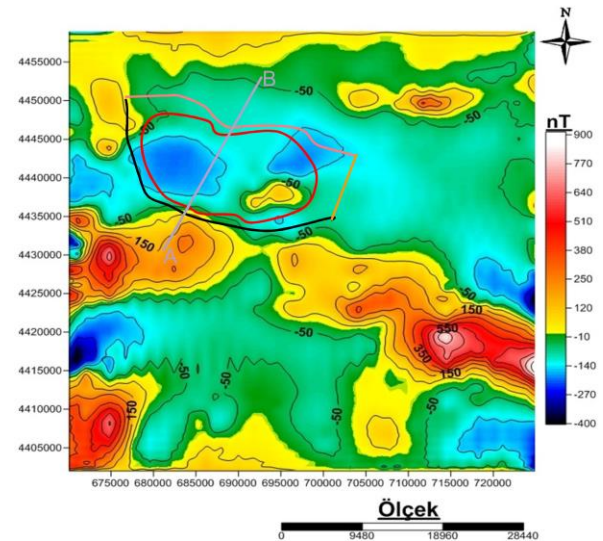
belirlenen, baskın olarak KB-GD doğrultulu, uzunluğu yaklaşık 21 km, eni 11 km olan hidrokarbonların kapanabileceği ve korunabileceği merkezinde granit bulunan metamorfik kayaların oluşturduğu asimetrik antiklinal, bölgedeki olası petrol ve/veya doğalgaz rezervuarıdır (Şekil 1). Yapının iki fay zone arasında olması ve yoğun makaslama zonları içermesi (Okay ve diğ., 2008), hidrokarbonların bu yapıda birikmiş olma ihtimalini kuvvetlendirmektedir. Birimlerde, tektonik etkilerle oluşan kırık ve çatlaklara bağlı olarak ikincil geçirgenlik ve gözenekliliğin yüksek olması beklenmektedir.



Şekil 11. İnceleme alanının gravite anomalileri renk kontur haritası ve jeolojik yorumu. Kırmızı renkli poligon: muhtemel petrol ve doğalgaz kapanı, siyah renkli çizgi: Soğukpınar ve Kirazlı fayları, pembe renkli çizgi: Bursa fayı, turuncu renkli çizgi: sınır fayı, A-B hattı: jeolojik enine kesit hattı (bkz. Şekil 1).

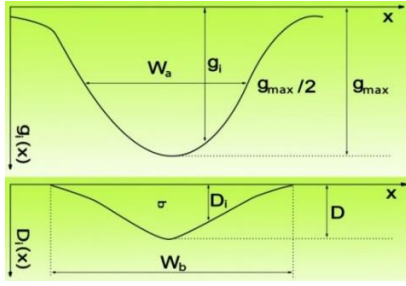
Çalışmada, iki boyutlu rezidüel gravite anomalilerini derinlik değerlerine dönüştürülebilme ve havza ve yapı derinliklerini belirlemek amacıyla, Svancara (1983) ve Töpfer (1977) tarafından önerilen yorum yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemde, yoğunluk kontrastının bilinmesi durumunda gravite anomalisi ve parametreler arasında kurulan basit ilişkilerle sedimanter bir havza ve yapı derinliği belirlenebilmektedir. Yorumlamanın ilk adımı, anomalinin karakteristik parametrelerini belirlemektedir (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 anomali 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. $0 < A < 9$ şartı için $D/D_o = 0.072 \times A + 1.00$, $9 < A < 13$ şartı için $D/D_o = 0.12 \times A + 0.57$ şeklindedir (Töpfer, 1977).

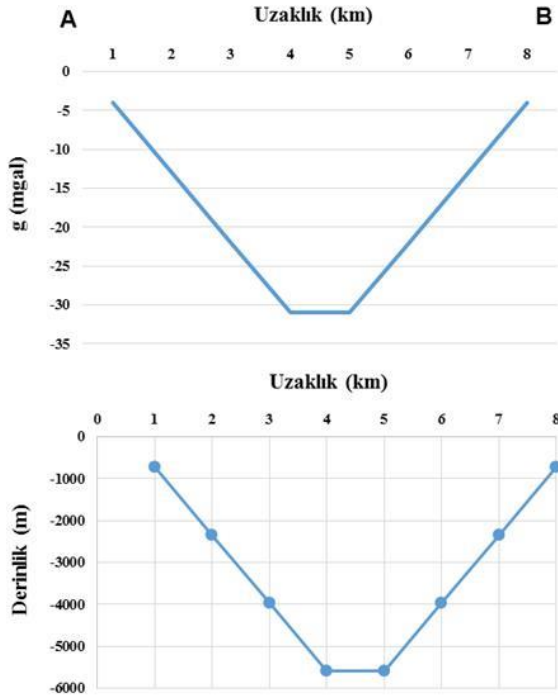


Şekil 12. İnceleme alanının havadan manyetik anomalileri renk kontur haritası ve jeolojik yorumu. Kırmızı renkli poligon: muhtemel petrol ve/veya doğalgaz kapanı, siyah renkli çizgi: Soğukpınar ve Kirazlı fayları, pembe renkli çizgi: Bursa fayı, turuncu renkli çizgi: sınır fayı, A-B hattı: jeolojik enine kesit hattı (bkz. Şekil 1).

Uludağ Masifi rezidüel gravite anomali haritasından bir A-B profili alınmıştır (Şekil 11). A-B profiline ait anomalinin maksimum genlik değeri $g_{\max} = -31$ mgal, yarı genlik ($g_{\max}/2$) değerine karşılık gelen genişlik ise $W_a = 8500$ m olarak bulunmuştur. Bu verilere göre, A (9.09) ve D_o (3364 m) değerleri bulunarak Uludağ Masifinin maksimum derinliği (D) = 5586 m olarak belirlenmiştir (Şekil 14).



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



Şekil 14. Uludağ Masifi'nin maksimum derinliği (bkz. Şekil 1 ve 11).

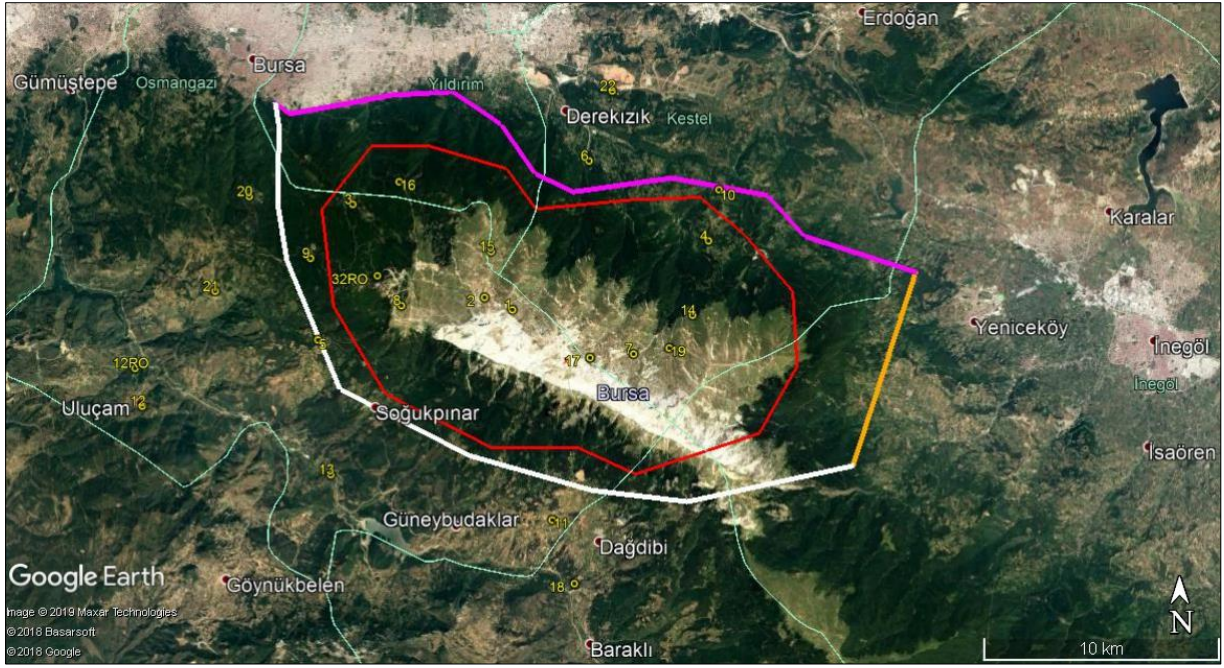
4.4. Çalışma Alanındaki Hidrokarbonların Kavramsal Oluşum, Göç ve Birikme Modeli

Petrol kaynak kayası oluşumunun anlaşılması, petrol ve doğalgaz aramalarında kritik bir öneme sahiptir. Birikimlerini kontrol eden faktörler, okyanus sisteminin dinamikleri, kimyası, biyolojisi ve sedimanlarda jeolojik zaman içerisinde meydana gelen değişimlerle ilgilidir. Tetis Bölgesi'ndeki sedimantasyon üzerinde, paleocoğrafik konum ve tektonik geçmişin büyük bir kontrolü vardır ve bölgede hidrokarbonların oluşumunu, göçünü ve kapanlanmasını sağlamıştır. Özdemir ve Palabıyık

(2020a,b), petrol ve doğalgaz kaynak kayasının okyanus ortası sirtlarda ve kıta içi riftlerde (yayıma merkezleri) oluştuğunu belirtmişlerdir. Dolayısıyla, su örneklerindeki hidrokarbonları türeten kaynak kayalar, çalışma alanında riftleşme içeren jeolojik dönemlerde oluşmuş olmalıdır.

Olgun hidrokarbonlarca zengin su numuneleri, çalışma alanında çalışan bir petrol sistemi için önemli bir kanıttır. Olgun petrol hidrokarbonlarınca zengin yüzey ve yeraltı suları, hidrokarbon türeten etkin petrol ve doğalgaz kaynak kayaları ve yeraltındaki bir petrol ve/veya doğalgaz rezervuarı ile ilişkilidir. Derindeki kaynak kayalardan ve/veya rezervuardan yüzeye göç eden hidrokarbonlarca zengin sular, yüzeyde ve yüzeye yakın jeolojik ortamlarda (yüzey ve yeraltısularında) tanımlanabilir hidrokarbon konsantrasyonu değişikliklerine sebep olur (Özdemir, 2018). İncelenen su numunelerindeki hidrokarbonlar, gravite ve manyetik haritalarla belirlenen olası metamorfik-granitik rezervuardan (Şekil 15) yüzeye/yüzeye yakın bölümlere göçmüş ve sığ yeraltısuları ile karışmış olmalıdır.

Parnell (1988), Birleşik Krallık kara alanlarındaki biyojenik petrol hidrokarbonları içeren granitik plütonları ve hidrokarbonların bu plütonlara göçünü incelediği çalışmasında, biyojenik hidrokarbonların granitik plütonlarla ilişkilendirildiği mekanizmalar önermiştir (Şekil 16). Granitik plütonlarda ve diğer temel kayalarda hidrokarbonların bulunmasının, bu hidrokarbonların abiyojenik kökenli olduğuna dair bir kanıt olmadığını belirtmiştir. Plütonların bir ısı merkezi ve çoğu zamanda çok çatlaklı olması nedeniyle plütonların, su ve biyojenik hidrokarbonlar da dahil plüton dışından plütona göç eden akışkanlara ev sahipliği yaptığını bildirmiştir. Dolayısıyla, plütonlardaki ve diğer temel kayalardaki hidrokarbonların her koşulda biyojenik sedimenter kaynak kayalarla ilişkili olduğunu ileri sürmüştür.

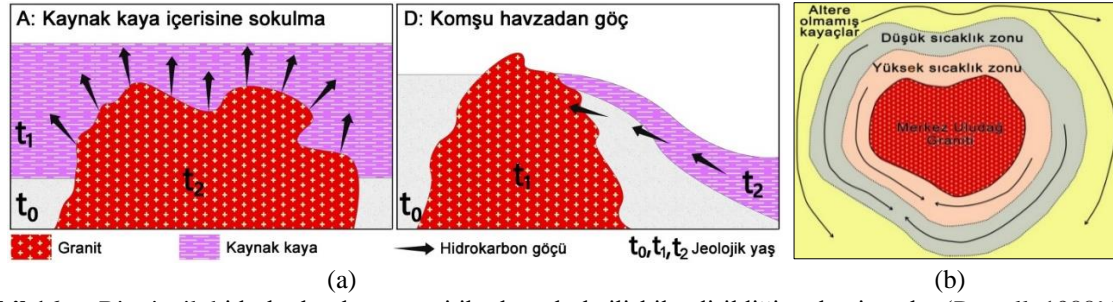


Şekil 15. İnceleme alanındaki muhtemel petrol ve/veya doğalgaz kapanı (kırmızı renkli poligon). Petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri: sarı renkli rakamlı daireler, beyaz renkli çizgi: Soğukpınar ve Kirazlı fayları, pembe renkli çizgi: Bursa fayı, turuncu renkli çizgi: sınır fayı (bkz. Şekil 1 ve 11).

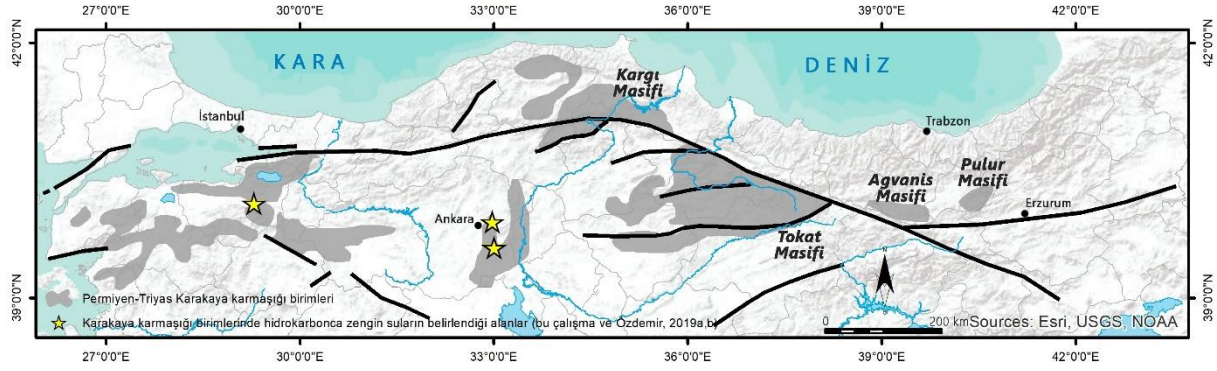
Özdemir (2019a,b), olgun hidrokarbonlarca zengin sular belirlediği Karakaya karmaşığında petrol ve doğalgaz kaynak kayası oluşumu için bir riftleşme modeli önermiştir. Dolayısıyla, çalışma alanı ve çevresinde geniş yayılım sunan Karakaya karmaşığı birimlerine (Şekil 1) ait kaynak kayalardan türeyen hidrokarbonlar, granitin yerleşimi sırasında yükselen Uludağ Masifi birimlerine göç etmiş ve kırıklı-çatlaklı zonlarda birikmiş olmalıdır (Şekil 15). Uludağ Masifi ve Karakaya karmaşığı (Özdemir, 2019a,b) su numunelerindeki hidrokarbonları türeten kaynak kaya tiplerinin aynı olması bukanı desteklemektedir. Parnell (1998) tarafından önerilen A ve D mekanizmaları (Şekil 16), çalışma alanı ve çevresinde bulunan jeolojik birimler ve tarihçeleri ile uyumludur. A mekanizmasına göre, bir plütonun organik maddece zengin bir sedimanter kaynak kaya içerisine sokulması, kaynak kaya içerisindeki organik maddede ısıl değişikliğe neden olur. Bir kilometre ölçekli plüton, içinde termal olgunlaşmanın meydana geleceği geniş (kilometrelerce) bir çevresel kuşağa sahip olacaktır (Şekil 16). Sıcak sokulumu yakın kaynak kayadaki

organik maddenin olgunlaşması, sıvı hidrokarbonların oluşumuna yol açar ve kaynak kaya büyük miktarda hidrokarbon üretir. D mekanizmasına göre, sedimanter havzalar içerisinde ve kenarlarında bulunan granitler, havza sınırlarının oluşmasına yardımcı olur. Granitlerin topografik olarak yüksekte olmaları, genellikle erozyon ve sediman birikiminin nedenidir. Granit ve havza arasındaki sınır, bir uyumsuzluk ve/veya bir fay olabilir. Hidrokarbonların granitle sınırlı bir havza içerisindeki kaynak kayalardan yukarı doğru göçü, granit ve çevre kayalardaki kırık ve çatlaklar aracılığıyla olabilir. Bu süreç, kırıklı granitik ve diğer temel kayalarında biyojenik petrol hidrokarbonlarının bulunmasına sebep olur.

Bu çalışma ve öncel çalışmaların (Özdemir, 2019a,b) su numunelerindeki hidrokarbonlar, Permiyen-Triyas yaşlı Karakaya karmaşığı birimlerindeki petrol sistemleri için kanıttır. Bu veriler, Türkiye'nin kuzeyinde geniş bir yayılıma sahip olan Karakaya karmaşığı ve ilişkili granitik-metamorfik birimlerde petrol sistemlerinin varlığı için önemli bir potansiyel bulunduğunu göstermektedir (Şekil 17).



Şekil 16. a. Biyojenik hidrokarbonların granitik plütonlarla ilişkilendirildiği mekanizmalar (Parnell, 1988'den), b. Merkez Uludağ graniti etrafında oluşmuş metamorfik kuşak.



Şekil 17. Karakaya karmaşığının Türkiye'nin kuzeyindeki dağılımı (Sayit, 2010'den değiştirilerek).

5. Sonuç ve Öneriler

Uludağ Masifinin petrol ve doğalgaz potansiyelinin masif ve çevresindeki su kaynaklarından alınan su örnekleri üzerinde yapılan TPH analizleri ile araştırılması amaçlanan çalışmada, toplanan su numunelerinde yapılan TPH analizi sonuçlarına göre, su numunelerinin tamamında hidrokarbonlar tespit edilmiştir. TPH değerleri, yüzey ve yeraltılarında bulunması gereken hidrokarbon sınır değerlerinden oldukça yüksektir. Su numunelerinde, karasal organik maddeyi temsil eden yüksek karbon numaralı n-alkan hidrokarbonlar baskındır ve karasal bitki türevli biyobelirteçleri yansıtan yüksek Waxiness değerlerine sahiptir. 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. Su numunelerindeki hidrokarbonları türeten kaynak kayalar, suboksik-oksik geçiş ve karasal ortamda (Tip II-III kerojen) çökelmiş

olup, sular olgun ve yüksek olgun hidrokarbonlar içermektedir.

Olgun hidrokarbonlarca zengin su numuneleri, çalışma alanında çalışan bir petrol sistemi için önemli bir kanıttır. Normal olarak yüksek graviteli ve manyetizmalı olması beklenen çalışma alanındaki granitlerin ve metamorfik kayaların hem graviteleri hem de manyetizmaları oldukça düşüktür. İkincil alterasyon etkisine maruz kalmış temel kayaların gravite ve manyetik değerlerinin normal değerlerinden daha düşük olduğu da sıkça karşılaşılan bir durumdur. Yoğunluğu ve manyetik özellikleri düşük temeldeki veya üzerindeki petrol ve doğalgaz sahaları, başlıca negatif gravite ve manyetik anomali konturları içerisinde, yani düşük graviteli ve manyetizmalı alanlarda bulunurlar. Dolayısıyla, gravite ve manyetik veriler ve jeokimyasal analiz sonuçları ile alınan su örneklerinin tamamının yüksek miktarda olgun hidrokarbon içermesi, çalışma alanında bir petrol ve/veya doğalgaz rezervuarı varlığını işaret etmektedir. Birbirleriyle oldukça uyumlu olan gravite ve manyetik

haritaları ile belirlenen, baskın olarak KB-GD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği merkezinde granit bulunan metamorfik kayaçların oluşturduğu asimetrik antiklinal, bölgedeki olası petrol ve/veya doğalgaz rezervuarıdır. Yapının iki fay zonu arasında olması ve yoğun makaslama zonları içermesi, hidrokarbonların bu yapıda birikmiş olma ihtimalini kuvvetlendirmektedir. Çünkü, hidrokarbon içeren su numune lokasyonları, bu asimetrik antiklinal yakınında ve üzerindedir. Birimlerde, tektonik etkilerle oluşan kırık ve çatlaklara bağlı olarak ikincil geçirgenlik ve gözenekliliğin yüksek olması beklenmektedir. Bölgede geniş yayılım sunan Karakaya karmaşığı birimlerine ait kaynak kayalardan türeyen hidrokarbonlar, granitin yerleşimi sırasında yükselen Uludağ Masifi birimlerine göç etmiş ve kırıklı-çatlaklı zonlarda birikmiş olmalıdır. İncelenen su numunelerindeki hidrokarbonlar, bölgedeki hidrokarbonlarca zengin jeolojik birimlerden su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi sonucunda ve/veya gravite ve manyetik haritalarla belirlenen olası metamorfik ve granitik rezervuardan yüzeye/yüzeye yakın bölümlere göçmüş ve yüzeye yakın yeraltı sularına karışmış olmalıdır.

Bu çalışma ve öncel çalışmaların sonuçları, Türkiye'nin kuzeyinde geniş bir yayılıma sahip olan Karakaya karmaşığı ve ilişkili granitik-metamorfik birimlerde petrol sistemlerinin varlığı için önemli bir potansiyel bulunduğunu, dolayısıyla bu birimlerde suda petrol (TPH) analiz ve yorumlama yöntemleri esas alınarak detaylı jeolojik ve jeofizik arama çalışmalarının yapılmasının gerekliliğini ortaya koymaktadır. Ayrıca, metamorfik masiflerin ve granitik plütonların hidrokarbon potansiyelinin klasik arama yöntemleri ile belirlenmesi çoğu zaman imkansızdır. Bu çalışmada kullanılan jeokimyasal arama yönteminin, metamorfik masiflerde ve granitik plütonlarda rezervuar hedefli petrol ve doğalgaz aramalarını mümkün kılacağı düşünülmektedir.

Katkı Belirtme

Bu çalışma, İstanbul Teknik Üniversitesi (İTÜ) Bilimsel Araştırmalar Birimi Koordinatörlüğü tarafından finansal olarak desteklenen MAB-2019-42217 nolu projenin bulgularını içermekte olup, Koordinatörlüğe çalışmaya sağladığı destek için ve numunelerin laboratuvar analizlerini titizlikle yapan başta Sn. Serkan ÇELEBİ olmak üzere SGS Supervise Gözetleme Etüt Kontrol Servisleri A.Ş. uzmanlarına teşekkür ederiz.

Çıkar Çatışması Beyanı

Çıkar çatışması bulunmamaktadır.

Kaynaklar

- Achiat, R., Guttormsen, J. and Waworuntu, R., (2009). Complex geomodeling: Dayung Field, a fractured pre-Tertiary reservoir in the Southern Sumatra basin, Indonesia: Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 33rd Annual Convention & Exhibition, Jakarta, Indonesia, May 5-9, 2009, IPA09-G-148, 18
- 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
- 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
- Belaidi, A., Bonter, D.A., Slightam, C. and Trice, R.C., (2016). The Lancaster Field: Progress in opening the UK's fractured basement play, in, M. Bowman and B. Levell, eds., Petroleum Geology of NW Europe: 50 years of learning-Proceedings of the 8th Petroleum Geology Conference, London, September 26, 2016, 385-398
- Belgasem, B.A., (1991). An evaluation of an oil-bearing granite reservoir from well-logs. Transactions Canadian Well Logging Society 13th Formation Evaluation Symposium, Calgary, Alberta, Canada, September 11-13, 1991, v. 1, K1-K16
- 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
- Cuong, T.X., and Warren, J.K., (2009). Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Dank Long Basin, offshore SE Vietnam: A "buried-hill" play. Journal of Petroleum Geology, 32 (2), 129-156
- Cranwell, P. A., Eglinton G., Robinson, N., (1987). Lipids of aquatic organisms as potential contributors to lacustrine sediments-2. Organic Geochemistry, 11, 513-527
- Deng, Y.H., (2015). Formation mechanism and exploration practice of large-medium buried hill oil fields in Bohai Sea (in Chinese with English abstract). Acta Petrolei Sinica, 31(3), 253-261
- Deng, Y.H. and Peng, W.X., (2009). Discovering large buriedhill oil and gas fields of migmatitic granite on Jinzhou 25-1S in Bohai Sea (in Chinese with English abstract). China Offshore Oil and Gas, 21 (3), 145-150
- 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
- Dou, L., Wang, J., Wang, R., Wei, X. and Shrivastava, C., (2018); Precambrian basement reservoirs: Case study from the northern Bongor Basin, the Republic of Chad. AAPG Bulletin, 102 (9), 1803-1824
- 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
- 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
- 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
- Gao, X.L., (2012). Precambrian base structure and reservoir characteristics of Chengdao oilfield in Bohai Bay Basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 34(1), 45-49
- 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
- Ginfder, D. and Fielding, K., (2005). The petroleum system and future potential of the South Sumatra Basin: IPA05-G039: Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention & Exhibition, Jakarta, Indonesia, August 30–September 1, 2005, 67-90.
- 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
- 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*, <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2017.06.002>
- Harrelson, D.W., (1989). Hydrocarbon occurrences in igneous and metamorphic rocks: The plays of the 1990's. *Transactions of the Gulf Coast Association of Geological Societies*, XXXIX, 85-95
- 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. doi: 10.1144/SP278.8
- Hunt, J.M., (1995). *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company, New York. 743 p.
- Kocatürk, H., (2016). Uludağın Güneyinde Gelişmiş Granitoyidik İntrüzyonlarla İlişkili Cevherleşmelerin Jeodinamik olarak Değerlendirilmesi. *İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi*, 66 s.

- Koning, T., (2003). Oil and gas production from basement reservoirs: examples from Indonesia, USA and Vietnam, in Petford, N., and McCaffrey, K.J.W., eds., *Hydrocarbons in Crystalline Rocks*, Geological Society, London, Special Publications, 214, 83-92
- 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
- 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
- Landes, K.K., Amoruso, J.J., Charlesworth, L.J., Heany, F. and Lesperance, P.J., (1960). Petroleum resources in basement rocks. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 44, 1682-1691
- Liu, S., Qi, S., Luo, Z., Liu, F., Ding, Y., Huang, H., Chen, Z., 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
- McNaughton, D.A., (1953). Dilatancy in migration and accumulation of oil in metamorphic rocks. *AAPG Bulletin*, 37(2), 217-231
- 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
- Nani, A.S. and Albanna, K., (2008). Hydrocarbon discoveries in the fractured granitic and metamorphic basement rocks in Yemen and worldwide: International Geological Congress, Abstracts, v. 33, 1202819
- Nelson, R.A., Bueno, E., Moldovanyi, E.P., Matcek, C.C. and Azqirixaga, I., (2000). Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin, Venezuela. *AAPG Bulletin*, 84 (11), 1791-1809
- Nelson, R.A., (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, 2nd Edition: Gulf Publishing Company Book Division, 332 p.
- Nettleton, L.L., (1976). *Gravity and Magnetics in Oil Prospecting*. McGraw-Hill, 464 p.
- Okay, A. and Göncüoğlu, C., (2004). The Karakaya complex: A review of data and concepts. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 13, 77-95
- Okay, I.A., Satır, M., Zattin, M., Cavazza, W. and Topuz, G., (2008). An Oligocene ductile strike-slip shear zone: The Uludağ Massif, northwest Turkey- Implications for the westward translation of Anatolia. *GSA Bulletin*, 120 (7/8), 893-911
- 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
- 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 sistemini 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 Palabiyik, Y., (2020a). Petrol ve doğalgaz kaynak kayası, ofiyolitler, manto sorgucu ve toplu yokolma arasındaki ilişkilere göre Türkiye'nin petrol ve doğalgaz potansiyeli. 4. Uluslararası Bilimsel Çalışmalar Kongresi, 28-30 Eylül 2020 (baskıda)
- Özdemir, A. ve Palabiyik, Y., (2020b). Doğu Pontidler'de olasılıkla Jura-Kretase riftleşmeleri ile ilişkili hidrokarbon oluşumu ve türümü için bulgular. 4. Uluslararası Bilimsel Çalışmalar Kongresi, 28-30 Eylül 2020 (baskıda)
- Özdemir, A., Karataş, A., Palabiyik, Y., Yaşar, E., and Sahinoglu, 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., Palabiyik, Y., Karataş, A., and Sahinoglu, A., (2020b). Organic geochemical evidence of the working petroleum system in Beypazarı Neogene Basin and potential traps (Northwest Central Anatolia, Turkey). Turkish Journal of Geosciences, 1(2), 35-52
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., Karataş, A. and Sahinoglu, A., (2020c). Suda Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) analizi ile Kızılırmak Grabeni'nin (Nevşehir) hidrokarbon potansiyelinin araştırılması. Adıyaman Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi (baskıda)
- Palabiyik, 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 (baskıda)
- Parnell, J., (1988). Migration of biogenic hydrocarbons into granites: A review of hydrocarbons in British plutons. Marine and Petroleum Geology, 5, 385-396
- P'an, C-H., (1982). Petroleum in basement rocks. AAPG Bulletin, 66 (10), 1597-1643
- Paşteka, R., (2000). 2D semi-automated interpretation methods in gravimetry and magnetometry. Acta Geologica Universitatis Comeniana, 55, 5-50
- 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
- Petford, N. and McCaffrey, K.J.W., (2003). Hydrocarbons in Crystalline Rocks. Geological Society Special Publication 214, 242 p.
- 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
- Pişkin, A.İ., (1998). Bursa-Uludağ Volfram ve Skarn Mineralizasyonunun Ekonomik Değerlendirilmesi. İstanbul Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 50 s.
- Sakroon, S.A., (2008). Effect of oilfield brine on groundwater quality in Marmul area, Sultanate of Oman. United Arab Emirates University, MSc. Thesis, 146 p.
- Salah, M.G., and Alsharhan, A.S., (1998). The Precambrian basement, a major reservoir in the rifted basin, Gulf of Suez. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 19 (3-4), 201-222
- 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
- Satyanaryana, P., Sinha, P.K. Gupta, D.K., Sathe, A.V. and Katuyar, G.C., (2010) Hydrocarbon prospectivity of the basement of Mumbai High Field: 8th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, February 1-10, 2010, Madhapur, Hyderabad, India, 6 p.
- Sayit, K., (2010). Geochemistry and Petrogenesis of the Oceanic Island and Subduction-Related Assemblages from The Paleotethyan Karakaya Subduction/Accretion Complex, Central and Northwest Turkey. Ortadoğu Teknik Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi, 204 s.
- Schutter, S.R., (2003). Hydrocarbon occurrence and exploration in and around igneous rocks. *in* Petford, N., and McCaffrey, K.J.W., eds., Hydrocarbons in Crystalline Rocks, Geological Society Special Publications, 214, 7-33
- Shanmugam, G., (1985). Significance of coniferous rain forests and related oil, Gippsland Basin, Australia. *AAPG Bulletin*, 69, 1241-1254
- Sorenson, R.P., (2005). A dynamic model for the Permian Panhandle and Hugoton fields, western Anadarko basin. *AAPG Bulletin*, 89(7), 921-938
- 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, <https://doi.org/10.1190/1.1441474>
- 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
- Tamagawa, T. and Pollard, D.D., (2008). Fracture permeability created by perturbed stress fields around active faults in a fractured basement reservoir. *AAPG Bulletin*, 92(6), 743-764

- 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=>
- Tissot, B.P. and Welte, D.H., (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, 699 p.
- Tong, X.G. and Huang, Z., (1991). Buried-hill discoveries of the Damintun Depression in north China. *AAPG Bulletin*, 75(4), 780-794
- Topuz, G. and Okay, A.I., (2017). Late Eocene-Early Oligocene two-mica granites in NW Turkey (the Uludağ Massif): Water-fluxed melting products of a mafic metagreywacke. *Lithos*, 268-271, 334-350
- 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 Švancara, J., 1983. Approximate method for direct interpretation of gravity anomalies caused by surface three-dimensional geologic structures. *Geophysics*, 48(3), 361-366, <https://doi.org/10.1190/1.1441474>)
- Tran, K.L. and Philippe, B., (1993). Oil and rock extract analysis. in *Applied Petroleum Geochemistry* (M.L., Bordenave, eds.), p. 373-394
- Trice, R., (2014). Basement exploration, West of Shetlands. Progress in opening a new play on the UKCS, in S. J. C. Cannon and D. Ellis, eds., *Hydrocarbon exploration to exploitation west of Shetlands*, Geological Society, London, Special Publications, 397, 81-105
- 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.
- Williams, J.J., (1972). Augila field, Libya, depositional environment and diagenesis of sediment reservoir and description of igneous reservoir. in R. E. King, ed., *Stratigraphic oil and gas field: AAPG Memoir*. 16, 623-632
- Younes, A.I., Engelder, T. and Bosworth, W., (1998). Fracture distribution in faulted basement block, Gulf of Suez, Egypt, in M. P. Coward, T. S. Daltaban, and H. Johnson, eds., *Structural geology in reservoir characterization: Geological Society, London, Special Publications*, 127, 167-190
- Yurdagül, A., (2004). *Uludağ Granitoidinin Litojeokimyasal İncelenmesi*. İstanbul Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 139 s.
- 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. *Ground Water Monitoring & Remediation*, 23(3), 95-104
- Zou, C. (2013). *Unconventional Petroleum Geology*. Elsevier, 384 p.