



Büyük Menderes Grabeni (Batı Anadolu) Neojen Öncesi Petrol Sisteminin Organik Hidrojeokimyasal Kanıtları ve Potansiyel Kapanlar

Adil Özdemir^{1*}

¹Adil Özdemir Danışmanlık, Ankara, Türkiye (ORCID: 0000-0002-3975-2846)

(İlk Geliş Tarihi 15 Mart 2019 ve Kabul Tarihi 30 Mayıs 2019)

(DOI: 10.31590/ejosat.540436)

ATIF/REFERENCE: Özdemir, A. (2019). Büyük Menderes Grabeni (Batı Anadolu) Neojen Öncesi Petrol Sisteminin Organik Hidrojeokimyasal Kanıtları ve Potansiyel Kapanlar. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, (16), 325-354.

Öz

Bu çalışma, Büyük Menderes grabeninin (Batı Anadolu) batı kısmının organik hidrojeokimyasal çalışmalar ve tektonik veriler ile petrol ve doğalgaz potansiyelinin değerlendirilmesi için yapılmıştır. Çalışma, üç aşamada yürütülmüştür. Birinci aşamada, literatürden çalışma alanının stratigrafik ve tektonik özellikleri incelenmiştir. Böylece, organik hidrojeokimyasal ve jeofizik değerlendirmeler için gerekli olan jeolojik veriler derlenmiştir. İkinci aşamada, manyetik ve gravite haritaları hazırlanmıştır. Bu verilerin değerlendirilmesi sonucunda, çalışma alanındaki petrol kapanı olabilecek yapılar belirlenmiştir. Üçüncü aşamada ise, belirlenen potansiyel kapanlara yakın jeotermal kuyulardan alınan su numunelerinde Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) analizleri yapılarak çalışma alanının petrol ve doğalgaz potansiyeli değerlendirilmiştir. Bu analizler sonucunda, su numunelerinin tamamında hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Sularda tespit edilen hidrokarbonların kaynağının belirlenmesi için organik jeokimyasal ve biomarker karakteristikler kullanılmıştır. Su numunelerindeki n-alkan hidrokarbonların tamamı, olgun petrol hidrokarbonlarıdır. Bu olgun hidrokarbonlar, çalışma alanındaki petrol sisteminin kanıtıdır. Olgun petrol hidrokarbonları içeren suların varlığı nedeniyle, çalışma alanında belirlenmiş olan kapanlar yüksek petrol ve doğalgaz potansiyeline sahiptir.

Anahtar Kelimeler: Büyük Menderes Grabeni, petrol ve doğalgaz arama, organik hidrojeokimya, suda petrol analizi (TPH), biomarker

Organic Hydrogeochemical Evidence of Pre-Neogene Petroleum System of Buyuk Menderes Graben and Potential Traps (Western Turkey)

Abstract

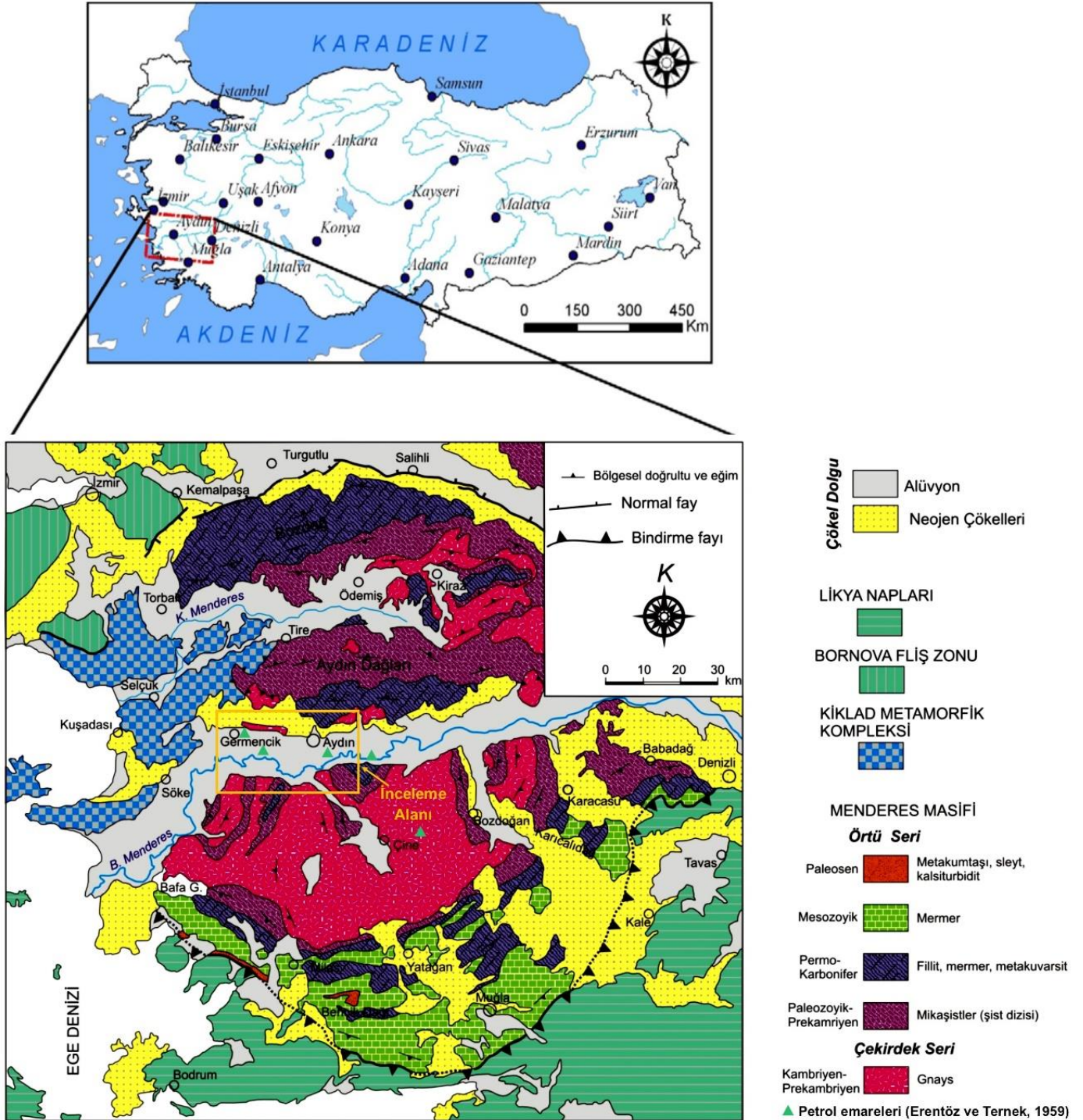
This study is made to evaluate the oil and gas potential of the western part of Buyuk Menderes graben (Western Turkey) with organic hydrogeochemical studies and tectonic data. The study has conducted in three steps. In the first step, the stratigraphic and tectonic characteristics of the study area from the literature were examined. Later, the geological data which required for organic hydrogeochemical and geophysical evaluations has compiled. In the second step, aeromagnetic and gravity maps were prepared. Potential petroleum traps in the study area with this data has determined. Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) analysis in water samples taken from the geothermal wells which near to the potential petroleum traps has performed. As a result of this analysis, it has been determined hydrocarbons in water samples. Organic geochemistry and biomarker characteristics have used to determine the source of hydrocarbons in the waters. All of the n-alkane hydrocarbons in water samples are maturing petroleum hydrocarbons. These maturing hydrocarbons are evidence of the petroleum system in the study area. Due to the presence of maturing petroleum hydrocarbons in the waters, the traps which identified in the study area have a high potential.

Keywords: Buyuk Menderes Graben, oil and gas exploration, organic hydrogeochemistry, oil in water analysis (TPH), biomarker

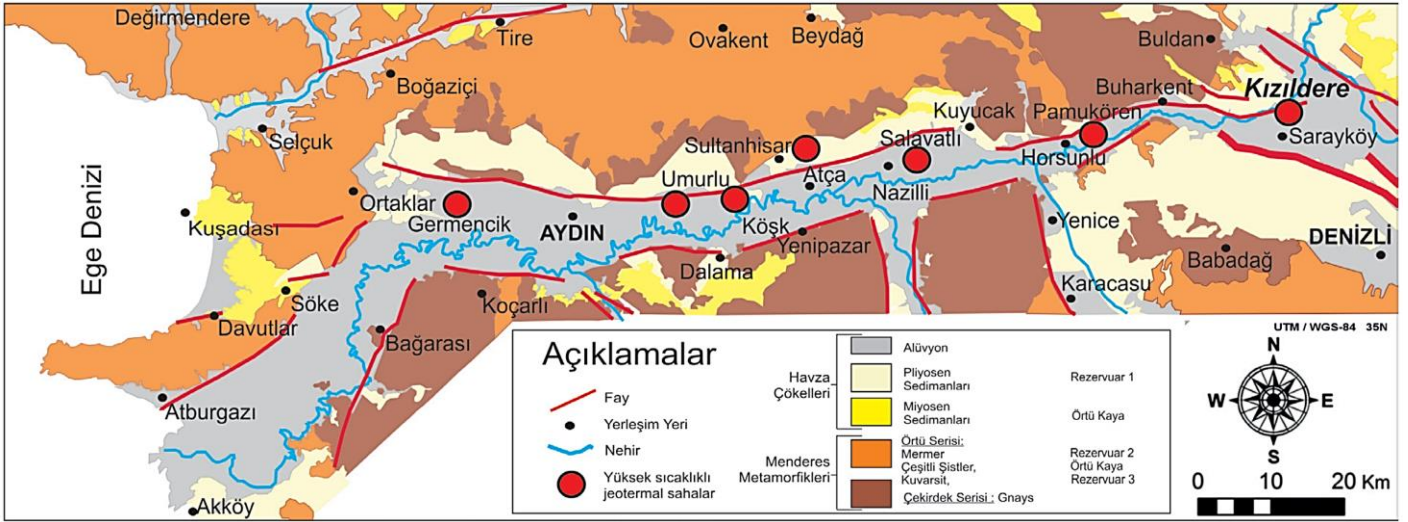
* Sorumlu Yazar: Adil Özdemir Danışmanlık, Ankara, Türkiye, ORCID: 0000-0002-3975-2846, adilozdemir2000@yahoo.com

1. Giriş

İnceleme alanı, Büyük Menderes grabeninin batı kesimde ve Aydın ili sınırları içerisinde yer almaktadır (Şekil 1). Büyük Menderes Grabeni (Batı Anadolu) üzerine çok sayıda genel jeolojik ve jeotermal amaçlı çalışma yapılmıştır. Türkiye'nin en yüksek entalpili jeotermal sahaları, Büyük Menderes Grabeni içerisinde yer almaktadır (Şekil 2). Bu çalışma, Büyük Menderes Grabeninin batı kısmını oluşturan inceleme alanının petrol ve doğalgaz potansiyelinin değerlendirilmesine yönelik ilk çalışmadır. Çalışma alanı olarak Büyük Menderes grabeninin seçilme nedeni, Erentöz ve Ternek (1959) tarafından çalışma alanı olan grabenin batı kısmında 5 adet petrol emaresi varlığının bildirilmesi (Şekil 1) ve grabenin petrol ve doğalgaz potansiyeli üzerine yeterli sayıda çalışma yapılmamış olmasıdır.



Şekil 1. Menderes Masifi'nin genelleştirilmiş jeoloji haritası (Okay, 2001'den)



Şekil 2. Büyük Menderes grabeninin yüksek sıcaklıklı jeotermal sahaları (Haklıdır ve diğ., 2012).

Büyük Menderes Grabeninin petrol jeolojisine yönelik sınırlı sayıda çalışma mevcuttur (bazı çalışmalar; Özçelik ve diğ., 2010; Çiftçi ve diğ., 2010; Gürgey ve diğ., 2007; Yazman ve diğ., 2004). Erentöz ve Ternek (1959) çalışmasında, çalışma alanı ve yakın çevresinde 5 adet petrol emaresi olduğunu belirtmiştir. 2003 yılında 965 m derinliğinde delinen ve kuru olarak sonuçlanan Nazilli-1 kuyusu, grabende petrol arama amaçlı delindiği bilinen ilk ve tek kuyudur. Sarayköy’de (Denizli) delinen KB-5 jeotermal kuyusunda petrol emaresine rastlanmıştır (Gürgey ve diğ., 2007).

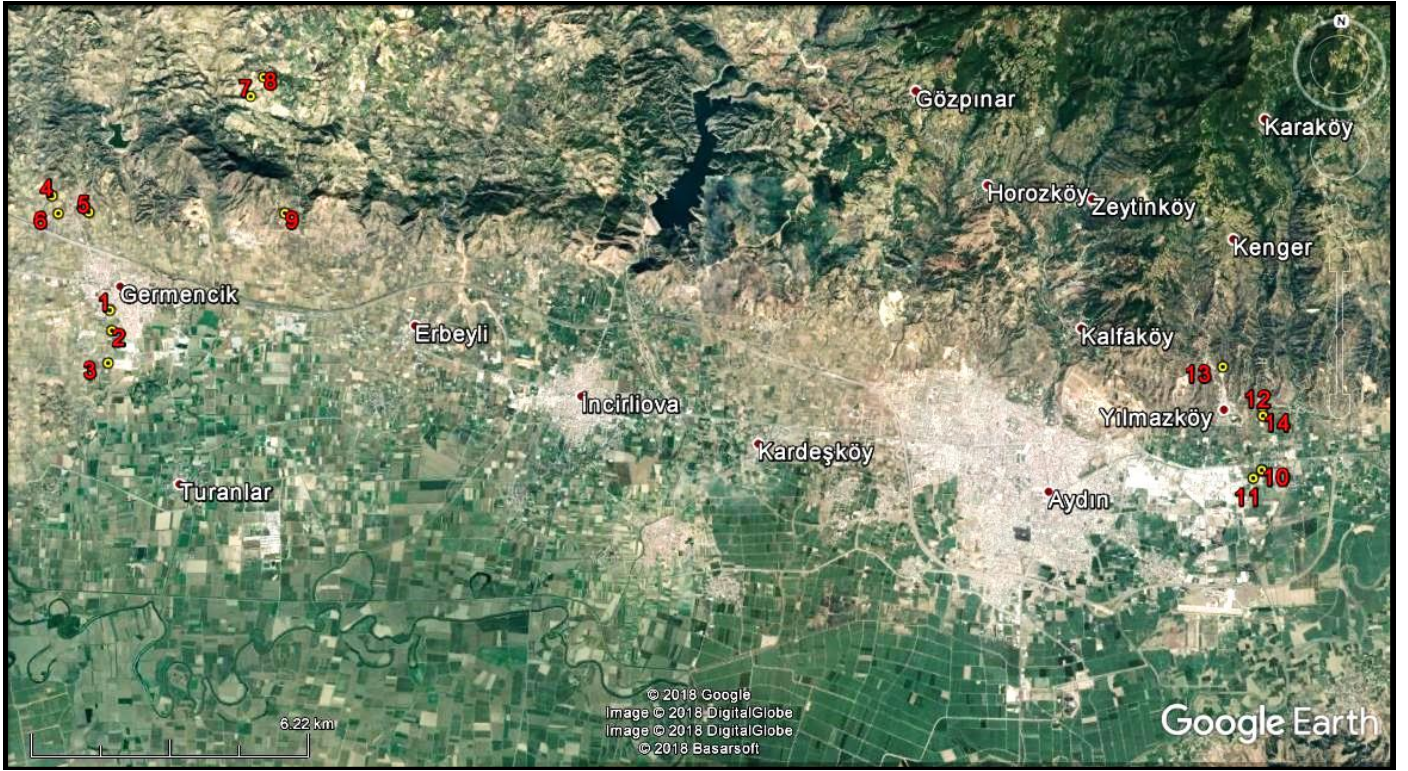
İnceleme alanındaki paleotektonik dönem temel birimlerini, Menderes Masifi’ne ait metamorfik kayalar oluşturmaktadır. Ege bölgesinde geniş bir alan kaplayan masifin uzun eksenini KD-GB doğrultulu olup, KB kenarı İzmir-Ankara Zonu’nun (Brinkmann, 1966) ofiyolitik kaya topluluğu ile güney kenarı ise Likya Napları ile sınırlandırılmaktadır (Şekil 1). Batı uzantısı Kiklad Masifi ile sonlanırken, doğuda parçalanarak kalın Neojen örtünün altında kaybolmaktadır (Dora ve diğ., 1992). Menderes Masifi, Pan-Afrikan yaşlı bir temel ve onu üzerleyen Paleozoyik-Erken Tersiyer yaşlı örtü serilerinden yapıldır (Dora ve diğ., 1992; Şengör ve diğ., 1984). Okay (2001), Menderes Masifi’ni oluşturan kaya birimlerinin stratigrafisini detay olarak tanımlamıştır. Buna göre, masifin çekirdeği Prekambriyen yaşlı gnaylardan oluşur. İstif üste doğru Paleozoyik yaşlı mika-şistler, Permo-Karbonifer yaşlı metakuvarsit, siyah fillit ve koyu renkli rekristalize kireçtaşları ile devam eder (Şekil 1). Tire ve Söke ilçe merkezlerinin batısında, Menderes metamorfiklerine ait şistler, Menderes Masifi’nden farklı serpantin ve metabazit katmanlı şist ve Mesozoyik mermerlerden meydana gelen bir istifte örtülmektedir (Okay, 2001).

Çalışma kapsamında, bölgedeki elektrik üretimi amaçlı olarak kullanılan, yüksek sıcaklıklı (> 150 °C) buhar baskın akışkan içeren ve derinlikleri 1500 - 2500 m olan jeotermal kuyulardan 1 litre ölçekli plastik şişelerle 14 adet klasik hidrojeokimyasal örnek alım yöntemi ile su numunesi alınmıştır (Şekil 3 ve 4). Alınan su numunelerinde, organik hidrojeokimyasal değerlendirmelere veri oluşturmak amacıyla TPAO Ar-Ge Merkezinde Hach metodu esas alınarak titrasyon ve UV spektrofotometre cihazı ile iyot, brom, klor (API RP45 yöntemi) ve gaz kromatografi cihazı ile TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizleri yapılmıştır. Bu analizler ile su numunelerin doğrudan toplam konsantrasyonları (mg/lt cinsinden) belirlenmiş ve değerlendirmelerde bu konsantrasyonlar kullanılmıştır.

Çalışma, üç aşamada yürütülmüştür. Birinci aşamada, literatürden çalışma alanının stratigrafik ve tektonik özellikleri incelenmiştir. Böylece, organik hidrojeokimyasal ve jeofizik değerlendirmeler için gerekli olan jeolojik veriler derlenmiştir. İkinci aşamada, manyetik ve gravite haritaları hazırlanmıştır. Bu verilerin değerlendirilmesi sonucunda, çalışma alanındaki petrol kapanı olabilecek yapılar belirlenmiştir. Üçüncü aşamada ise, belirlenen potansiyel kapanlara yakın jeotermal kuyulardan alınan su numunelerinde TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizleri yapılarak çalışma alanının petrol ve doğalgaz potansiyeli değerlendirilmiştir.

2. Suda TPH Analizinin Petrol ve Doğalgaz Aramada Kullanımı

Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH)’nin saptanması, yeraltı sularının petrol kirliliği hakkında bilgi vermektedir. TPH analizi, C10 - C40 karbon aralığında kalan alan yardımıyla TPH değerinin (hidrokarbon miktarının) hesaplanmasıdır. Bu karbon yelpazesi, düşük kaynama noktasına sahip uçucu hidrokarbon bileşiklerinden, yüksek kaynama noktası aralığında bulunan uçucu olmayan bileşiklere kadar uzanmaktadır (Sakroon, 2008). Sudaki TPH konsantrasyonlarını belirlemek için gaz kromatografisi (GC) analizleri yapılmaktadır. Suda TPH tayininde (Suda Petrol), TS EN ISO 9377-2, 2000 sayılı *Hidrokarbonların Tayini - Bölüm 2: Çözücü Ekstraksiyonu ve Gaz Kromatografi Yöntemi* standart testi kullanılmaktadır (Diğer yöntemler, EPA Metot 1664 ve ASTM D7678 - 11). Bu analiz yönteminde yerüstü, yeraltı ve dağıtım sularından alınan örneklerdeki hidrokarbonlar ayrılmakta ve su numunesindeki toplam petrol hidrokarbonlarının miktarı tayin edilmektedir.



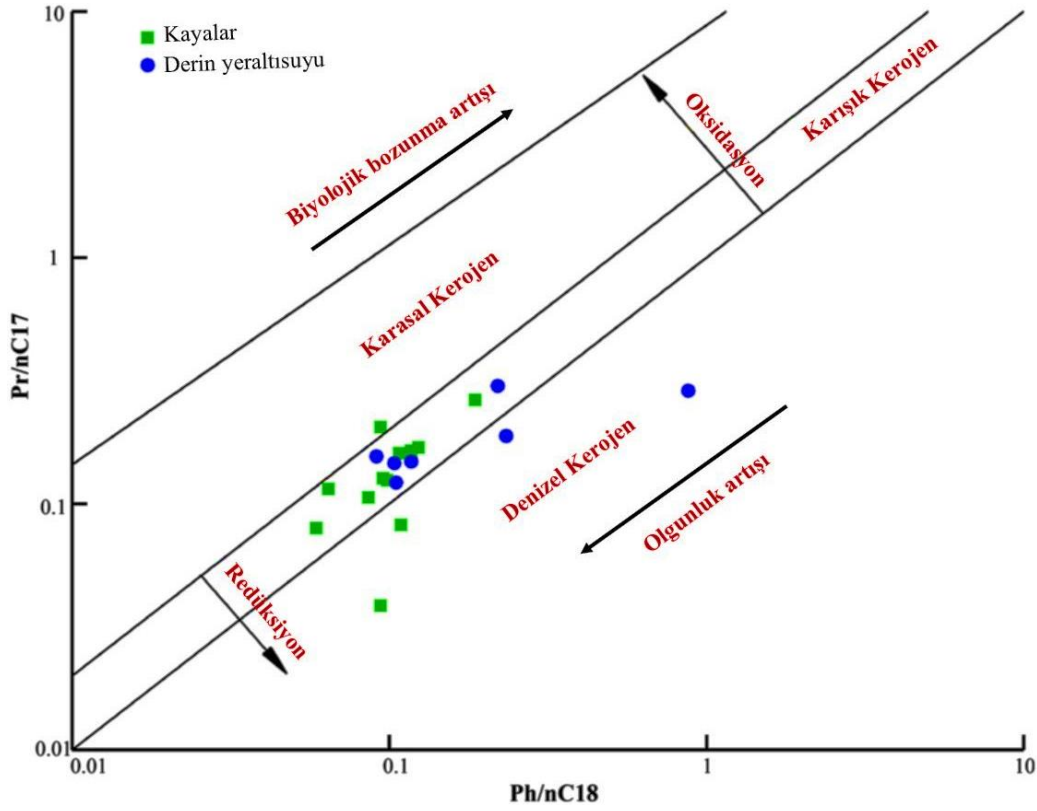
Şekil 3. Su numunesi alınan jeotermal kuyuların yerbulduru haritası



Şekil 4. Jeotermal kuyularından 1 litre ölçekli plastik şişelerle alınan su numuneleri

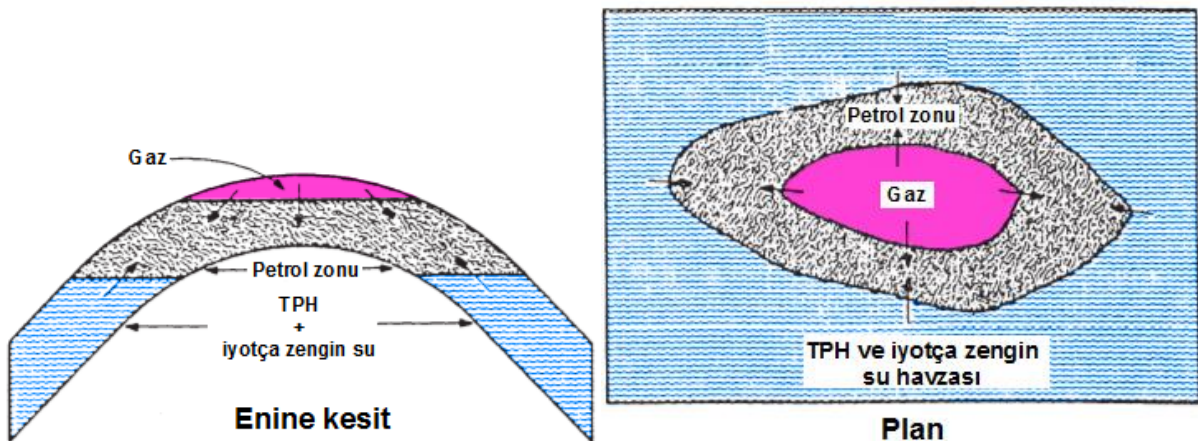
Liu ve diğ. (2018), Kuzeybatı Guizhou (Çin) Triyas akiferlerinin yeraltısuyu numunelerinde yaptıkları gaz kromatografisi (GC/MS) analizlerinde, ham petrol kökenli n-alkan hidrokarbonları tespit etmişlerdir. Hidrokarbon miktarı > 0.05 mg/L olan yeraltısularını, hidrokarbonca zengin yeraltısuyu olarak tanımlamışlardır (Çin standartlarına göre ikinci derecede içmesuyu kaynağı). Çalışma alanında 5 yıl süreyle yapılan yeraltısuyu gözlemlerinde, yeraltısularındaki petrol hidrokarbonu miktarının daima > 0.05 mg/lt olduğu belirlenmiştir. Düşük düzeydeki antropojenik kirlenmenin, bölgedeki hidrokarbonca zengin yeraltısularını üretmeyeceği belirlenmiştir. Bölgedeki kayaçların hidrokarbon potansiyelinin ve sıg yeraltısularındaki hidrokarbonların kaynağının belirlenmesi ve karşılaştırılması için organik jeokimya ve biomarker karakteristikleri kullanılmıştır. Bölgedeki kayaçlarda yapılan organik jeokimyasal değerlendirmelerde, kayaçların yüksek hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu belirlenmiştir. Yeraltısularında tespit edilen hidrokarbonların, orijinal hidrokarbonlar olduğu belirlenmiştir. Ayrıca, bölgedeki kayaç ve derin yeraltısularından alınan numunelerin organik jeokimyasal ve biomarker karakteristiklerinin birbiri ile uyumlu olduğu görülmüştür (Şekil 5). Sıg akiferlerdeki hidrokarbon miktarının, su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi ile arttığı belirlenmiştir. Sıg yeraltısularından daha ziyade, derin yeraltısularında bölgedeki kayaçlardakine benzer dağılım gösteren doymuş karbonlar bulunduğu tespit edilmiştir. Bu sonuçlara göre, sıg ve derin yeraltısularındaki yüksek miktardaki orijinal hidrokarbonların kaynağının, bölgedeki yüksek hidrokarbon potansiyelli kayaçlardan hidrokarbon salınımı olduğu belirtilmiştir.

Özdemir (2018a) çalışmasında, Hasanoğlan (Ankara) su numunelerinde yaptığı TPH analizlerinde, ham petrol kökenli n-alkan hidrokarbonları tespit etmiştir. Çalışmada, su numunelerindeki hidrokarbonların kökeni, uygunluk durumları, çökeltme ortamları vb. gaz kromatogramlarındaki n-alkan dağılımlarından yararlanılarak organik jeokimyasal açıdan yorumlanmıştır. Hidrokarbonlarca ve iyotça zengin suların üretim yapılabilir bir petrol sisteminin kanıtı olduğu belirtilmiştir. Çalışmada, iyotça zengin suların aynı zamanda petrol hidrokarbonlarınca da zengin olduğu kanıtlanmıştır. Hidrokarbonlarca (TPH > 0.5 mg/lt) ve iyotça zengin su kaynaklarının varlığı nedeniyle, Hasanoğlan bölgesinin yüksek petrol ve doğalgaz potansiyeline sahip olduğu belirtilmiştir.



Şekil 5. Aynı bölgeden alınan kaynak kaya ve derin yeraltısuyu numunelerinin Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramı (Liu ve diğ., 2018).

Özdemir (2018b) çalışmasında, TPH analizlerinin petrol ve doğalgaz arama faaliyetlerinde kullanılabilirliğinin incelenmesi amaçlanmıştır. Bu amaçla, Yüksekova (Hakkari), Ulukışla (Niğde) ve Hasanoğlan (Ankara) bölgeleri yeraltısularında yapılan TPH analizlerine ait sonuçlar, aynı bölgedeki klasik petrol jeokimyası analiz sonuçları ile karşılaştırılmıştır. Her üç bölgede yapılan hidrojeokimyasal analiz ve değerlendirme sonuçları ile su numunelerinin alındığı bölgedeki kaynak kaya ve gaz örneklerinde yapılan organik jeokimyasal analiz sonuçları ve değerlendirmeleri birbiri ile uyumlu çıkmıştır (Li ve diğ., 2018 çalışmasında olduğu gibi). İncelenen su numunelerinin tamamının TPH değerlerinin yeraltısuları için önerilen sınır değerden oldukça yüksek olduğu görülmüştür. Ayrıca, her üç bölge sularında da ham petrol kaynaklı n-alkan hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Suda TPH değerinin, kaynak kaya tarafından türetilmiş ve rezervuar kayaya gönderilmiş olgun hidrokarbonları temsil ettiği ve TPH > 0.5 mg/lit değerine sahip ve olgun hidrokarbon içeren yeraltısularının, bulunduğu bölgedeki petrol ve doğalgaz yatakları ile ilişkili sular olduğu belirtilmiştir. Çalışmada, rezervuar hedefli suda TPH analizlerinin petrol aramacılığında pratik ve etkili bir jeokimyasal yöntem olarak kullanılabilmesi ve bu yöntemle petrol ve doğalgaz yatakları bulduran havzaların belirlenebileceği sonucuna ulaşılmıştır. Diğer jeolojik ve jeofizik yöntemler ile birlikte kullanılması durumunda da, hidrokarbon arama riskini en aza indirmek ve ticari üretim yapılabilir yeni petrol ve doğalgaz yataklarının keşfedilebilmesi için pratik ve etkili bir araç olarak kullanılabilmesi ve arama risk ve maliyetlerinin büyük ölçüde azaltılabileceğinin düşünüldüğü bildirilmiştir. Çalışmada, bir petrol ve doğalgaz rezervuarı etrafında olgun hidrokarbonlarca ve iyotça zengin bir su havzasının bulunduğu belirtilmiştir (Şekil 6). Dolayısıyla, çalışma alanında petrol ve doğalgaz yatağı (ları) varlığı durumunda, çalışma alanındaki yeraltı sularının hidrokarbonca ve iyotça zengin olması gereklidir.



Şekil 6. Birincil yöntemlerle üretim yapılan antiklinal bir petrol rezervuarının bileşenleri (Özdemir, 2018d).

3. Bulgular ve Tartışma

3.1. Sulardaki Hidrokarbonların Miktarı ve Kaynağı

Yeraltısuyu, petrol ve doğalgaz rezervuarı oluşumu için belirleyici faktördür. Diyajenetik ortam, hidrokarbonların göçünü ve ayrışmasını kontrol eder (Liu ve diğ., 2018; Li ve diğ., 2014; Feng ve Han, 2002). Su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi, petrol ve doğalgaz rezervuarının mekânsal evrimi için anahtar faktördür ve tüm diyajenetik süreçte işlev görür (Liu ve diğ., 2018; Cai ve diğ., 1997). Su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi, minerallerin tümü, organik madde ve formasyon suyu içeren, hem tepkiyen hem de ürün oluşum süreçlerinin bir arada bulunduğu karmaşık bir fizikokimyasal işlemdir. Bu işlemde, özel sıcaklık ve basınç koşullarında ayrışma ve çökelim arasında dinamik bir dengeye ulaşılmaktadır. Su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi için en belirgin manifesto, yeraltısuları ve formasyonlardaki fizyokimyasal özellik değişimidir. Su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi, yeraltısularında hidrokarbonlarca zenginleşmeye sebep olur (Liu ve diğ., 2018). İnceleme alanındaki su numunelerinin TPH değerlerinin, Özdemir (2018b) tarafından önerilen (TPH < 0.5 mg/l) ve Liu ve diğ. (2018) tarafından önerilen (hidrokarbon içeriği < 0.05 mg/l) yeraltısularında bulunması gereken hidrokarbon sınır değerlerinden oldukça yüksek olduğu görülmektedir (Tablo 1). Dolayısıyla, su-kayaç-hidrokarbon etkileşimi, inceleme alanındaki sularda hidrokarbon zenginleşmesine sebep olmuştur.

Tablo 1. Su örneklerinin analiz sonuçları

Numune No	Numune Yeri	Koordinatlar		I (mg/l)	Br (mg/l)	Cl (mg/l)	TPH (mg/l)
		X	Y				
1	Germencik / Aydın	4191312	552690	0.06	0.04	1569.05	45.86
2	Germencik / Aydın	4190846	552774	0.06	0.04	1477.58	114.76
3	Germencik / Aydın	4190097	552748	0.04	0.03	1484.62	9.65
4	Germencik / Aydın	4193898	551151	0.03	0.02	1386.11	5.97
5	Germencik / Aydın	4193561	552028	0.03	0.02	1611.27	6.02
6	Germencik / Aydın	4193499	551322	0.01	0.01	1562.01	74.23
7	Germencik / Aydın	4196436	555598	0.00*	0.01	1386.11	6.16
8	Germencik / Aydın	4196894	555879	0.03	0.02	1737.92	45.72
9	Germencik / Aydın	4193730	556606	0.05	0.04	1238.35	16.94
10	Merkez / Aydın	4188921	579273	0.11	0.08	696.57	6.66
11	Merkez / Aydın	4188729	579083	0.03	0.01	154.79	6.77
12	Merkez / Aydın	4190357	579245	0.07	0.04	443.27	8.24
13	Merkez / Aydın	4191224	578287	0.10	0.08	397.54	70.52
14	Merkez / Aydın	4190159	579267	0.02	0.01	460.87	5.44

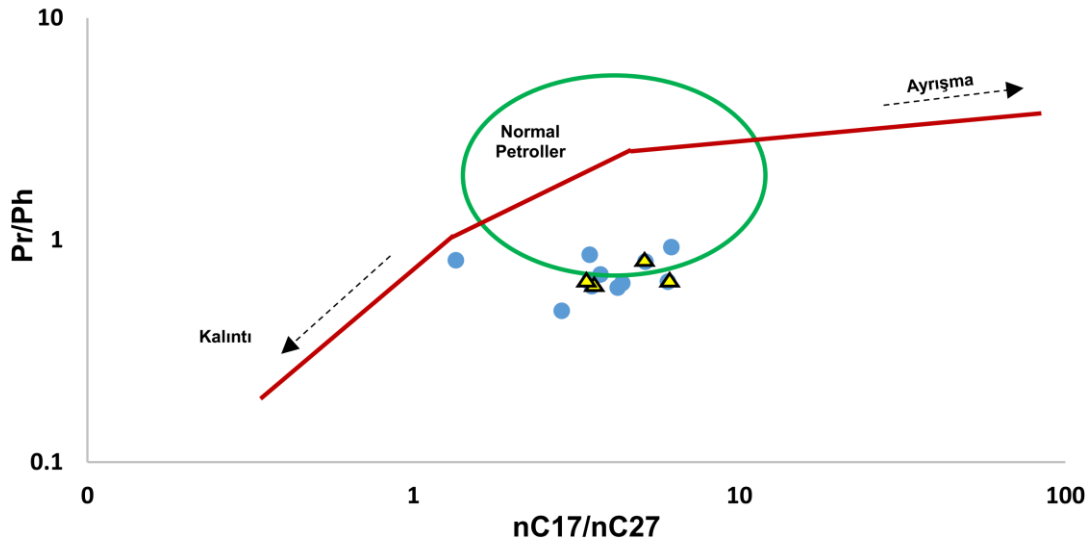
* Dedeksiyon limitinin altında.

Yapılan TPH analizlerinde, incelenen su numunelerinde n-alkan hidrokarbonlar tespit edilmiştir (Tablo 2). Su örneklerinin gaz kromatogramları ve integrasyonları, EK-1 ve EK-2'de verilmiştir. Gaz kromatogramlarından elde edilen jeokimyasal parametrelerin işaretlendiği grafiğe bakıldığında (Şekil 7), incelenen su numunelerindeki hidrokarbonların normal petrol hidrokarbonları sınıfına girdiği, herhangi bir hidrokarbon ürününden ayrışarak veya kalıntı olarak oluşmadığı görülmektedir.

Hidrokarbon bileşiklerinin genel dağılımlarını görmek, organik madde tipi, olgunlaşma ve çökeltme ortamları hakkında bilgi sağlamak amacıyla gaz kromatogramlardaki pik dağılımları ve boylarına bakılarak değerlendirme yapılır. Gaz kromatografi analiz sonuçları kullanılarak Pr (Pristan)/Ph (Fitan) oranı, izoprenoid/n-alkan oranı ve Karbon Tercih İndeksi (CPI) hesaplanarak yorumlamaya gidilmektedir. Bu çalışmada, n-alkan dağılımlarından yararlanılarak su numuneleri Pr/Ph oranı (Didyk ve diğ., 1978; Tissot ve Welte, 1984; Banga ve diğ., 2011), CPI indeksi (Bray ve Evans, 1965), Pr/Ph - CPI (Hakimi ve diğ., 2017; Onojake ve diğ., 2013), Pr/nC17 - Ph/nC18 (Peters ve diğ., 1999; Sarı ve diğ., 2003; Mathur ve diğ., 1988) ve Pr+Ph/nC17 + nC18 (Frimmel ve diğ., 2004) 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 ölçülerek belirlenmektedir. Bu kromatogramlarda hâkim pikler, n-alkanlardır. CPI indeksinin hesaplanmasında, farklı araştırmacılar farklı formüller önermişlerdir. Bu indeks, karbon dizisinin herhangi bir aralığına uygulanabilmektedir. CPI indeksinin hesaplanması: $CPI = \frac{1}{2} \times \left[\frac{(C_{17} + C_{19} + C_{21} + C_{23})}{(C_{16} + C_{18} + C_{20} + C_{22})} + \frac{(C_{17} + C_{19} + C_{21} + C_{23})}{(C_{18} + C_{20} + C_{22} + C_{24})} \right] / 2$ (Bray ve Evans, 1961, 1965).

CPI, tek ve çift numaralı n-alkanların birbirlerine göre bolluğu, organik madde tipi, çökeltme ortamı ve ısıl olgunluğu yorumlamada kullanılmaktadır. CPI değerinin belirgin bir şekilde 1'den büyük (tek n-alkan tercihli) veya 1'den küçük (çift n-alkan tercihli) olması ısıl 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 (Tablo 2), su numunelerindeki n-alkanların tamamının kaynağı petrojenik hidrokarbonlardır ve denizel organizmalardan türemiş organik maddeye işaret etmektedir (Tablo 3)



Şekil 7. Pr/Ph - nC17/nC27 grafiği (Çorbacioğlu ve diğ., 2018). Mavi renkli daireler: Germencik (Aydın) numuneleri, sarı renkli üçgenler: Merkez (Aydın) numuneleri

Tablo 2. Su numunelerinin gaz kromatogramlarından hesaplanan jeokimyasal parametreler

Numune No	Numune Yeri	TPH (mg/l)	CPI	Pr/Ph	Pr/n-C17	Ph/n-C18
1	Germencik / Aydın	45.86	1.06	0.86	0.50	0.58
2	Germencik / Aydın	114.76	1.04	0.52	0.35	0.67
3	Germencik / Aydın	9.65	0.98	0.70	0.25	0.36
4	Germencik / Aydın	5.97	1.08	0.64	0.34	0.52
5	Germencik / Aydın	6.02	0.98	0.61	0.33	0.54
6	Germencik / Aydın	74.23	1.07	0.73	0.40	0.55
7	Germencik / Aydın	6.16	0.91	0.93	0.40	0.43
8	Germencik / Aydın	45.72	0.89	0.48	0.33	0.69
9	Germencik / Aydın	16.94	0.99	0.81	0.25	0.31
10	Merkez / Aydın	6.66	0.92	0.80	0.34	0.42
11	Merkez / Aydın	6.77	0.92	0.66	0.33	0.50
12	Merkez / Aydın	8.24	0.98	0.72	0.34	0.47
13	Merkez / Aydın	70.52	0.92	0.62	0.33	0.54
14	Merkez / Aydın	5.44	0.94	0.65	0.33	0.52
Alaşehir-1 kuyusu petrolü*	Manisa	-	-	0.76	0.81	0.96

* Veri: Gürgey ve diğ. (2007)

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

CPI	Kaynak
> 2.3	Güncel karasal sedimanlar (biyojenik hidrokarbonlar)
1.2 - 2.3	Yaşlı organik maddece zengin sedimanlar (denizel şeyller, kireçtaşları vb.)
≤ 1.2	Petrojenik hidrokarbonlar (< 1 değerler bozunmuş petroler)

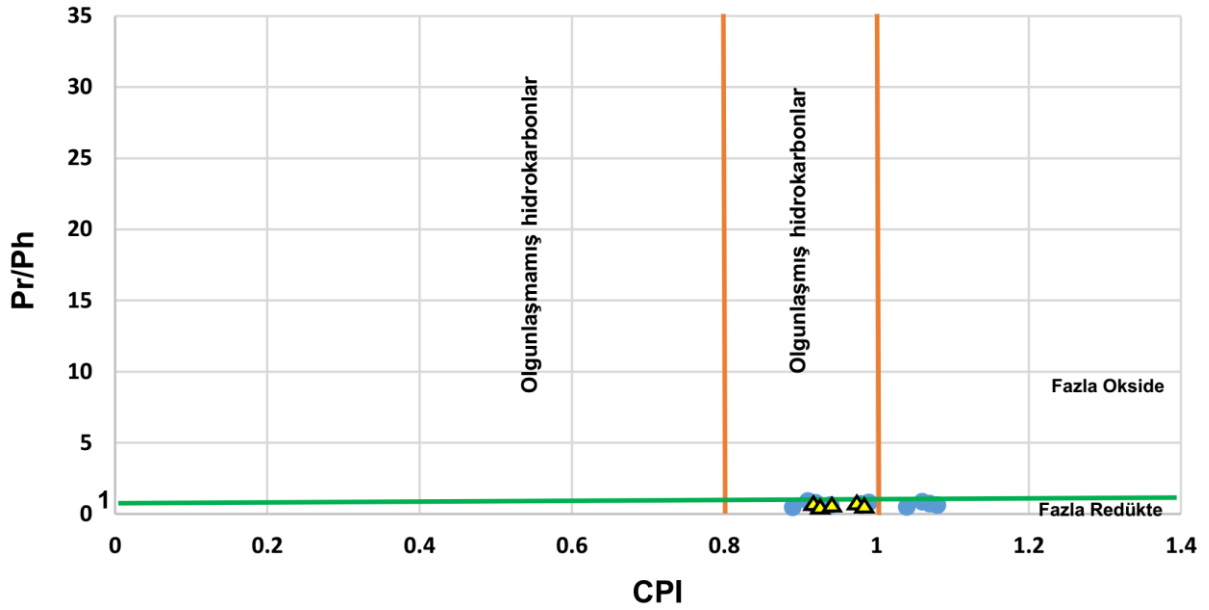
3.2. Sulardaki Hidrokarbonların Olgunluğu ve Çökeltme Ortamının Redoks Koşulları

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 petroleri olgunluklarına göre sınıflandırmışlardır (Tablo 4). Bu sınıflamaya göre, su numunelerindeki (Tablo 2) hidrokarbonların tamamı olgundur.

Tablo 4. CPI değerine göre petrolerin olgunluk derecesi (Onojake ve diğ., 2013'den düzenlenmiştir) (bkz. Şekil 5)

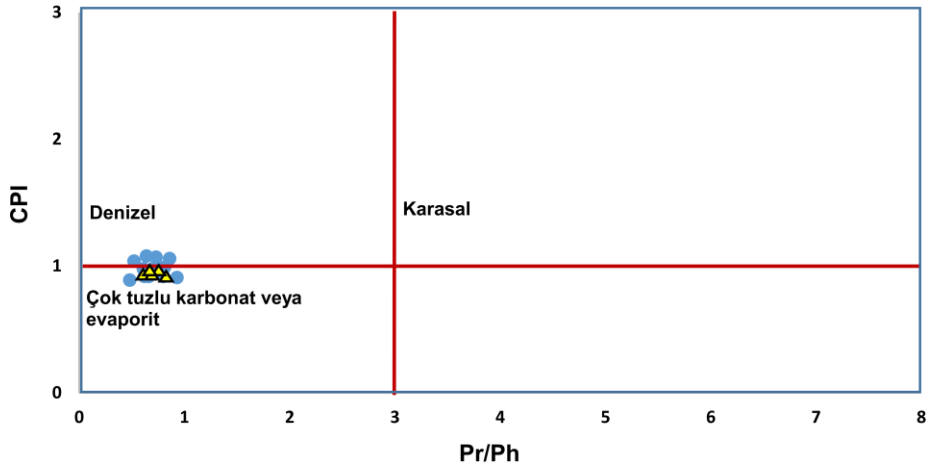
CPI	Olgunluk
1 - 1.4	Olgun (okside-redükte)
0.8 - 1	Olgun
< 0.8	Olgunlaşmamış

İzoprenoid/n-alkan oranlarında, gaz kromatogramlarındaki izoprenoidlere en yakın n-alkanlar kullanılmaktadır. Pr/Ph oranı, iyi bir korelasyon parametresidir. Pristan (Pr) ve fitan (Ph), özellikle fototropik organizmalardaki klorofilin yan zinciri olan fitilden türemektedir. Anoksik koşullar altında fitil yan zinciri koparak fitolü ve fitolde indirgenerek fitanı oluştururken, oksik koşullar altında ise fitol pristana indirgenmektedir (Peters ve Moldowan, 1993). Dolayısıyla, Pr/Ph oranı çökeltme ortamının redoks potansiyelini yansıtmaktadır. Pr/Ph < 1 ise anoksik, Pr/Ph > 1 ise oksik çökeltme ortamlarını işaret etmektedir (Didyk ve diğ., 1978). İncelenen su numunelerinin tamamı, anoksik ortamda çökelmiş sedimanlardan türemiş hidrokarbonları içermektedir (Tablo 2). Pr/Ph oranı, ayrıca paleoortam ve olgunluk hakkında da bilgi sağlamaktadır (Volkman ve Maxwell, 1986). Pr/Ph-CPI diyagramında, incelenen su numunelerindeki hidrokarbonların çoğunlukla olgunlaşmış olduğu bir kısmının da fazla redükte alanda yer aldığı ve benzer olgunluk seviyelerinde olduğu görülmektedir (Şekil 8).

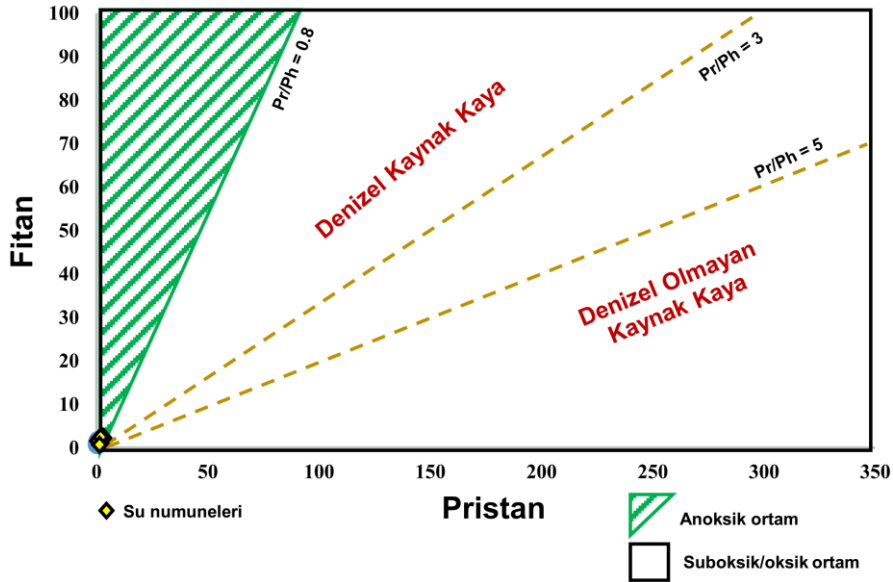


Şekil 8. Pr/Ph - CPI diyagramı (Onojake ve diğ., 2013). Mavi renkli daireler: Germencik (Aydın) numuneleri, sarı renkli üçgenler: Merkez (Aydın) numuneleri

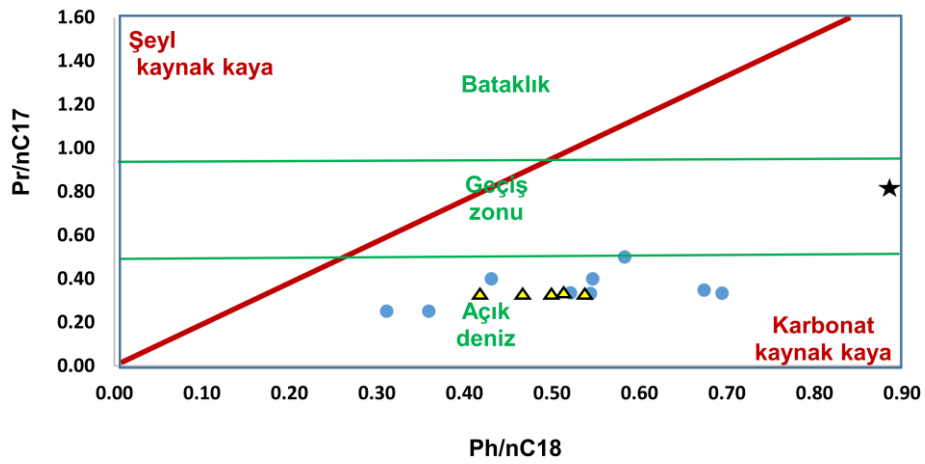
Pr/n-C17 ve Ph/n-C18 oranları, petrol korelasyon çalışmalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Yüksek pristan (Pr) içeren numuneler oksitleyici, yüksek fitan (Ph) içeriği ise redükleyici bir kaynağı yansıtmaktadır. Dolayısıyla, petrol veya bitümleri sınıflandırmak için Pr/nC17'nin Ph/nC18'e karşı çizildiği 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. Ayrıca, Pr/nC17-Ph/nC18 diyagramı kullanılarak petrolerin türemiş oldukları kaynak kayanın litolojisi ve çökeltme ortamı da belirlenmektedir. İncelenen su numunelerindeki hidrokarbonları türeten kaynak kayalar, anoksik denizel bir ortamda çökelmiş karbonat tipi kayalardır (Şekil 9, 10 ve 11). Grabende, Alt-Üst Miyosen'de gölsel bir ortam vardır (Gürer ve diğ., 2009). Dolayısıyla, grabendeki petrol kaynak kayası oluşumu bu göl ortamı öncesine (Miyosen öncesine) aittir. Çalışma alanındaki hidrokarbonların bir kısmı, çok tuzlu karbonat veya evaporitik ortamlarla ilişkili hidrokarbonlardır (Şekil 9). Pr/Ph ve (Pr + Ph)/(nC17 + nC18) diyagramı da (Şekil 12), oksiklik veya anoksiklik artışı hakkında bilgi sağlamaktadır (Hartkopf-Fröder ve diğ., 2007).



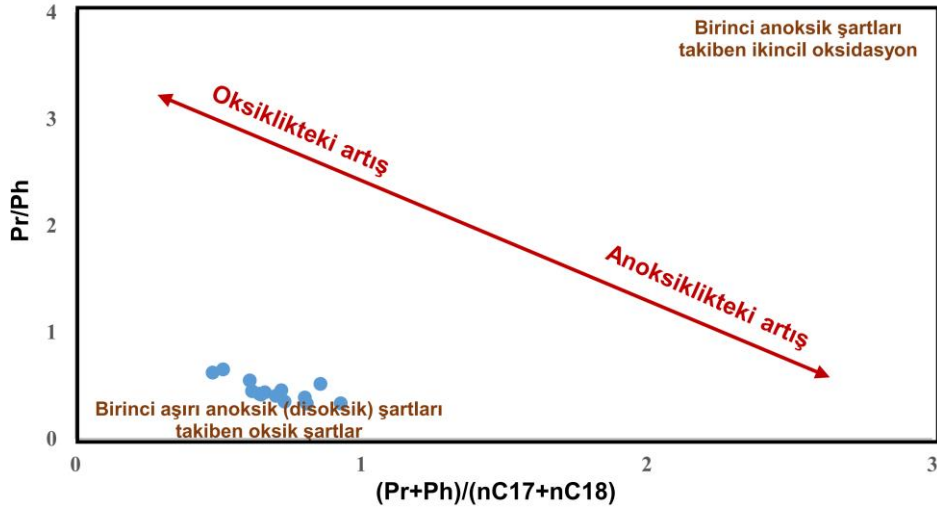
Şekil 9. Su numunelerinin Pr/Ph - CPI diyagramı (Hakimi ve diğ., 2017). Mavi renkli daireler: Germencik (Aydın) numuneleri, sarı renkli üçgenler: Merkez (Aydın) numuneleri



Şekil 10. İncelenen su numunelerinin Fitan (Ph)/Pristan (Pr) diyagramı (Banga ve diğ., 2011)

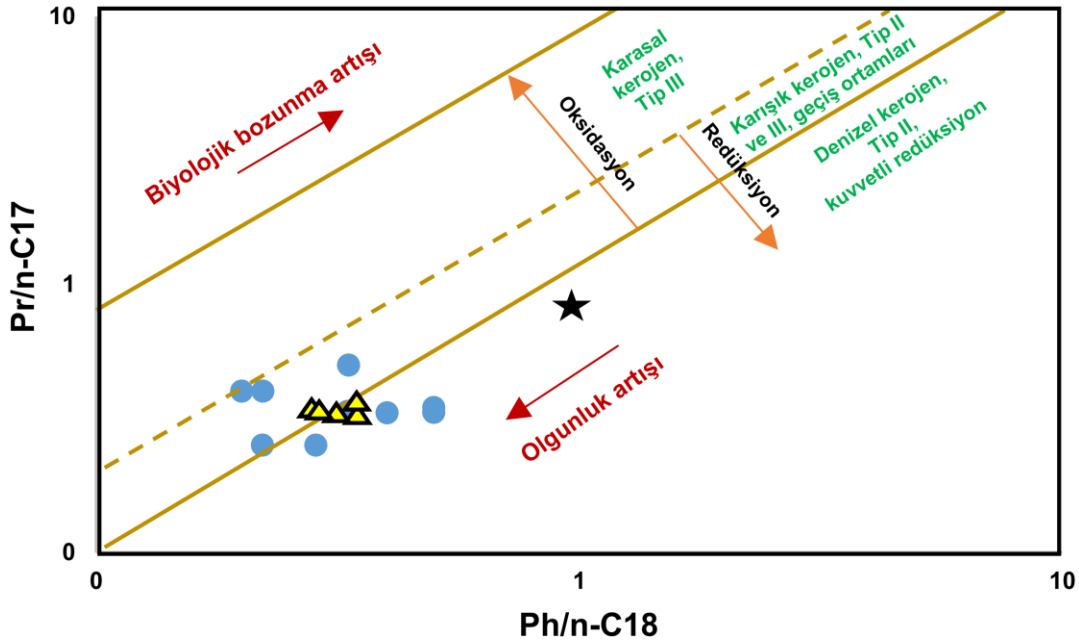


Şekil 11. İncelenen su numunelerindeki hidrokarbonları türeten kaynak kayanın litolojisi ve çökelme ortamı (Sarı ve diğ., 2003; Mathur ve diğ., 1988). Mavi renkli daireler: Germencik (Aydın) su numuneleri, sarı renkli üçgenler: Merkez (Aydın) su numuneleri, siyah renkli yıldız: Alaşehir-1 kuyusu petrolü



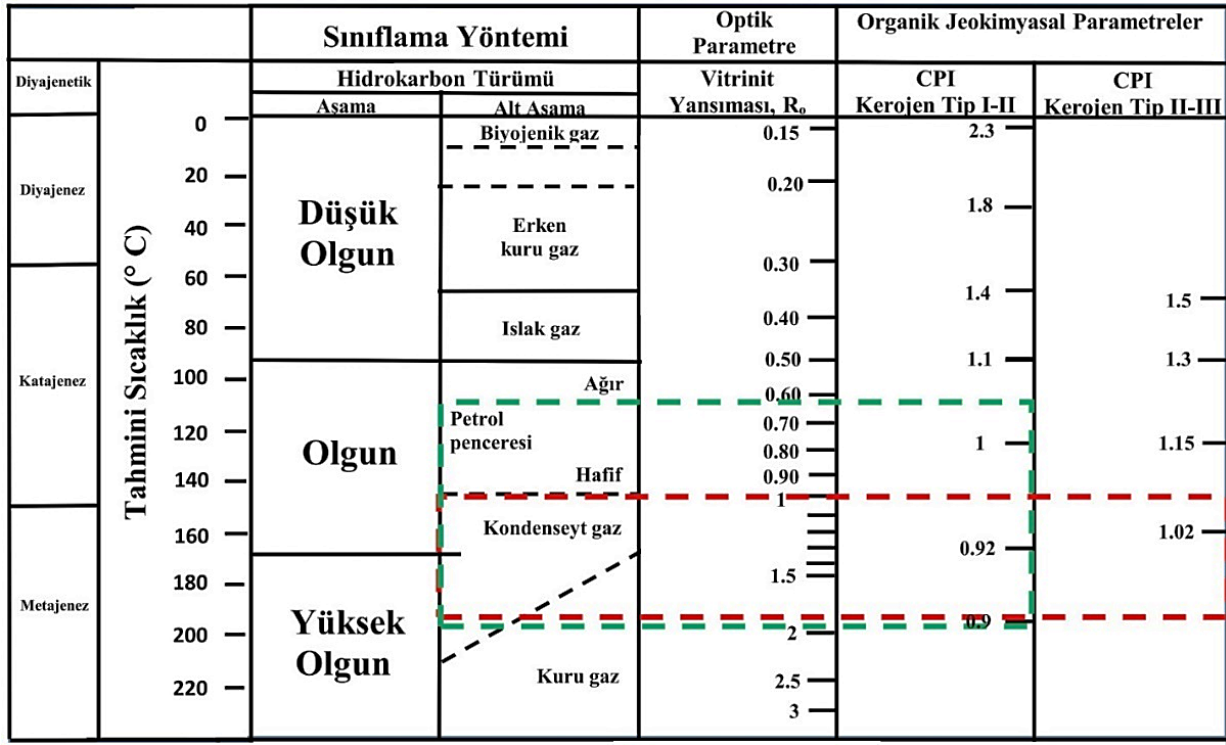
Şekil 12. Su numunelerinin $(Pr+Ph)/(nC17 + nC18)$ diyagramı (Frimmel ve diğ., 2004). Su numuneleri, diyagramda mavi renkli daireler ile gösterilmiştir.

İncelenen su numunelerinin $Pr/nC17 - Ph/nC18$ diyagramındaki konumlarına göre, hidrokarbonları türeten kaynak kayanın denizel kuvvetli redüksiyon (Tip II kerojen) ve geçiş ortamında çöklediği (Tip II-III kerojen) ve hidrokarbonların olgun seviyede oldukları görülmektedir (Şekil 13). Numunelerin diyagramlar üzerinde aynı alanda ve birbirine yakın olarak yer alması kökensel olarak ilişkili olduğunu, başka bir deyişle aynı kaynak kayadan türediklerinin bir göstergesidir.



Şekil 13. İncelenen su numunelerinin $Pr/n-C17-Ph/n-C18$ diyagramı (Peters ve diğ., 1999). Mavi renkli daireler: Germencik (Aydın) su numuneleri, sarı renkli üçgenler: Merkez (Aydın) su numuneleri, siyah renkli yıldız: Alaşehir-1 kuyusu petrolü

Organik jeokimyasal analizler, hem optik hem de kimyasal yöntemleri içerir (Tissot ve Welte, 1984). Bir analitik yöntem, kesin sonuç elde etmek için yeterli olmayabilir. Genellikle, en güvenilir 2 veya 3 yöntem birlikte kullanılır. Bu yöntemlerden elde edilen veriler [1: organik maddenin petrol veya gaz zenginliğinin miktarı, 2: organik maddenin petrol veya gaz eğilimi ve 3: olgunluk seviyesi (düşük olgun, olgunlaşmış veya yüksek olgun-metamorfize)], birbirleri ile ilişkilendirilir (Hunt, 1995). Termal olgunlaşma belirteçlerinin ilişkilendirilmesi Şekil 14'de, incelenen su numunelerindeki hidrokarbonları türeten organik madde (kerojen) tipi, hidrokarbonların termal olgunluk durumları ve hidrokarbon türü de Tablo 5'te verilmiştir. Bu değerlendirmeye göre, inceleme alanındaki hidrokarbonlar olgun ve yüksek olgun (metamorfize) olup, diyajenetik olarak metajenez - katajenez aşamasındaki hafif petrol, kondenseyit ve kuru gazdır.



Şekil 14. Termal olgunlaşma belirteçlerinin, vitrinit yansıma (R_o) ve Karbon Tercih İndeksi (CPI) değerlerinin ilişkilendirilmesi (Thompson, 1982; Heroux ve diğ., 1979). Yeşil renkli çizgili alan: incelenen su numunelerindeki Tip II kerojenden türeyen hidrokarbonlar; kırmızı renkli çizgili alan: incelenen su numunelerindeki Tip II-III kerojenden türeyen hidrokarbonlar (bkz. Tablo 5)

Tablo 5. İncelenen su numunelerindeki hidrokarbonları türeten kerojen tipi, hidrokarbonların termal olgunluk durumları, hidrokarbonların tipi ve diyajenetik aşaması (bkz. Şekil 14)

Numune No	CPI	Kerojen Tipi	Olgunluk Durumu	Hidrokarbon Tipi	Diyajenetik aşama
1	1.06	II-III	Olgun	Hafif petrol - kondenseyt gaz	Katajenez
2	1.04	II	Olgun	Hafif petrol	Katajenez
3	0.98	II	Olgun	Hafif petrol	Katajenez
4	1.08	II	Olgun	Ağır petrol	Katajenez
5	0.98	II	Olgun	Hafif petrol	Katajenez
6	1.07	II-III	Olgun	Hafif petrol - kondenseyt gaz	Katajenez
7	0.91	II-III	Yüksek olgun/metamorfize	Kuru gaz	Metajenez
8	0.89	II	Yüksek olgun/metamorfize	Kuru gaz	Metajenez
9	0.99	II	Olgun	Hafif petrol	Katajenez
10	0.92	II	Yüksek olgun/metamorfize	Kondenseyt gaz - kuru gaz	Metajenez
11	0.92	II	Yüksek olgun/metamorfize	Kondenseyt gaz - kuru gaz	Metajenez
12	0.98	II	Olgun	Hafif petrol	Katajenez
13	0.92	II	Yüksek olgun/metamorfize	Kondenseyt gaz - kuru gaz	Metajenez
14	0.94	II-III	Yüksek olgun/metamorfize	Kuru gaz	Metajenez

3.3. Sulardaki İyotun Kaynağı

Tip-II denizel kerojenin bozuşması, formasyon sularında bulunan iyotun ana kaynağıdır (Engle ve diğ., 2016; Worden, 1996). Formasyon suları, hidrokarbon kaynak kaya (kerojen) türüne göre; Tip-II (algsi-denizel, petrol eğilimli) veya Tip-III (Karasal-bitki baskın, gaz eğilimli) olarak alt bölümlere ayrılmıştır (Worden, 1996). İyotça zengin sular, kerojen içeren sedimanlardan hidrokarbonlarla birlikte türemiş paleo deniz gözenek sularıdır. Bir diğer deyişle, iyotça zengin sular kaynak kayadan olgun hidrokarbonlar ile birlikte rezervuar kayaya göçmüş sulardır (Özdemir, 2018d,e). Özdemir (2018d), çalışmasında iyotça zengin yüzey ve yeraltısularının oluşum mekanizmalarını ve 5 farklı petrolü havzadaki iyotça zengin soğuksu ve sıcak yeraltısuları ile üretim yapılan petrol ve doğalgaz yatakları arasındaki ilişki detaylı olarak incelenmiştir.

Deniz suyunda 0.06 mg/lit iyot bulunur. İyot, başlıca denizel organik maddelerde zenginleşir ve denizel sedimanlarda birikir. Denizel kökenli organik maddece zengin sedimanter kayalar ve kaya tuzu (halit), karasal ortamdaki iyotun başlıca doğal kaynaklarıdır (Worden, 1996). Bu kaynaklar, I/Br oranı ile birbirinden ayrılmaktadır. Potansiyel olarak iyot, denizel veya karasal

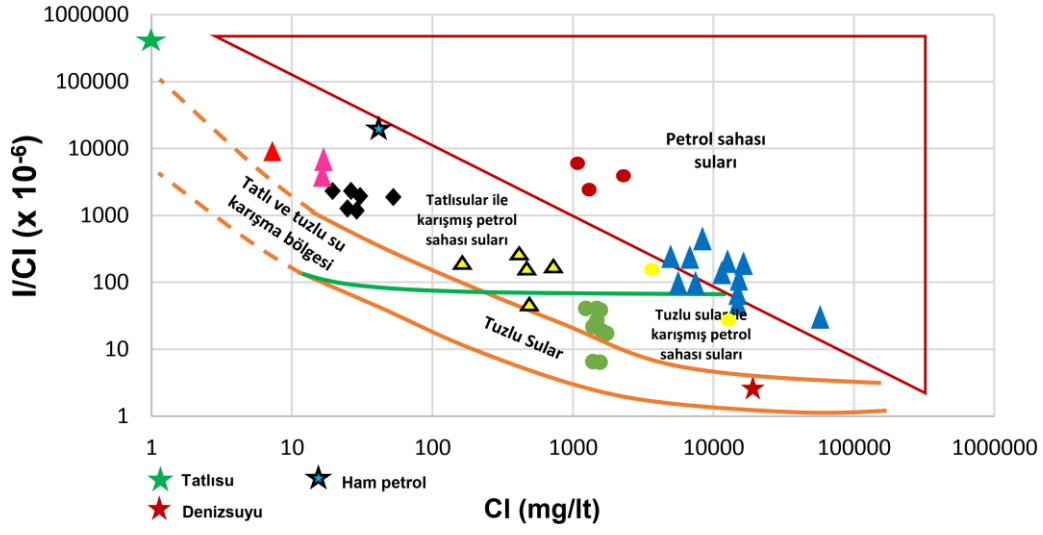
ortamdan bağımsız olarak organik maddece zengin kayalar ile ilişkilidir ve sedimanter havza salamuraları için iyi bir izleyici olarak kullanılmaktadır. Deniz ve karadan türemiş organik maddelerin Br/I oranları aynı değildir. Bu nedenle, organik maddece zengin ortamlardaki denizel kaynak kayalar ile karasal kaynak kayaları ayırt etmek için Br/I oranları kullanılır (Fuge ve Johnson, 1986). Organik maddenin bozuluşu sırasında salınan brom ve iyot, akışkanın kökenini belirlemek için kullanılır. İyot miktarı, denizel ortamda daha yüksektir. Karasal ortamlarda ise, daha düşüktür. Karasal bir ortam, daha yüksek Br/I oranlarına sahip iken, denizel organik maddece zengin bir ortam yüksek iyot içeriği ve düşük Br/I oranları sergileyecektir (Hummel, 2011; Worden, 1996). Bu oran, 0.5 - 2.5 değer aralığındadır (Kendrick ve diğ., 2011). Organik maddece zengin kaynak kayaların Br/I oranlarına göre farklı jeolojik ortamları temsil ettiği gözlenmiştir (Hummel, 2011). Sedimanter havzalarda, organik madde ile etkileşen bazı akışkanların da Br/I oranlarının yükselmesi olasıdır. Örneğin, Brezilya kömürünün Br/I oranı 4'tür (Flores ve diğ., 2008) ve turba bataklığının Br/I oranları 11 ± 4 'tür (Biester ve diğ., 2004). Çalışma alanındaki su numunelerinin Br/I oranı = 0.33 - 1.11 olarak tespit edilmiştir (Tablo 6). Dolayısıyla, incelenen su numunelerinin tamamı denizel organik maddece zengin bir ortamı temsil etmektedir. Bu veri, jeokimyasal değerlendirmeler ile uyumludur (Şekil 11, 12, 13 ve 15).

Tablo 6. İncelenen su numunelerinin Br/I oranı

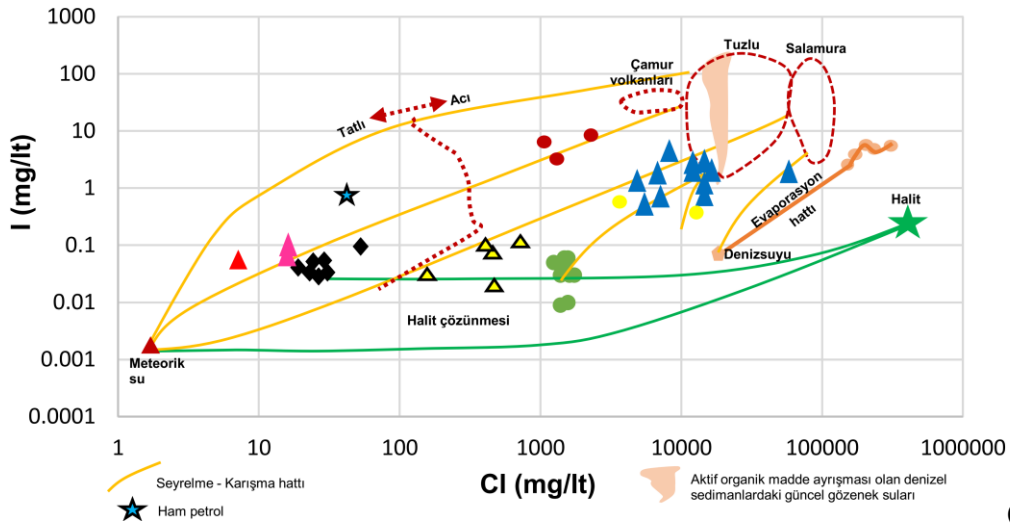
Numune No	Br (mg/l)	I (mg/l)	Br/I
1	0.04	0.06	0.67
2	0.04	0.06	0.67
3	0.03	0.04	0.75
4	0.02	0.03	0.67
5	0.02	0.03	0.67
6	0.01	0.01	1.00
7	0.01	0.009	1.11
8	0.02	0.03	0.67
9	0.04	0.05	0.80
10	0.08	0.11	0.73
11	0.01	0.03	0.33
12	0.04	0.07	0.57
13	0.08	0.10	0.80
14	0.01	0.02	0.50

> 1 mg/l iyot içeren sular, üretim yapılan petrol ve doğalgaz havzalarının/sahalarının rezervuar sularıdır (Özdemir, 2018c,d,f). Özdemir (2018c), < 1 mg/l iyot içeren suların üretim yapılabilir hidrokarbon yatakları ile ilişkili sular olup olmadıklarını belirlemenin en iyi yönteminin I/Cl - Cl oranının kullanılması olduğu belirtilerek bu ayırım için bir " Petrol ve Doğalgaz Sahası Suyu Ayırma Grafiği" önermiştir (Şekil 16). Bu grafiğe göre, çalışma alanındaki su numunelerinin çoğunluğu, meteorik ve tuzlu sularla karışmış, bir kısmı da tuzlu petrol ve doğalgaz sahası sularıdır (Şekil 13). İncelenen tüm su numunelerinin olgun petrol hidrokarbonları içermesi bu kanıyı desteklemektedir.

İyot, sedimenter kayalarda düşük konsantrasyonlarda (örneğin karbonatlarda < 1 ppm, denizel evaporitlerde < 0.1 ppm) bulunur. Şeyller, genellikle 1-20 ppm gibi yüksek iyot konsantrasyonlarına sahiptir. Karbonatlar, bol halojen içermezler (Cosgrove, 1970; Collins ve diğ., 1971; Worden, 1996). İncelenen su numunelerindeki iyot oranlarının düşük olmasının nedeni, hem sulardaki hidrokarbonları türeten kaynak kayaların karbonatlar olması (Şekil 9) hem de suların meteorik ve tuzlu sularla karışmış ve seyrelmiş olmalarıdır (Şekil 16). Özdemir (2018a,b) çalışmalarında, olgun petrol hidrokarbonlarınca zengin suların aynı zamanda düşük iyot içeriklerine de sahip olabildiği görülmektedir. İncelenen su numunelerinin tuzlu su özelliği göstermesi nedeniyle (Tablo 7), Ege denizinin tuzlu suları ile graben suları arasında yüksek oranda bir karışım söz konusudur. Şimşek (2003) tarafından Büyük Menderes grabeni boyunca yer alan jeotermal sahalarda yapılan hidrojeokimyasal ve izotopik çalışmada da, grabenin batı kısmındaki jeotermal kaynaklarda, tatlı su ve deniz suyu karışımının yüksek oranda olduğu belirtilmiştir.



(a)



(b)

Şekil 16. İncelenen hidrokarbonlarca zengin suların (a) I/Cl-Cl (Özdemir, 2018c) oranı ve (b) I/Cl oranı (Boschetti ve diğ., 2011) grafikleri. Yeşil renkli daireler: Germencik (Aydın) su numuneleri (Tablo 1), sarı renkli üçgenler: Merkez (Aydın) su numuneleri (Tablo 1). Mavi renkli üçgenler: Güneydoğu Anadolu havzası petrol sahası suları, sarı renkli daireler: Trakya havzası petrol sahası suları, kırmızı renkli daireler: Ulukışla (Niğde) iyotça ve hidrokarbonlarca zengin suları, pembe renkli üçgenler: Yüksekova (Hakkari) iyotça ve hidrokarbonlarca zengin suları, siyah renkli baklava dilimi üçgenler: Hasanoğlan (Ankara) iyotça ve hidrokarbonlarca zengin suları, kırmızı renkli üçgen: Aydıntepe (Bayburt) iyotça ve hidrokarbonlarca zengin suyu (Özdemir, 2018d). Ham petrol iyot ve klor verisi: (Hitchon ve Filby, 1983)

Tablo 7. İncelenen hidrokarbonlarca ve iyotça zengin sularının tipleri ve hidrokarbonlarla ilişkileri

Numune No	TPH (mg/lt)	I (mg/lt)	Cl (mg/lt)	Su Tipi (Şekil 16.b'den)	Hidrokarbonlarla İlişki*** (Şekil 16a'dan)
1	45.86	0.06	1569.05	Tuzlu su	Tuzlu su ile karışmış petrol sahası suyu
2	114.76	0.06	1477.58	Tuzlu su	Tuzlu su ile karışmış petrol sahası suyu
3	9.65	0.04	1484.62	Tuzlu su	Tuzlu su ile karışmış petrol sahası suyu
4	5.97	0.03	1386.11	Tuzlu su	Tuzlu su ile karışmış petrol sahası suyu
5	6.02	0.03	1611.27	Tuzlu su	Tuzlu su ile karışmış petrol sahası suyu
6	74.23	0.01	1562.01	Tuzlu su	Tuzlu su ile karışmış petrol sahası suyu
7	6.16	0.00	1386.11	Tuzlu su	Tuzlu su
8	45.72	0.03	1737.92	Tuzlu su	Tuzlu su
9	16.94	0.05	1238.35	Tuzlu su	Tuzlu su ile karışmış petrol sahası suyu
10	6.66	0.11	696.57	Tuzlu su	Tatlı su ile karışmış petrol sahası suyu
11	6.77	0.03	154.79	Tuzlu su	Tatlı su ile karışmış petrol sahası suyu
12	8.24	0.07	443.27	Tuzlu su	Tatlı su ile karışmış petrol sahası suyu
13	70.52	0.10	397.54	Tuzlu su	Tatlı su ile karışmış petrol sahası suyu
14	5.44	0.02	460.87	Tuzlu su	Tuzlu su ile karışmış petrol sahası suyu

3.4. İnceleme Alanının Havadan Manyetik ve Gravite Haritalarının Jeolojik Yorumu ve Derinlik Hesapları

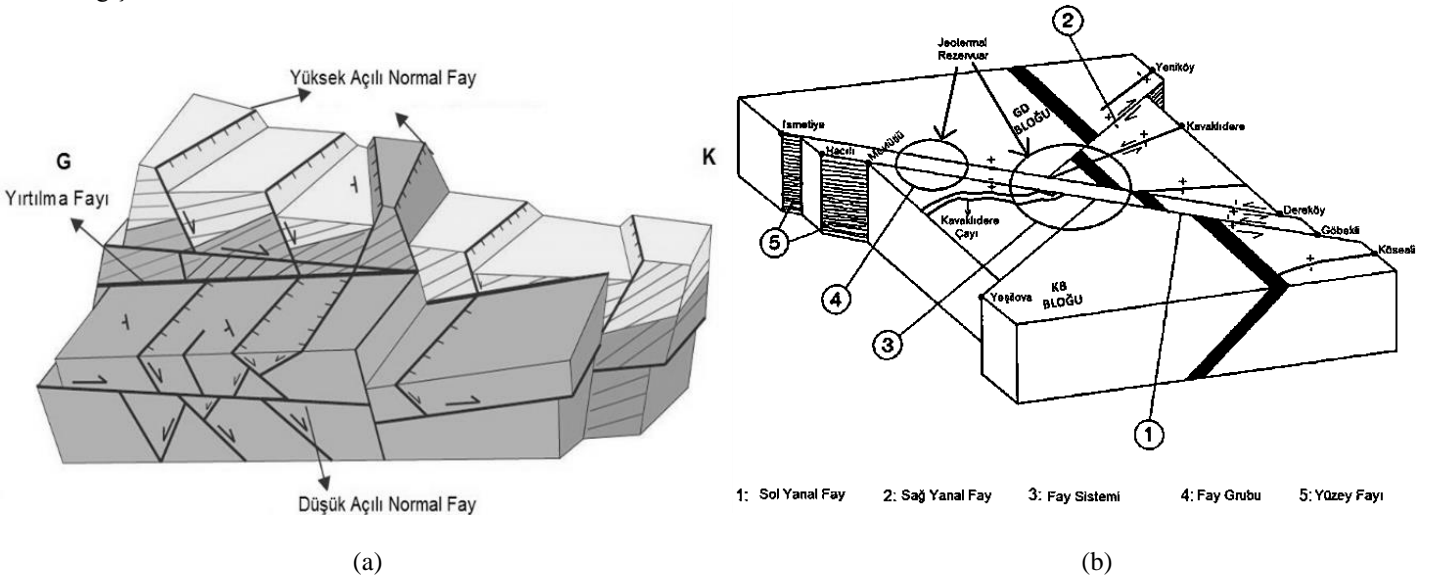
İnceleme alanında olduğu gibi, organik hidrojeokimyasal araştırmalarla petrol hidrokarbonları varlığı kanıtlanmış (olgun hidrokarbonlarca zengin sular belirlenmiş) olan bölgelerdeki petrol ve doğalgaz rezervuarının (larının) (kapanın-ların) yerlerinin belirlenmesi için özellikle sismik ölçümler çok önemlidir. Ancak, Büyük Menderes grabeninin batı kısmını oluşturan çalışma alanında, değerlendirmeye esas olabilecek sismik hatlar 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 (bazı çalışmalar; Özdemir, 2018a; Gadirov ve diğ., 2018; Stephen ve Iduma, 2018; Satyana, 2015; Ivakhnenko ve diğ., 2015; Gadirov ve Eppelbaum, 2012; Aydın, 1997, 2004; Paşteka, 2000; Piskarev ve Tchernyshev, 1997; Gadirov, 1994; Lyatsky ve diğ., 1992; Geist ve diğ., 1987; Nettleton, 1976; Griffin, 1949). Gravite ve manyetik anomali analizi, Batı Sibirya'da hidrokarbon arama ve keşfinin yarım yüzyıldan bugüne kalıcı bir bileşeni olmuştur. Kuzey Batı Sibirya'nın petrol ve doğalgaz yatakları çoğunlukla, derin riftojenik yapılardan kaynaklanan pozitif bölgesel gravite ve manyetik anomalilerin yamaçlarında yer almaktadır. Bilinen tüm petrol ve doğalgaz yatakları, nispeten yüksek gravite anomalileri ile karakterize olan bölgelerdedir. Hem gravite hem de manyetik anomalinin pozitif (yüksek gravite ve manyetik) olduğu bir alan riftojenik bir yapıya işaret eder. Bu pozitif anomalinin, bazik-ultrabazik kayalardan kaynaklandığı kabul edilmektedir. Petrol ve doğalgaz sahaları, bu pozitif anomalinin kenarında veya yakın çevresinde bulunurlar. Aynı zamanda, temel kayaların yoğunluğu ve manyetizmasındaki düşüşler nedeniyle oluşan gravite ve manyetik değerlerin birlikte düşük olduğu alanlarda da petrol ve doğalgaz yataklarına 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 temel üzerindeki petrol ve doğalgaz sahaları, 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 yataklarının oluşumunda önemli bir rol oynadığı görüşü ile de uyumludur (Piskarev ve Tchernyshev, 1997).

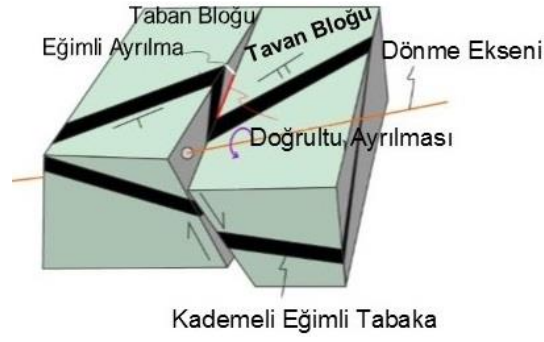
3.4.1. Havadan manyetik haritanın jeolojik yorumu

Büyük Menderes ve Gediz gibi yarı graben havzalarında, normal doğrultu atımlı faylar yerine çok sayıda yırtılma fayının (verev atımlı enine fay) bulunduğu (Şekil 17) ve bu yırtılma faylarının (transfer fayı) yarı graben havzasını farklı yapısal bloklara ayırdığı pek çok çalışmada belirtilmiştir (bazı çalışmalar; Singleton, 2011; Öner ve Dilek, 2013, Özdemir ve diğ., 2017; Özdemir ve Şahinoğlu, 2018). Öner ve Dilek (2013) tarafından yapılan çalışmada belirtildiği gibi, verrev atımlı bu yırtılma fayları, fay düzlemine dik yarı yatay eksende saat yönünde dönüşe ve ötelenmeye yol açmaktadır (Şekil 18). Bu fayların, yatay mesafe ile atım yönü ve büyüklüğü de hızla değişebilmektedir (Öner ve Dilek, 2013).

Hazırlanan manyetik haritada inceleme alanının yapısal mimarisini, havzaya paralel D-B yönelimli kenar faylarına (Şekil 2), dolayısıyla havzaya neredeyse dik (GGB-KKD yönelimli), olasılıkla verrev atımlı iki büyük yırtılma fay sisteminin oluşturduğu görülmektedir. Bu yırtılma fayları arasında kalan alanda, bu yırtılma faylarının hareketleri sonucunda parçalara ayrılmış bir makaslama zonu gelişmiş olmalıdır. Çünkü, manyetik haritada kuzey ve güney yönelimli bu yırtılma fayları çevresinde keskin anomali değişimleri gözlenmektedir. Havzadaki sedimanter birimlerin stratigrafik kalınlıklarında da, bu yırtılma fayları çevresinde önemli değişiklikler olması beklenebilecek bir durumdur.

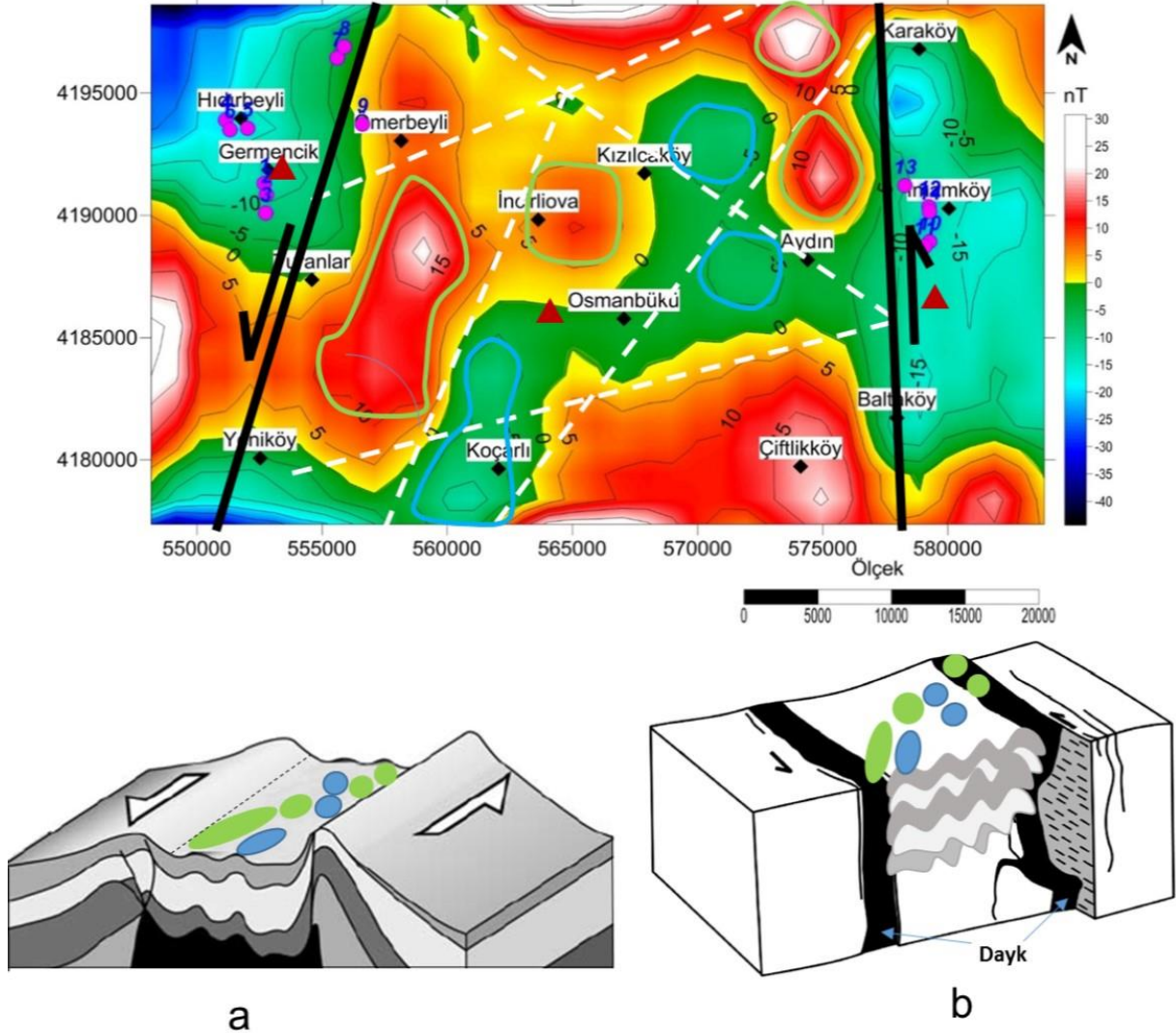


Şekil 17. Yarı graben havzalarında enine graben ve enine horstu ayıran enine fayları (yırtılma fayları) gösteren blok diyagramlar. (a) Öner ve Dilek (2013), (b) Özdemir ve diğ. (2017)



Şekil 18. Rotasyonel yırtılma faylanması, fay düzlemine dik yarı yatay eksende (turuncu renkli çizgi) saat yönünde dönüş ve ötelenmeye yol açar (Öner ve Dilek, 2013'den alınmıştır).

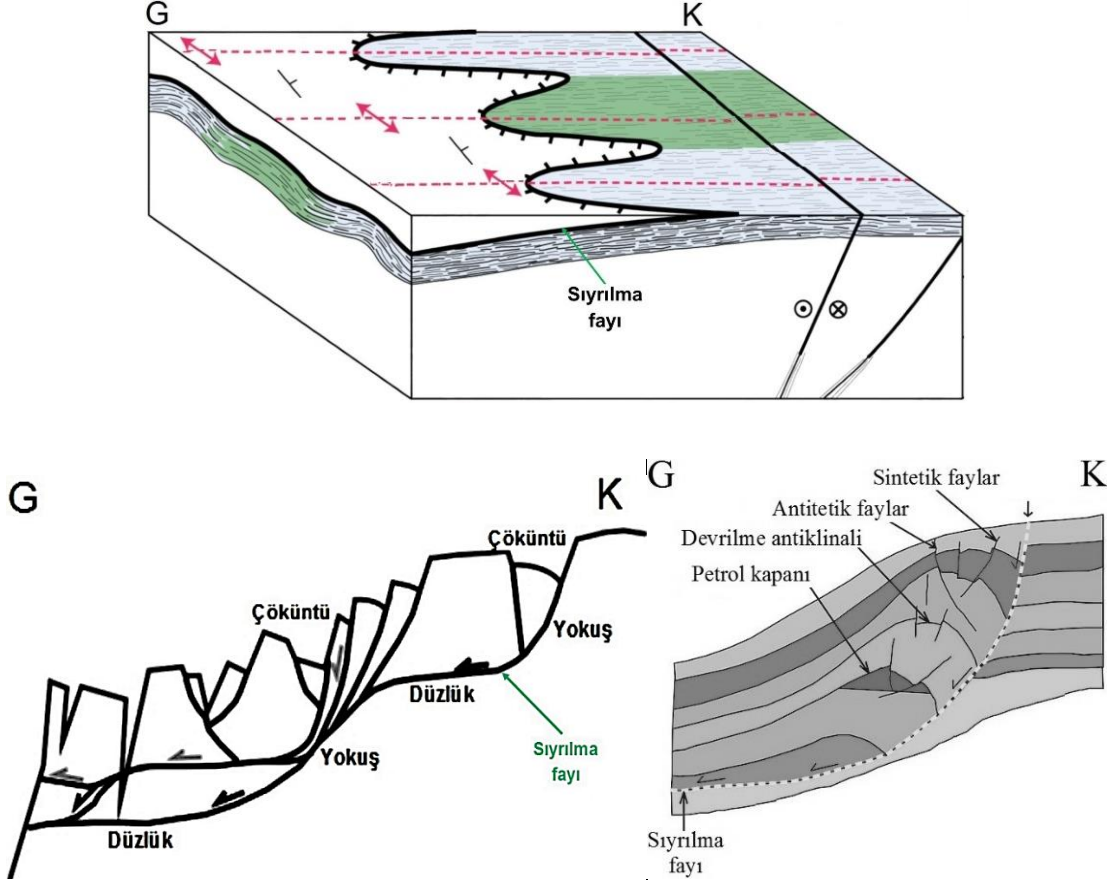
İnceleme alanı için hazırlanan havadan manyetik haritada, mavi, yeşil ve açık sarı renkli alanlarda manyetik özelliği olmayan tamamen sedimanter (kumtaşı, kireçtaşı, silttaşı, çamurtaşı, kiltası, çakıltaşı, şeyl vb.) ve metamorfik (kristalize kireçtaşı, mermer, kuvarsit, şist vb.) kayalar bulunmaktadır. Sarı, kırmızı ve beyaz renkli alanlarda ise, manyetik özelliği olan kayalar (volkanik çakıllı kumtaşları, ofiyolitler, dayklar vb.) yer almaktadır. Çalışma alanında gözlenen bu manyetik anomalilere göre iki jeolojik model olasılık dahilindedir (Şekil 19).



Şekil 19. İnceleme alanının rejyonel havadan manyetik anomalileri renk kontur haritası ve jeolojik yorumu. Petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri (mavi renkli rakamlı pembe renkli daireler), Erentöz ve Ternek (1959) çalışmasındaki petrol emareleri (bordo renkli üçgenler), graben içerisindeki muhtemel ana yırtılma fayları (siyah renkli çizgiler), tali yırtılma fayları (beyaz renkli tireler) ve muhtemel petrol kapanlarını (mavi ve yeşil renkle işaretlenmiş poligonlar) göstermektedir. (a) jeolojik model 1, (b) jeolojik model 2 (jeolojik modeller, metinde açıklanmıştır)

Jeolojik Model 1 (Şekil 19a):

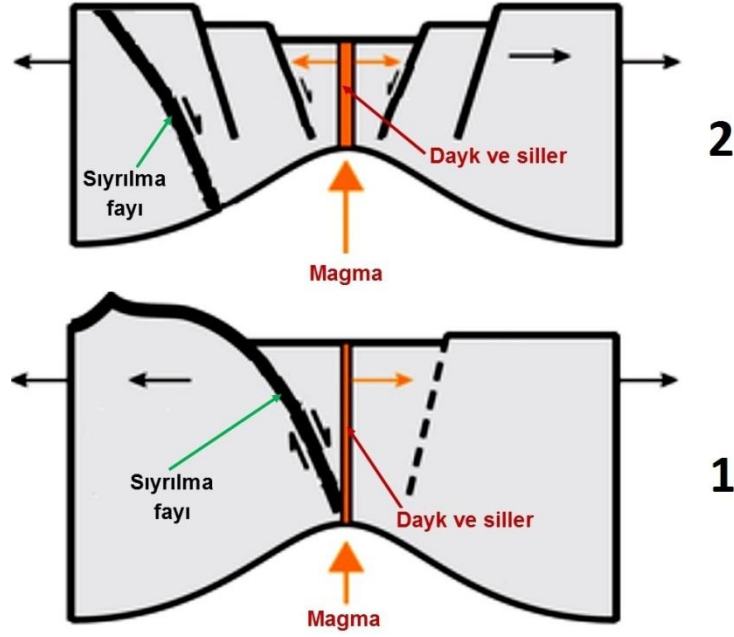
Olgun hidrokarbonlarca zengin su numuneleri, çalışma alanında bulunan petrol ve doğalgaz rezervuarı (ları) için önemli bir kanıttır. Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile belirlenen, baskın olarak GB-KD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği Büyük Menderes grabeninde sıyrılma ve yırtılma faylanmaları etkisi ile havza içerisindeki sedimanter ve metamorfik birimlerin faylanması ve kıvrımlanması sonucunda gelişen karmaşık kıvrımlar (antiklinaller), çalışma alanındaki olası petrol ve doğalgaz kapanlarıdır (Şekil 20). Göreceli olarak yüksek manyetik anomaliler (turuncu, kırmızı ve beyaz renkli anomaliler üzerine açık yeşil renkle işaretlenmiş alanlar) metamorfik şist, gnays vb. kayalardan oluşan antiklinalleri, düşük manyetik anomaliler (yeşil renkli anomaliler üzerine mavi renkle işaretlenmiş alanlar) sedimanter kireçtaşı, kristalize kireçtaşı veya mermerlerden oluşan antiklinallerdir (Şekil 19).



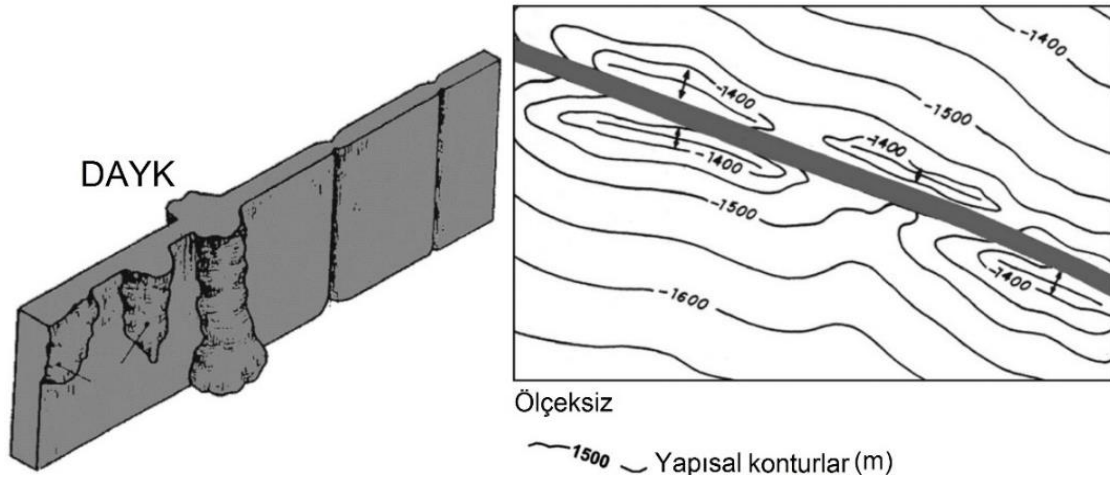
Şekil 20. Çalışma alanında, karmaşık faylanma ve kıvrımınma süreçleri sonucunda oluşmuş, hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği olası petrol ve doğalgaz kapanları olan sedimanter ve metamorfik birimlerdeki antiklinallerin, yapısal özelliklerine ilişkin çeşitli temsili modeller

Jeolojik Model 2 (Şekil 19b)

Hazırlanan manyetik haritada (Şekil 19) pozitif manyetik anomalilerin (turuncu ve kırmızı renk tonları); manyetit, ilmenit, pirotin vb. mıknatıslanma özelliği olan mineralleri içeren ve havzaya tektonik olaylar sonucunda yerleşmiş, havzadaki yüksek sıcaklıklı jeotermal sahaların da (Şekil 2) muhtemel ısı kaynağı olan dayk ve sillerden kaynaklandığı düşünülmektedir (Şekil 19). Nitekim, Aldanmaz ve diğ. (2018) çalışmasında, Söke ilçesindeki Miyosen yaşlı lavlar detaylı olarak incelenmiştir. Manyetik anomalilerin, bu lavların Büyük Menderes havzasındaki uzantıları olan dayk ve sillerden kaynaklanması büyük olasılıktır. Manyetik anomalilerin, inceleme alanı batısında bulunan Söke'ye doğru yükselmesi bu görüşü desteklemektedir. Hazırlanan gravite haritasında (Şekil 23), yaklaşık D-B uzanımlı derin bir sedimanter havza olarak belirlenen Büyük Menderes grabeninde bulunan hidrokarbonların, muhtemelen graben oluşumu sırasında yerleşen (Şekil 21) yaklaşık K-G ve KB-GD yönlü bu dayk ve siller (Şekil 19'daki kırmızı ve beyaz renkli alanlar) ve sedimanter kayalar/metamorfik kayalar (Şekil 19'daki mavi renkle işaretlenmiş poligonlar) kontağı boyunca göç etmesi ve hidrokarbonların bu dayk ve siller çevresinde oluşan antiklinallerde (Şekil 19'daki mavi ve yeşil rekle işaretlenmiş poligonlar) birikmesi ve kapanlanması olasığını akla getirmektedir (Şekil 22). Bu nedenle dayk ve sillerin, kaynak kayayı ısıtma (olgunlaştırma) yanısıra göç ve kapanlanma rolleri ile de Büyük Menderes grabeni petrol sisteminin önemli bir bileşeni olduğu düşünülmektedir (Şekil 22).



Şekil 21. Sıyrılma fayı ile ilişkili bir graben oluşumu ve graben oluşumu sırasında dayk ve sillerin havzaya yerleşiminin şematik modeli



Şekil 22. Bir dayk çevresinde oluşan antiklinallerin şematik yapı kontur haritası (Filho ve diğ., 2008). İnceleme alanındaki petrol kapanları için düşünülen model.

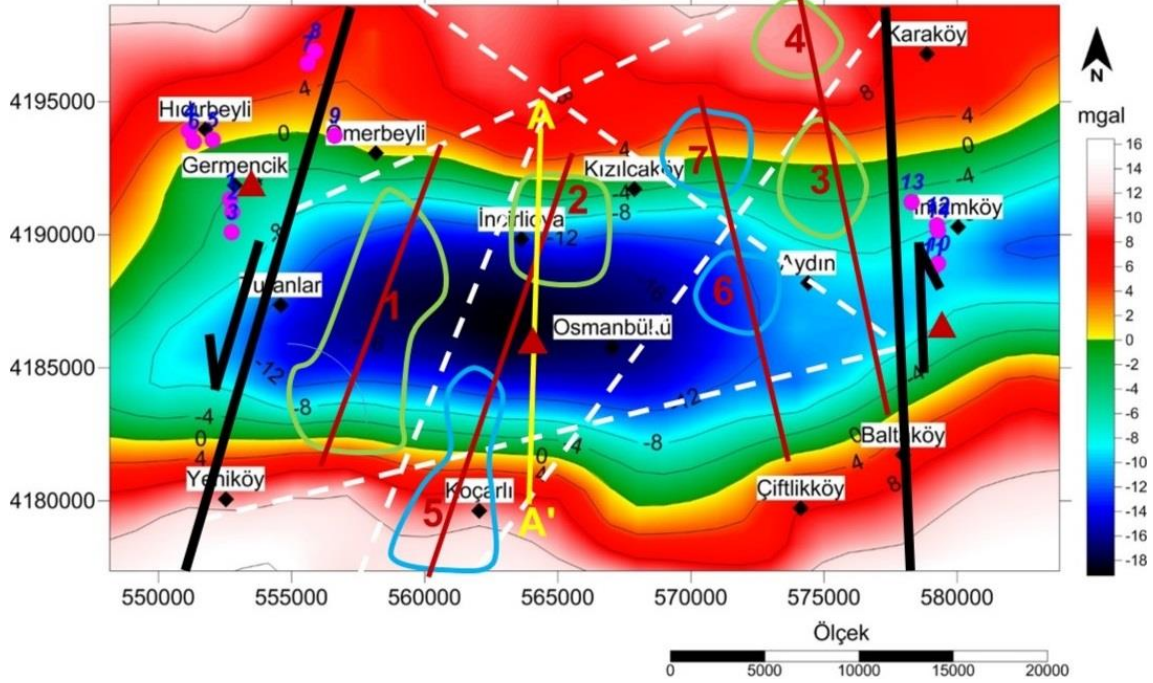
Bir petrol sisteminin ana bileşenleri; (1) hidrokarbon türümüne yol açan koşullar, (2) kaynak kayadan ayrılan hidrokarbonların göç edeceği göç yolları, (3) hidrokarbonlar için rezervuar görevi gören gözenekli ve geçirgen bir kaya, (4) düşük geçirimli yan ve üst (çevresel) birimler ve (5) kapalı bir yapıdır (kapan). Magmatik sokulumlar, bu beş ana petrol sistemi bileşeninden herhangi birini ve/veya birkaçını etkileyebilirler. Magmatik sokulumlar, çatlaklı ve geçirgen olması durumunda, yeni göç yolları oluşturabilir veya kristalize ve geçirimsiz oldukları zaman ise akışkan bariyeri olarak görev üstlenebilirler (Senger ve diğ., 2017). Magmatizmanın, petrol ve doğalgaz aramak için önemli olan güçlü termal ve petrofiziksel değişiklikleri sebep olduğu bilinmektedir. Magmatik sokulumlar, kayaçların gözenekliliğinde ve hidrostatik basınçta değişikliğe neden olur. Magmatizma, ayrıca hidrokarbon kaynak kayalarının ısısını yükselterek organik maddenin olgunlaşmasını artırır. Ayrıca, yapısal ve stratigrafik değişikliklere ve hidrokarbon kapanlarının oluşumuna neden olur. Dayk ve sillerin düşük geçirgenliği, petrolün göçüne engel oluşturmaktadır (Filho ve diğ., 2008).

3.4.2. Gravite haritasının jeolojik yorumu ve derinlik hesapları

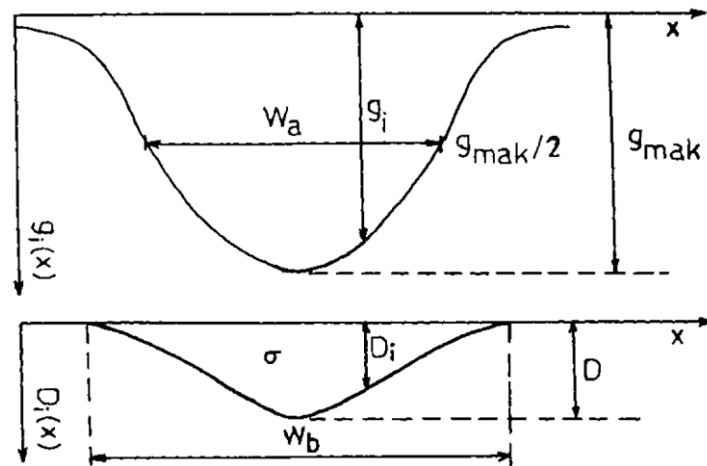
Hazırlanan gravite haritasında, düşük yoğunluklu sedimanter kökenli kayaçlardan oluşan genç çökeller (silttaşı, çamurtaşı, kiltası, çakıltası, şeyl vb.) koyu mavi, açık mavi, yeşil ve sarı renk tonları ile yoğunluğu nispeten daha büyük olan kayaçlar (kireçtaşı, mermer vb.) ise turuncu, kırmızı ve beyaz renk tonları ile temsil edilmişlerdir (Şekil 23).

Çalışmada, iki boyutlu rezidüel gravite anomalilerini derinlik değerlerine dönüştürülebilmek 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 belirlemektir (Şekil 24). $A = g_{\text{mak}}/W_a \times \sigma$ şeklinde tanımlanır. g_{mak} : gravite anomalisinin maksimum genliğidir. W_a : gravite anomalisinin yarı genlik ($g_{\text{mak}}/2$) 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. $D_o = 23.866 \times g_{\text{mak}}/\sigma$ 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).

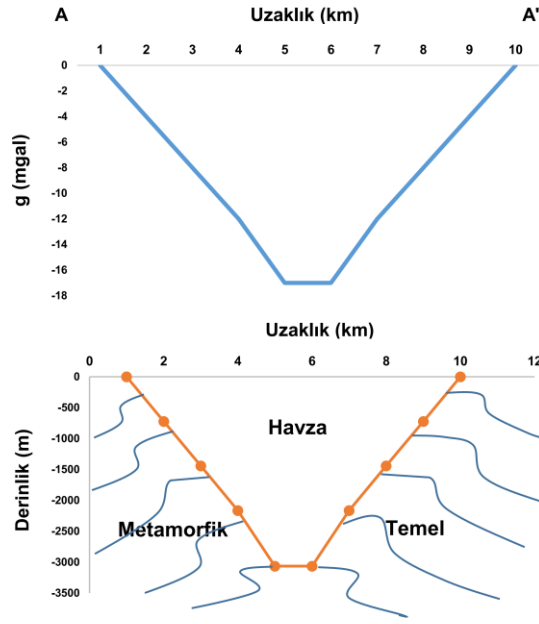


Şekil 23. İnceleme alanının rejyonal gravite anomalileri renk kontur haritası ve jeolojik yorumu. Olgun petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri (mavi renkli rakamlı pembe renkli daireler), Erentöz ve Ternek (1959) çalışmasındaki petrol emareleri (bordo renkli üçgenler), graben içerisindeki muhtemel ana yırtılma fayları (siyah renkli çizgiler), tali yırtılma fayları (beyaz renkli tireler) ve muhtemel petrol kapanlarını (mavi ve yeşil renkli daireler) göstermektedir. A-A' : havzanın maksimum derinliğini belirlemek için alınan profil (Şekil 25), bordo renkli çizgiler : Şekil 26-29'daki kesit hatları

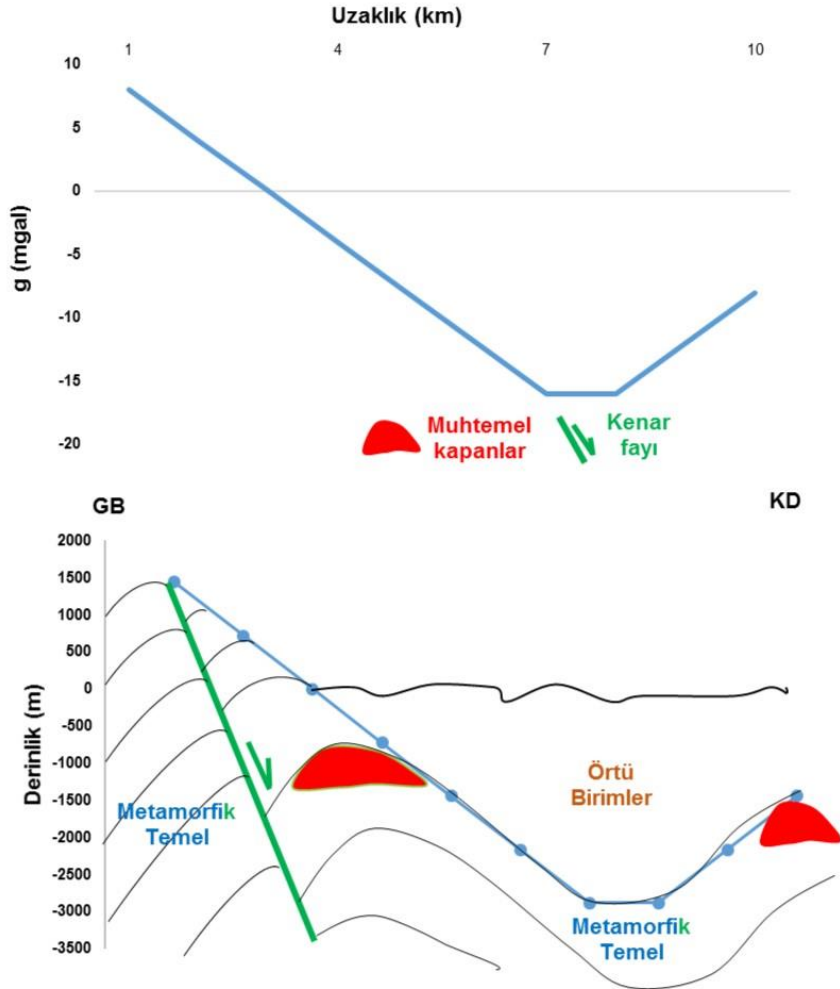


Şekil 24. İdeal bir havza gravite anomalisi ve karakteristik parametreler (Svancara, 1983)

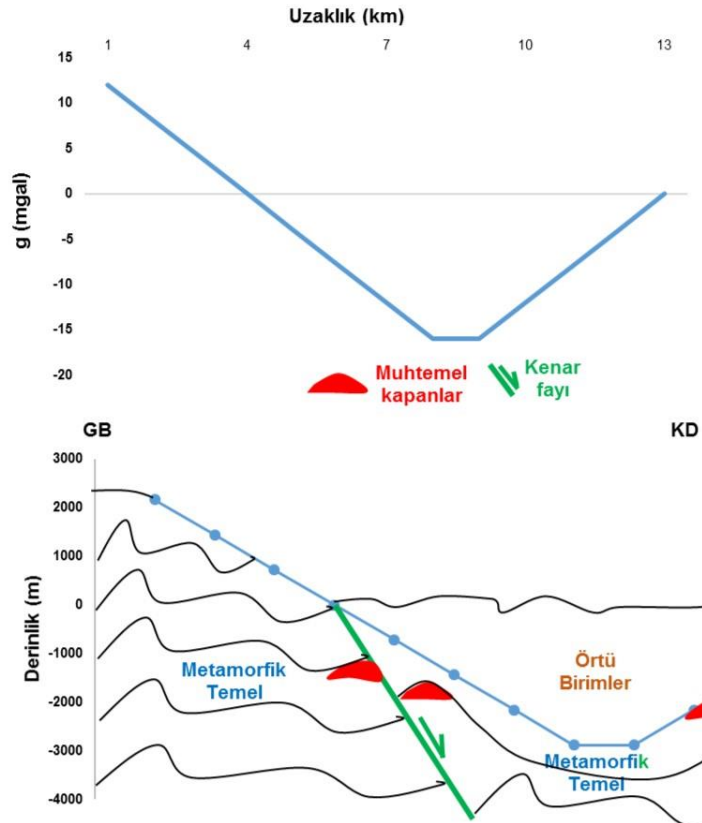
Büyük Menderes grabeninin rezidüel gravite anomali haritasından bir A-A' profili alınmıştır. A-A' profile ait anomalinin maksimum genlik değeri $g_{\text{mak}} = -17$ mgal, yarı genlik ($g_{\text{mak}}/2$) değerine karşılık gelen genişlik ise $W_a = 8.5$ km olarak saptanmıştır. Bu verilere göre, A (9.09) ve D_o (1745 m) değerleri bulunarak havzanın maksimum derinliği, $D = 3060$ m olarak belirlenmiştir (Şekil 25). Havzanın A-A' profiline göre genişliği, $W_b = 11.2$ km olarak hesaplanmıştır. Havzanın yoğunluk kontrastı değeri, yazarın Türkiye havzalarında yaptığı sondajlar ile gravite verileri karşılaştırma çalışmaları tecrübesine dayalı olarak $\sigma = -0.22$ gr/cm³ olarak alınmıştır. Belirlenen muhtemel yapı (kapan) derinlikleri, Şekil 26-29'da verilmiştir.



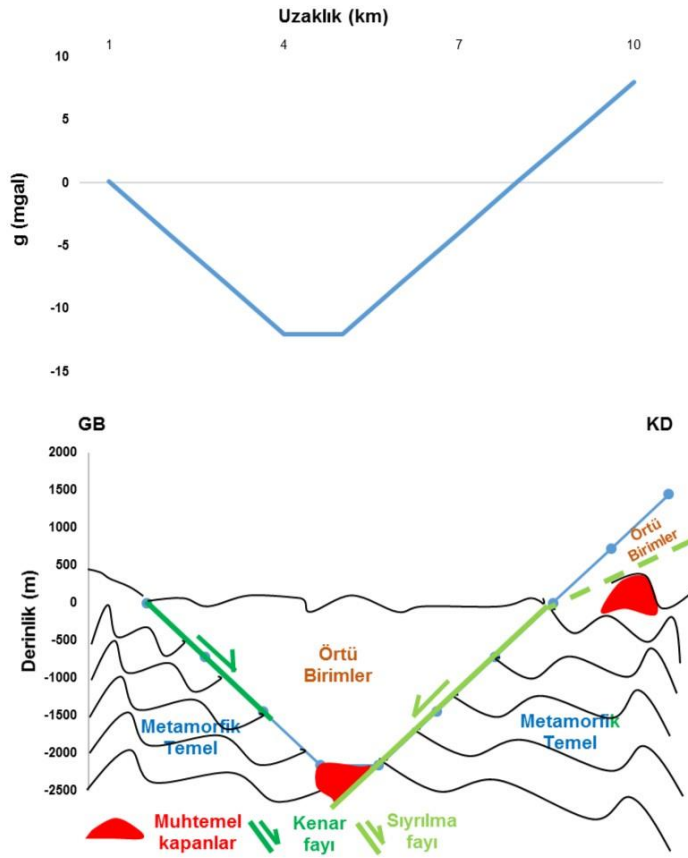
Şekil 25. İnceleme alanındaki maksimum havza derinliği (bkz. Şekil 23)



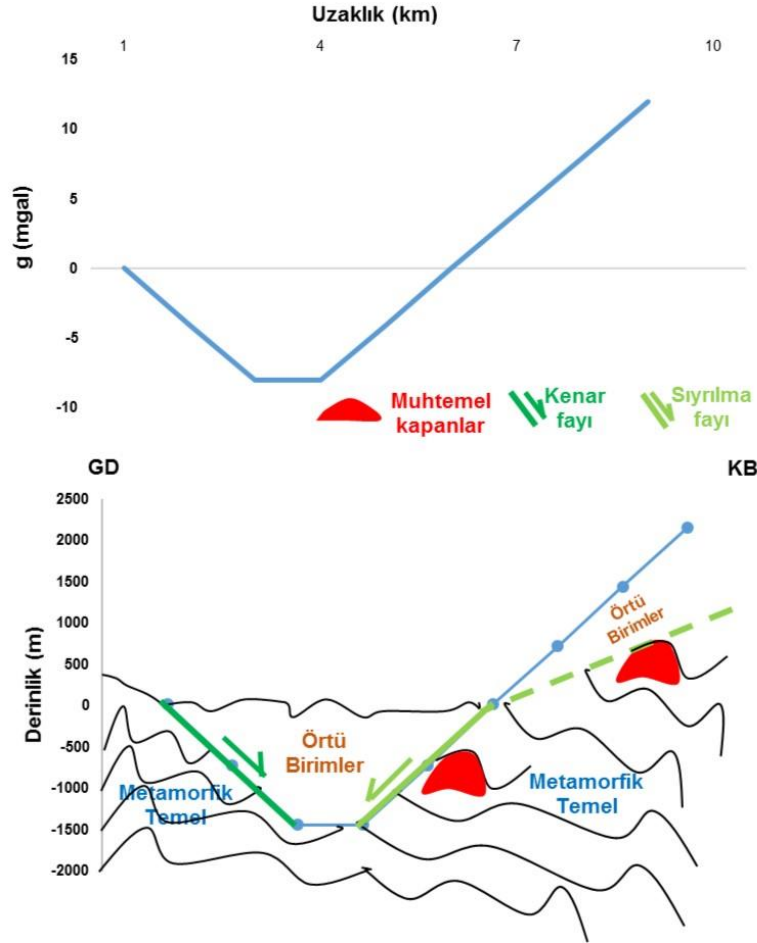
Şekil 26. İnceleme alanındaki 1 nolu yapının derinliği (bkz. Şekil 23)



Şekil 27. İnceleme alanındaki 2 ve 5 nolu yapıların derinliği (bkz. Şekil 23)



Şekil 28. İnceleme alanındaki 6 ve 7 nolu yapıların derinliği (bkz. Şekil 23)



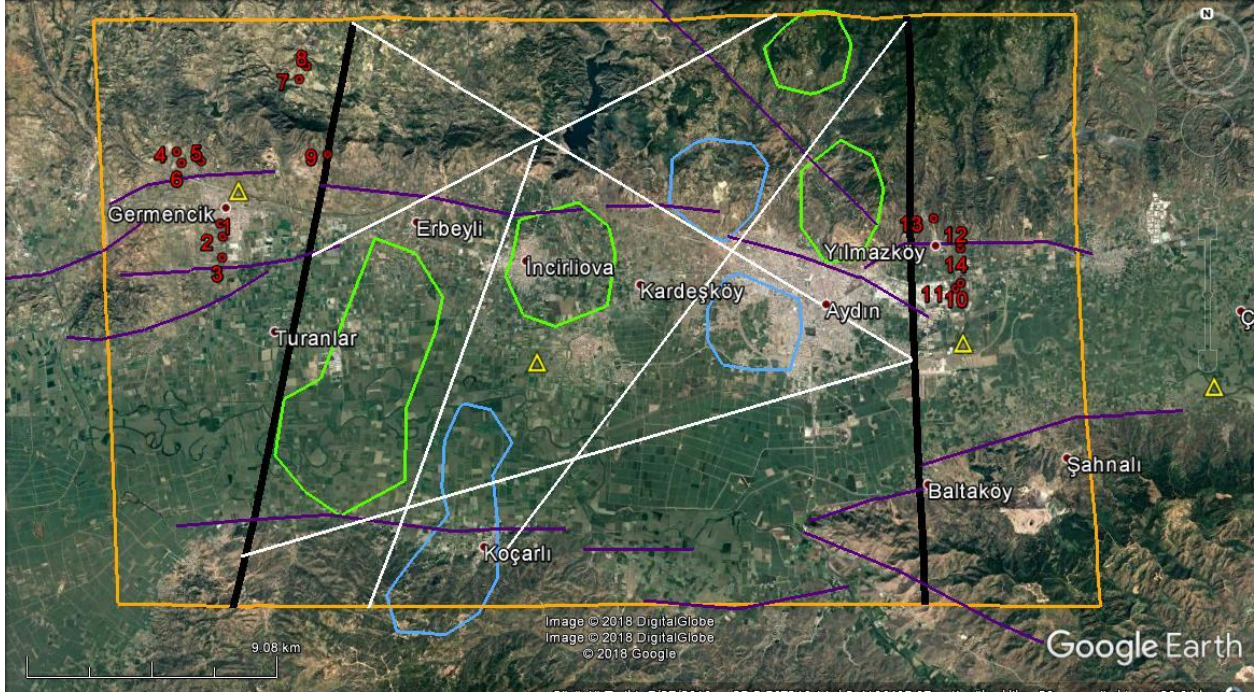
Şekil 29. İnceleme alanındaki 3 ve 4 nolu yapıların derinliği (bkz. Şekil 23)

4. Sonuç ve Öneriler

Su numunelerinde yapılan Toplam Petrol Hidrokarbonları (TPH) analiz sonuçlarında, ham petrol kökenli n-alkan hidrokarbonlar tespit edilmiştir. Olgun hidrokarbonlarca zengin su numuneleri, çalışma alanında bulunan petrol ve doğalgaz rezervuarı (ları) için önemli bir kanıttır. İnceleme alanındaki su numunelerindeki hidrokarbonlar türeten karbonat kaynak kayaları, denizel redüksiyon ortamında çökelmiş ve organik madde baskın olarak Tip II (denizel) kerojenden oluşmuştur. Grabende, Alt-Üst Miyosen aralığında bir gölsel ortam vardır. Dolayısıyla, grabendeki petrol kaynak kayası oluşumu bu göl ortamı öncesine (Miyosen öncesine) aittir. İnceleme alanındaki hidrokarbonlar, olgun ve yüksek olgun (metamorfize) olup, diyajenetik olarak metajenez - katajenez aşamasındaki hafif petrol, kondenseyit ve kuru gazdır.

Çalışma alanındaki hidrokarbonlarca zengin sular, derindeki kıvrımlı yapılardan fay ve kırıklar aracılığıyla yeryüzüne göç etmiş ve sıcaklıklar ile karışmış olmalıdır. Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile belirlenen, baskın olarak GB-KD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği Büyük Menderes grabeninde sıyırılma ve yırtılma faylanmaları etkisi ile havza içerisindeki sedimanter ve metamorfik birimlerin faylanması ve kıvrımlanması sonucunda gelişen karmaşık kıvrımlar (antiklinaller), çalışma alanındaki olası petrol ve doğalgaz kapanlarıdır (Şekil 30). Hazırlanan gravite haritasında, yaklaşık D-B uzanımlı derin bir sedimanter havza olarak belirlenen Büyük Menderes grabeninde belirlenmiş olan olgun hidrokarbonların, muhtemelen graben oluşum sırasında yerleşen yaklaşık K-G ve KB-GD yönlü dayk ve siller ve sedimanter kayalar/metamorfik kayalar kontakları boyunca göç etmesi ve hidrokarbonların bu dayk ve siller çevresinde oluşan antiklinallerde birikmesi ve kapanlanması olasıdır da mevcuttur. Bu nedenle, dayk ve sillerin, kaynak kayayı ısıtma (olgunlaştırma) yanısıra göç ve kapanlanma rolleri ile de Büyük Menderes grabeni petrol sisteminin önemli bir bileşeni olduğu düşünülmektedir.

Hazırlanan gravite ve manyetik haritalarla belirlenmiş olan yapıların yapısal özelliklerini detaylı olarak belirlemek için bu yapılar üzerinde sismik, elektrik rezistivite, IP yöntemlerinden en az biri ile detay (hatlar-profiller arası sık olan) jeofizik çalışmalar yapılmalıdır. Jeofizik araştırma derinliğinin 2500 m seçilmesinin uygun olacağı düşünülmektedir. Çalışma alanı ve çevresindeki tüm su kaynaklarından (yüzey suları, soğuk ve sıcak su kuyularından) numuneler alınarak TPH (toplam petrol hidrokarbonları), ayrılabilirliği mutlaka BTEX (benzen, toluen, etilbenzen ve ksilen izomerleri) ve iyot analizleri yapılmalıdır. Ayrıca, su örneklerinde ^{129}I ve $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ ($\delta^{13}\text{C}$) izotop analizleri yapılarak bölgede bu çalışma ile varlığı kanıtlanmış olan petrol sisteminin özellikleri (yaş, kaynak kaya, rezervuar kaya, örtü kaya vb.) tespit edilmelidir.



Şekil 30. İnceleme alanındaki muhtemel petrol kapanları (mavi ve yeşil renkli daireler), Olgun petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri (kırmızı renkli rakamlı daireler), Erentöz ve Ternek (1959) çalışmasındaki petrol emareleri (sarı renkli üçgenler), graben içerisindeki muhtemel ana yırtılma fayları (siyah renkli çizgiler), tali yırtılma fayları (beyaz renkli çizgiler), graben kenar fayları-diri faylar (eflatun renkli çizgiler)

Katkı Belirtme

Yazar, su numunelerinin alınmasına olanak ve maddi destek sağlayan Maren Enerji A.Ş. Genel Müdürü Jeo.Müh. Sn. Mehmet ŞİŞMAN'a, numunelerin seçilmesi ve alınmasında katkısı olan Rezervuar Şefi Jeof. Müh. Sn. Mustafa Yasin ÖZBEK'e, numunelerin analizlerini titizlikle gerçekleştiren Türkiye Petrolleri (TPAO) Araştırma ve Geliştirme Merkezi uzmanlarına ve makaleyi incelemek için değerli zamanlarını ayıran hakemlere teşekkür etmeyi bir borç bilmektedir.

Kaynakça

- 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.
- Aldanmaz, E., Altunkaynak, Ş., Güçtekin, A., 2018. Some remarks on the nature of mantle metasomatism beneath western Anatolian-Aegean region: Contrasting isotopic signatures recorded in the Miocene lavas from the Söke Basin. Geological Journal, 1-18. DOI: 10.1002/gj.338
- 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
- Biester, H., Keppler, F., Putschew, A., Martinez-Cortizas, A., Petri, M., 2004. Halogen retention, organohalogens, and the role of organic matter decomposition on halogen enrichment in two Chilean peat bogs. Environ. Sci. Technol. 38, 1984-1991
- Bozkurt, E., 2003. Origin of NE-trending basins in western Turkey: Geodinamica Acta, v. 16, p. 61-81
- 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
- Brinkmann, R., 1966. Geotektonische gliederung von West Anatolien, N. Jb. Geol. Paleon. Mh., 10, 603-618

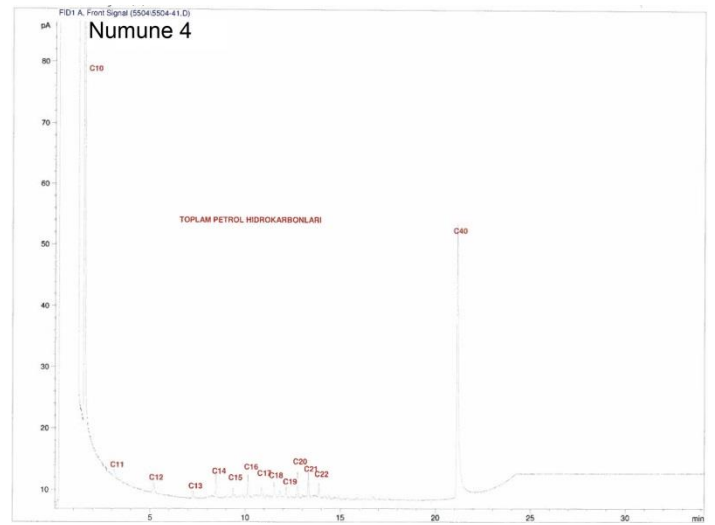
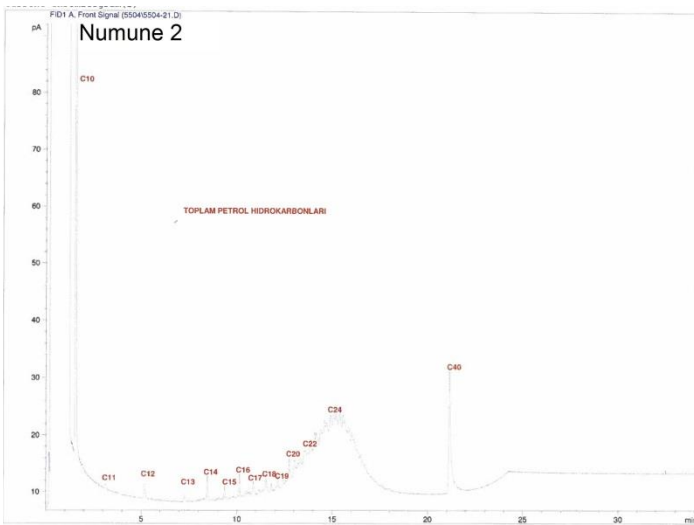
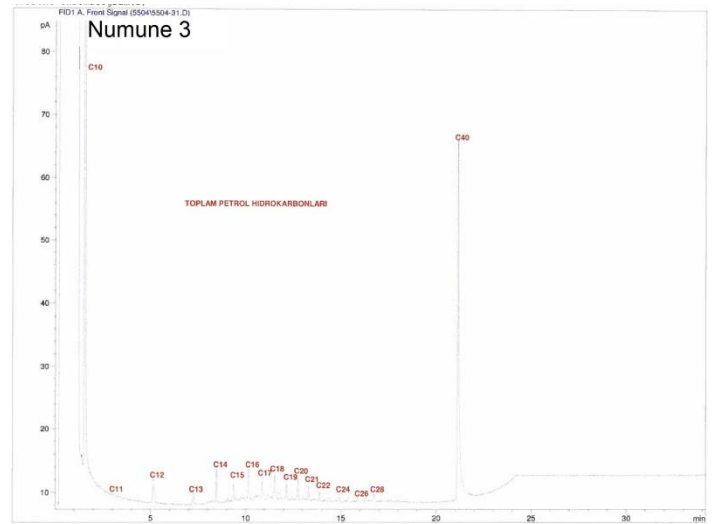
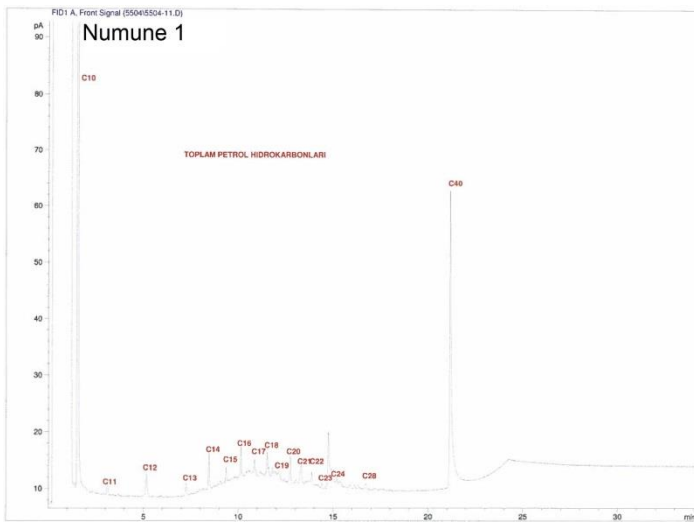
- Cai, C. F., Mei, B. W., Li, W. and Fan, G., 1997. Water-rock interaction in Tarim Basin: Constraints from oilfield water geochemistry. *Chinese Journal of Geochemistry*, 16, 289-303
- Collins, A. G., Bennett, J. H. and Manuel, O. H., 1971. Iodine and algae in sedimentary rocks associated with iodine rich brines. *Geol. Soc. Am. Bull.*, 82, 2607-2610
- Cosgrove, M.E., 1970. Iodine in bituminous Kimmeridge shale of the Dorset coast in England. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 34, 830-836
- Çiftçi, B., Temel, R.O. and Iztan, H.Y., 2010. Hydrocarbon occurrences in the western Anatolian (Aegean) grabens, Turkey: Is there a working petroleum system?. *AAPG Bulletin*, 94, 12, 1827-1857
- Çorbacioğlu, H., Kırman, Z.D., Yılmaz, P., Doğan, S., Tokoğlu, E.E., Araç, B., Türesin, F.M., Huvaj, N.Y., Elmacı, A., Türkecan, A.T., Çevik, T., Bahtiyar, İ., Sarıkaya, H., Aydın, M.G., Bakırhan, B. ve Yüksel, M., 2018. Hakkâri-Yüksekova-Hisardağı Bölgesi'nden Alınan Su, Emare ve Kayaç Örneklerinin Değerlendirme Raporu. TPAO Rapor No: 4297 (Yayımlanmamış)
- 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
- Dora, O. Ö., Kun, N., Candan, O., 1992. Menderes Masifi'nin metamorfik tarihçesi ve jeotektonik konumu, *TJK Bülteni*, 35, 1-14
- Engle, M.A., Reyes, F.R., Varonka, M.S., Orem, W.H., Ma, L., Ianno, A.J., Schell, T.M., Xu, P. and Carroll, K.C., 2016. Geochemistry of formation waters from the Wolfcamp and "Cline" shales: Insights into brine origin, reservoir connectivity, and fluid flow in the Permian Basin, USA. *Chemical Geology*, 425, 76-92
- Erentöz, C. ve Ternek, Z., 1959. Türkiye sedimantasyon havzalarında petrol imkânları. *MTA Dergisi*, 53, 21-36
- Feng, Q.Y., and Han, B.P., 2002. Hydrogeochemical simulation of water-rock interaction under water flood recovery in Renqiu oilfield, Hebei Province, China. *Chinese Journal of Geochemistry*, 21, 156-162
- Filho, A.T., Pimentel, A.M. and Antonioli, L., 2008. Magmatism and petroleum exploration in the Brazilian Paleozoic basins. *Marine and Petroleum Geology*, 25, 143-151
- Frimmel, A., Oschmann, W. and Schwark, L. 2004. Chemostratigraphy of the Posidonia Black Shale, SW Germany: I. Influence of sea-level variation on organic facies evolution. *Chemical Geology*, 206, 199-230
- Flores, E.M.M., Mesko, M.F., Moraes, D.P., Pereira, J.S.F., Mello, P.A., Barin, J.S. and Knapp, G., 2008. Determination of halogens in coal after digestion using the microwave-induced combustion technique. *Anal. Chem.*, 80, 1865-1870.
- Fuge, R. and Johnson, C.C., 1986. The geochemistry of iodine - a review. *Environ. Geochem. Health*. 8(2), 31-54
- 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
- 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
- Griffin, W.R., 1949. Residual gravity in theory and practice. *Geophysics*, 14, 39-58
- Gürer, Ö.F., Sarıca-Filoreau, N., Özbüran, M., Sangu, E., Doğan, B., 2009. Progressive development of the Büyük Menderes Graben based on new data, western Turkey. *Geol. Mag.*, 146(5), 652-673
- Gürgey, K., Simoneit, B.R.T., Batı, Z., Karamandereci, İ.H. and Varol, B., 2007. Origin of petroliferous bitumen from the Büyük Menderes-Gediz geothermal graben system, Denizli-Sarayköy, western Turkey. *Applied Geochemistry*, 22, 1393-1415

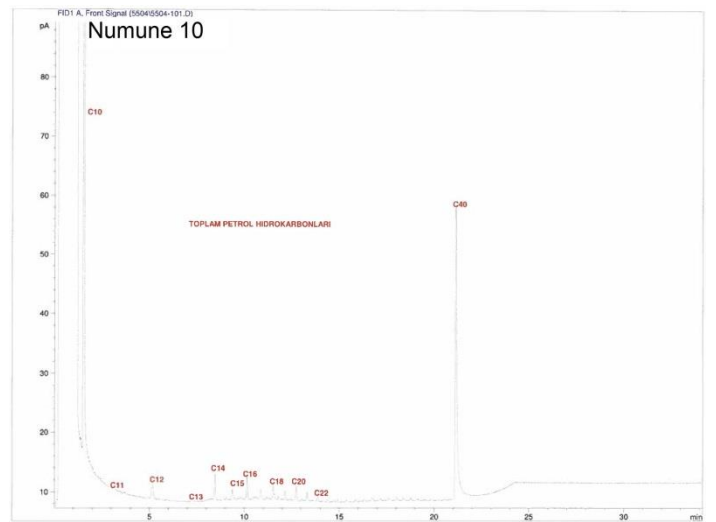
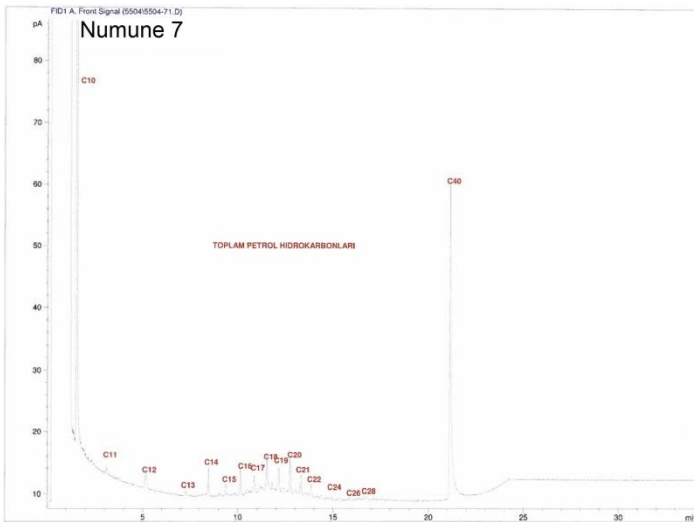
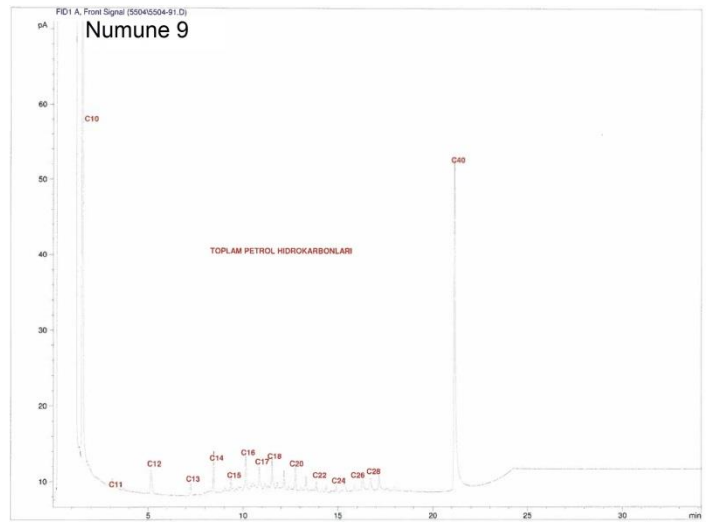
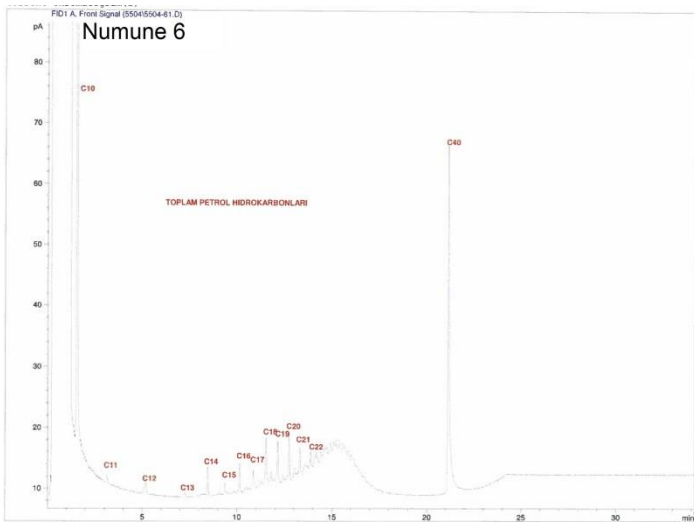
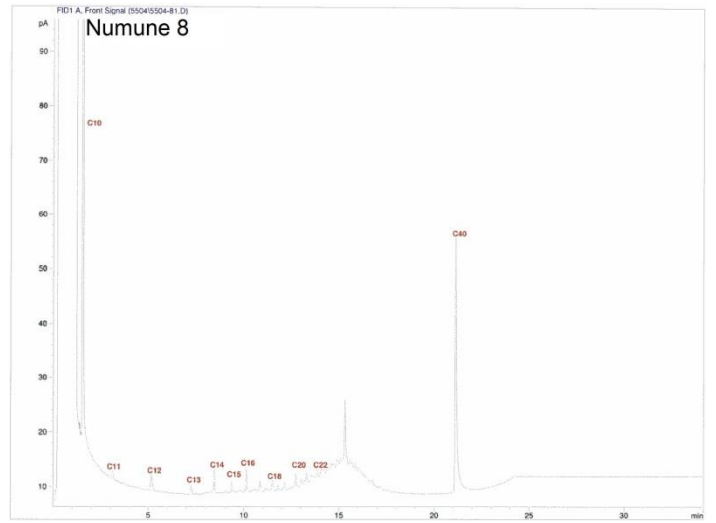
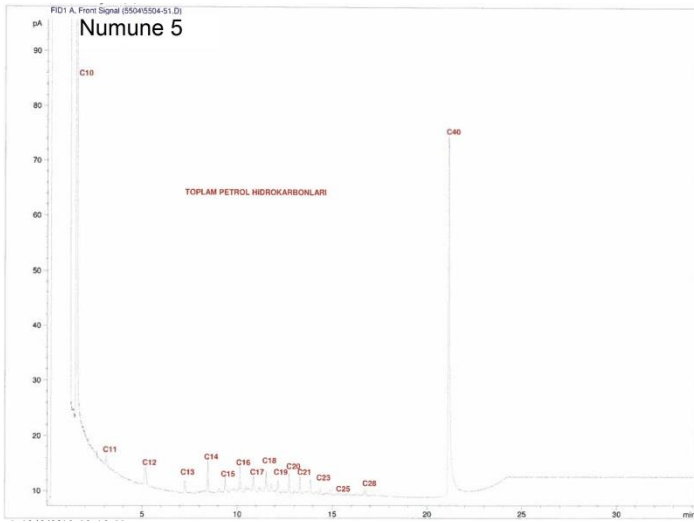
- Hakimi, M.H., Al-Matary, A.M. and Ahmed, A., 2017. Bulk geochemical characteristics and carbon isotope composition of oils from the Sayhut sub-basin in the Gulf of Aden with emphasis on organic matter input, age and maturity. *Egyptian Journal of Petroleum*, <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2017.06.002>
- Haklıdır T.F.S., Uzun, A. and Şengün, R., 2012. Investigation of reservoir characteristics of high enthalpy geothermal fields on Büyük Menderes Graben and sulphate variations of geothermal fluids in the graben. *Proceedings of International Earth Science Colloquium on the Aegean Region (IESCA)*, 1-5 October 2012, Dokuz Eylül University, İzmir, Turkey.
- 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
- Heroux, Y., Chagnon, A.G. and Bertrand, R., 1979. Compilation and correlation of major thermal maturation indicators. *AAPG Bulletin*, 63, 2128-2144
- Hitchon, B. and Filby, R.H. 1983. Trace Elements in Alberta Crude Oils. Open File Report, 1983-02, Alberta Research Council, Edmonton. 37 p.
- Hummel, S., 2011. The Use of Iodine to Characterize Formation Waters in Oil and Gas Fields. Syracuse University. MSc. Thesis, 66 p.
- Hunt, J.M., 1995. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company, New York. 743 p.
- Ivakhnenko, O.P., Abirov, R. and Logvinenko, A., 2015. New method for characterisation of petroleum reservoir fluid-mineral deposits using magnetic analysis. *Energy Procedia*, 76, 454-462
- Kendrick, M.A., Phillips, D., Wallace, M. and Miller, J.McL., 2011. Halogens and noble gases in sedimentary formation waters and Zn-Pb deposits: A case study from the Lennard Shelf, Australia. *Applied Geochemistry*, 26, 2089-2100
- Li, M., Lou, Z. H., Zhu, R., Jin, A. M. and Ye, Y., 2014. Distribution and geochemical characteristics of fluids in ordovician marine carbonate reservoirs of the Tahe oilfield. *Journal of Earth Science*, 25, 486-494
- 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
- Mathur, S., Jain, V.K., Tripathi, G.K., Jassal, J.K. & Chandra, K. 1988. Biological marker geochemistry of crude oils of Cambay Basin, India. In: Kumar, R.K., Dwivedi, P., Banerjee, V. & Gupta, V. (eds) *Petroleum Geochemistry and Exploration in the Afro-Asian Region*. Balkema, Rotterdam, 459-473
- Means, J.L. and Hubbard, N.J., 1987. Short-chain aliphatic acid anions in deep subsurface brines: A review of their origin, occurrence, properties, and importance and new data on their distribution and geochemical implications in the Palo Duro Basin, Texas. *Org. Geochem.* 11(3), 177-191
- Nettleton, L.L., 1976. *Gravity and Magnetics in Oil Prospecting*. McGraw-Hill, 464 p.
- Okay, A., 2001. Stratigraphic and metamorphic inversions in the Central Menderes Massif: A new structural model, *International Journal of Earth Sciences*, 89, 709-727
- Onojake, M.C., Osuji, L.C. and Oforika, N.C., 2013. Preliminary hydrocarbon analysis of crude oils from Umutu / Bomu fields, south west Niger Delta Nigeria. *Egyptian Journal of Petroleum*, 22, 217-224
- Özçelik, O., Altunsoy, M., Hökerek, S., Ünal, N. and Erik, N.Y., 2013. Organic geochemical characteristics of the coaly Miocene units in the Şahinali (Aydın) region, Büyük Menderes Graben, Turkey, *Goldschmidt2013 Conference Abstracts*, DOI:10.1180/minmag.2013.077.5.15
- Öner, Z. and Dilek, Y., 2013. Fault kinematics in supradetachment basin formation, Menderes core complex of western Turkey. *Tectonophysics*, 608, 1394-1412

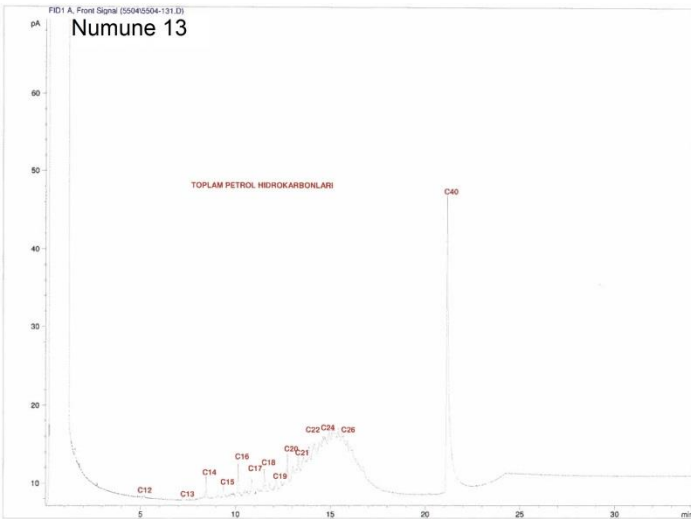
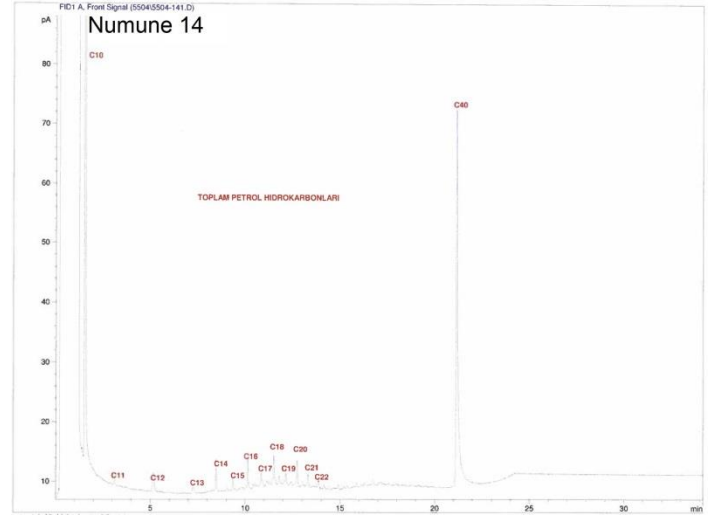
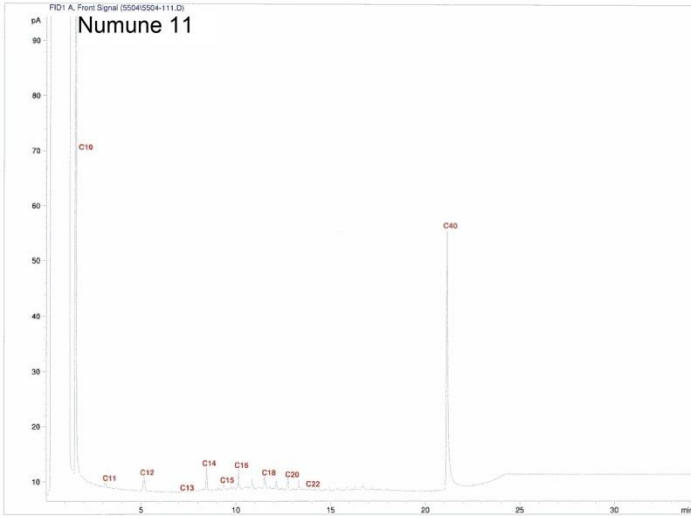
- Özdemir, A., 2018a. Hasanoğlan (Ankara) petrol sisteminin organik hidrojeokimyasal kanıtları. Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi. doi: 10.5505/pajes.2018.12316
- Özdemir, A., 2018b. Suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizinin petrol ve doğalgaz arama amaçlı kullanımı: Türkiye'den ilk önemli sonuçlar. Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi, 6(4), 615-636
- Özdemir, A., 2018c. Türkiye'nin iyotça zengin suları ve kara alanlarının petrol ve doğalgaz potansiyeli. Sürdürülebilir Mühendislik Uygulamaları ve Teknolojik Gelişmeler Dergisi, 1(2), 103-150
- Özdemir, A., 2018d. İyotça zengin yüzey ve yeraltı sularının oluşum mekanizmaları ve petrol ve doğalgaz yatakları ile ilişkileri. Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi, 4(2), 149-185
- Özdemir, A., 2018e. Relationships of formation, migration and trapping between petroleum and iodine. Natural and Engineering Sciences, 3(3), 110-153
- Özdemir, A., 2018f. Güneydoğu Anadolu havzasında petrol ile iyot ilişkisi. MTA Dergisi, <http://dx.doi.org/10.19076/mta.464160>
- Özdemir, A., Yaşar, E. and Çevik, G., 2017. An importance of the geological investigations in Kavaklıdere geothermal field (Turkey). Geomechanics, Geophysics, Geo-Energy and Geo-Resources, 3, 29-49
- Özdemir, A. and Şahinoğlu, 2018. Subsurface geology and geothermal potential of the Kavaklıdere geothermal field (Western Turkey). International Journal of Science and Research, 7(3), 1224-1249. Doi: 10.21275/ART2018930
- Paşteka, R., 2000. 2D semi-automated interpretation methods in gravimetry and magnetometry. Acta Geologica Universitatis Comeniana, 55, 5-50
- Peters, K.E., Fraser, T.H., Amris, W., Rustanto, B. and Hermanto, E., 1999. Geochemistry of crude oils from eastern Indonesia. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 83, 1927-1942
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M., 1993. The Biomarker Guide, Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Englewood Cliffs, Jersey, Prentice Hall, 339-363
- Piskarev, A.L. and Tchernyshev, M.Y., 1997. Magnetic and gravity anomaly patterns related to hydrocarbon fields in northern West Siberia. Geophysics, 62(3), 831-841
- 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.
- Sari, A., Bahtiyar, I., Brenner, R.L. and Dogan, A.U., 2003. Potential source rocks for the crude oils in the İkizce and Tokaris oil fields, SE Turkey. Petroleum Geoscience, 9, 347-356
- 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
- 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>
- Senger, K., Millett, J., Planke, S., Ogata, K., Eide, C.H., Festøy, M., Galland, O. and Jerram, D.A., 2017. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review. First Break, 35, 1-10
- Singleton, J.S., 2011. Kinematic and geometric evolution of the Buckskin-Rawhidemetamorphic core complex, west-central Arizona. The University of Texas at Austin. Thesis of Doctor of Philosophy. 235 p.
- 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
- Şengör, A.M.C., Satır, M., Akkök, R., 1984. Timing of tectonic events in the Menderes Massif, Western Turkey: Implications for tectonic evolution and evidence for Pan-African basement in Turkey, Tectonics, 3(7), 693-707
- Şimşek, Ş., 2003. Hydrogeological and isotopic survey of geothermal fields in the Büyük Menderes Graben, Turkey, Geothermics, 32, 669-678
- Tissot, B.P. and Welte, D.H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag, 699 p.

- Tran, K.L. and Philippe, B., 1993. Oil and rock extract analysis. in *Applied Petroleum Geochemistry* (M.L., Bordenave, eds.), p. 373-394
- Thompson, J.G., 1982. Hydrocarbon source rock analyses of Pakawau Group and Kapuni Formation sediments, northwest Nelson and offshore South Taranaki, New Zealand. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, 25(2), 141-148, DOI:10.1080/00288306.1982.10421406
- 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>)
- 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.
- Worden, R.H., 1996. Controls on halogen concentrations in sedimentary formation waters. *Mineralogical Magazine*, 60, 259-274
- Yazman, M., Çopur, S., Özdemir, İ., Iztan, Y.H., Sayılı, A., Batı, Z., 2004. Büyük Menderes Grabeninin Jeolojisi, Petrol Olanakları (Denizli'den Germencik'e) ve Nazilli-1 Arama Kuyusu, TPAO Raporu, Rapor No: 4546, 71 s.

EK-1: SU NUMUNELERİNİN GAZ KROMATOGRAMLARI







EK-2: SU NUMUNELERİNİN GAZ KROMATOGRAMI ANALİZİ İNTEGRASYONLARI

NUMUNE 1

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	9,20	1,90
2	n-C12	5,16	26,30	4,10
3	n-C13	7,24	9,80	2,10
4	n-C14	8,46	23,00	6,50
5	n-C15	9,36	7,60	2,50
6	n-C16	10,14	16,20	5,20
7	n-C17	10,86	8,10	2,40
8	n-C18	11,52	15,10	4,20
9	n-C19	12,14	11,80	2,80
10	n-C20	12,74	17,40	4,50
11	n-C21	13,31	19,80	3,90
12	n-C22	13,86	7,70	2,00
13	n-C23	14,39	3,50	0,92
14	n-C24	14,90	3,20	0,86
15	n-C25	15,39	5,10	0,70
16	n-C26	15,87	3,20	0,68
17	n-C27	16,32	3,80	0,69
18	n-C28	16,74	5,20	0,90

NUMUNE 2

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	4,50	0,87
2	n-C12	5,16	15,40	2,50
3	n-C13	7,24	6,20	1,30
4	n-C14	8,45	14,30	4,20
5	n-C15	9,36	6,50	2,10
6	n-C16	10,14	13,10	4,00
7	n-C17	10,85	7,40	2,30
8	n-C18	11,51	10,60	3,10
9	n-C19	12,14	10,10	2,20
10	n-C20	12,74	15,00	3,50
11	n-C21	13,31	9,00	2,30
12	n-C22	13,87	11,10	2,40
13	n-C23	14,40	9,60	1,80
14	n-C24	14,91	13,00	2,40
15	n-C25	15,41	12,80	2,50
16	n-C26	15,88	11,00	1,80

NUMUNE 3

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	6,10	1,40
2	n-C12	5,16	23,90	3,80
3	n-C13	7,24	9,20	1,90
4	n-C14	8,46	20,10	5,80
5	n-C15	9,36	8,60	2,60
6	n-C16	10,14	16,20	5,10
7	n-C17	10,85	9,10	2,70
8	n-C18	11,52	11,50	3,40
9	n-C19	12,14	8,20	2,20
10	n-C20	12,74	12,60	3,70
11	n-C21	13,31	7,50	2,10
12	n-C22	13,86	4,70	1,30
13	n-C23	14,39	2,90	0,64
14	n-C24	14,90	3,30	0,79
15	n-C25	15,38	3,00	0,63
16	n-C26	15,86	3,60	0,84
17	n-C27	16,31	3,60	0,72
18	n-C28	16,73	7,70	1,40
19	n-C29	17,18	2,80	0,51
20	n-C30	17,59	1,90	0,34
21	n-C31	17,99	1,60	0,28

NUMUNE 4

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	6,00	1,20
2	n-C12	5,16	14,00	2,30
3	n-C13	7,24	5,30	1,10
4	n-C14	8,46	12,30	3,60
5	n-C15	9,37	4,20	1,40
6	n-C16	10,14	10,80	3,50
7	n-C17	10,85	4,40	1,40
8	n-C18	11,52	6,80	2,20
9	n-C19	12,14	5,70	1,50
10	n-C20	12,74	14,20	4,00
11	n-C21	13,31	14,90	4,00
12	n-C22	13,86	8,30	2,20
13	n-C23	14,39	3,40	0,80
14	n-C24	14,91	2,00	0,49
15	n-C25	15,39	1,60	0,30
16	n-C26	15,87	2,20	0,39
17	n-C27	16,32	1,90	0,32
18	n-C28	16,72	3,70	0,68
19	n-C29	17,18	1,00	0,17

NUMUNE 5

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	8,80	1,80
2	n-C12	5,16	26,30	4,30
3	n-C13	7,24	10,40	2,20
4	n-C14	8,45	22,30	6,50
5	n-C15	9,36	7,80	2,60
6	n-C16	10,14	19,70	5,80
7	n-C17	10,85	7,50	2,50
8	n-C18	11,52	10,90	3,40
9	n-C19	12,14	7,80	2,00
10	n-C20	12,74	12,80	3,50
11	n-C21	13,31	11,00	2,90
12	n-C22	13,86	9,20	2,40
13	n-C23	14,39	4,40	1,10
14	n-C24	14,90	3,40	0,82
15	n-C25	15,39	2,60	0,57
16	n-C26	15,86	2,90	0,67
17	n-C27	16,31	3,00	0,59
18	n-C28	16,72	6,60	1,20
19	n-C29	17,19	1,30	0,30

NUMUNE 6

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	6,20	1,30
2	n-C12	5,16	15,50	2,50
3	n-C13	7,24	6,30	1,40
4	n-C14	8,45	15,50	4,60
5	n-C15	9,36	5,30	1,70
6	n-C16	10,14	14,80	4,70
7	n-C17	10,85	12,20	3,00
8	n-C18	11,51	25,90	7,40
9	n-C19	12,14	25,80	6,60
10	n-C20	12,74	29,50	7,80
11	n-C21	13,31	16,20	4,20
12	n-C22	13,86	10,00	2,60
13	n-C23	14,39	8,90	1,50
14	n-C24	14,91	7,60	1,60
15	n-C25	15,41	8,20	1,60
16	n-C26	15,88	7,00	1,20

NUMUNE 7

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	6,20	1,30
2	n-C12	5,16	15,80	2,60
3	n-C13	7,24	5,80	1,30
4	n-C14	8,45	14,10	4,20
5	n-C15	9,36	4,70	1,60
6	n-C16	10,14	13,90	4,40
7	n-C17	10,85	8,60	2,60
8	n-C18	11,51	20,80	5,60
9	n-C19	12,14	13,50	3,60
10	n-C20	12,74	20,30	5,60
11	n-C21	13,31	11,30	2,90
12	n-C22	13,86	6,70	1,80
13	n-C23	14,39	2,70	0,62
14	n-C24	14,90	3,20	0,69
15	n-C25	15,38	2,60	0,36
16	n-C26	15,86	2,70	0,54
17	n-C27	16,32	2,50	0,42
18	n-C28	16,72	6,30	1,20

NUMUNE 8

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	6,50	1,30
2	n-C12	5,16	18,10	2,90
3	n-C13	7,24	7,10	1,50
4	n-C14	8,45	15,80	4,60
5	n-C15	9,36	5,40	1,80
6	n-C16	10,14	12,40	3,90
7	n-C17	10,85	6,10	1,80
8	n-C18	11,51	9,70	2,50
9	n-C19	12,14	5,10	1,20
10	n-C20	12,74	8,70	2,40
11	n-C21	13,31	5,80	1,60
12	n-C22	13,86	4,70	1,40
13	n-C23	14,39	4,20	0,83
14	n-C24	14,91	5,30	1,20
15	n-C26	15,87	5,40	1,10
16	n-C27	16,32	3,00	0,63
17	n-C28	16,75	3,40	0,63

NUMUNE 9

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	5,40	1,10
2	n-C12	5,16	19,40	3,20
3	n-C13	7,24	7,50	1,60
4	n-C14	8,45	18,20	5,40
5	n-C15	9,36	7,00	2,30
6	n-C16	10,14	15,70	5,00
7	n-C17	10,85	8,80	2,70
8	n-C18	11,51	12,30	3,80
9	n-C19	12,14	8,60	2,30
10	n-C20	12,74	11,80	3,30
11	n-C21	13,31	6,90	1,80
12	n-C22	13,86	4,90	1,30
13	n-C23	14,39	3,70	0,92
14	n-C24	14,90	3,80	0,85
15	n-C25	15,38	8,80	1,30
16	n-C26	15,86	4,10	0,93
17	n-C27	16,31	9,00	2,00
18	n-C28	16,73	8,20	1,50
19	n-C29	17,18	8,20	1,80
20	n-C30	17,59	1,50	0,29
21	n-C31	17,99	2,80	0,55

NUMUNE 10

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	5,80	1,20
2	n-C12	5,16	17,10	2,80
3	n-C13	7,24	6,20	1,40
4	n-C14	8,45	15,00	4,30
5	n-C15	9,36	5,30	1,70
6	n-C16	10,14	12,00	3,90
7	n-C17	10,85	5,80	1,70
8	n-C18	11,51	8,60	2,50
9	n-C19	12,14	5,40	1,40
10	n-C20	12,74	8,90	2,40
11	n-C21	13,31	6,00	1,50
12	n-C22	13,86	3,30	0,91
13	n-C23	14,39	1,60	0,41
14	n-C24	14,89	1,90	0,43
15	n-C25	15,38	1,60	0,34
16	n-C26	15,86	2,00	0,43
17	n-C27	16,32	1,60	0,33
18	n-C28	16,73	4,00	0,65

NUMUNE 11

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	5,70	1,20
2	n-C12	5,16	15,00	2,60
3	n-C13	7,24	6,00	1,30
4	n-C14	8,45	13,50	4,00
5	n-C15	9,36	6,10	1,80
6	n-C16	10,14	11,10	3,70
7	n-C17	10,85	4,60	1,60
8	n-C18	11,51	7,20	2,40
9	n-C19	12,14	5,20	1,40
10	n-C20	12,74	9,20	2,50
11	n-C21	13,31	6,20	1,60
12	n-C22	13,86	4,30	1,10
13	n-C23	14,39	2,10	0,50
14	n-C24	14,90	2,20	0,52
15	n-C25	15,38	1,70	0,40
16	n-C26	15,86	2,30	0,53
17	n-C27	16,31	2,10	0,46

NUMUNE 12

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	7,40	1,60
2	n-C12	5,16	18,90	3,10
3	n-C13	7,24	8,20	1,70
4	n-C14	8,45	16,40	4,80
5	n-C15	9,36	5,40	1,80
6	n-C16	10,14	14,50	4,40
7	n-C17	10,85	5,80	2,00
8	n-C18	11,52	9,30	2,80
9	n-C19	12,14	7,60	1,80
10	n-C20	12,74	12,60	3,30
11	n-C21	13,32	8,10	2,20
12	n-C22	13,87	5,10	1,20
13	n-C23	14,40	3,00	0,56

NUMUNE 13

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C12	5,18	1,60	0,28
2	n-C13	7,24	2,40	0,42
3	n-C14	8,45	9,20	2,70
4	n-C15	9,36	4,30	1,40
5	n-C16	10,14	14,60	4,10
6	n-C17	10,85	6,60	1,80
7	n-C18	11,51	11,40	2,90
8	n-C19	12,14	7,30	1,70
9	n-C20	12,74	14,90	3,60
10	n-C21	13,31	11,50	2,40
11	n-C22	13,86	6,60	1,80
12	n-C23	14,40	8,00	1,10
13	n-C24	14,92	8,30	1,50
14	n-C25	15,41	8,90	1,60
15	n-C26	15,88	8,40	1,20
16	n-C27	16,33	3,30	0,51
17	n-C28	16,73	6,10	0,93

NUMUNE 14

PIK NO	BİLEŞEN ADI	RT	ALAN	YÜKSEKLİK
1	n-C11	3,11	7,20	1,50
2	n-C12	5,16	18,90	3,10
3	n-C13	7,24	7,90	1,60
4	n-C14	8,45	18,00	5,30
5	n-C15	9,36	6,00	2,00
6	n-C16	10,14	16,10	5,10
7	n-C17	10,85	8,60	2,60
8	n-C18	11,51	17,30	4,70
9	n-C19	12,14	13,80	3,20
10	n-C20	12,74	15,90	4,20
11	n-C21	13,31	9,90	2,20
12	n-C22	13,86	5,40	1,40
13	n-C23	14,39	2,80	0,57
14	n-C24	14,90	3,50	0,75
15	n-C25	15,38	2,50	0,48
16	n-C26	15,86	3,20	0,66
17	n-C27	16,31	1,80	0,43
18	n-C28	16,72	4,90	0,83