

SUDA TOPLAM PETROL HİDROKARBONLARI (TPH) ANALİZİ İLE KIZILIRMAK GRABENİ'NİN (NEVŞEHİR) HİDROKARBON POTANSİYELİNİN ARAŞTIRILMASI

Adil ÖZDEMİR^{1*}, Yıldırım PALABIYIK², Atilla KARATAŞ³, Alperen ŞAHİNOĞLU⁴

¹Adil Özdemir Mühendislik ve Danışmanlık, Ankara 06570, Türkiye

²İstanbul Teknik Üniversitesi, Maden Fakültesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul, 34398, Türkiye

³Marmara Üniversitesi, Fen-Edebiyat Fakültesi, Coğrafya Bölümü, İstanbul, 34722, Türkiye

⁴İstanbul Esenyurt Üniversitesi, Meslek Yüksekokulu, İstanbul, 34510, Türkiye

Geliş tarihi: 22.09.2020 Kabul tarihi: 09.08.2020

ÖZET

Volkanosedimanter birimlerden oluşan Kızılırmak Grabeni'nde kayatuzu oluşumları bulunmakta olup, önceki çalışmalarda bu tuz oluşumlarının diapirik bir yapıya sahip olduğu belirtilmiştir. Komşu havza olan Ayhan Havzası, bitümlü şeyl ve işletilen kömür yatakları içermektedir. Bu nedenle, Ayhan havzasındaki bu birimlerden hidrokarbon türünün olabileceği öngörüsüyle bu çalışmada, Kızılırmak Grabeni'nin hidrokarbon potansiyelinin doğal 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 hidrokarbonlarca zengin sular, gravite ve manyetik veriler ile çalışma alanında belirlenmiş olan olası tuz diyapiri ile ilişkili çalışan bir hidrokarbon sisteminin varlığı için kanıt olarak değerlendirilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Rezervuar hedefli petrol ve doğalgaz arama, Suda TPH analizi, Hidrokarbonca zengin sular, Yeraltısuyu hidrokarbon kirliliği, Tuz diyapiri

INVESTIGATION OF HYDROCARBON POTENTIAL OF KIZILIRMAK GRABEN (CENTRAL ANATOLIA) BY TOTAL PETROLEUM HYDROCARBONS (TPH) IN WATER ANALYSIS

ABSTRACT

Salt formations exist in Kızılırmak Graben (Central Anatolia, Turkey), which consists of volcano-sedimentary units, and it was stated in previous studies that these formations have a diapiric structure. The adjacent basin, Ayhan Basin, contains bituminous shale and operated coal deposits. For this reason, in this study, it is aimed to investigate the oil and gas potential of the Kızılırmak Graben by conducting TPH (Total Petroleum Hydrocarbons) analysis on the samples taken from natural cold-water resources by making use of the thought that hydrocarbon generation may come into existence from those units in the Ayhan basin. As a consequence of the analyses performed, hydrocarbons have been brought into the open in all the water samples. The organic geochemical methods have been used to find out the source of hydrocarbons determined in the water resources. The disclosed n-alkane hydrocarbons are the mature petroleum hydrocarbons derived from peat/coal type organic matter (Type III kerogen, gas-prone). These mature hydrocarbon-rich waters can be regarded as evidence for the availability of a working hydrocarbon system associated with possible salt diapir identified by using gravity and magnetic data obtained from the study area.

Keywords: Reservoir-targeted petroleum exploration, TPH in water analysis, Hydrocarbon-rich water, Groudwater hydrocarbon contamination, Salt dome

* e-posta: ¹ adilozdemir2000@yahoo.com ORCID ID <https://orcid.org/0000-0002-3975-2846>

² palabiyik@itu.edu.tr ORCID ID <https://orcid.org/0000-0002-6452-2858>

³ atilla.karatas@marmara.edu.tr ORCID ID <https://orcid.org/0000-0001-9159-6804>

⁴ alperensahinoglu@esenyurt.edu.tr ORCID <https://orcid.org/0000-0002-1930-6574>

1. Giriş

Çalışma alanı, coğrafi olarak Orta Anadolu bölgesinde ve Kırşehir Masifi içerisinde olup, Orta Anadolu Fay Zonu'nun batısında ve Tuzgözü Fay Zonu'nun doğusunda kalan bölgede yer almaktadır. Çalışma alanı ve civarında, Salanda ve Dadağı fayları arasında yükselen kesimler, Hırka ve Ziyarettepe horstu olarak, horstun kuzeybatısındaki alan Kuyulukışla Grabeni, güneyindeki alan ise Demircioğlu [1] tarafından Kızılırmak Grabeni olarak adlandırılmıştır (Şekil 1), Koçyiğit ve Duran [2] tarafından, Salanda Çek-Ayır Havzası olarak adlandırılmıştır. İnceleme alanında, Paleozoyik-Kuvaterner yaşlı birimler bulunmaktadır. En yaşlı birim, Paleozoyik-Mezozoyik yaşlı metamorfik kayalardır. Bu birimleri, Tersiyer yaşlı sedimanter birimler uyumsuz olarak örtmektedir. Denizel birimler, Geç Paleosen-Orta Eosen yaşlıdır. Bölgedeki iklim şartları ve tektonizmaya bağlı olarak Miyosen ve sonrasında küçük boyutlu çanakçıklar içerisinde göl ortamları gelişmiştir. Bölgede, farklı yaşlı ve litolojilerde Akarsu ortamında oluşan birimler de görülmektedir. Çalışma alanı ve çevresinde, magmatik kayalar da oldukça yaygındır. Bu nedenle bölge, Kapadokya Volkanik Alanı olarak da adlandırılmaktadır [1]. Çalışma alanında, Alpin Orojenez Fazları etkin olmuştur ve faylar ve kıvrımlar gelişmiştir. KB-GD gidişli Tuzköy Fay Seti, Salanda, Tuzköy, Yüksekli ve Gülşehir fayları da, çalışma alanındaki önemli faylardır (Şekil 2).

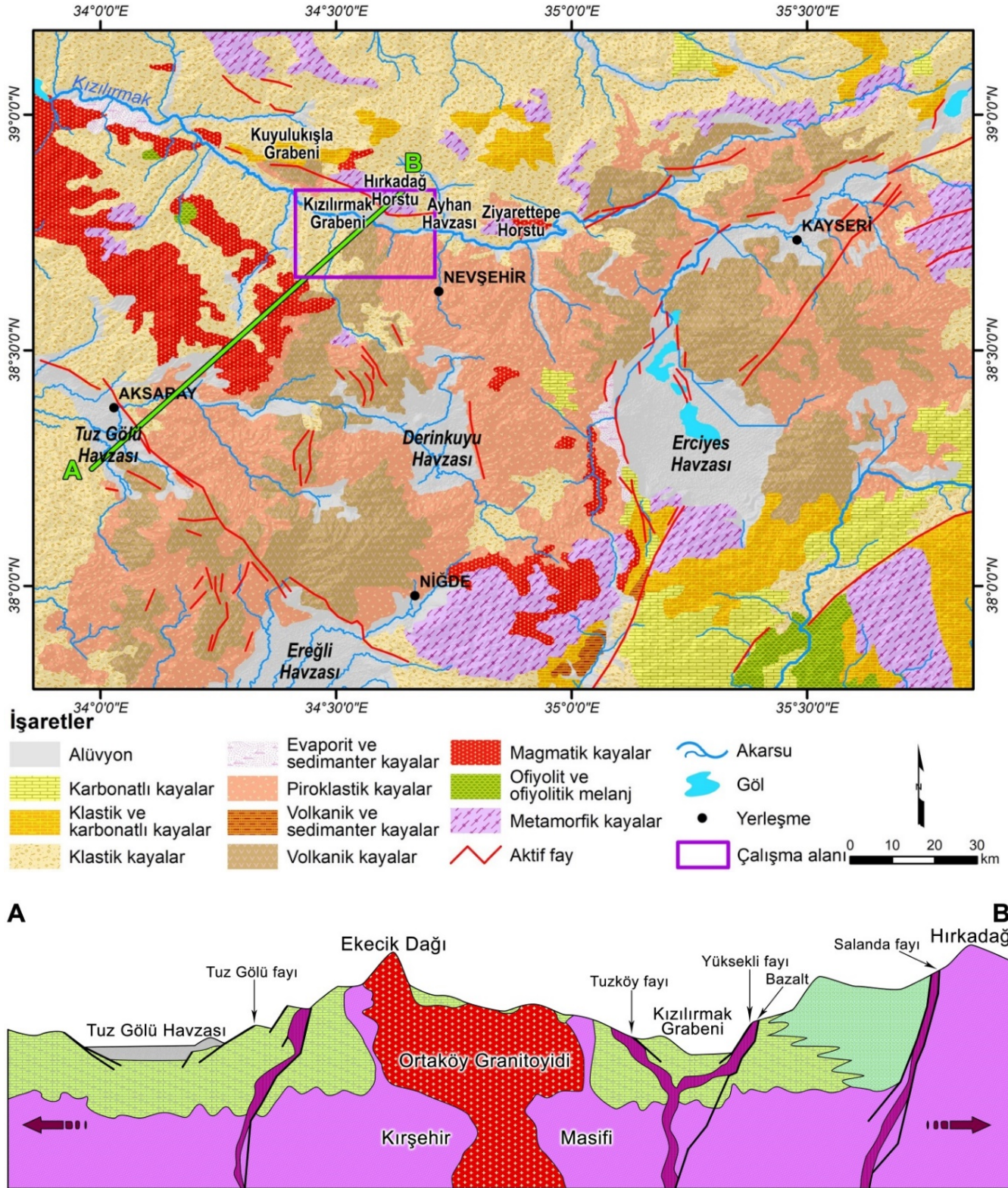
Türkiye'de genellikle Tersiyer yaşlı kalın doğal tuz yatakları bulunmaktadır. Ana tuz yatakları; İç Anadolu (Çankırı ve Nevşehir bölgeleri), Doğu Anadolu (Erzurum bölgesi), Güneydoğu Anadolu (Çukurova bölgesi) ve Tuz Gölü bölgesinde yer almaktadır (Şekil 3) [3]. Çalışma alanında (Nevşehir bölgesi) yeralan Tuzköy tuz yatağının yüzeyden derinliği 60 m, kalınlığı ise 150 m'dir (Şekil 2). Yatakta, 75 milyon ton görünür, 96 milyon ton muhtemel, 959 milyon ton mümkün NaCl rezervi saptanmıştır. Gülşehir'deki kaya tuzu varlığı, sadece Tuzköy kayatuzu yatağı ile sınırlı değildir. Tuz oluşumları, yatak dışında da devam etmektedir [4,5]. KB-GD uzanımlı bir antiklinale uygun olarak kıvrımlanmış olan kaya tuzu yatağı, genç birimler tarafından örtülmektedir [6,7]. İnceleme alanındaki kayatuzu oluşumları, diyapirik bir yapıya sahiptir [8].

Dünya'da tuz yapıları ile ilişkili pekçok petrol ve doğalgaz üretim sahası bulunmaktadır. Türkiye'deki tuz yapılarında bugüne kadar ekonomik üretim yapılabilecek herhangi bir hidrokarbon sahası keşfi yapılamamış ve bu tuz yapılarının hidrokarbon potansiyeli de belirlenememiştir. Bu nedenle, bu çalışmada, Bilginer [8] tarafından diyapirik ve derin bir yapıya sahip olduğu ve Ünüçök [5] tarafından yatak dışında da devam ettiği belirtilen tuz yapısının ve hidrokarbon potansiyelinin belirlenmesi amaçlanmıştır. Bu amaçla, ilk olarak tuz yapısının rejyonel gravite ve havadan manyetik verilerle muhtemel sınırları belirlenmiştir. Daha sonra, belirlenen sınırlar içerisindeki ve çevresindeki doğal su kaynaklarından alınan örnekler üzerinde TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizleri yapılmıştır. Yapılan analizler sonucunda, su numunelerinin tamamında olgun petrol hidrokarbonları tespit edilmiştir. Tespit edilen olgun hidrokarbonlar, inceleme alanındaki olası tuz diyapiri ile ilişkili çalışan petrol sistemi için bir kanıt olarak değerlendirilmektedir.

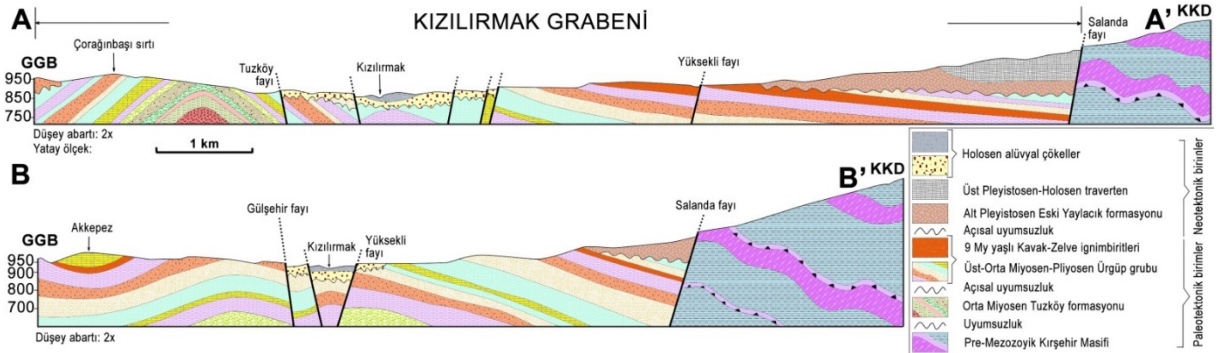
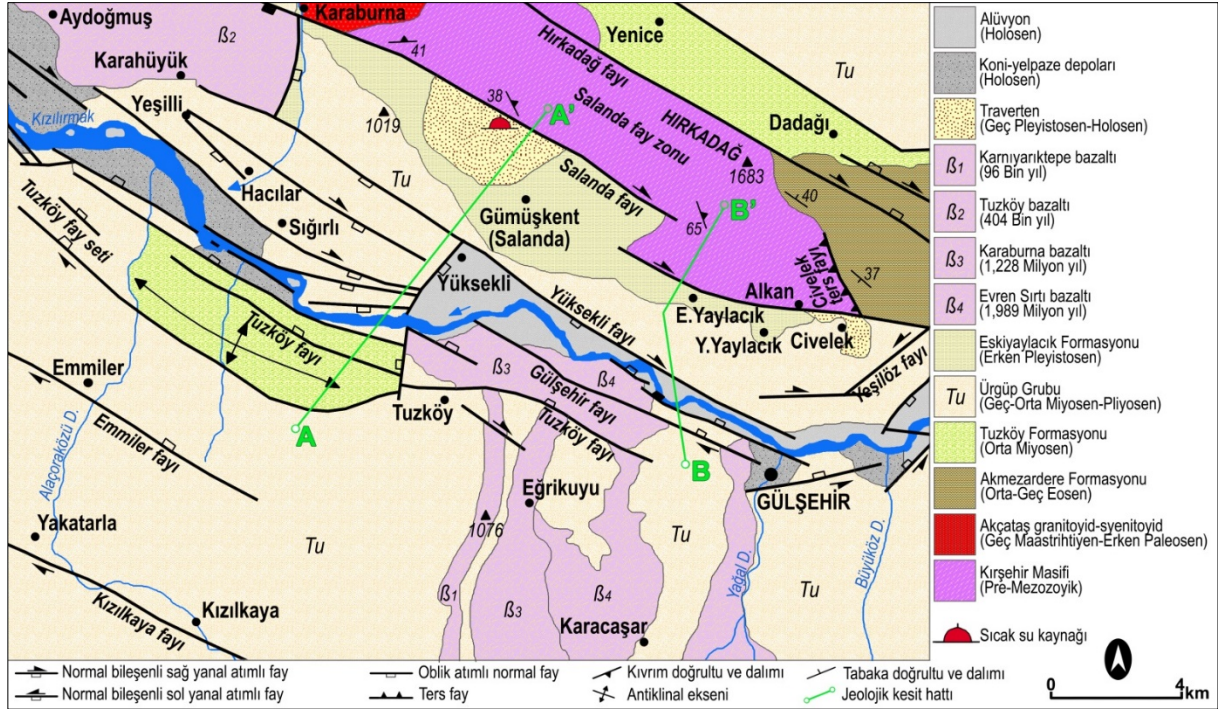
2. Materyal ve Yöntem

Eymold ve diğ. [9], kaya gazı içeren havza formasyonları üzerindeki sığ yeraltısularının hidrokarbonlarca zengin olduğunu ve hidrokarbonlarca zengin bu sulardaki hidrokarbonların, derindeki kaynak kayalardan sığ akiferlere göç ettiğini ifade etmişlerdir. Kreuzer ve diğ. [10], 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 bildirmişlerdir. Dultsev ve Chernykh [11], yeraltındaki hidrokarbon birikimleri etrafındaki hidrokarbonca zengin suların petrol ve doğalgaz aramak için çok iyi bir jeokimyasal araç olduğunu ortaya koymuşlardır. Özdemir ve Palabıyık [12], paleocoğrafik ve paleotektonik verilere göre, Türkiye'nin Paleozoyik-Miyosen aralığında oluşmuş zengin bir petrol kaynak kayası varlığına sahip olduğuna işaret etmektedir. Buna ilaveten, Türkiye kara alanlarının çoğunluğunun genç alüvyonlar, genç volkanikler, ofiyolitler ve ofiyolitik melanjlarla kaplı

olduğunu, bu nedenle de Türkiye kara alanlarının petrol ve doğalgaz potansiyelinin klasik jeokimyasal yöntemlerle (kaynak kaya hedefli olarak) araştırılabilme olanağının son derece sınırlı olduğunu ve Türkiye’de yapılacak gelecek hidrokarbon aramalarında suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizi yönteminin kullanılması daha uygun olacağını ifade etmektedirler.



Şekil 1. Kızılırmak Grabeni yerbulduru ve jeoloji haritası ([1]'den değiştirilerek)

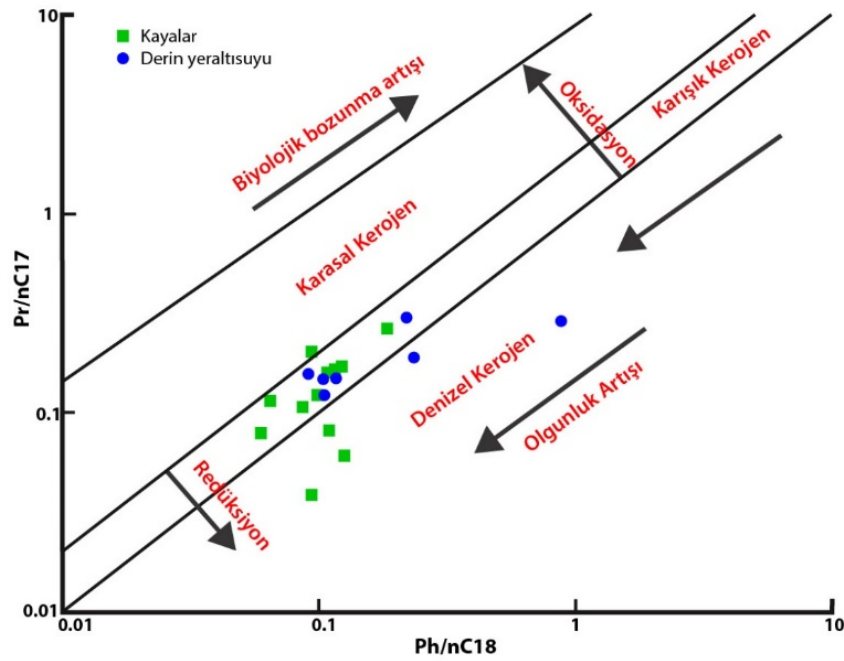


Şekil 2. Çalışma alanının jeoloji haritası ([2]'den değiştirilerek)

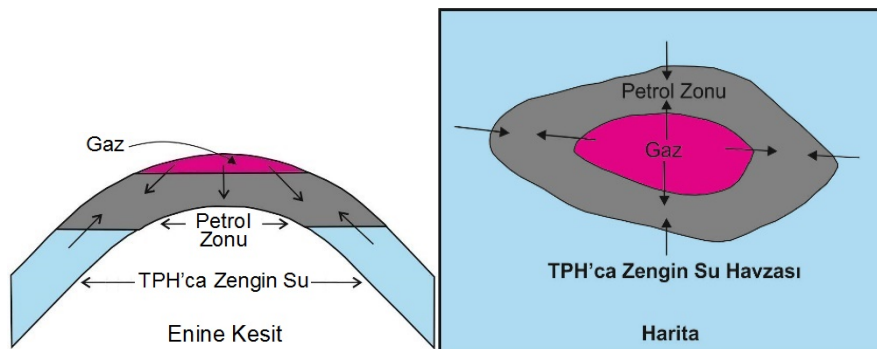


Şekil 3. Tuzköy kaya tuzu madeni (Nevşehir) yerbulduru haritası ([3]'den düzenlenmiştir).

Günümüzde, kaynak kayaların mostra vermediği örtülü veya kaynak kayaların tükenmiş/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 [13-19]. Bunun nedeni, güncel çalışmalarda kaynak kaya ve gaz numuneleri üzerinde yapılan tüm organik jeokimyasal analizlerin, suda TPH analizi ile belirlenen petrol hidrokarbonlarınca zengin yüzey ve yeraltı suları üzerinde de uygulanabildiği, aynı havzalarda/bölgelerde aynı analiz ve yorumlama sonuçlarına ulaşıldığı belirlenmiştir (Şekil 4) [20,21]. Bu çalışmalara göre, bir bölgede bir petrol ve/veya doğalgaz rezervuarının var olması durumunda, çalışma alanındaki yüzey ve yeraltısularının olgun petrol hidrokarbonlarınca zengin olması gereklidir (Şekil 5). Dolayısıyla, suda TPH analizi rezervuar hedefli petrol ve doğalgaz arama aktivitesine hizmet edecektir.



Şekil 4. Aynı bölgeden alınan kaynak kaya ve derin yeraltısuyu numunelerinin Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramı [21] (Pr: Pristan ve Ph: Fitan izoprenoid hidrokarbonlar, n-C17 ve n-C18: n-alkanlar)



Şekil 5. Birincil yöntemlerle üretim yapılan antiklinal bir petrol rezervuarının bileşenleri [20]

TPH değeri, yeraltısularının 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).

Çalışma kapsamında, bölgedeki doğal soğuksu çeşmelerinden 1 L ölçekli plastik örnekleme şişeleri ile 25 adet su numunesi alınmıştır (Şekil 6 ve 7). Su örnekleri, şebeke suyu ile ilişkili olmayan 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) 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 (Karbon Tercih İndeksi - CPI, Doğal n-alkan Oranı - NAR vb. gibi) hesaplanmıştır. Jeokimyasal değerlendirmelerde, TPH konsantrasyonları ve hesaplanan parametreler kullanılmıştır.



Şekil 6. Alınan su numunelerinin yerbulduru haritası. Sarı renkli rakamlı daireler: su numuneleri, sarı renkli poligon: Tuzköy kayatuzu madeni



Şekil 7. Çalışma alanındaki doğal su kaynaklarından ölçekli plastik örnekleme şişeleri ile su numunesi alınmasından bir görünüm

3. Bulgular ve Tartışma

Çalışma alanından alınan su numuneleri üzerinde yapılan TPH analiz sonuçları esas alınarak; sulardaki hidrokarbonların miktarı, bozunma durumu ve kaynağı, olgunluğu ve çökelme 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.

3.1. Sulardaki Hidrokarbonların Miktarı, Bozunma Durumu ve Kaynağı

Liu ve diğ. [21], hidrokarbon içeriği 0.05 mg/lt'yi aşan yeraltısuyu orijinal hidrokarbonca zengin yeraltısuyu olarak tanımlamıştır. Yüzeysel ve yeraltı suları için önerilen TPH sınır değerleri Tablo 1'de verilmiştir. TPH değerleri, Tablo 1'deki değerleri aşan yüzeysel ve yeraltı suları, hidrokarbonca zengin sulardır. İnceleme alanındaki su numunelerinin tamamında n-alkan hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Su numunelerinin TPH değerlerinin, yüzeysel ve yeraltısularında bulunması gereken hidrokarbon sınır değerlerinden oldukça yüksek olduğu görülmektedir (Tablo 1 ve 2). Dolayısıyla, su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi, inceleme alanındaki sulara hidrokarbon zenginleşmesine sebep olduğu düşünülmektedir.

Kaynak, olgunlaşma, göç ve biyolojik bozunma, hidrokarbonların bileşimindeki farklılıklardan sorumlu ana faktörlerdir. Ph/n-C18 değeri < 1 ise, biyolojik olarak bozunmamış hidrokarbonları göstermektedir [22]. Su numunelerinin tümünün Ph/n-C18 değeri, < 1'dir (Tablo 2). Bu değerlere göre, su numunelerindeki hidrokarbonlar biyolojik olarak bozunmamıştır.

Tablo 1. Yüzeysel ve yeraltısuları için önerilen TPH sınır değerleri

TPH (mg/lt)	Referans
< 0.05	[21]
< 0.1	[23]
< 0.5	[20]
< 0.2	[24]
< 0.02	[25]

CPI, n-alkan kaynağının bir göstergesi olup, 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-alkanlar olup, CPI değerinin belirgin bir şekilde > 1 (tek n-alkan tercihli) veya < 1 (çift n-alkan tercihli) olması ısısal ortamlarla ilişkili petrol ve bitümlerde gözlenmektedir [33,34]. Yüksek CPI değeri, yüksek karasal bitkilerden türemiş, olgunlaşmamış veya olgunluğu düşük organik maddeyi yansıtmaktadır [35]. CPI değerlerine göre (Tablo 2), incelenen su numunelerindeki n-alkanların kaynağı petrojenik hidrokarbonlar ve organik maddece zengin yaşlı sedimanlardır (Tablo 3).

Tablo 3. CPI değerine göre sudaki n-alkanların kaynağı [20]

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)

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

Numune No	Su kaynağı tipi	Koordinatlar		TPH (mg/lt)	CPI	TAR	P _{aq}	P _{wax}	Waxiness İndeksi	n-C17/n-C31	NAR	Pr/Ph	Pr/n-C17	Ph/n-C18	Maksimum n-alkan
		X	Y												
NG1	Doğal soğuksu	4300669	635154	0.52	1.24	-	0.28	0.72	-	0.20	0.32	4.88	0.29	0.14	C31
NG3	Mineralli su kaynağı	4300753	632969	< 0.4	1.34	-	0.26	0.74	-	0.14	-	7.67	0.39	0.13	C31
NG4	Doğal soğuksu	4299892	633152	0.72	1.35	-	0.26	0.74	-	0.15	0.25	5.84	0.26	0.10	C31
NG5	Doğal soğuksu	4297621	635602	0.56	1.36	-	0.26	0.74	-	0.19	0.23	5.95	0.29	0.09	C29
NG6	Doğal soğuksu	4291566	640269	0.64	1.18	5.79	0.29	0.71	4.80	0.14	0.37	10.87	0.24	0.09	C31
NG8	Doğal soğuksu	4288798	633507	0.62	1.41	-	0.23	0.77	-	0.21	0.25	5.30	0.27	0.11	C31
NG10	Soğuksu kuyusu	4287546	635389	0.63	1.27	7.91	0.22	0.78	-	0.14	0.37	5.68	0.28	0.12	C31
NG11	Doğal soğuksu	4292077	630459	0.68	1.82	-	0.10	0.90	5.58	0.10	0.27	9.28	0.25	0.08	C31
NG13	Tuz deşarj suyu	4292277	629466	0.57	1.26	-	0.28	0.72	-	0.15	0.29	3.63	0.21	0.13	C31
NG14	Doğal soğuksu	4291278	620839	0.53	1.36	-	0.24	0.76	-	0.15	0.25	5.45	0.30	0.10	C31
NG16	Doğal soğuksu	4287752	618043	0.72	1.26	-	0.22	0.78	-	0.13	0.37	5.61	0.23	0.10	C31
NG17	Doğal soğuksu	4292465	619808	0.41	-	-	-	-	-	0.11	-	8.43	0.40	0.09	C31
NG19	Soğuksu kuyusu	4292981	617241	0.52	1.55	-	0.17	0.83	-	0.08	0.20	10.12	0.32	0.06	C31
NG20	Doğal soğuksu	4294291	614037	0.43	1.60	7.70	0.18	0.82	4.27	0.12	0.10	9.95	0.30	0.08	C31
NG21	Soğuksu kuyusu	4301664	614292	0.48	1.90	10.03	0.07	0.93	3.63	0.22	0.12	13.05	0.30	0.05	C29
NG23	Doğal soğuksu	4301125	619556	0.53	1.71	7.91	0.12	0.88	2.95	0.11	0.08	10.00	0.24	0.06	C31
NG26	Doğal soğuksu	4302065	622556	0.65	-	7.20	-	-	-	0.17	-	15.95	0.25	0.04	C31
NG27	Doğal soğuksu	4299109	624796	0.97	1.93	7.25	0.08	0.92	3.37	0.17	0.00	4.60	0.21	0.09	C31
NG28	Keson kuyu	4296453	626478	0.80	1.72	7.01	0.11	0.89	1.92	0.22	0.00	5.52	0.19	0.10	C29
NG29	Doğal soğuksu	4295935	630637	0.63	1.93	6.89	0.07	0.93	1.86	0.17	0.05	11.60	0.23	0.05	C31
NG31	Doğal soğuksu	4294888	639800	0.60	1.75	-	0.11	0.89	-	0.17	0.02	9.82	0.26	0.05	C20
NG32	Soğuksu kuyusu	4284729	637224	0.54	1.85	-	0.11	0.89	-	0.10	0.02	7.42	0.32	0.08	C20
NG33	Doğal soğuksu	4276181	638653	0.59	1.64	-	0.17	0.83	-	0.15	0.05	18.50	0.27	0.04	C29
NG35	Mineralli su kaynağı	4282436	655103	0.47	1.66	-	0.10	0.90	-	0.32	0.12	9.43	0.24	0.07	C20
NG36	Mineralli su kuyusu	4283652	655804	0.66	1.27	-	0.10	0.90	-	0.10	-	7.43	0.25	0.07	C31

CPI = $\{[(C23+C25+C27) + (C25+C27+C29)] / [2 * (C24+C26+C28)]\}$ [26,27], TAR = $(C27+C29+C31)/(C15+C17+C19)$ [28], NAR = $[\Sigma n\text{-alk} (C_{19-32}) - 2\Sigma \text{Çift } n\text{-alk} (C_{20-32})] / \Sigma n\text{-alk} (C_{19-32})$ [29], Waxiness İndeksi: $\Sigma (n-C_{21-n-C31}) / \Sigma (n-C_{15-n-C20})$ [30], P_{aq} = $(C23+C25)/(C23+C25+C27+C29+C31)$ [31], P_{wax} = $(C27+C29+C31)/(C23+C25+C27+C29+C31)$ [32], - : hesaplanmadı

Petrojenik kaynaklar; ham petrol, kömür vb. gibi yanmamış fosil kaynaklarıdır [36]. Sulardaki veya çevresel ortamdaki hidrokarbonların kaynağını belirlemek için NAR (Doğal n-alkan Oranı) kısaltmalı bir oran geliştirilmiştir [29]. Bu oran, petrojenik hidrokarbonlar için sıfırdır veya sıfıra oldukça yakındır. Petrojenik kaynaklar dışındaki hidrokarbonların NAR oranı çok yüksektir. NAR oranına göre (Tablo 2), çalışma alanındaki su numunelerindeki n-alkan hidrokarbonlar, petrojenik hidrokarbonlardır.

TAR (Karasal/sucul hidrokarbon oranı), karasal organik maddeden türeyen n-alkanların, sucul alglerden türeyen n-alkanlara oranını yansıtmaktadır [28,37-39]. Yüksek TAR değerleri (> 1), karasal bitki kaynağını ve düşük değerler (< 1) denizel alg kaynağını gösterir [40]. TAR değeri, incelenen su örnekleri için oldukça yüksek değerlerde hesaplanmıştır (> 1) (Tablo 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 kullanılmaktadır. Bu indeks, bölgesel karasal organik maddenin ekstraktlara yüksek moleküler ağırlıklı n-alkan bileşenlerine katkıda bulunduğu varsayımına dayanır [30]. Çalışma alanındaki su numunelerinin yüksek miktarda karasal bitki türevli biyobelirteçleri yansıtan yüksek Waxiness değerlerine sahip olduğu görülmektedir (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 etmektedir. Yüksek değerler (> 2) denizel algleri, düşük değerler (< 2) ise karasal bitki kaynağını ifade etmektedir [41]. İncelenen örneklerin n-C17/n-C31 oranı 0.08-0.32 arasında değişmekte olup, karasal organik maddeyi işaret etmektedir. Bu sonuç, TAR ve Waxiness değerleri ile tutarlı olarak gözlenmektedir.

P_{aq} ve P_{wax} parametreleri hesaplanarak, organik maddeyi oluşturan bitki türleri ve ortamın paleoiklimsel koşulları hakkında bazı yorumlar yapılabilmektedir (Zheng ve diğ., 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 [30]. 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 [32]. P_{wax} değerlerine göre (Tablo 2), incelenen su numunelerindeki hidrokarbonları türeten organik maddenin oluştuğu ortam, kuru iklim koşullarıdır.

Tablo 4. CPI değerine göre hidrokarbonların olgunluk derecesi ([42]'den düzenlenmiştir) (bkz. Şekil 8).

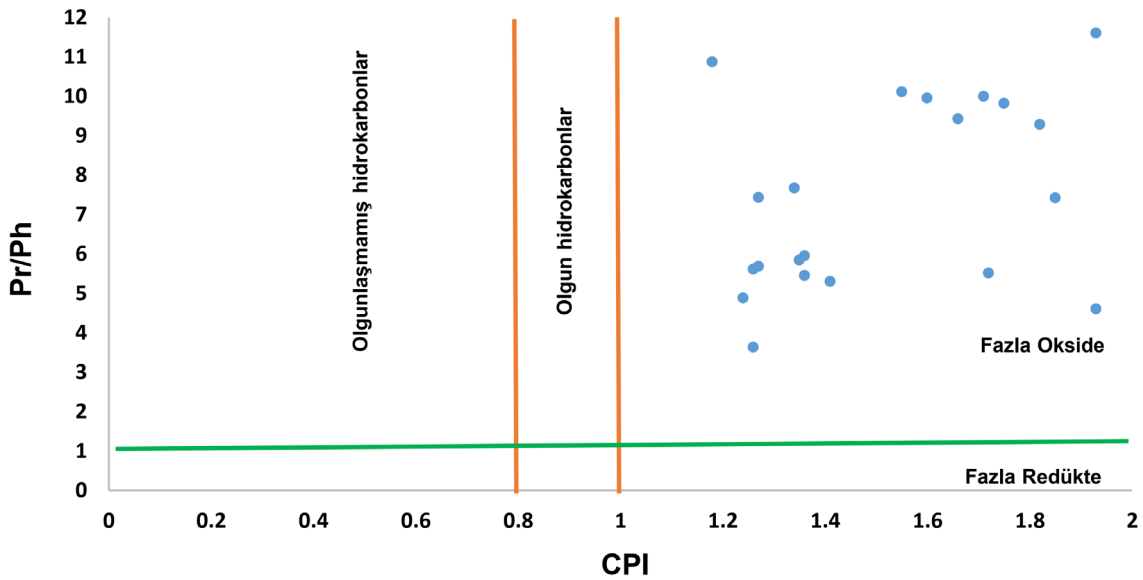
CPI	Olgunluk
> 1	Olgun (fazla okside-fazla redükte)
$0.8 - 1$	Olgun
< 0.8	Olgunlaşmamış

Pr/n-C17 ve Ph/n-C18 oranlarının hidrokarbonların kıyaslanması için geniş bir kullanım alanı bulunmaktadır. Bu amaçla, hidrokarbonları kıyaslamak için Pr/n-C17'nin Ph/n-C18 diyagramı kullanılmıştır [22]. 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 bilinmektedir. Daha düşük değerler, aynı sekansın diğer bölümlerine kıyasla daha az oksik koşulları gösterebilir [43]. İncelenen su numunelerinin Pr/n-C17 - Ph/n-C18 ve Pr/n-C17 - Pr/Ph diyagramlarındaki konumlarına göre, hidrokarbonları türeten kaynak kayaların baskın olarak oksik karasal ortamda (Tip-III kerojen, gaz eğilimli) çökeldiği ve hidrokarbonların olgun seviyede oldukları gözlenmektedir (Şekil 8-12 ve Tablo 5).

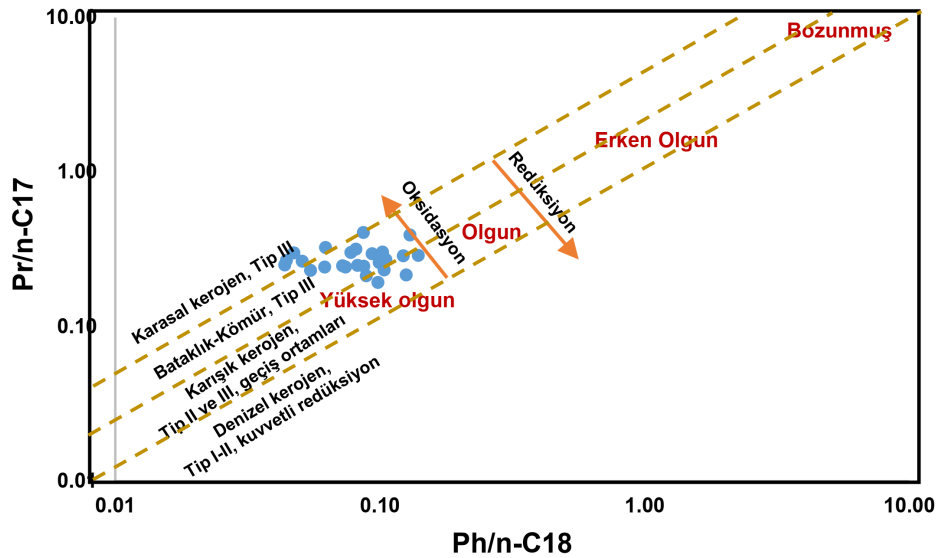
3.2. Sulardaki Hidrokarbonların Olgunluğu ve Çökeltme Ortamının Redoks Koşulları

CPI değeri, olgun hidrokarbonlarda 1'dir veya 1'e yakındır [44]. Onojake ve diğ. [42] çalışmalarında, CPI değerlerini esas alarak hidrokarbonları olgunluklarına göre sınıflandırmışlardır (Tablo 4). Bu sınıflamaya göre, incelenen su numunelerindeki (Tablo 2) hidrokarbonlar olgundur (fazla okside).

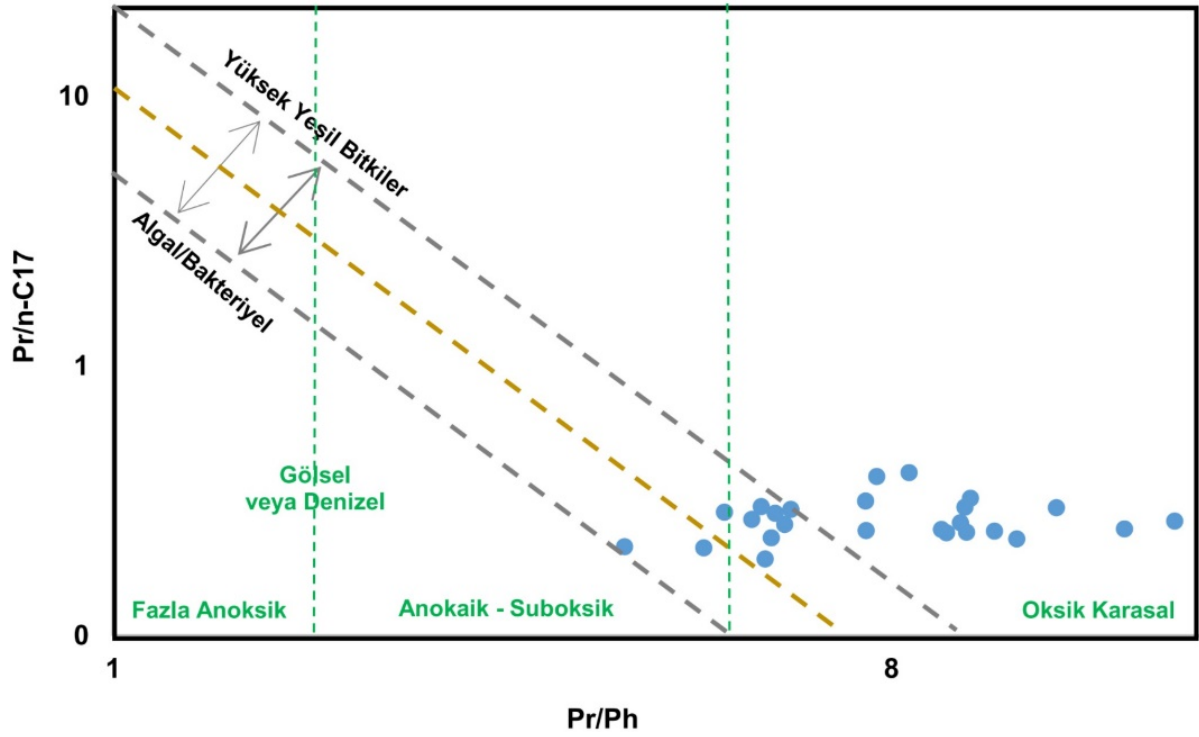
Pr/Ph oranı, çökeltme ortamının redoks potansiyelini yansıtmaktadır. $Pr/Ph < 1$ ise anoksik, $Pr/Ph > 1$ ise oksik çökeltme ortamını işaret etmektedir. Yüksek Pr/Ph oranları, oksik bir paleoortamda birikmiş, önemli bir karasal katkı olan kaynak kayadan türeyen hidrokarbonları gösterir [22,45]. İncelenen su numuneleri, 3.63 - 18.50 arasında değişen genellikle yüksek Pr/Ph oranına sahiptir. Dolayısıyla, incelenen su numunelerindeki hidrokarbonlar, oksik ortamda ($Pr/Ph > 1$) depolanmış sedimanlardan türemiştir (Tablo 2). Pr/Ph oranı, olgunlukluğun değerlendirilmesinde de kullanılmaktadır [46]. Pr/Ph-CPI diyagramında, incelenen su numunelerindeki hidrokarbonların fazla okside alanda bulunmaktadır ve olgunluk düzeyleri birbirine yakındır (Şekil 8).



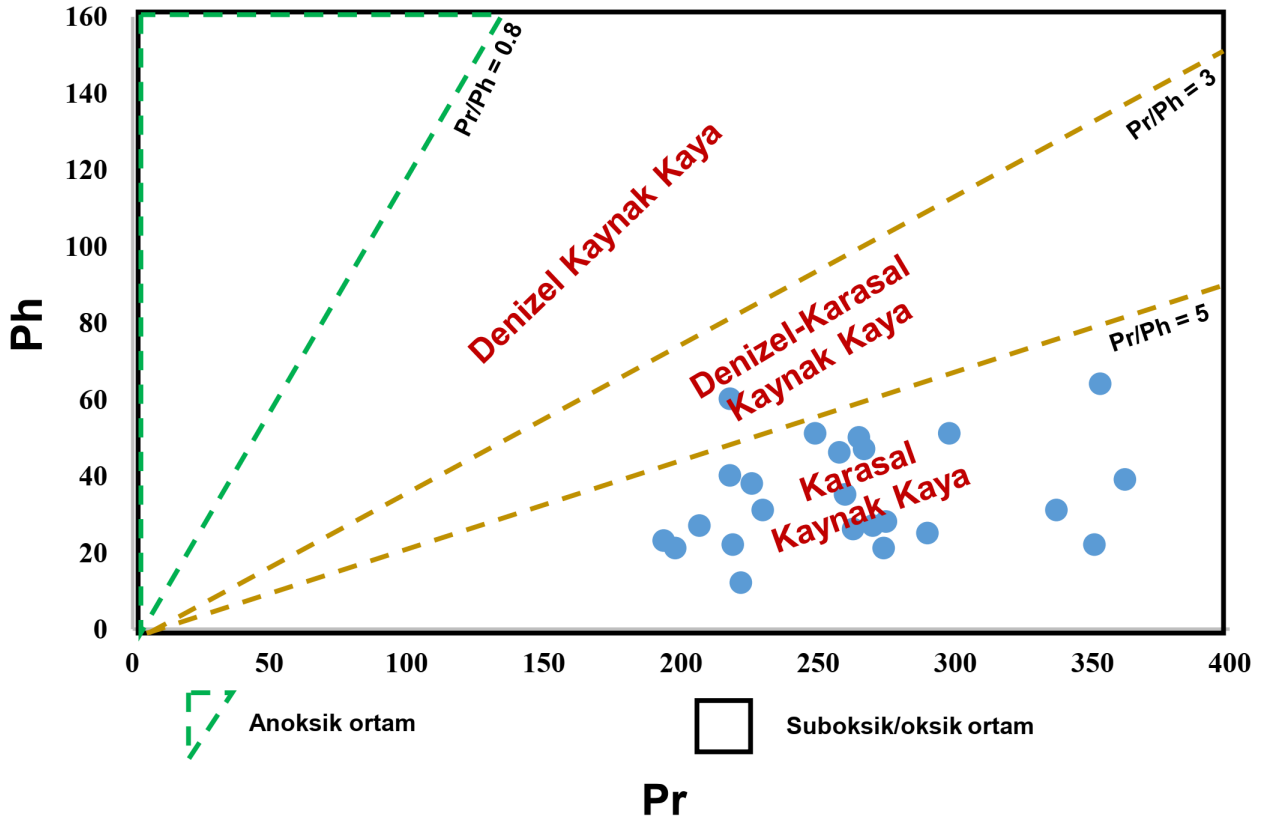
Şekil 8. Su numunelerinin Pr/Ph - CPI diyagramı (diyagram: [42]'den).



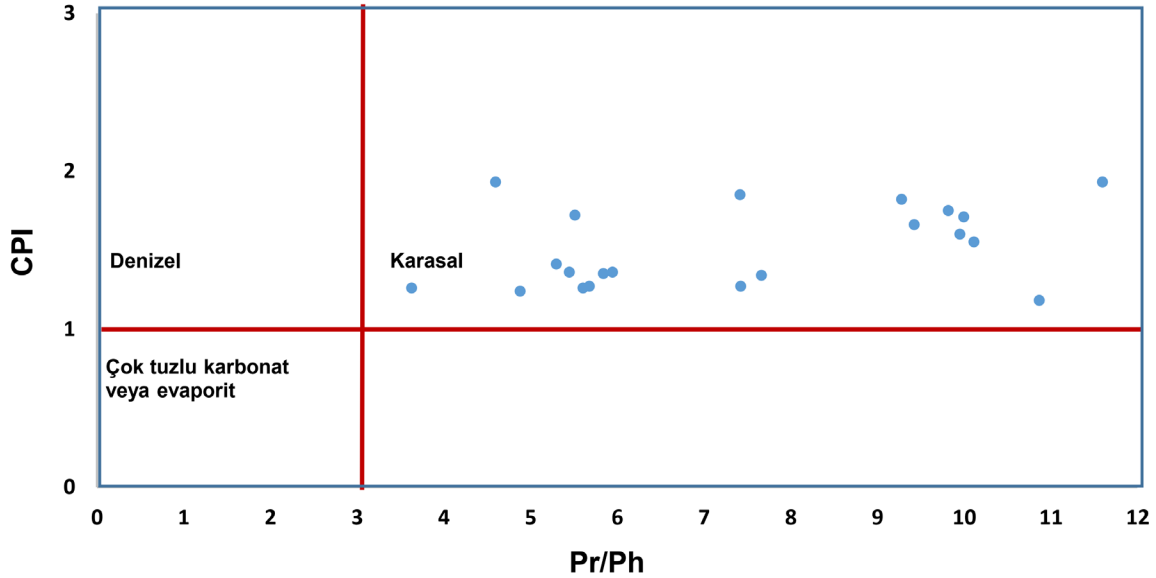
Şekil 9. Su numunelerinin Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramı (diyagram: [47]'den).



Şekil 10. Su numunelerinin Pr/n-C17-Pr/Ph diyagramı (diyagram: [48-50]'den).



Şekil 11. Su numunelerinin Ph/Pr diyagramı (diyagram: [51]'den).



Şekil 12. Su numunelerinin CPI - Pr/Ph diyagramı (diyagram: [52]'den).

Tablo 5. Pr/Ph değerine göre hidrokarbonların kaynak kayası ve ortam ([51]'den düzenlenmiştir) (bkz. Şekil 11).

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

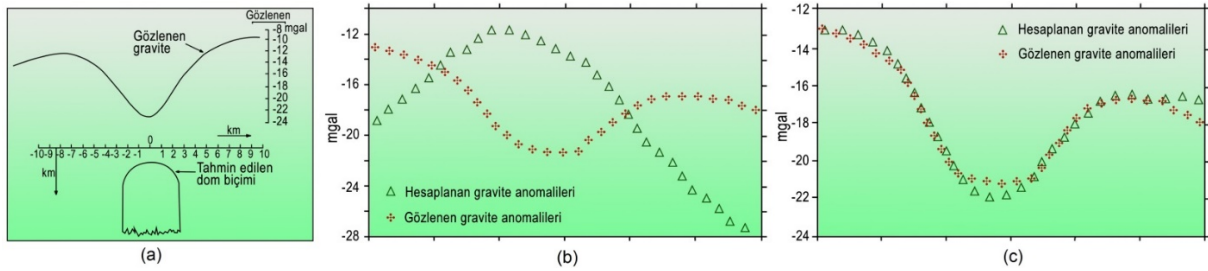
3.3. İnceleme Alanının Havadan Manyetik ve Gravite Haritalarının Jeolojik Yorumu

Gravite ve manyetik verilerinin petrol ve doğalgaz aramalarında kullanımına yönelik yöntemleri ve saha uygulamalarını içeren çok sayıda çalışma mevcuttur [13-15,17,18, 53-64]. Gravite ve manyetik anomali analizi, Batı Sibirya'da hidrokarbon arama ve keşfinin yarım yüzyıldan bugüne kalıcı bir bileşeni olmuştur [59]. 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 oldukça önemlidir. Bununla birlikte, 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.

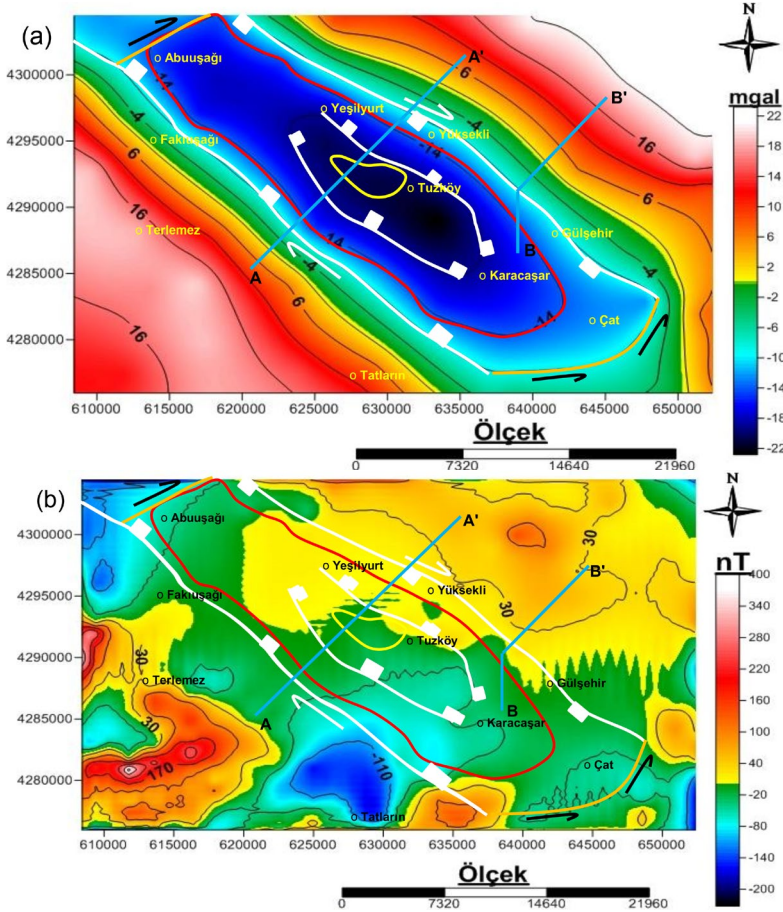
Tuz diyapiri-domu yapıları, negatif gravite anomalileri (ters gravite anomalisi) ile karakterizedir [53,65-72]. Jallouli ve diğ. [67], tuz domlarında gözlenen gravite anomalisinin yanlış yorumlanması sonucunda hesaplanan gravite anomalisinin pozitif gravite anomalisi üretilebileceğini, fakat hesaplanan gravite anomalisinin gözlenen gravite anomalisi ile uyumlu olarak negatif gravite anomalisi üretmesi gerektiğini belirtmiştir (Şekil 12). Kayatuzu madeni içeren çalışma alanına ait gravite anomalileri de negatiftir (Şekil 14).

Çalışma alanına özel olarak bu çalışmada hazırlanmış olan gravite haritasında (Şekil 12), yoğunluğu düşük olan şeyl, kiltası, çakıltası, çamurtaşı vb. gibi sedimanter kayalar ve sleyt, fillit vb. gibi metamorfik kayalar (haritadaki yeşil, koyu ve açık mavi renkli alanlar) bulunmaktadır. Şist mermer, kuvarsit, kristalize kireçtaşı vb. gibi yoğunluğu nispeten daha yüksek olan kayalara (haritadaki kırmızı, sarı ve turuncu renkli alanlar) ait anomaliler bulunmaktadır. İnceleme alanı, doğrudan atımlı faylarla sınırlanmış olup, KB-GD ve GD-KB yönlü iki ana fay arasında kalan kısım yükselmiştir. Bu yükselen kısım, muhtemel birçok ikincil faylarla kırılmıştır.

Çalışma alanına özel olarak bu çalışmada hazırlanmış olan havadan manyetik haritada (Şekil 14), tuz, şeyl, kiltası, kireçtaşı, kumtaşı, çakıltası, çamurtaşı, silttaşı vb. gibi alanlarda manyetik özelliği olmayan tamamen sedimanter (haritadaki yeşil, koyu ve açık mavi renkli alanlar) ve şist mermer, kuvarsit, kristalize kireçtaşı vb. gibi kayalar bulunmaktadır. Ayrıca, dayklar, ofiyolitler, volkanikler vb. gibi manyetik özelliği sahip kayalara ait anomaliler bulunmaktadır (haritadaki kırmızı, sarı ve turuncu renkli alanlar). Çalışma alanı için hazırlanan gravite ve manyetik haritalarında, muhtemel sınırları belirlenmiş olan olası tuz diyapirinin hem gravite hem de manyetik anomalileri negatiftir. Bu sonuç, Koşaroğlu ve diğ. [73] verileri ile uyumludur.



Şekil 13. a. Humble tuz domu (Harris Country, Teksas, ABD) gravite anomalisi ([53]'den). b) Bir tuz domu için yanlış üretilmiş hesaplanan gravite anomalisi yorumu, c) doğru üretilmiş hesaplanan gravite anomalisi yorumu (b,c: [67]'den).

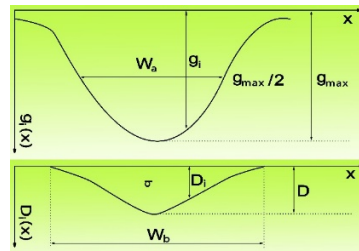


Şekil 14. İnceleme alanının gravite (a) ve manyetik (b) anomalileri renk kontur haritası. Kızıllırmak Grabeni'ndeki muhtemel doğalgaz kapanı (kırmızı renkli poligon). Beyaz renkli çizgiler: verev doğrultu atımlı faylar (tırnaklar, düşen tarafı göstermektedir), A-A' ve B-B': jeolojik kesit hatları (Şekil 3), A-A' hattı: yapı derinliğini belirlemek için alınan profil (Şekil 12).

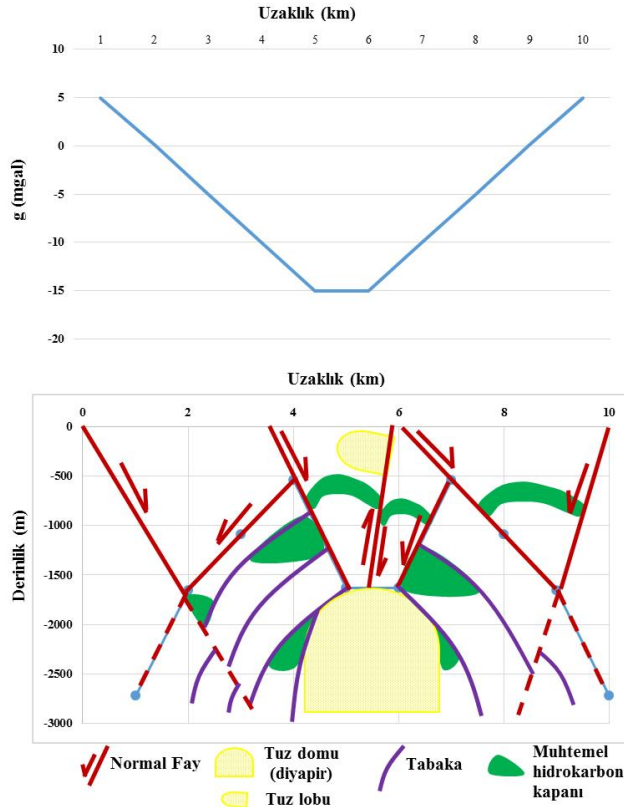
Çalışmada, iki boyutlu rezidüel gravite anomalilerini derinlik değerlerine dönüştürülebilme ve havza ve yapı derinliklerini belirlemek amacıyla, Svancara [74] ve Töpfer [75] tarafından önerilen değerlendirme yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemde, yoğunluk kontrastının bilinmesi durumunda gravite anomalisi ve parametreler arasında kurulan basit ilişkilerle sedimanter bir havza ve yapı derinliği belirlenebilmektedir. Yorumlamanın ilk adımı, anomalinin karakteristik parametrelerini belirlemektir (Şekil 15). $A = g_{\max}/W_a \times \sigma$ şeklinde tanımlanır. g_{\max} : gravite anomalisinin maksimum genliğidir (mgal). W_a : gravite anomalisinin yarı genlik ($g_{\max}/2$) değerine karşılık gelen uzaklıktır (m). σ : yoğunluk kontrastıdır (gr/cm^3). W_b : gravite anomalisinin tam genişliğidir (m) ve $W_b/W_a = (-0.056 \times A) + 1.827$ formülü ile belirlenir. D_i, g_i : gravite anomali değerine karşılık gelen derinliktir (m). D_o : düz-plaka formülünden elde edilen derinliktir (m). $D_o = 23.866 \times g_{\max}/\sigma$ formülü ile belirlenir ve birimi m'dir. D : maksimum derinliktir ve aşağıdaki formül ile belirlenmektedir.

$0 < A < 9$ 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 [75]. Çalışma alanının rezidüel gravite anomali haritasından bir A-A' profili alınmıştır (Şekil 14). A-A' profile ait anomalilere göre, olası ana tuz yapısının maksimum derinliği (D) = 1635 m olarak belirlenmiştir (Şekil 16).



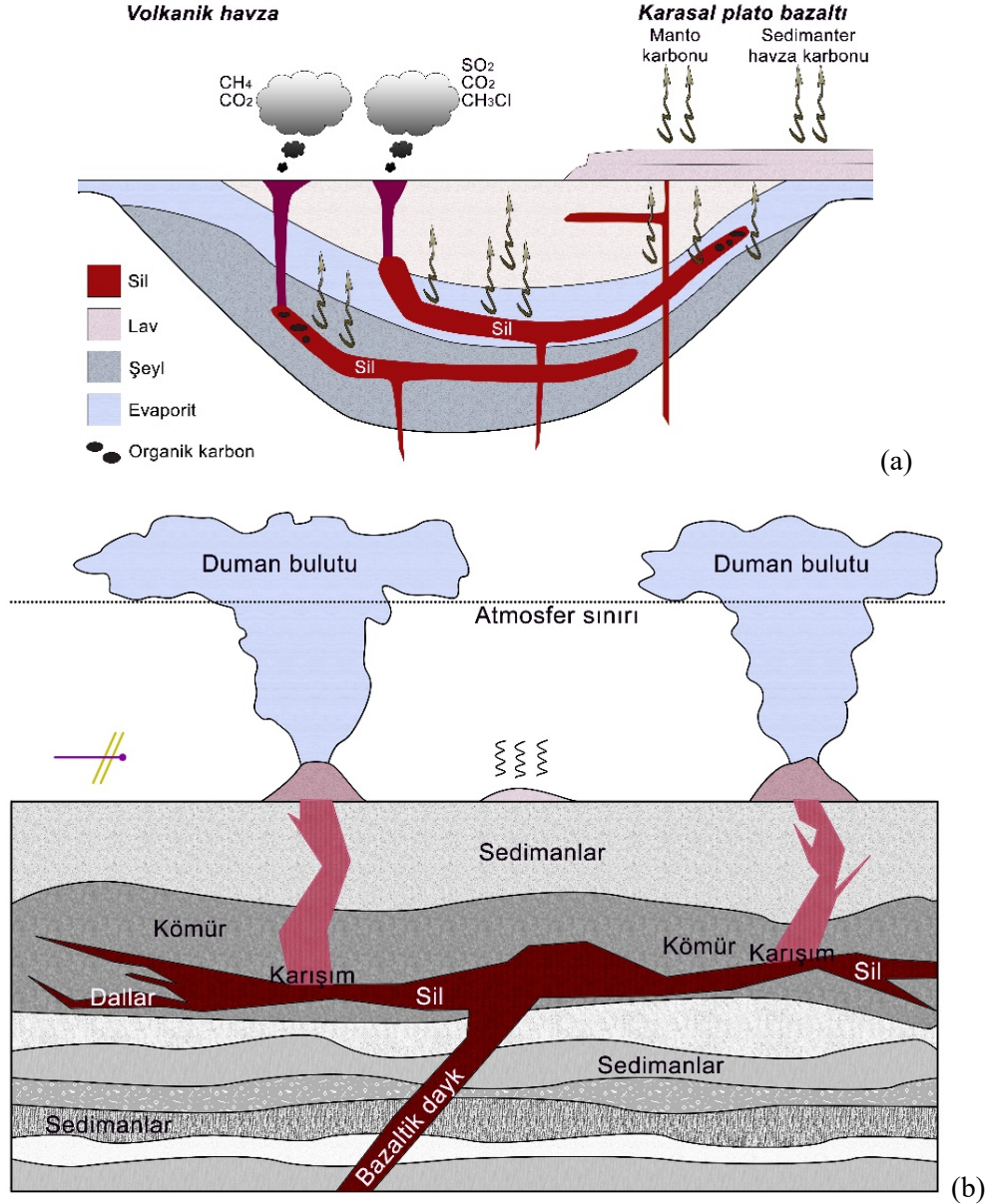
Şekil 15. İdeal bir havza gravite anomalisi ve karakteristik parametreler [74].



Şekil 16. A-A' profilinin jeolojik yorumu ve inceleme alanındaki muhtemel tuz diyapirinin derinliği (bkz. Şekil 12).

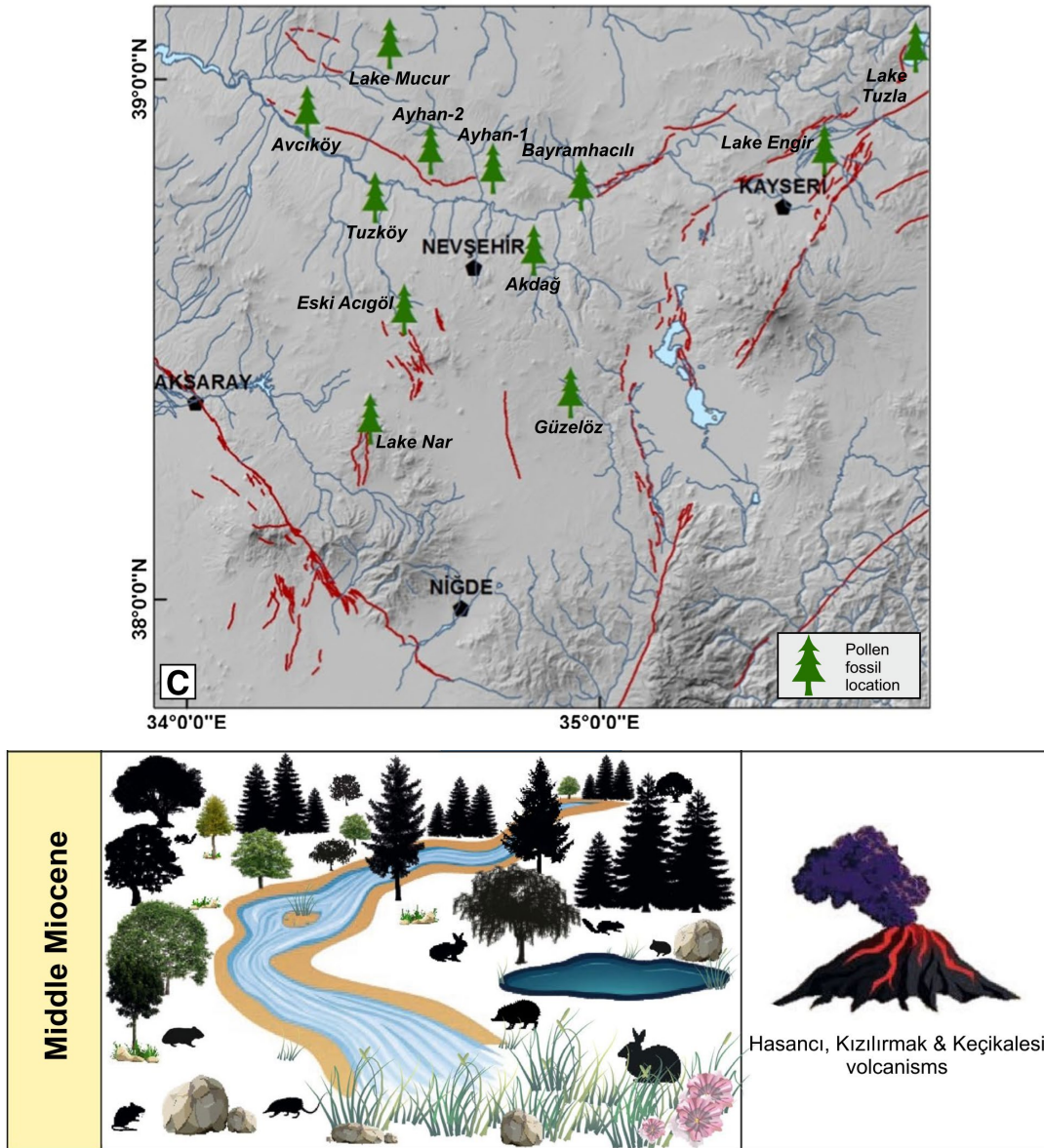
3.4. Çalışma Alanındaki Hidrokarbonların Kavramsal Oluşum, Göç ve Kapanlanma Modeli

Özdemir ve Palabıyık [76,77], petrol kaynak kayasının okyanus ortası sırtlarda ve kıta içi riftlerde (yayıma merkezleri) oluştuğunu belirtmiştir. Dolayısıyla, çalışma alanında olasılıkla Alt (?) -Orta Miyosen dönemindeki genişleme rejimine eşlik eden Hasandağı, Kızılırmak ve Keçikalesi volkanizmaları su örneklerindeki hidrokarbonları türeten kaynak kayaların oluşumuna neden olmuş olmalıdır (Şekil 1 ve 17). Tüm Neojen ve Kuvaterner dönemlerindeki yoğun volkanik faaliyetlerin [78], ayrıca su numunelerinde belirlenen hidrokarbonların olgunlaşmasında da etkili olduğu düşünülmektedir.



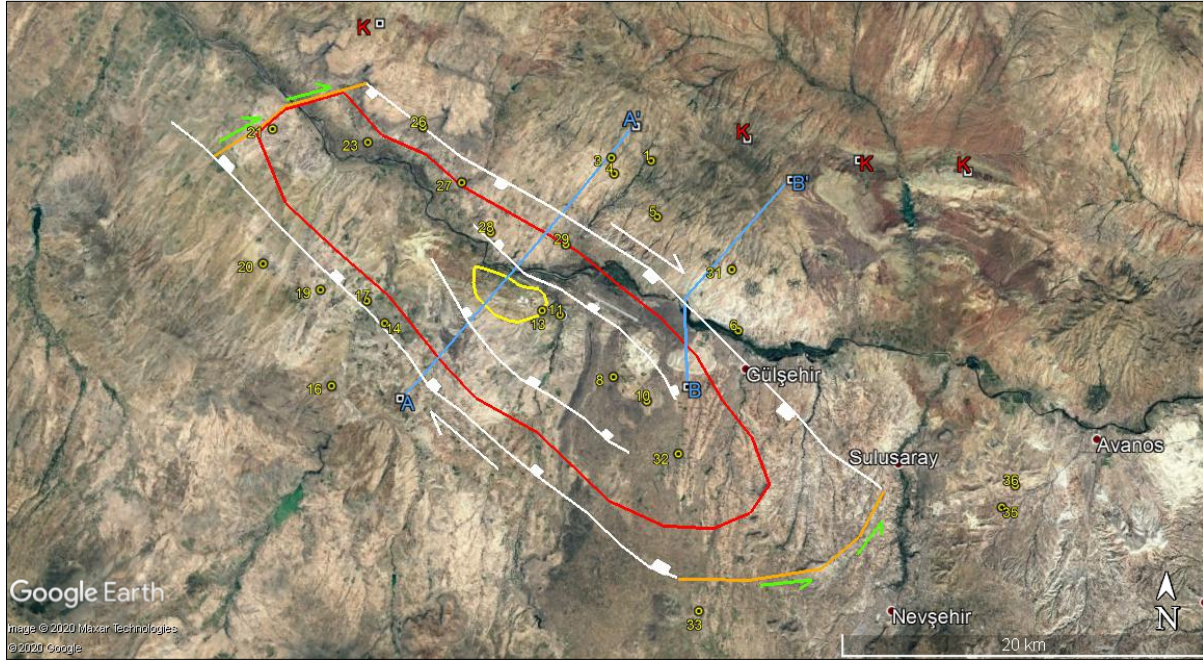
Şekil 17. Volkanik bir havza boyunca sil ve daykları gösteren şematik enine kesit. Magmatik sokulumlarla ısıtılan sedimanter kayaların kimyasal bileşimi, metamorfik akışkan bileşimi üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Örneğin, organik maddece zengin şeyl, kontak metamorfizması sırasında CH₄ üretirken, kömür CO₂ kaynaklı akışkanlar ve ayrıca su üretilir. Sil yerleşimi olan birçok sedimanter havzada, hidrojen zengin kerojen ve petrol ve gaz birikimleri bulunabilir ve havzadaki akışkanlarda, metan (CH₄) ve etan (C₂H₆) gibi gazlar zenginleşebilir [87]. (a: [87]; b: [88]'den değiştirilerek alınmıştır).

Çalışma alanının komşu havzası olan Ayhan havzasında; Avcıköy, Alemlı, Dadağı ve Ayhan köyleri ve civarında bataklık ortamını karakterize eden bitümlü şeyl oluşumları ve işletilen kömür yatakları bulunmaktadır (Şekil 1 ve 18). Ayhan Havzası'nda, Orta Miyosen'de kısmi bir göl-bataklık ortamı hakim olmuştur. Havzadaki kömürlü birimler, bu ortamda çökelmiştir. Linyit damarları, 80-100 cm kalınlıkta olup, ısı değerleri de oldukça yüksektir (5000 kcal civarındadır) [1,79-86]. Su numunelerinde belirlenen n-alkan hidrokarbonlar, baskın olarak bataklık-kömür tipi organik maddeden (Tip-III kerojen) türemiş olgun petrol hidrokarbonlarıdır (Şekil 9). Dolayısıyla, su numunelerindeki hidrokarbonlar komşu Ayhan havzasındaki ve Kuyulukışla grabenindeki kömür yataklarından çalışma alanına göçmüş olabileceği düşünülmektedir. Diğer bir olasılık ise, Kızılırmak grabenindeki veya Derinkuyu havzasındaki olası kömür yataklarından türemiş olabilecekleridir. Gürbüz ve diğ. [78], yaptıkları paleontolojik ve palinolojik çalışmada Alt (?) - Orta Miyosen döneminde çalışma alanı ve civarında bir bataklık ortamının bulunduğunu ve bu döneme ait birimlerin linyit damarları içerdiğini belirtmişlerdir (Şekil 18).



Şekil 18. Çalışma alanı ve civarının jeolojik birim, volkanik yaş ve palinolojik verileri baz alınarak Orta Miyosen dönemi paleortam kurgusu ([78]'den).

Olgun hidrokarbonlarca zengin su numuneleri, çalışma alanında çalışan bir petrol sistemi için önemli bir kanıt olarak değerlendirilmektedir. Bu çalışmada hazırlanmış olan manyetik ve gravite haritaları ile grabende baskın olarak KB-GD doğrultulu hidrokarbonların kapanabileceği ve korunabileceği doğrultu atımlı faylarla sınırlanmış olan olası bir tuz diyapiri yapısı belirlenmiştir. Bu tuz diyapiri etrafındaki yapılar, olası doğalgaz rezervuarlarıdır (Şekil 16 ve 19). Ana yapının iki doğrultu atımlı fay zonu arasında olması, bu yapıda hidrokarbonların kapanmış ve birikmiş olma olasılığını güçlendirmektedir. İncelenen su numunelerindeki hidrokarbonlar, gravite ve manyetik haritalarla belirlenen olası rezervuar(lar) dan yüzeye/yüzeğe yakın bölümlere göçmüş ve sığ yüzey ve yeraltı suları ile karışmış olmalıdır.



Şekil 19. Kızılırmak Grabeni'ndeki olası doğalgaz kapanı (kırmızı renkli poligon). Petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri: sarı renkli rakamlı daireler, beyaz renkli çizgiler: oblik doğrultu atımlı faylar (tırnaklar, düşen tarafı göstermektedir), sarı renkli poligon: Tuzköy tuz madeni, K: kömür sahası, A-A' ve B-B': jeolojik kesit hatları (Şekil 2), A-A' hattı: yapı derinliğini belirlemek için alınan profil (Şekil 14).

4. Sonuç

Kızılırmak Grabeni'nin petrol ve doğalgaz potansiyelinin su kaynaklarından alınan örnekler üzerinde yapılan TPH analizleri ile araştırılması amaçlanan çalışmada, toplanan su numunelerinde yapılan TPH analizi sonuçlarına göre, 25 adet su numunesinin tamamında hidrokarbonlar tespit edilmiştir. TPH değerleri, yüzey ve yeraltısularında bulunması gereken hidrokarbon sınır değerlerinden oldukça yüksek olarak gözlenmektedir. Su numunelerindeki n-alkanların kaynağı, petrojenik hidrokarbonlar ve organik maddece zengin yaşlı sedimanlar olarak değerlendirilmiştir. Su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi, inceleme alanındaki sulara hidrokarbon zenginleşmesine sebep olduğu düşünülmektedir. Hidrokarbonlar, biyolojik olarak bozunmamış olup, hidrokarbonları türeten kaynak kayaların baskın olarak bataklık ortamında (Tip-III kerojen, gaz eğilimli) çökeldiği ve hidrokarbonların olgun olduğu tespit edilmiştir. Tespit edilen olgun hidrokarbonlar, çalışma alanının gravite ve manyetik haritaları ile belirlenmiş olan olası tuz diyapiri ile ilişkili çalışan petrol sistemi için bir kanıttır. Bu tuz diyapiri etrafındaki yapılar, olası doğalgaz rezervuarları olarak değerlendirilmiştir.

Teşekkür

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

Kaynaklar

- [1] Demircioğlu R. Gülşehir - Özkonak (Nevşehir) Çevresinde Kırşehir Masifi ve Örtü Birimlerinin Jeolojisi ve Yapısal Özellikleri. Selçuk Üniversitesi. Yüksek Lisans Tezi. 2014, 232 s.
- [2] Koçyiğit A, Dođan U. Strike-slip neotectonic regime and related structures in the Cappadocia region: a case study in the Salanda basin, Central Anatolia, Turkey. Turkish Journal of Earth Sciences 2016, 25: 393-417.
- [3] Kayhan M. Türkiye Tuz Envanteri. MTA Yayını No: 164, 1976, 78 s.
- [4] Kayakıran S. Gülşehir Kaya Tuzlası Etüt ve Aramaları (1977 ve 1978 Yılları Çalışmaları). MTA Rapor No: 6606, 1979.
- [5] Ünüçok C. Tuzköy Kaya Tuzlası'nın (Nevşehir-Gülşehir) Jeolojik Etüt ve Rezerv Raporu, Rapor No: 7897, 1985.
- [6] Barutođlu Ö.H. Türkiye Tuz Yatakları. Bilimsel Madencilik Dergisi 1961, 1(2): 68-78.
- [7] Burkay İ, Önder İ. Gülşehir-Tuzköy Kayatuzlası Tuz Aramaları Rezistivite Etüdü. MTA Rapor No: 7875, 1986.
- [8] Bilginer Ö. Nevşehir-Gülşehir-Tuzköy Tuzlası Jeoelektrik Etüdü. MTA Rapor No: 7270, 1982.
- [9] Eymold WK, Swana K, Moore MT, Whyte CJ, Harkness JS, Talma S, Murray R, Moortgat JB, Miller J, Vengosh A, Darrah TH, Hydrocarbon-rich groundwater above shale-gas formations: A Karoo basin case study. Groundwater 2018, 56(2): 204-224.
- [10] Kreuzer RL, Darrah TH, Grove BS, Moore MT, Warner NR, Eymold WK, Poreda RJ. Structural and hydrogeological controls on hydrocarbon and brine migration into drinking water aquifers in Southern New York. Groundwater 2018, 56(2): 225-244
- [11] Dultsev FF, Chernykh AV. 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 2020, 459: 042024, doi:10.1088/1755-1315/459/4/042024
- [12] Özdemir A, Palabıyık Y. 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 2020 (baskıda)
- [13] Özdemir A. Hasanođlan (Ankara) petrol sisteminin organik hidrojeokimyasal kanıtları. Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 2019, 25(6): 748-763.
- [14] Özdemir A. Mamak (Ankara) çalışan petrol sisteminin jeokimyasal kanıtı olarak olgun hidrokarbonlarca zengin sular ve bölgedeki potansiyel kapan alanı. Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi 2019, 17: 244-260.
- [15] Özdemir A. Büyük Menderes grabeni (Batı Anadolu) Neojen öncesi petrol sisteminin organik hidrojeokimyasal kanıtları ve potansiyel kapanlar. Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi 2019, 16: 325-354.
- [16] Palabıyık Y, Özdemir A. 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).
- [17] Özdemir A, Karataş A, Palabıyık Y, Yaşar E, Sahinoglu A. 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, 2020, 6(1): Doi: 10.1007/s40948-020-00152-2.
- [18] Özdemir A, Palabıyık Y, Karataş A, Sahinoglu A. Organic geochemical evidence of the working petroleum system in Beypazarı Neogene Basin and potential traps (Northwest Central Anatolia, Turkey). Turkish Journal of Geosciences 2020, 1(2): 35-52.
- [19] Özdemir A, Palabıyık Y. 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).

- [20] Özdemir A. Suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizinin petrol ve doğalgaz arama amaçlı kullanımı: Türkiye’den ilk önemli sonuçlar. *Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi* 2018, 6(4), 615-636.
- [21] Liu S, Qi S, Luo Z, Liu F, Ding Y, Huang H, Chen Z, Cheng S. The origin of high hydrocarbon groundwater in shallow Triassic aquifer in Northwest Guizhou, China. *Environmental Geochemistry and Health* 2018, 40(1): 415-433.
- [22] Hunt JM. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company, New York, 1995, 743 p.
- [23] Zemo DA, Foote GR. The technical case eliminating the use of the TPH analysis in assessing and regulating dissolved petroleum hydrocarbons in groundwater. *Ground Water Monitoring & Remediation* 2003, 23(3): 95-104.
- [24] Tarım ve Orman Bakanlığı, 2004. Türkiye Yerüstü Su Kalitesi Yönetmeliği, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2016/08/20160810-9.htm>
- [25] Tarım ve Orman Bakanlığı, 2004. Türkiye Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği, <http://www.mevzuat.gov.tr/Metin.Asp?MevzuatKod=7.5.7221&MevzuatIliski=0&sourceXmlSearch=>
- [26] Bray EE, Evans ED. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source rocks. *Geochim. Cosmochim. Acta* 1961, 22: 2-15.
- [27] Bray EE, Evans ED. Hydrocarbons in non-reservoir-rock source beds: Part 1. *AAPG Bulletin* 1965, 49: 248-257.
- [28] Bourbonniere RA, Meyers PA. Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of lakes Ontario and Erie. *Limn Ocean* 1996, 41: 352-359.
- [29] Mille G, Asia L, Guiliano M, Malleret L, Doumenq P. Hydrocarbons in coastal sediments from the Mediterranean Sea (Gulf of Fos area, France). *Marine Pollution Bulletin* 2007, 54: 566-575.
- [30] Peters KE, Walters CC, Moldowan JM. *The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*, 2nd Ed., Cambridge University Press, 2005, 1155 p.
- [31] Ficken KJ, Li B, Swain DL, Eglinton G. An n-alkane proxy for the sedimentary inputs of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes. *Organic Geochemistry* 2000, 31: 745-749.
- [32] Zheng Y, Zhou W, Meyers PA, Xie S. Lipid biomarkers in the Zoigê- Hongyuan peat deposit: Indicators of Holocene climate changes in West China. *Organic Geochemistry* 2007, 38: 1927-1940.
- [33] Tissot BP, Welte DH, *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, 1984, 699 p.
- [34] Peters KE, Moldowan JM. *The Biomarker Guide, Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Englewood Cliffs, Jersey, Prentice Hall, 1993, 339-363.
- [35] Tran KL, Philippe B, *Oil and rock extract analysis*. in *Applied Petroleum Geochemistry* (M.L., Bordenave, eds.), 1993, 373-394.
- [36] Beyer J, Jonsson G, Porte C, Krahn MM, Ariese F. Analytical methods for determining metabolites of polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH) pollutants in fish bile: a review. *Environ. Toxicol Pharmacol*, 2010, 30(3): 224-244.
- [37] Cranwell PA, Eglinton G, Robinson N. Lipids of aquatic organisms as potential contributors to lacustrine sediments-2. *Organic Geochemistry* 1987, 11: 513-527.
- [38] Goossens H, Duren C, De Leeuw JW, Schenck PA. Lipids and their mode of occurrence in bacteria and sediments-2. Lipids in the sediment of a stratified, freshwater lake. *Organic Geochemistry* 1989, 14: 27-41.
- [39] Meyers PA, Ishiwatari R, *Lacustrine organic geochemistry-an overview of indicators of organic matter sources and diagenesis in lake sediments*. *Organic Geochemistry* 1993, 20: 867-900.
- [40] Kroon J. *Biomarkers in the Lower Huron Shale (Upper Devonian) As Indicators of Organic Matter Source, Depositional Environment, and Thermal Maturity*. Clemson University, MSc. Thesis, 2011, 107 p.
- [41] Forster A, Sturt H, Meyers PA, *Molecular biogeochemistry of Cretaceous black shales from the Demerara Rise: Preliminary shipboard results from sites 1257 and 1258, Leg 207*. in *Erbacher J, Mosher DC, Malone MJ, Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports: 2004, 207: 1-22*.

- [42] Onojake MC, Osuji LC, Oforka NC. Preliminary hydrocarbon analysis of crude oils from Umutu/Bomu fields, south west Niger Delta, Nigeria. *Egyptian Journal of Petroleum* 2013, 22: 217-224
- [43] Hartkopf-Fröder C, Kloppisch M, Mann U, Neumann-Mahlkau P, Schaefer RG, Wilkes H, The end-Frasnian mass extinction in the Eifel Mountains, Germany: new insights from organic matter composition and preservation. *Geological Society, London, Special Publications* 2007, 278: 173-196.
- [44] Waples DW. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corp., 1985, 232 p.
- [45] Didyk BM, Simoneit BRT, Brassel SC, Englington G. Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 1978, 272: 216-222.
- [46] Volkman JK, Maxwell JR, Acyclic isoprenoids as biological markers. In: *Biological Markers in the Sedimentary Record* (R.B. Johns, eds.), Elsevier, New York, 1986, 1-42.
- [47] Shanmugam G. Significance of coniferous rain forests and related oil, Gippsland Basin, Australia. *AAPG Bulletin* 1985, 69: 1241-1254.
- [48] Syaifudin M, Eddy A, Subroto EA, Noeradi D, Kesumajana AHP. 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*
- [49] Larasati D, Suprayogi K., Akbar A. 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*
- [50] Devi EA, Rachman F, Satyana AH, Fahrudin, Setyawan R. 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*
- [51] Banga T, Capuano RM, Bissada KK. Petroleum generation in the southeast Texas basin: Implications for hydrocarbon occurrence at the South Liberty salt dome. *AAPG Bulletin* 2011, 95(7): 1257-1291.
- [52] Hakimi MH, Al-Matary AM, Ahmed A. 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* 2018, 27(3): 361-370.
- [53] Nettleton LL. *Gravity and Magnetics in Oil Prospecting*. McGraw-Hill, 1976, 464 p.
- [54] Geist EL, Childs JR, Scholl DW. Evolution and petroleum geology of Amlia and Amukta intra-arc summit basins, Aleutian Ridge. *Marine and Petroleum Geology* 1987, 4: 334-352.
- [55] Lyatsky HV, Thurston JB, Brown RJ, Lyatsky VB, Hydrocarbon exploration applications of potential field horizontal gradient vector maps. *Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder* 1992, 17(9): 10-15.
- [56] Gadirov VG, Eppelbaum LV, Kuderavets RS, Menshov OI, Gadirov KV. Indicative features of local magnetic anomalies from hydrocarbon deposits: examples from Azerbaijan and Ukraine, *Acta Geophysica* 2018, doi: 10.1007/s11600-018-0224-0
- [57] Gadirov VG, Eppelbaum LV. Detailed gravity, magnetics successful in exploring Azerbaijan onshore areas. *Oil and Gas Journal* 2012, 5: 60-73.
- [58] Gadirov VG. 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, 1994, 197-203.*
- [59] Piskarev AL, Tchernyshev MY. Magnetic and gravity anomaly patterns related to hydrocarbon fields in northern West Siberia. *Geophysics* 1997, 62(3): 831-841.
- [60] Aydın A. 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, 1997, 151 s.*

- [61] Aydın A. Gravite anomalilerinin doğrudan yorum yöntemleri ile değerlendirilmesi: Hasankale-Horasan bölgesinden bir uygulama. Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi 2004, 11(1): 95-102.
- [62] Satyana AH. Subvolcanic hydrocarbon prospectivity of Java: Opportunities and challenges. Proceedings, Indonesian Petroleum Association. Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition, May 2015. IPA15-G-105.
- [63] Eke PO, Okeke FN. Identification of hydrocarbon regions in Southern Niger Delta Basin of Nigeria from potential field data. International Journal of Scientific and Technology Research 2016, 5(11): 96-99.
- [64] Stephen OI, Iduma U. Hydrocarbon potential of Nigeria's Inland Basin: Case study of Afikpo basin. Journal of Applied Geology and Geophysics 2018, 6(4): 1-24.
- [65] Sharma PV. Geophysical Methods in Geology (2nd Edition). Elsevier, 1986, 442 p.
- [66] Blood MF. Exploration for a frontier salt basin in Southwest Oman. The Leading Edge, 2001, November, 1252-1259.
- [67] Jallouli C, Chikhaoui M, Braham A, Turki MM, Mickus K, Benassi R. Evidence for Triassic salt domes in the Tunisian Atlas from gravity and geological data. Tectonophysics 2005, 396: 209-225.
- [68] Pinto V, Casas A, Rivero L, Torne M. 3D gravity modeling of the Triassic salt diapirs of the Cubeta Alavesa (northern Spain). Tectonophysics 2005, 405: 65-75.
- [69] Stadler C, Fichler C, Hokstad K, Myrland EA, Wienecke S, Fotland B. Improved salt imaging in a basin context by high resolution potential field data: Nordkapp Basin, Barents Sea. Geophysical Prospecting, 2014, 62: 615-630.
- [70] Nava-Flores M, Ortiz-Aleman C, Orozco-del-Castillo MG, Urrutia-Fucugauchi J, Rodriguez-Castellanos A, Couder-Castañeda C, Trujillo-Alcantara A, 3D Gravity Modeling of Complex Salt Features in the Southern Gulf of Mexico. International Journal of Geophysics, 2016, Article ID 1702164, 12 p.
- [71] Constantino RR, Molina EC, de Souza IA, Vincentelli MGC. Salt structures from inversion of residual gravity anomalies: application in Santos Basin, Brazil. Brazilian Journal of Geology 2019, 49(1), DOI: 10.1590/2317-4889201920180087
- [72] Pourreza S, Hajizadeh F. Reziidüel gravite alanı verilerinden 2 boyutlu doğrusal ve doğrusal olmayan ters çözüm modelini kullanarak bir tuz domunun simülasyonu. MTA Dergisi 2019, 160: 231-244
- [73] Koşaroğlu S, Buyuksarac A, Aydemir A. Modeling of shallow structures in the Cappadocia region using gravity and aeromagnetic anomalies. Journal of Asian Earth Sciences 2016, 124: 214-226.
- [74] Svancara J. Approximate method for direct interpretation of gravity anomalies caused by surface three-dimensional geologic structures. Geophysics 1983, 48(3): 361-366.
- [75] Töpfer KD. Improved technique for rapid interpretation of gravity anomalies caused by two-dimensional sedimentary basins. Journal of Geophysics, 1977, 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, <https://doi.org/10.1190/1.1441474>).
- [76] Özdemir A, Palabıyık Y. 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)
- [77] Özdemir A, Palabıyık Y. 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 2020 (baskıda).
- [78] Gürbüz A, Saraç G, Yavuz N. Paleoenvironments of the Cappadocia region during the Neogene and Quaternary, central Turkey. Med. Geosc. Rev. 2019, 1: 271-296
- [79] Erguvanlı K. Kırşehir Doğusunun Jeolojik Etüdü. MTA Rapor No: 2373, 1954.
- [80] Reul K. Kayseri Etrafındaki Linyit Zuhurları. MTA Rapor No: 2240, 1954.
- [81] Becker H. Gülşehir ve Hacıbektas Arasındaki Bölgenin (Kayseri'nin Batısı) Jeolojisi ve Linyit Zuhurları. MTA Rapor No: 2578, 1956.
- [82] Lebküchner RF. Kayseri ve Avanos-Ürgüp Havalisi ile Boğazlıyan Havalisinin Jeolojisi. MTA Rapor No: 2656, 1957.

- [83] Wedding H. Dadağı (Nevşehir-Gölşehir) Kömür Zuhuru ile İlgili Bir Prospeksiyon. MTA Rapor No. 3927, 1967.
- [84] Inoue E. Dadağı-Arafa Kömür Sahasının Jeoloji ve Kömür Rezervleri. MTA Rapor No: 3948, 1967.
- [85] Akgün F, Olgun E, Kuşçu İ, Toprak V, Göncüođlu MC. Orta Anadolu Kristalen Kompleksinin ‘‘Oligo-Miyosen’’ örtüsünün stratigrafisi, çökeltme ortamı ve gerçek yaşına ilişkin yeni bulgular. TPJD Bülteni 1995, 6(1): 51-68
- [86] Taka M, Dümenci S, Kalkan İ, Şener M. Orta Anadolu Kristalen Kompleksi Tersiyer Örtüsünün Sedimantoloji ve Kömür Potansiyeli. MTA Rapor No: 10722, 2004.
- [87] Svensen H, Fristad KE, Polozov AG, Planke S. Volatile generation and release from continental large igneous provinces. In: Schmidt, A., Fristad, K.E., and Elkins-Tanton, L.T., (Eds.), Volcanism and Global Environmental Change, Cambridge University Press, UK, 2015. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415683.015>
- [88] Ogden DE, Sleep NH, Explosive eruption of coal and basalt and the end-Permian mass extinction. Earth, Atmospheric, and Planetary Sciences 2011, 109(1): 59-62.