

Trakya Havzası Kuzebatısında Hamitabat Formasyonu Denizaltı Yelpeze Kumtaşlarının Rezervuar Potansiyeli

Reservoir Potential of the Hamitabat Formation Submarine Fan Sandstones, Northwest of Thrace Basin

Aynur BÜYÜKUTKU^{*1,a}, Aylin GEÇER^{2,b}

¹Ankara Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, 06830, Ankara

²Ankara Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Kimya Mühendisliği Bölümü, 06100, Ankara

• Geliş tarihi / Received: 27.02.2019 • Düzeltilerek geliş tarihi / Received in revised form: 20.10.2019 • Kabul tarihi / Accepted: 11.11.2019

Öz

Hamitabat Formasyonu kumtaşlarında yapılan sedimentolojik ve sediment petrografik incelemeler Trakya Havzası kuzeybatısında büyük bir denizaltı yelpaze oluşumunu göstermiştir. Bu çalışma ile Trakya Havzası kuzeybatısında açılan 16 adet sondaj kuyusundan alınan kumtaşı karot örneklerinin sedimentolojik depolanma, sediment petrografik ve petrofiziksel özelliklerinden yararlanarak Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının rezervuar özellikleri ortaya çıkarılmıştır. Kuyulardan alınan örnekler üzerinde yapılan litoloji, sedimentolojik yapı, doku ve sediment petrografi analizlerine göre Hamitabat Formasyonu kumtaşları 3 ayrı litofasiyeye (A, B ve C) ayrılmıştır. Litofasiyes A kumtaşları kaba tane boyuna (0.5-1.0 mm) sahip olup, düz-teğet tane ilişkili, yarı yuvarlak- yarı köşeli ve orta-kötü boylanmalı olup, denizaltı yelpaze oluşumunun üst yelpaze bölümüne karşılık gelir. Litofasiyes B kumtaşları orta tane boyuna (0.25-0.5 mm) sahip olup, yarı yuvarlak-yuvarlak taneli, iç-dış bükey tane ilişkili, orta-iyi boylanmalı tanelerden oluşur ve denizaltı yelpaze oluşumunun orta yelpaze bölümüne karşılık gelir. Litofasiyes C kumtaşları ise çok ince (0.12 mm<) tanelerden oluşmuş olup, denizaltı yelpaze oluşumunun alt bölümüne karşılık gelip, rezervuar özelliği sunmazlar. Litofasiyes A kumtaşları çapraz tabakaların fazlalığı, yüksek kil içeriği, az oranda ikincil çözünme ile oluşmuş gözenek alanlarına göre 0.1-10 mD düşük permeabilite, %6-12 düşük porozite değerleri ile orta kalite rezervuar özelliğine sahiptir. Litofasiyes B kumtaşları ise düşük kil içeriği, daha geniş gözenek boğazı çapları ile 16-104 mD yüksek permeabilite, %15-24 yüksek porozite değerleri ile daha iyi bir rezervuar kaya özelliği sunarlar. Bu çalışmaya göre Trakya Havzası kuzeybatısında Hamitabat Formasyonu Litofasiyes B kumtaşları hidrokarbonun geldiği seviyeye karşılık gelmektedir. Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının denizaltı yelpaze oluşumunun orta yelpaze bölümlerinin (Litofasiyes B), üst yelpaze bölümlerine (Litofasiyes A) göre çok daha yüksek hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu saptanmıştır.

Anahtar kelimeler: Denizaltı Yelpezesi, FTIR (Fourier Dönüşümlü İnfrared), Hidrokarbon, Permeabilite, Porozite, Rezervuar

Abstract

Sedimentological and sedimentary petrographic investigations of the Hamitabat Formation sandstones exhibited a huge submarine fan formation in the northwest of Thrace Basin. In this study reservoir properties of Hamitabat Formation were found out according to sedimentological storage, sedimentary petrographic and petrophysical properties of the sandstone-core samples taken from 16 wells in the northwest of the Thrace Basin. According to analyses of the lithology, sedimentologic structure, texture and sedimentary petrography of the well samples the Hamitabat Formation sandstones were separated into three distinct lithofacies (A, B, and C). Lithofacies A sandstones exhibit coarse grain sizes (0.5-1.0 mm), smooth-point grain contact, subrounded-subangular grains, moderate-bad sorting, and corresponds to upper part of submarine fan formation. Lithofacies B sandstones exhibit medium grain sizes (0.25-0.5 mm), subrounded-rounded grains, concave-convex grain contact, moderate-good sorting, and corresponds to middle part of submarine fan formation. Lithofacies C sandstones exhibit very fine grain sizes (0.12 mm<) corresponds to lower part of submarine fan formation, and nonreservoir facies. Lithofacies A sandstones have medium quality reservoir property due to abundance of cross bedding, higher clay content, less pore areas formed by secondary dissolution, low permeability (0.1-10 mD) and porosity (6-12%). Lithofacies B sandstones have better reservoir properties than Lithofacies A due to fewer clay content, large pore throat, high permeability (16-104 mD) and porosity (15-24%). According to this study hydrocarbons come from Hamitabat Formation Lithofacies B sandstones in the Thrace Basin. Mid part (Lithofacies B) of the Hamitabat Formation submarine fan sandstones have higher hydrocarbon potential than its upper part (Lithofacies A).

Keywords: Submarine Fan, FTIR (Fourier Transform Infrared), Hydrocarbon, Permeability, Porosity, Reservoir

*^a Aynur BÜYÜKUTKU; mxwb2448@yahoo.com, Tel: (0544) 319 79 44, orcid.org/0000-0002-4058-0527

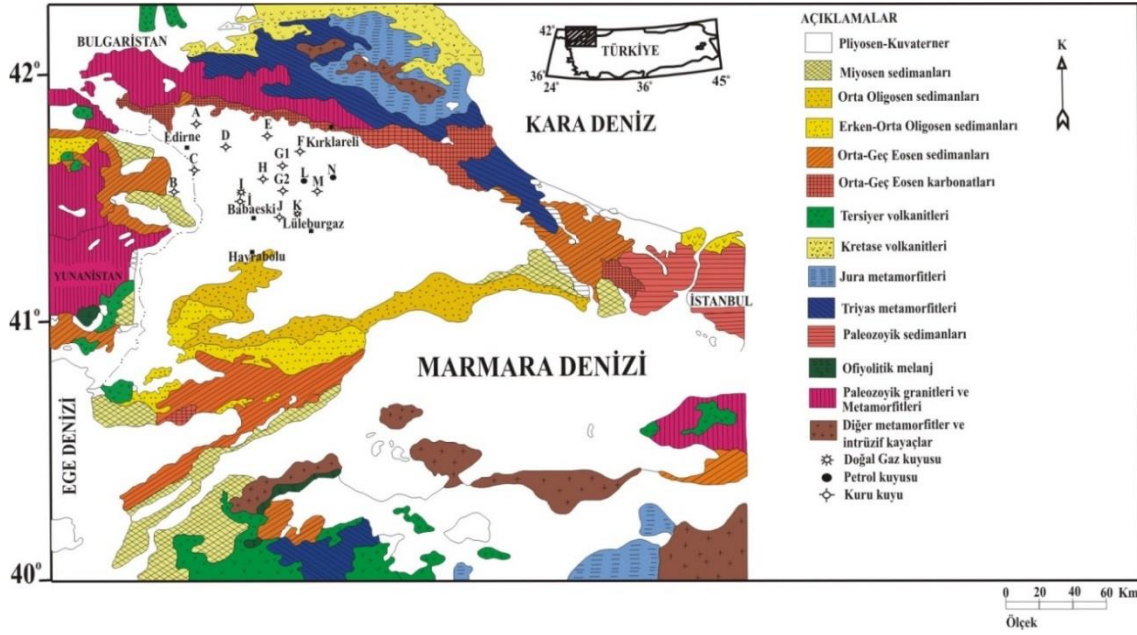
^b orcid.org/0000-0002-7470-9560

1. Giriş

Trakya Havzası ülkemizin en önemli doğal gaz potansiyelinde olup, en geniş yayılıma sahip (1500 m²) Senozoyik (Paleojen-Neojen) sedimanter havzalarından birisidir. Trakya Havzası batıda Yunanistan, Bulgaristan ve Rodop masifi, kuzeyde Istranca masifi, Bulgaristan ve Karadeniz, doğuda Marmara Denizi'nin bir bölümü ve İstanbul Paleozoğiyi, güneyde Marmara Denizi, Çanakkale Boğazı, Saroz

Körfezi ve Ege Denizi'nin kuzey bölümü ile sınırlanmıştır (Şekil 1).

Havza'da stratigrafi, tektonik ve petrol jeolojisini konu alan pek çok çalışma mevcuttur (Burke ve Uğurtaş, 1974; Keskin, 1974; Sonel, 1983a, b; Turgut vd., 1983; Yılmaz, 1995; Görür ve Okay, 1996; Büyükutku, 1998; Büyükutku, 2003; Büyükutku, 2005; Büyükutku, 2006; Büyükutku ve Eseller, 2009 vb.)



Şekil 1. Trakya Havzası ve çevresinin basitleştirilmiş jeoloji haritası ile kuyuların lokasyonları (Turgut vd., 1991, Büyükutku, 1998)

Trakya Havzası kuzeybatısında yapılan bu çalışmada Orta-Geç Eosen Hamitabat Formasyonu kumtaşlarını kesen 16 adet sondaj kuyusundan alınan karot numuneleri litoloji, sedimentolojik yapı ve doku, sedimanter petrografi, diyajenez ve rezervuar karakterleri açısından değerlendirilmiştir (Şekil 1). Oligosen-Eosen sedimanter istifinin kalınlığı havzada 8000-9000 m'ye kadar ulaşmaktadır. Havzanın stratigrafi ve fasiyes farklılıklarından çoğu, açılmış kuyulardan elde edilen yeraltı verileri (kuyu loglarıyla) ile sağlanmaktadır (Büyükutku ve Sonel, 1996). Bu çalışmada kuyu log korelasyonları ve litostratigrafik korelasyonlar 4 kuyu (B, C, D ve E) için sunulmuştur (Şekil 2).

Hamitabat Formasyonu kumtaşları gri-beyaz renkli, ince orta ve kaba taneli, genellikle poroziteli (%4-25), 600-2000 m kalınlığında çakıl ve kumtaşı tabakaları içermekte olup, kumtaşları ile aratabakalı, organik maddece zengin, koyu gri-

siyah renkli şeyl tabakaları gözlenmektedir (Siyako, 2006). Trakya Havzası kuzeybatısının genelleştirilmiş stratigrafi kesiti Şekil 3'te verilmiştir.

Trakya Havzası petrol, daha çok doğal gaz üreten bir havza özelliğinden dolayı günümüze kadar pek çok çalışmaya konu olmasına rağmen, Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının havza modeli net bir şekilde ortaya konulamamıştır. Esasen denizaltı yelpazeleri dünyada en önemli petrol potansiyeline sahip rezervuarlardandır (Pettingill ve Weimer, 2002; Sandrea, 2004; Lech vd., 2016; Nicholson vd., 2008; Richards vd., 1998; Maravelis ve Zelilidis, 2012; Weimer ve Link, 1991). Dünya üzerinde 6 kıtada 18 havzada 500 m'den daha derin alanlarda (zonlarda) 58 milyon varil petrol ve doğal gaz keşfedilmiştir. Çoğu kaynaklar, Meksika Körfezi, Brezilya ve Batı Afrika kıyılarında bulunmuştur (Pettingill ve Weimer, 2002). Bu çalışmaya göre Trakya

Eratem	Sistem	Seri	Kaya Birimleri		Litoloji	Kalınlık (m)	Açıklamalar
			Grup	Formasyon			
Senozoyik	Neojen	Miyosen-Pliosen	Ergene	Çelebi-Çöpköy Nç-ç		100	Nç-ç: Çakıltaşı-silttaşı
				Oligosen	Yeni Muhacir	Danışment Pd2	100-200
	Osmancık Po	150	Po: Kumtaşı				
	Mezardere Pm	600	Pm: Şeyl-kumtaşı-az marn				
	Paleojen	Eosen	Geç	Keşan	Celaliye Pc2	200	Pc2: Şeyl-kumtaşı ardalanması, tüf banlı
					Ceylan Pc1	850	Pc1: Genellikle marn, kireçtaşı-tüf-kumtaşı banlı
					Soğucak Ps	260	Ps: Resif karmaşığı
					Koyun- baba Pko	100	Pko: Çakıltaşı, az kumtaşı
					Kumrular Pk	170	Pk: Kireçtaşı-kumtaşı-tüf ardalanması
	Paleozoyik Mesozoyik			Istranca	Hamitabat Ph	1300	Ph: Çakıltaşı-kumlu çakıltaşı, kumtaşı-şeyl ardalanması
							Temel karmaşığı

Ölçeksiz

Şekil 3. Trakya havzası kuzeybatısının litostratigrafi birimleri ve genel özellikleri (Sonel ve Büyükutku, 1995'ten değiştirilmiştir.)

2. Genel Jeoloji ve Stratigrafi

Trakya Havza'sının temelini Paleozoyik ve Mesozoyik yaşlı magmatik ve metamorfik kayalar oluşturur (Şekil 1). Temel kayalarını kuzeyde Istranca dağlarında, batıda Rodop masifinde, güneyde Kuzey Anadolu fay zonu ile Sakarya kıtasında ve doğuda İstanbul Boğazı çevresinde görmek mümkündür. Istranca masifi granitik-metamorfik bir temel olup Permiyen-Erken Mesozoyik yaşlı metamorfik birimlerden oluşmuştur (Çağlayan, 1995).

Bölgede stratigrafi, tektonik ve petrol jeolojisi ile ilgili pek çok çalışmaya rastlamak mümkündür. Holmes (1961), Druitt (1961), Kemper (1961), Ünal (1967) çalışmalarında havzanın stratigrafik çatısını kurmuşlardır. Sungurlu (1971) Karadeniz sahillerinde mostra veren Orta-Geç Eosen yaşlı taban klastikleri ve resifal kireçtaşlarının transgresif çökeller olduğunu belirtmiştir. Turgut vd. (1983) stratigrafi ve petrol jeolojisi ile ilgili çalışmalar yapmışlardır. Perinçek (1987) Kırklareli-Lüleburgaz ve Babaeski fay zonları olmak üzere üç fay zonu ayırarak havzada yanal atımlı bir fay sistemini ortaya çıkarmıştır.

Üşümezsoy vd. (1995) Eosen zamanında Trakya Havzası'nın oluşumu ve tektonik gelişiminden bahsetmiştir. Eosen'de tektonik gerilmelerle ilişkili, transgresif bir istifin varlığından, sonrasında (Oligosen'de) sıkışma tektoniği etkisinde kalan regresif çökellerin oluştuğundan bahsetmiştir. Görür ve Okay (1996), Büyükutku (2005) yaptıkları çalışmalarında Trakya Havzası'nın bir çarpışma kuşağında yayönü havza şeklinde oluştuğunu belirtmişlerdir.

Havzada Orta- Geç Eosen'in başlarında başlayan sedimantasyon güneybatıdan kuzey-kuzeydoğu yönünde gelişen transgresif bir denizin etkisiyle oluşmuştur (Şekil 2). Hızla çöken ve bol miktarda klastik malzeme (8000-9000 m'lik bir sediman istifi) ile beslenen havzada Orta-Geç Eosen'de ince ve kaba taneli klastiklerden oluşan filiş türü kalın bir istif çökelmiştir. Fakat çökelme karakteri her yerde aynı olmamıştır. Çökelme öncesi havzada mevcut paleoyükselimler, basamak faylar ve havzayı çevreleyen kristalin masifler sedimantasyon karakterini büyük ölçüde etkilemişlerdir. Havzanın derin ve geçiş zonlarında türbiditik kumtaşı-şeyl ardalanmasından oluşan birimler çökelirken, buna

karşın sığ alanları oluşturan kuzey ve kuzeydoğudaki platform alanlarında ve paleoyükselimlerde marn ve karbonat türü fasiyesler çökeltmiştir. Platform alanlarının şelf yamaçlarında ve paleoyükselimlerde yer yer resifler (biyojenik kireçtaşı) oluşmuştur. Havzada Orta-Geç Eosen süresince görülen aktif bir volkanizma, çökellerin yer yer tuf aratabakaları ile araldanmasını sağlamıştır (Turgut vd. 1983; Büyükkutku, 1998). Erken Oligosen sonlarına doğru transgresif dönem sona ermiş havzada genel bir regresif çökeltme evresi başlamıştır. Eosen boyunca havzada hakim olan çökeltme ve çökeltme sona ermiş, temeli etkileyen tektonizma da etkisini yitirmiştir. Regresif dönemde çevredeki tektonizmanın etkinliğini kaybetmesi, havzanın kaba klastiklerle beslenmesini önlemiş, havzada daha çok kalın gölsel şeyl, marn ve kireçtaşları ile kömür ve flüvyal (akarsu oluşuğu) karakterde kumtaşı ve silttaşlarından oluşan bir çökelt istif gelişmiştir. Bu dönemde delta ve göl çökelleri izlenmiştir. Erken Oligosen-Erken Miyosen aralığında havzanın dolmasını sağlayan, prodelta-delta, göl-bataklık ortamlarında çökeltme regresif bir istif gelişmiştir (Kasar, 1987). Miyosen sonlarında havzanın büyük bir kısmı karasal ortama dönüşerek çakıltaşı, silttaşı ve kömürlerden oluşan kalın bir istif çökeltmiştir (Şekil 3). Trakya havzasında kömür taşıyan karasal sedimanlar Erken-Orta Miyosen'de deniz seviyesi düşmesi ile ifade edilen gölsel ortamda depolanmıştır (Bozcu vd. 2015, Ediger, 1990, Siyako vd. 1989).

Hamitabat formasyonu temel üzerine taban konglomerası ile transgresif olarak gelmektedir (Yılmaz ve Polat 1998). Havzada temel üzerine uyumsuz olarak gelen Hamitabat Formasyonu gri renkli çakıltaşı, kumlu çakıltaşı, kumtaşı ve kumtaşı-siyah bitümlü şeyl araldanmasından oluşmaktadır ve türbiditik özelliktedir (Şekil 2, 3). Koyunbaba Formasyonu genellikle çakıltaşı, az oranda kumtaşlarından oluşmaktadır, yer yer tuf bantları içerir. Birimi oluşturan sedimanlar kötü, çok kötü boylanmalı olup, tanelerin yarı köşeli-yarı yuvarlaklaşmış olmaları, çökellerin çok az taşındığını ve kaynak alanının havzaya yakın olduğunu düşündürür. Kuzey şelf alanında ve paleo-yükselim alanlarında yayılım gösteren Soğucak Formasyonu açık gri-bej renkte, mikritik, killi, yer yer bol fosil içerikli (alg, mercan, bryozoa, bentik ve planktonik fauna) kireçtaşlarından oluşmaktadır (Büyükkutku, 1998, Büyükkutku ve Eseller, 2009). Kumrular Formasyonu kumlu kireçtaşı, marn, tuf ve tüfit araldanmasından oluşan bir birimdir. Celaliye Formasyonu genellikle tuf ve şeyl içerikli olup,

dasitik ve andezitik karakterli tüfler Eosen volkanizması ile oluşmuştur. Ceylan Formasyonu da tuf ve marn içeriklidir. Havzada tüflerden ikincil kırık ve çatlak porozitelerinden dolayı hidrokarbon üretimi yapılmaktadır (Büyükkutku, 2006). Kumrular ve Celaliye Formasyonları derin denizel ortamda oluşmuş türbiditik karakterli istiflerdir (Şekil 2). Oligosen yaşlı Mezardere Formasyonu organik maddece zengin koyu gri-siyah renkli şeyl ile kumtaşı ve marnlardan oluşmaktadır. Siyako (2006)'nın çalışmasında belirttiği gibi Osmancık Formasyonu kumtaşları deltaik rezervuar özelliği sunarken, Danişment Formasyonu organik maddece zengin kaynak kaya özeliğindeki şeyl-kumtaşı araldanmasından oluşmaktadır. Havzada çakıltaşı-kumtaşı ve silttaşlarından oluşan Miyo-Pliyosen çökelleri, alttaki bütün birimleri uyumsuz olarak örtmektedir (Şekil 3).

3. Analitik Yöntemler

Trakya Havzası kuzeybatısında açılan 16 adet sondaj kuyusunda geçilen Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının litoloji, sedimantolojik yapı ve doku özellikleri ile sedimanter petrografileri kuyulardan alınan kumtaşı karotları üzerinde yapılan görsel gözlemler ve ince kesit çalışmaları ile optik mikroskop aracılığıyla belirlenmiştir. Kumtaşı sınıflaması ince kesitler üzerinde Folk (1970)'a göre sedimanter petrografi analizleri ile yapılmıştır. Analizler Hamitabat Formasyonu kumtaşlarına ait 20 adet karot örneği, 1500 adet ince kesitte (nokta sayma cihazı kullanılarak her bir ince kesitte 100 nokta sayılmıştır) yapılmıştır.

Önceki çalışmalar; organik maddenin şeyllerde bulunduğunu ve Fourier dönüşümlü infrared (FTIR) spektroskopinin örnekteki hidrokarbon varlığını ve mineral tiplerini tespit etmek için kullanılabileceğini bildirmişlerdir (Shoval ve Nathan, 2011; Alstadt vd., 2012). Ayrıca, FTIR spektroskopisi ile, kil minerallerinin karakterizasyonu (Awaja ve Bhargava, 2006; Breen vd., 2008; Herron vd., 2014) kumtaşı rezervuarlarında hidrokarbon üretimine kil minerallerinin olumsuz etkisi nedeniyle petrol rezervuar çalışmaları için önemlidir. Bu çalışmada, azaltılmış toplam yansıma-FTIR (ATR-FTIR) yöntemi Hamitabat formasyonu bitümlü kumtaşı örneklerine ilk kez uygulanacaktır. ATR tekniği infrared analizlerinin örnek hazırlama, spektral tekrarlanabilirlik gibi önemli problemlerin üstesinden gelmek için seçilmiştir (Adamu, 2010; Udvardi vd., 2014). FTIR spektrometre (Nicolet Magna 750) bitümlü kumtaşında organik örneklerin kimyasal kökenini,

organik yapıyı ve otijenik kil tipini belirlemek için kullanılmıştır. FTIR analizleri ODTÜ laboratuvarlarında gerçekleştirilmiştir.

Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının rezervuar kalitesini yorumlayabilmek amacıyla 40 karot numunesi üzerinde (2.5 cm çapında, 5-6 cm boyunda silindirik karot numuneleri) porozite ve permeabilite analizleri yapılmıştır. Orta Doğu Teknik Üniversitesi Laboratuvarlarında porozite analizleri Helyum gaz porozimetresi, permeabilite analizleri Temco RCH model nitrojen permeametre kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Kapiler basınç testi (Temco model) ölçümleri ise 8 adet numune üzerinde yapılmış olup, 13 mm çapında, 10-25 mm uzunluğundaki parça kumtaşı numuneleri kullanılmıştır.

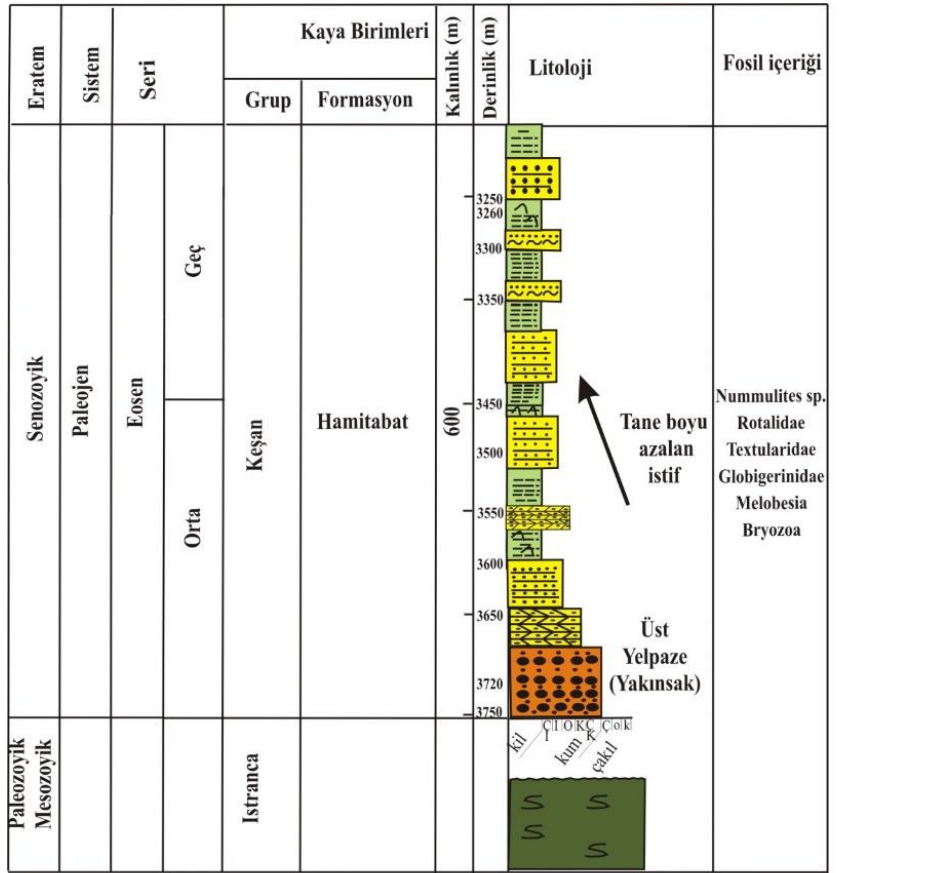
4. Bulgular ve Tartışma

4.1. Hamitabat Formasyonu'nun Depolanma Ortamı

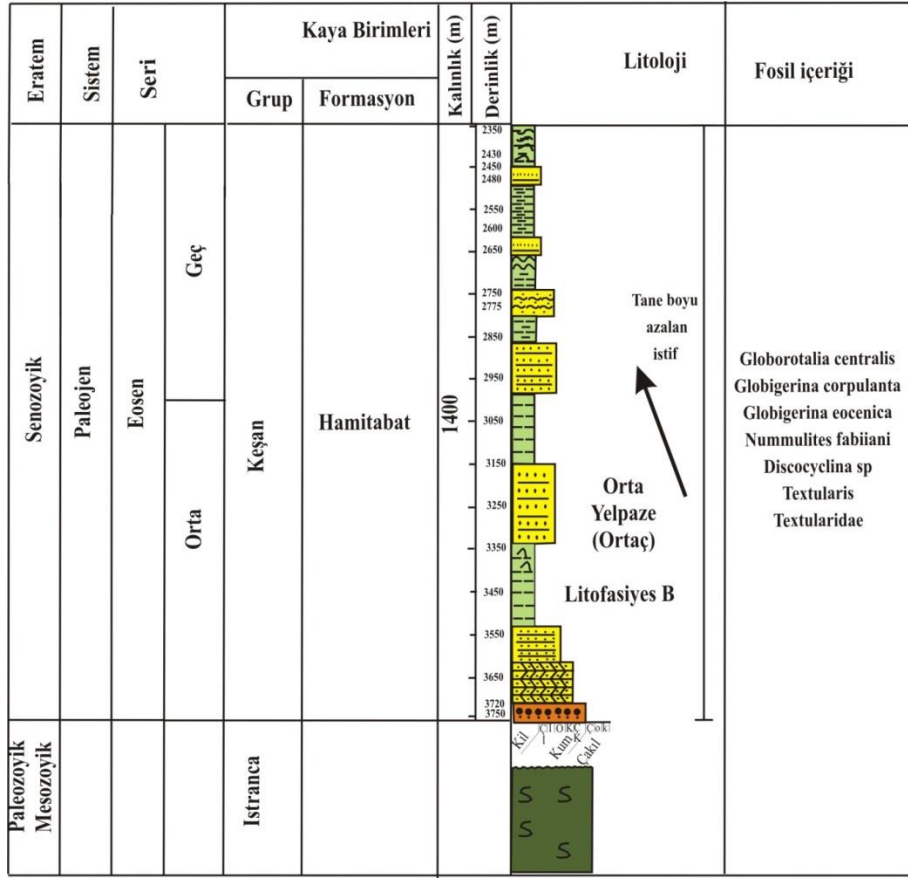
Hamitabat Formasyonu ilk defa [Esso \(1960\)](#)'nın bölgede yaptığı litostratigrafi çalışmasında tanımlanmıştır, Daha sonra, [Keskin \(1974\)](#)

tarafından Yeniköy Formasyonu olarak adlandırılmıştır. Hamitabat Formasyonu kumtaşları [Kasar vd \(1987\)](#) ile [Turgut \(1997\)](#)'un havza güneyinde tanımladıkları Gaziköy formasyonu ve Keşan Grubu ile, [Sonel \(1983a\)](#)'ın havza kuzeyi için tanımladığı Yeniköy formasyonu ile denestirilebilir. Önceki çalışmalardan farklı olarak formasyon ismi bu çalışmada Hamitabat Formasyonu olarak kullanılmıştır. Hamitabat Formasyonu yüzeyde yüzlek vermemesine rağmen ([Siyako, 2006](#)), açılan 16 adet sondaj kuyusunun hemen hemen hepsinde geniş yayılım sunmaktadır. Bu çalışmada Hamitabat formasyonu kumtaşlarının sedimantolojik ve sedimanter petrografik özelliklerinin iyi bir şekilde izlendiği H, M ve J kuyu kesitleri verilmiştir (Şekil 4, 5, 6).

Trakya Havzası kuzeybatısında Hamitabat Formasyonu kumtaşlarında kuyu kesitlerinde izlendiği üzere türbiditik akıntılarla kontrol edilen sedimantasyon çakıltaşı, çakıltaşı- kumtaşı, kumtaşı-şeyl ardalanması şeklinde yukarı doğru tane boyu azalan şekilde, denizaltı yelpaze çökellerini oluşturmuştur.



Şekil 4. H kuyusunda kesilen Hamitabat Formasyonu Litofasiyes A kumtaşları



Açıklama

-  Oygu, dolgu yapısı
  Paralel laminalanma
  Çapraz tabakalanma
  Kumtaşı
-  Akma, kaval yapısı
  Ripple laminalanma
  Siyah bitümlü şeyl
  Çakıltaşı-kaba kumtaşı ardalanması
- Çİ: Çok ince kum, İ: İnce kum, O: Orta kum, K: Kaba kum, ÇK: Çok kaba kum, Ç: İnce çakıl, o: Orta çakıl, k: Kaba çakıl

Şekil 5. M kuyusu Hamitabat Formasyonu Litofasiyes B kumtaşları

Bu çalışmada H, M ve J kuyularından alınan karotların litolojik, yapısal ve dokusal özellikleri görsel gözlemlerle sedimantolojik ve optik mikroskop kullanılarak sedimanter petrografik olarak tanımlanmıştır. Hamitabat kumtaşları A, B ve C olmak üzere 3 litofasiyeye ayrılmıştır (Şekil 4, 5, 6).

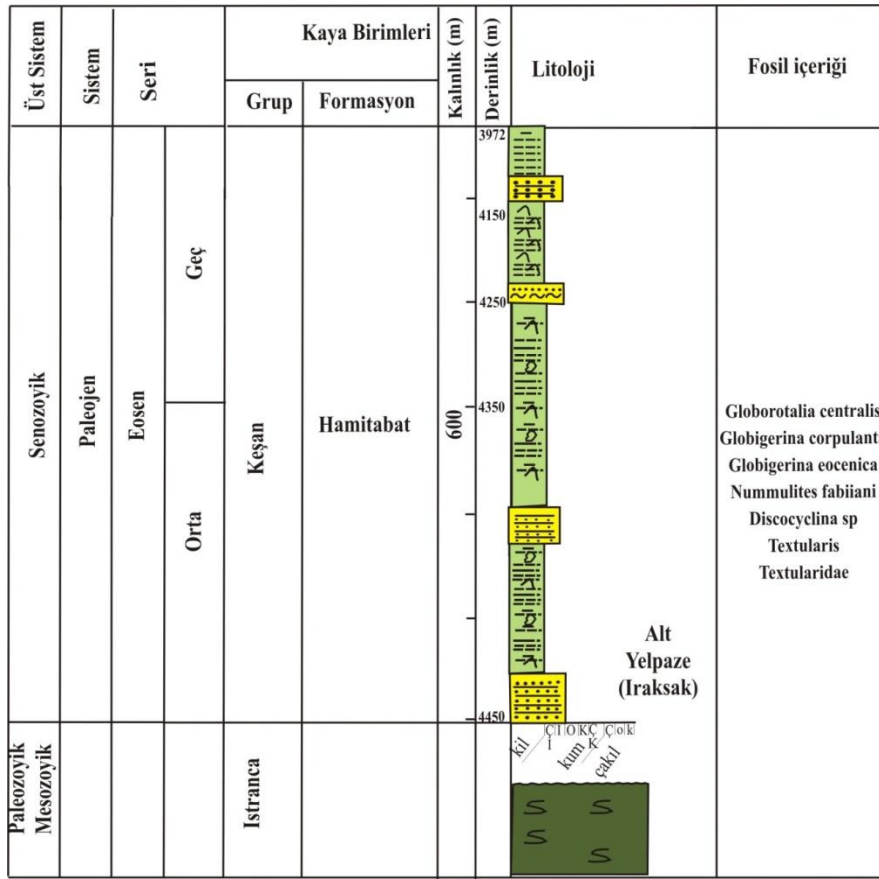
Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının denizaltı yelpaze çökelleri yakınsak (Litofasiyes A), ortaç (Litofasiyes B) ve iraksak (Litofasiyes C) olmak üzere 3 bölümden oluşmuştur (Şekil 7).

H kuyu kesitinde Litofasiyes A transgressif istif (yukarı doğru tane boyu azalan) özelliğinde olup gri, açık gri çakıltaşı, orta kaba kumtaşı, genellikle kaba kumtaşları ve şeyl ardalanmasından oluşur. Bu litofasiyeste kumtaşının şeyle oranı yüksektir (>%70). Tabanda kalın, kumlu matriks destekli, yarı köşeli-yarı yuvarlak 3 -5 mm çapında kötü boylanmalı çakıltaşıları yer alır. Bu istif paralel, çapraz tabakalanmalı, oygu-dolgu yapısı, kaval ve akma yapıları içeren ve biyotürbasyonlu kaba

taneli türbiditik kumtaşı ve organik maddeli siyah şeyllerle ardalanmalı olarak devam eder (Şekil 4).

M kuyu kesitinde Litofasiyes B kumtaşları da türbiditik karakterli kumtaşı- siyah şeyl ardalanmasından oluşur. Kumtaşının şeyle oranı yaklaşık eşittir (Şekil 5). Litofasiyes B kumtaşları gri, bej renkli kumtaşları olup, orta taneli, orta-iyi boylanmalı, yarı yuvarlak-yuvarlak tanelidir. Bu kumtaşları laminalı olup, normal derecelenmeli, akma-kaval yapıları ve çapraz tabakalanmalar içermektedir (Şekil 5).

Yay önü havza özelliği sunan Trakya Havzası'nda sedimanlar genel olarak K-G istikametli eski bir akıntı ile taşınmışlardır (Büyükutku, 2005). J kuyu kesitinde Litofasiyes C'de şeylin kumtaşına oranı yüksektir (>%70). İnce tabakalı (<20 cm), çok ince taneli kumtaşları, akma (denizaltı yelpaze oluşumlarında yaygın gözlenen kontur yapıları) yapıları sunarken, iz fosilli ve laminalı organik maddeli siyah şeyllerle ardalanmalıdırlar (Şekil 6). Formasyon yaşı içermiş olduğu bentik ve pelajik fosillere göre Orta-Geç Eosen olarak belirlenmiştir (Örçen ve Büyükutku, 1997).



Açıklama

-  Oygu, dolgu yapısı
  Paralel laminalanma
  Çapraz tabakalanma
  Kumtaşı
 Akma (Kontur yapısı)
  Ripple laminalanma
  Siyah bitümlü şeyl
  Çakıltaşı-kaba kumtaşı ardallanması

Çİ: Çok ince kum, İ: İnce kum, O: Orta kum, K: Kaba kum, ÇK: Çok kaba kum, Ç: İnce çakıl, o: Orta çakıl, k: Kaba çakıl

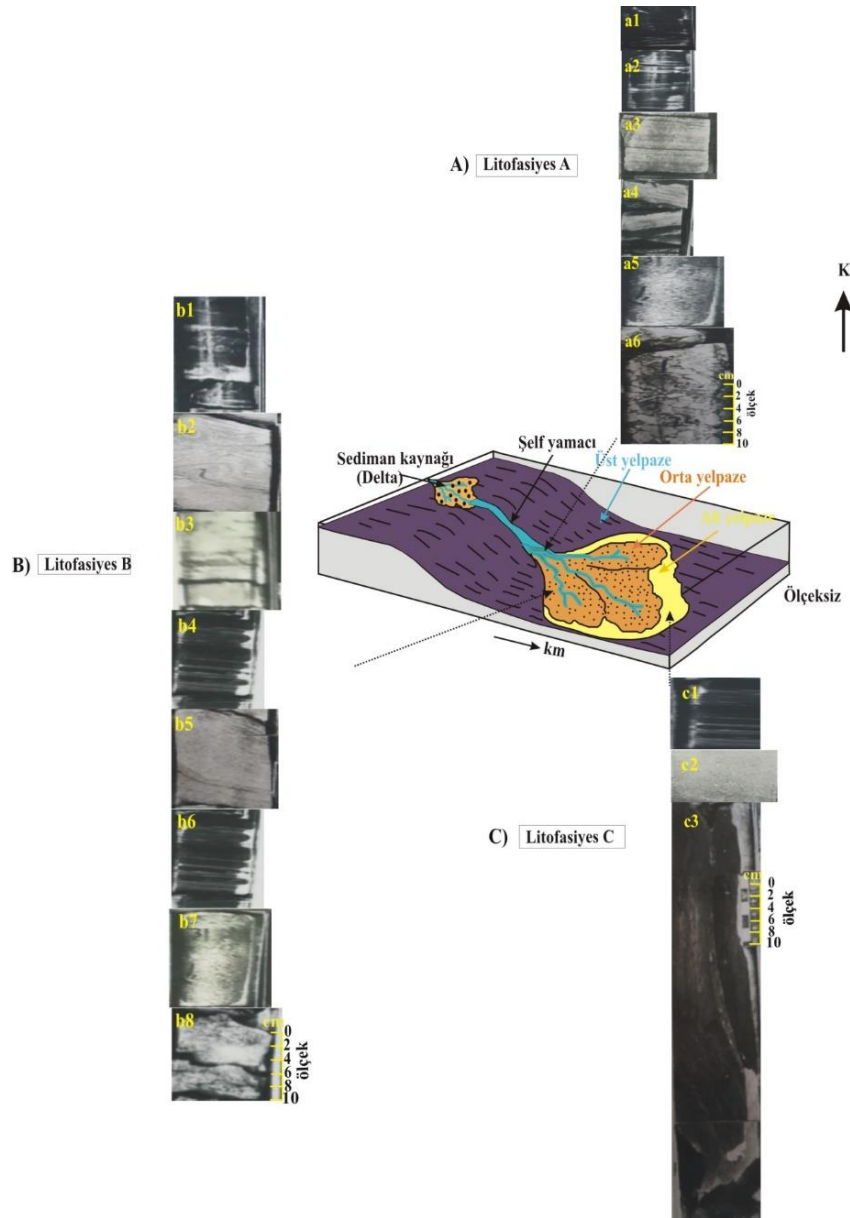
Şekil 6. J kuyusu Hamitabat Formasyonu Litofasiyes C kumtaşları

Hamitabat Formasyonu Litofasiyes A kumtaşları kil içeriği yüksek, moloz akmaları içeren, kaba taneli, yarı köşeli-yarı yuvarlak olup bitümlü şeyllerle ardalımalı, orta porozite ve permeabilite içeriğine sahip kumtaşlarından oluşur. Bu karakterleri sedimanların türbiditik akıntılarla denizaltı yelpazenin yakınsak bölümünde depolandığını düşündürmüştür. Litofasiyes B kumtaşları paralel laminalanmalı, biyoturbasyonlu, orta taneli, orta-iyi boylanmalı olup, siyah şeyllerle ardalımalıdır. Bu karakterleri sedimanların türbiditik akıntılarla denizaltı yelpazenin ortaç bölümünde depolandığını düşündürmüştür. Kumtaşlarının porozite ve permeabilitesi iyidir. Litofasiyes C kumtaşları ise çok ince taneli gri kumtaşı, bitümlü siyah şeyl ardalımasından oluşur. Ana litofasiyes karakterleri paralel-yarı paralel geometri, laminalı şeyl, akma (kontur) yapılarıdır (Şekil 6). Litofasiyes C'de bu özellikler sedimanların düşük enerjili ve rezervuar olmayan bir ortamda yine türbiditik akıntılarla denizaltı yelpazenin ıraksak kısmında depolandığını göstermektedir (Shanmugam ve Muiola, 1988).

Hamitabat Formasyonu'na içermiş olduğu bentik ve pelajik fosillere göre Orta-Geç Eosen yaşı verilmiştir. Formasyonda Globorotalia centralis, Globigerina Corpulenta, Globigerina eocenica, Nummulites fabiani vb fosilleri izlenmiştir (Şekil 4, 5, 6; Örcen ve Büyükutku, 1997). Çoğunlukla çamurtaşlarında izlenen bu fosiller sedimanların derin denizel ortamlarda depolandığını göstermektedir (Armstrong ve Brasier, 2005).

4.2. Petrografik analizler

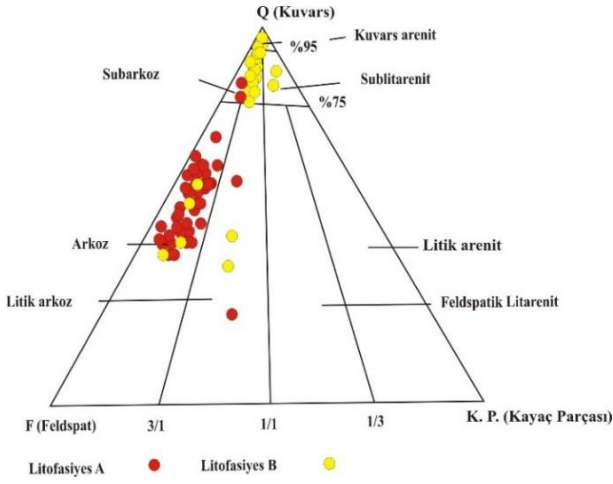
Hamitabat Formasyonu Litofasiyes A ve B kumtaşlarının farklı petrografik özellikler sunduğu gözlenmiştir. Kumtaşları Folk'a göre arkoz, subarkoz ve kuvars arenitik sınıfındadır (Şekil 8; Folk, 1970). İnce kesitler üzerinde optik mikroskop ile mineral tür ve yüzdeleri, tane gözenek ilişkileri, gözenek türü, kil içerip içermediği, bağlayıcı türü ve tane boyu, boylanma, yuvarlaklık gibi dokusal parametreler incelenmiştir.



Şekil 7. Hamitabat denizaltı yelpaze kumtaşlarının çökelme modeli A) Litofasiyes A kumtaşları. Üst yelpaze (yakınsak türbidit çökelleri): a1. Bitümlü şeyl, a2. Oygu dolgu yapısı, a3. Paralel laminalı orta taneli kumtaşı, a4. Çapraz tabakalı kumtaşı, a5. Kaba taneli kumtaşı a6. Çakıltaşı. H kuyusu, derinlik: 3590 m B) Litofasiyes B kumtaşları. Orta yelpaze (ortaç türbidit çökelleri): b1.Oygu dolgu yapısı, b2.Akma yapısı, b3.Orta taneli paralel laminalı kumtaşı, b4.Paralel laminalı organik maddeli şeyl, b5. Çapraz laminalanma, b6.Paralel laminalı organik maddeli şeyl, b7. Orta taneli kumtaşı, b8. Çakıltaşı. M kuyusu, derinlik: 3560 m. C) Litofasiyes C kumtaşları. Alt yelpaze (ıraksak türbidit çökelleri): c1. Paralel laminalı bitümlü şeyl c2. Kumtaşı c3. Akma (Kontur) yapısı sunan şeyl, J kuyusu, Derinlik: 3980 m.

Litofasiyes A kumtaşlarında porozitenin çoğu birincil ve taneler arası olup, daha az oranda ikincil tanelerarası ve tane içi (çözünme) porozite izlenmiştir. Erken Fe-kalsit çimento diyajenezin erken evrelerinde gözeneği kapatırken, geç diyajenez aşamasında çözünerek gözenekliliği artırmıştır. Petrografik ince kesitlerde gerek geç diyajenetik Fe-kalsit çimento, gerekse feldspat minerallerinin çözünmesi ile ancak %2 lik bir ikincil çözünme porozitesi izlenmiştir (Büyükutku, 2003).

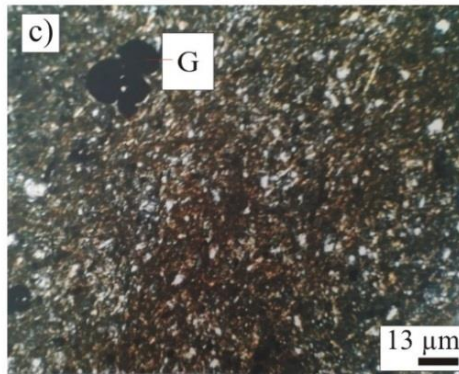
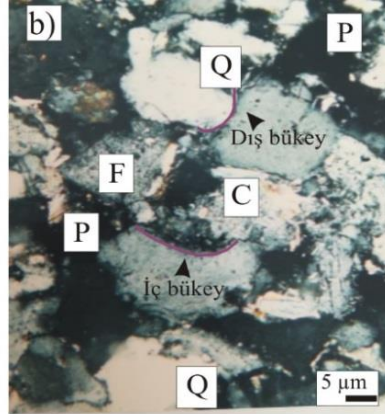
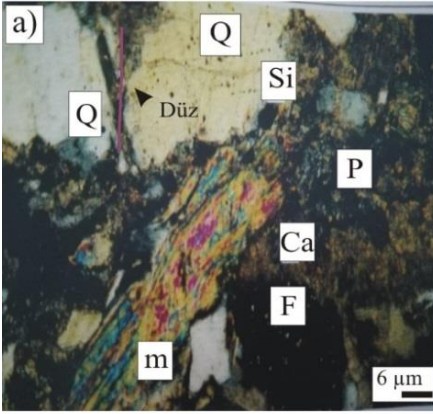
Litofasiyes B kumtaşlarında da birincil ve taneler arası gözeneklilik yaygındır. Litofasiyes B kumtaşlarında erken Fe-kalsit çimento diyajenezin erken evrelerinde gözeneği kapatırken, geç diyajenez aşamasında feldspat minerallerinin çözünmesiyle de birlikte Litofasiyes A'ya göre gözenekliliği daha çok artırmıştır. Litofasiyes A başlıca çakıltaşı, genellikle kaba kumtaşı (0.5-1.0 mm), az oranda orta kumtaşı, ince kumtaşı-şeyl ardalanması şeklindedir. Kumtaşının şeyle oranı yüksektir.



Şekil 8. Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının Folk (1970)'a göre sınıflaması

Kumtaşları arkozik türde, kaba taneli, yarı yuvarlak- yarı köşeli, orta-kötü boylanmalı olup, teğet-düz tane ilişkisine sahiptir (Şekil 9a). Petrografik kesitte kil ve demiroksit minerallerinin gözeneği kapatarak porozite ve permeabiliteyi azalttığı gözlenmiştir (Büyükutku, 2003). Bu tür otijenik mineraller rezervuar özelliklerini olumsuz olarak etkiler ve hidrokarbon akışını engeller. Kalsit minerali geç

ve erken diyajenetik Fe-kalsit minerali olarak gözlenmiştir. Geç diyajenetik Fe-kalsit ve feldspat minerallerinin çözünmesi ile kumtaşlarında ikincil porozite artışları izlenmiştir (Şekil 9a). Litofasiyes B kumtaşları tabanda ince bir çakıl seviyesi ile başlarken, genel olarak orta taneli kumtaşı, kumtaşı- şeyl ardalanması içerir. Kumtaşı şeyl oranı yaklaşık eşittir. Litofasiyes B kumtaşları, orta tane boyuna sahip (0.25-0.5 mm), orta-iyi boylanmalı, yarı yuvarlak-yuvarlak taneli, subarkoz ve kuvars arenitik kumtaşı türündedir (Şekil 9b). Litofasiyes B kumtaşlarında petrografik ince kesitlerde erken karbonat çimento (Fe-kalsit) gözeneği kapatırken, geç karbonat çimento (Fe- kalsit) da izlenen çözümler poroziteyi ve permeabiliteyi olumlu olarak etkilemiştir. Litofasiyes A kumtaşlarına göre daha düşük kil içeriği söz konusudur (Büyükutku, 2003). Kumtaşlarının orta iyi boylanmalı, yarı yuvarlak-yuvarlak taneli, subarkoz ve kuvars arenitlerden oluşması ve düşük kil içeriği Litofasiyes A'ya göre daha iyi rezervuar karakteri sunmasına sebep olmuştur. Yapılan petrografik analizlerde Litofasiyes B kumtaşlarının Litofasiyes A'ya göre daha temiz ve daha geniş gözenek çapları içerdiği izlenmiştir.



◀ **Şekil 9.** Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının petrografik mikrofotografıları
a) Kaba taneli (0.5-1.0 mm), kötü boylanmalı, yarı köşeli-yarı yuvarlak taneli, gözeneği dolduran mika minerali (m), arkozik kumtaşı. (Q) kuvars, (Si) kuvars büyümesi, (F) feldspat, (Ca) Geç Fe- kalsit çimento. Çimento ve Feldspat çözünmesi ile oluşmuş porozite (P). Litofasiyes A, H kuyusu, 3590 m, Ölçek: 6 µm
b) Subarkozik kumtaşı, orta tane boyu (0.25-0.5 mm), iyi boylanma, yuvarlak-yarı yuvarlak taneli, düşük kil içeriği (C), yaygın feldspat çözünme porozitesi (P), (Q) kuvars, (F) feldspat, Litofasiyes B, M kuyusu, 3560 m, Ölçek: 5 µm
c) Çok ince tane boyu (0.12 mm'den küçük), Globigerina (G) fosili, Litofasiyes C, J kuyusu, 3980 m, Ölçek: 13 µm

Litofasiyes C kumtaşları çok ince tane boyuna sahip ($0.12 \text{ mm} <$) olup, sık dokulu birimin rezervuar özelliği sunmadığı görülmüştür.

4.3. Diyajenez

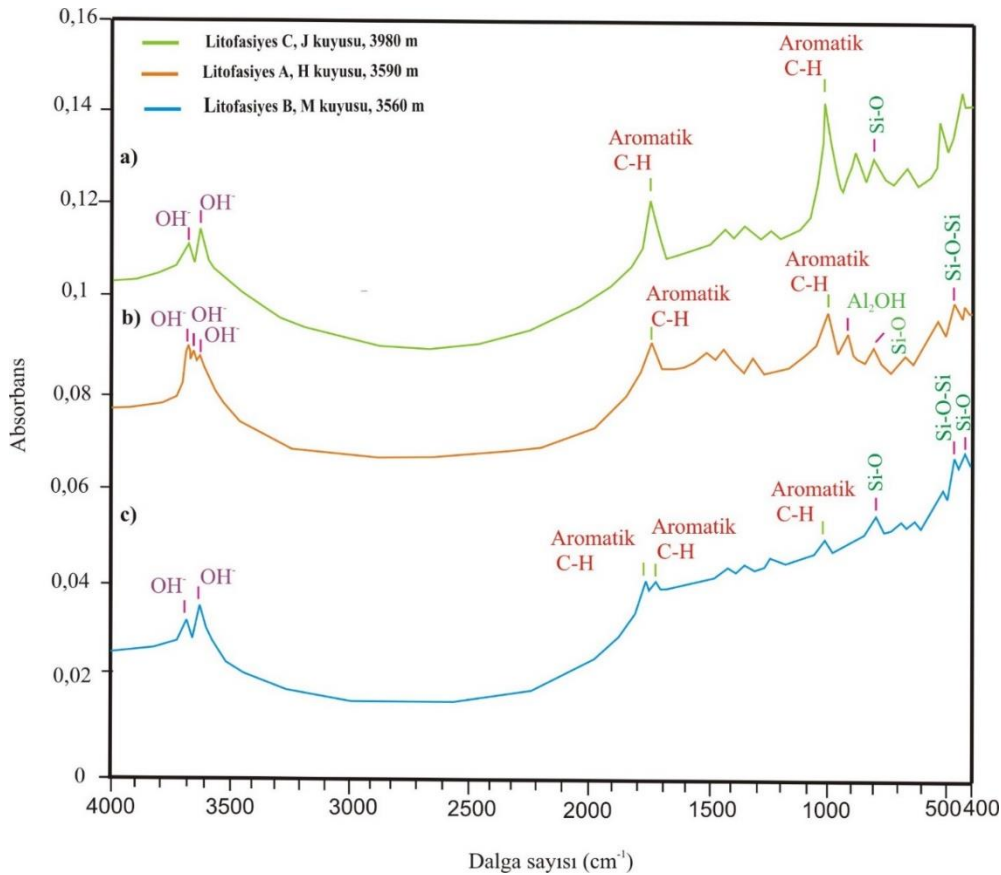
Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının diyajenetik safhaları; Erken diyajenezden geç diyajeneze doğru sırasıyla, klorit, siderit, erken poikilotopik Fe-kalsit çimento, illit, kuvars büyümesi, geç diyajenetik Fe kalsit çimento, feldspat ve geç diyajenetik kalsit çimentonun çözünmesi ile ikincil gözenek alanlarının gelişmesi ve kaolinit şeklinde belirlenmiştir (Buyukutku, 2003). Hamitabat Formasyonu kumtaşlarında klorit mineralleri tane kaplayıcı olarak yaygındır. Kuvars büyümeleri ve erken Fe kalsit çimento ile kaolinit mineralleri gözenek dolguyacı olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu prosesleri takip eden ikincil gözeneklilik oluşumları yaygındır. İkincil gözenek alanları (porozite) feldspat ve geç Fe-kalsit çimentonun çözünmesi ile oluşmuştur. Litofasiyes A kumtaşlarında diyajenetik kil minerallerinin gözenekliliği %11'den %4'e kadar azalttığı Modal Analiz (Nokta sayacı) yöntemi ile yaklaşık olarak petrografik ince kesitlerde

izlenmiştir. Litofasiyes B kumtaşlarında kil oranı daha düşük miktarlardadır (Buyukutku, 2003).

4.4. Spektral analiz

Bu çalışmada ATR tekniğini kullanarak FTIR Analizi ile bitümlü kumtaşı örnekleri incelenmiştir (Şekil 10). FTIR spektrumları Van der Marel ve Beutelspacher (1976)'ya göre değerlendirilmiştir. Litofasiyes C kesitinin IR spektrumu 3700 ve 3620 cm^{-1} 'de yapısal hidroksil pikleri göstermektedir (Şekil 10a). Kuvars mineralinin Si-O gerilmesi 796 cm^{-1} 'de gözlenmiştir. Aromatik CH (1761 , 1000 cm^{-1}) pikleri Şekil 10a'da görülmektedir.

Litofasiyes A kesitinin IR spektrumunda 3700 , 3668 , 3620 cm^{-1} 'de yapısal hidroksil pikleri gözlenmiştir (Şekil 10b) ve kaolinit varlığını göstermektedir. Kuvars mineralinin Si-O gerilmesi 796 cm^{-1} 'de belirlenmiştir. Aromatik C-H (1761 , 1000 cm^{-1}) pikleri Şekil 10b'de görülmektedir. 915 ve 467 cm^{-1} 'deki pikler sırasıyla Al_2OH ve Si-O-Si deformasyon piklerine karşılık gelmektedir.



Şekil 10. Hamitabat Formasyonu a) Litofasiyes C, J kuyusu, 3980 m, b) Litofasiyes A, H kuyusu, 3590 m, c) Litofasiyes B, M kuyusu, 3560 m, örneklerinin FTIR spektrumları

Litofasiyes B kesiti örneğinin IR spektrumu 3700 ve 3620 cm^{-1} 'de yapısal hidroksil pikleri göstermektedir (Şekil 10c). Kuvars mineralinin Si-O gerilmesi ve feldspat mineralinin Si-O deformasyonu sırasıyla 796 ve 427 cm^{-1} 'de gözlenmiştir. 467 cm^{-1} 'deki pik Si-O-Si deformasyonuna karşılık gelmektedir. Aromatik C-H (1780,1720, 1000 cm^{-1}) pikleri Şekil 10c'de görülmektedir.

Örneklerde belirlenen ana hidrokarbon fonksiyonel grupları aromatik C-H pikleridir (Şekil 10a, 10b, 10c). Permeabilite ölçümlerine göre Litofasiyes B'deki permeabilite değerleri Litofasiyes A'daki permeabilite değerlerinden on kat daha yüksektir. FTIR analizlerine göre hidrokarbon piklerinin absorbansı daha az geçirgen olan Litofasiyes A örneklerinde daha geçirgen olan Litofasiyes B örneklerine göre daha yüksektir. Hidrokarbon fonksiyonel gruplarının absorbansı ve permeabilite arasında ters orantılı bir ilişki gözlenmiştir.

5. Tartışma

5.1. Rezervuar Kalitesi

Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının Litofasiyes C fasiyesi yüksek şeyl oranı, çok ince tane boyu, bol kil içeriği kesif ve sık dokulu olmasından dolayı çok düşük porozite permeabilite değerleri içermekte olup, rezervuar özelliği sunmamaktadır.

Litofasiyes A kumtaşlarında porozitenin çoğu birincil ve taneler arası olup, daha az oranda ikincil tanelerarası ve tane içi (çözünme) porozite izlenmiştir. Erken Fe-kalsit çimento diyajenezin erken evrelerinde gözeneği kapatırken, geç diyajenez aşamasında çözünerek gözenekliliği artırmıştır. Petrografik ince kesitlerde gerek geç diyajenetik Fe-kalsit çimento, gerekse feldspat minerallerinin çözünmesi ile ancak %2 lik bir ikincil çözünme porozitesi izlenmiştir (Büyükutku, 2003).

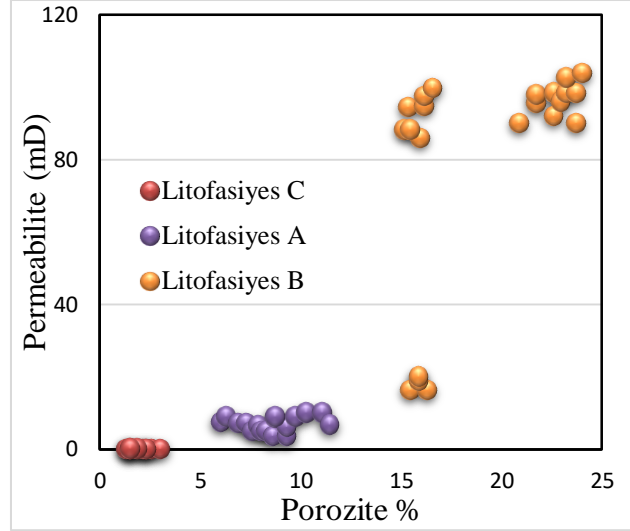
Litofasiyes B kumtaşlarında ise erken Fe-kalsit çimento diyajenezin erken evrelerinde gözeneği kapatırken, geç diyajenez aşamasında feldspat minerallerinin çözünmesiyle birlikte Litofasiyes A'ya göre gözenekliliği daha çok artırmıştır.

Litofasiyes A ve B kumtaşlarının porozite ve permeabiliteleri birbirinden farklıdır (Şekil 11). Litofasiyes B kumtaşları Litofasiyes A'ya göre daha yüksek porozite (15-24%) ve permeabilite (16-104 mD) değeri sunmaktadır. Bu durum Litofasiyes B kumtaşlarının düşük kil içeriği, orta-

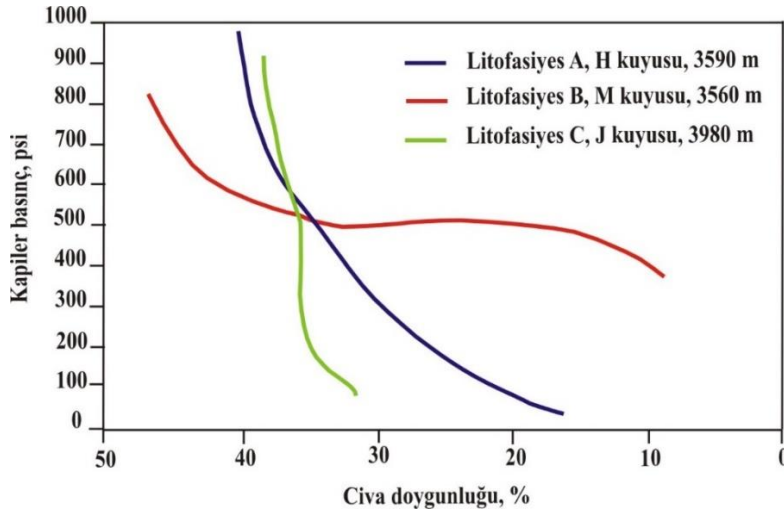
iyi boylanma, yarı yuvarlak-yuvarlak tanelerin hakimiyeti, mineral ve çimento çözünmeleri ile oluşmuş daha büyük gözenek çapları içermesi ve daha yaygın olarak kuvars arenit ve subarkozik kumtaşı türünün fazla olmasından kaynaklıdır.

Sedimanter petrografik çalışmalarda Litofasiyes A kumtaşlarının yüksek kil içeriği ve buna bağlı olarak küçük gözenek çapı, daha az ikincil çözünme porozitesi içerdiği ve arkozik kumtaşı türünde oldukları gözlenmiştir. Litofasiyes A kumtaşlarının permeabilite değerleri 0.1-10 mD, porozite değerleri %6-12 arasında değişmekte olup, Litofasiyes B kumtaşlarına göre daha düşüktür (Şekil 11). Bu sebeplerden dolayı Litofasiyes B kumtaşlarına göre daha düşük bir rezervuar karakteri sergilemektedir.

Litofasiyes B kumtaşı fasiyesinde porozite ve permeabilite değerleri iyi bir korelasyon sunar (Şekil 11). Petrografik analizlerden izlendiği üzere permeabilitenin gözenek dolgusu diyajenetik çimento ile kontrol edildiği görülmüştür. Litofasiyes A kumtaşlarında gözenek dolgusu şeklinde izlenen otijenik kil minerallerinin permeabiliteyi önemli oranda azalttığı gözlenmiştir (Şekil 9a). Porozite ve permeabilite değerlerinin Litofasiyes B'ye göre daha düşük olması bunun kanıtıdır. Litofasiyes B kumtaşları 16-104 mD permeabilite, %15-24 porozite değerleri ile daha iyi bir rezervuar kaya özelliği sunarlar. Petrografik ince kesitlerde erken Fe-kalsit çimento gözeneği kapatırken, geç Fe-kalsit çimento ve Feldspat minerallerinde izlenen çözünmeler poroziteyi ve permeabiliteyi olumlu olarak etkilemiş ve artırmıştır. Kapiler basınç testlerinde rezervuar kayalarda gözenek çapı dağılımı önemlidir. Gözenek çaplarının 0.5 μm 'den küçük olması mikroporozite oluşturarak, permeabiliteyi azaltıp rezervuar kayacın kalitesini negatif olarak etkiler (Pittman, 1979). Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının kapiler basınç eğrileri grafik şeklinde verilmiştir (Şekil 12). Litofasiyes A kumtaşları Litofasiyes B'ye göre daha düşük permeabilite ve porozite değeri ile birlikte, yüksek kil içeriğinden dolayı daha küçük gözenek çapı (1-2 μm) sunmakta olup, kapiler basınç eğrisi x eksenine açıktır. Litofasiyes B kumtaşları, litofasiyes A'ya göre daha büyük gözenek çapı (2-5 μm), içermekte olup, kapiler basınç eğrisi x eksenine paraleldir. Litofasiyes C kumtaşlarında gözenek çapı çok küçük olduğundan (0.5 μm <) kapiler basınç eğrisi y eksenine paraleldir. Tüm bu verilere göre Hamitabat Formasyonu Litofasiyes A kumtaşları orta, Litofasiyes B kumtaşları iyi rezervuar kalitesi gösterirken, Litofasiyes C kumtaşları rezervuar karakteri sunmazlar.



Şekil 11. Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının porozite permeabilite grafiği



Şekil 12. Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının kapiler basınç (psi)-civa doygunluğu(%) grafiği

Denizaltı yelpazeleri dünyanın en önemli petrol potansiyeline sahip rezervuarlarından birini oluştururlar. Trakya Havzası kuzeybatısında Orta-Geç Eosen Hamitabat kumtaşları bir denizaltı yelpaze çökelleri oluşturmuştur (Şekil 7). Havzada sedimantasyon türbiditik akıntılarla kontrol edilirken, gravite akımı bir delta kompleksinden kaynaklanarak güneye doğru tane boyu azalarak devam eder (Büyükutku, 1998).

Bu çalışmaya göre Trakya Havzası kuzeybatısında Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının denizaltı yelpaze çökellerinin orta yelpaze bölümü (Litofasiye B fasiyesi kumtaşları) yüksek rezervuar potansiyeline sahiptir. Çalışma alanında gaz ve petrol üretimi yapılan seviyelerin büyük çoğunluğunun Litofasiye B kumtaşları olduğu görülmüştür. Hamitabat Formasyonu'nun koyu

gri-siyah şeylleri kaynak kaya özelliğindedir. Havzada Hamitabat Formasyonu'nun organik maddece zengin şeyllerinden türeyen hidrokarbon gözenekli ve geçirgen kumtaşlarında kapanlanmıştır (Büyükutku, 1998). Hamitabat Formasyonu şeylleri için; TOK (Toplam organik madde miktarı): 0.65-2.88 %, T_{max} (sıcaklık): 457-465 °C olup, bu değerler olgun kaynak kayaya işaret ederler. Havzada daha çok Tip III kerojen türü olmak üzere Tip II kerojen de saptanmıştır. Organik jeokimya verilerine göre şeyller kaynak kaya özelliğine sahip olup, daha çok gaz olmak üzere kimi seviyelerden petrol de üretmektedir (Büyükutku, 1998). Bu çalışma ile Hamitabat Formasyonu kumtaşları için bir havza modeli ortaya çıkarılarak (denizaltı yelpaze), rezervuar karakterleri ortaya konulmuştur. Bu çalışmaya göre Litofasiye B kumtaşları iyi rezervuar kaya

özelliği, Litofasiyes A kumtaşları ise orta rezervuar karakteri sunmakta olup, her ikisi de diyajenetik kapan türündedir.

6. Sonuçlar

Hamitabat Formasyonu kumtaşları arkoz, subarkoz ve kuvars arenitik sınıfındadır. Litofasiyes A kumtaşlarında arkoz türü fazla olmasına karşın, Litofasiyes B kumtaşlarında kuvars arenit ve subarkoz türü daha fazladır. Kuyulardan alınan karot numuneleri üzerinde yapılan sedimantolojik, yapısal, dokusal ve ince kesitlerde sedimanter petrografik özelliklere göre Hamitabat Formasyonu kumtaşları Litofasiyes A, B, C olmak üzere 3 litofasiyeye ayrılmıştır. Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının rezervuar kalitesini belirlemek amacıyla porozite, permeabilite ve kapiler basınç testi analizleri yapılmıştır. Litofasiyes A kumtaşları 0.1-10 mD permeabilite, %6-12 porozite değerleri, 1-2 mikron gözenek çapı değerleri ile orta kalite rezervuar özelliğine sahip iken, Litofasiyes B kumtaşları 16-104 mD permeabilite, %15-24 porozite değerleri, 2-5 mikron gözenek çapı değerleri ile iyi rezervuar kaya özelliği sunmaktadırlar. Litofasiyes C kumtaşları ise sık dokulu, çok ince taneli, bol kil içeriğinden dolayı rezervuar kaya özelliği göstermezler. Litofasiyes B fasiyesi kumtaşlarının iyi rezervuar kaya olma nedeni; düşük kil içeriği, orta-iyi boylanma sunması, yarı yuvarlak-yuvarlak tanelerin hakimiyeti, daha büyük ikincil gözenek çapları içermesi ve kuvars arenit ve subarkozik kumtaşı türünün fazla olmasından dolayıdır. Trakya Havzası kuzeybatısında Orta-Geç Eosen Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının denizaltı yelpaze çökelleri şeklinde olduğu ortaya çıkarılmış ve bir model ile gösterilmiştir. Bu çalışmaya göre Trakya Havzası kuzeybatısında Hamitabat Formasyonu kumtaşlarının Litofasiyes A fasiyesi kumtaşları denizaltı yelpaze çökellerinin üst bölümüne (yakınsak türbidit çökeller), Litofasiyes B fasiyesi kumtaşları orta bölümüne (ortaç türbidit çökeller), Litofasiyes C kumtaşları ise alt bölümüne (ıraksak türbidit çökeller) karşılık gelir. FTIR analizleri örneklerdeki ana hidrokarbon fonksiyonel gruplarının aromatik C-H pikleri olduğunu göstermektedir. Permeabilite ölçümlerine göre Litofasiyes B'deki permeabilite değerleri Litofasiyes A'daki permeabilite değerlerinden on kat daha yüksektir. FTIR analizlerine göre hidrokarbon piklerinin absorbansı daha az geçirgen olan Litofasiyes A örneklerinde daha geçirgen olan Litofasiyes B örneklerine göre daha yüksektir. Hidrokarbon fonksiyonel gruplarının

absorbansı ve permeabilite arasında ters orantılı bir ilişki gözlenmiştir. Bu çalışmaya göre Litofasiyes B kumtaşları iyi rezervuar kaya özelliği, Litofasiyes A kumtaşları ise orta rezervuar karakteri sunmakta olup, her ikisi de diyajenetik kapan türündedir.

Teşekkür

Yazarlar Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na sağladıkları data ve laboratuvar imkanlarından dolayı teşekkür ederler.

Kaynaklar

- Adamu, M.B., 2010. Fourier transform infrared spectroscopic determination of shale minerals in reservoir rocks. Nigerian Journal of Basic and Applied Science, 18, 6-18.
- Alstadt, K.N., Katti, D.R. ve Katti, K.S., 2012. An in situ FTIR step-scan photoacoustic investigation of kerogen and minerals in oil shale. Spectrochim. Acta. A. Mol. Biomol. Spectrosc., 89, 105–113.
- Awaja, F. ve Bhargava, S., 2006. The prediction of clay contents in oil shale using DRIFTS and TGA data facilitated by multivariate calibration. Fuel, 85, 1396–1402.
- Bozcu, M., Akgün, F., Gürdal, G., Bozcu, A., Kapan Yeşilyurt, S., Karaca, Ö. ve Akkiraz, M. S., 2015. Evolution of Çan- Etili (Çanakkale-NW Turkey) Lignite Basin: Sedimentology, petrology, palynology and lignite characterization. International Journal of Sediment Research, 30, 197–203.
- Breen, C., Clegg, F., Herron, M.M., Hild, G.P., Hillier, S., Hughes, T.L., Jones, T.G.J., Matteson, A. ve Yarwood, J., 2008. Bulk mineralogical characterisation of oilfield reservoir rocks and sandstones using Diffuse Reflectance Infrared Fourier Transform Spectroscopy and Partial Least Squares analysis. Journal of Petroleum Science and Engineering, 60, 1-17.
- Burke, W. F. ve Uğurtaş, G., 1974. Trakya Havzası'nın sismik yorumlanması, 2. Petrol Kongresi, Türkiye, s. 227-248.
- Büyükutku, A., 1998. Trakya Havzası kuzeybatısı Orta-Üst Eosen birimlerinin (Keşan grubu) petrol jeolojisi açısından incelenmesi, Doktora Tezi, A.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Büyükutku, A. G., 2003. The Diagenesis of Middle Eocene Sandstones from the Western Thrace Basin, Turkey. Geological Society of India, 62, 83-90

- Büyükutku, G. A., 2005. Sandstone Petrology and Tectonostratigraphic Terranes of the Northwestern Thrace Basin, Turkey. *Journal Geological Society of India*, 65/2, 231-238.
- Büyükutku, A. G., 2006. Diagenesis of Upper Eocene volcanoclastic rocks and its relevance to hydrocarbon exploration in the Thrace Basin, Turkey. *Energy Sources, Part A*, 28, 1039-1049.
- Büyükutku, A. G. ve Eseller, G., 2009. The reservoir potential of the Upper Eocene carbonates of the Northern Thrace Basin. *Energy Sources, Part A*, 31(1), 25-30.
- Büyükutku, A.G. ve Sonel, N., 1996. Lithostratigraphic correlation of the northwest of Thrace basin (Turkey) by using well logs, Integration of information between oil drilling and hydrogeology of deep aquifers, Regional seminar, Proceedings, s. 405-419, Jordan.
- Çağlayan, M.A., 1995. Istanca masifinin Mesozoyik-Alt Tersiyer'deki evrimi ve Trakya Baseni'nin gelişimindeki rolü. *Trakya Havzası Jeoloji Sempozyumu Bildiri Özleri, Lüleburgaz*, s.1.
- Druiit, C.E., 1961. Report on the petroleum prospects of Thrace. Turkey, Turkish Gulf Oil Co.
- Ediger, V.S., 1990. Paleopalynology of coal bearing Miocene sedimentary rocks associate with volcanics of the Biga Peninsula (NW Turkey) and the effect of volcanism on vegetation. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie, Abhand*, 180, 259-277.
- Esso, S., 1960. Marmara petrol bölgesi AR/EST/105,106,108 ve 109 hak sıra numaralı sahalara ait terk raporu, Rap. No. 1031.
- Folk, R.L., Andrews, P.B. ve Lewis, D.W., 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use New Zeland. *N.Z.J. Geol Geops.*, 12.
- Görür, N. ve Okay, A.I., 1996. A fore-arc origin for the Thrace Basin, NW Turkey. *Geologische Rundschau*, 85, 662-668,
- Herron, M.M., Loan, M., Charsky, A.M., Herron, S.L., Pomerantz, A.E. ve Polyakov, M., 2014. Kerogen Content and Maturity, Mineralogy and Clay Typing from DRIFTS Analysis of Cuttings or Core. *Petrophysics*, 55, 435-446.
- Holmes, A.N., 1961. A stratigraphy review of Thrace, TPAO, Rap. No.368
- Kasar, S., 1987. Edirne-Kırklareli-Saray (Kuzey Trakya) bölgesinin jeolojisi, Türkiye 7. Petrol Kongresi, Ankara, Türkiye, p. 281-291.
- Kemper, E., 1961, Kırklareli limestone (upper Eocene) of the Northern Basin, Deilman Bergbau GMBH. Geological report, 37p.
- Keskin, C., 1974. Ergene Havzası kuzeyinin stratigrafisi, Türkiye 2. Petrol Kongresi Tebliğler, Ankara, Türkiye, s.137-163.
- Lech, M.E., Jorgensen D.C, Southby, C., Wang, L., Nguyen, V., Borissova, I. ve Lescinsky, D., 2016. Petroleum Potential of the Gage Submarine Fan, Offshore Perth Basin, Western Australia from Paleogeographic Mapping and Geological Modelling, AAPG/SEG 2015 International Conference and Exhibition, 13-16 Eylül 2015, 1-31.
- Maravelis, A. ve Zelilidis, A., 2012. Porosity-Permeability and Textural Parameters of the Palaeogene Forearc Sedimentary Fill ON Lemnos Island, NE Greece. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 21, 415-438.
- Nicholson, C.J., Borissova, I., Krassay, A.A., Boreham, C.J., Monteil, E., Neumann, V., Di Primo, R. ve Bradshaw, B.E., 2008. New exploration opportunities in the southern Vlaming Sub-basin, The APPEA Journal, 48, 371-379.
- Örçen, S. ve Büyükutku, A.G., 1997. Trakya havzası kuzeybatısının Orta Geç Eosen foraminiferlerinin paleoekolojisi ile bölgenin paleocoğrafyasına bir yaklaşım, Çukurova Üniversitesi Jeo. Müh. Eğitiminin 20. Yılı Sempozyumu Bildiri Özleri, Adana, s.15.
- Perinçek, D., 1987. Trakya Havzası renç fay zonunun sismik özellikleri, Türkiye 7. Petrol Kongresi, Ankara, s.11-21.
- Pettingill, H.S. ve Weimer, P., 2002. Worldwide deepwater exploration and production. *Lead Edge*, 21, 371-376.
- Pittman, E.D., 1979. Porosity, diagenesis, and productive capability of sandstone reservoirs, (Editörler: Scholle, P.A., Schluger, P.R.), *Aspects of Diagenesis: Special Publication-Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*, 26, 159-173.
- Richards, M., Bowman, M. ve Reading, H., 1998. Submarine-fan systems I: chracterization stratigraphic prediction. *Marine and Petroleum Geology*, 15, 687-717.
- Sandrea, I., 2004. Deepwater oil discovery rate may have peaked: production peak may follow in 10 years. *Oil Gas Journal*, 28-102.
- Shanmugam, G. ve Moiola, R.J., 1988. Submarine fans: Characteristics, models, classification and

- reservoir potential. *Earth-Science Reviews*, 24(6), 383-428.
- Shoval, S. ve Nathan, Y., 2011. Analyzing the calcination of sulfur-rich calcareous oil shales using FT-IR spectroscopy and applying curve-fitting technique. *J. Therm. Anal. Calorim*, 105, 883-896.
- Siyako, M., Bürkan, K. A. ve Okay, A., 1989. Biga ve Gelibolu Yarımadaı'nın Tersiyer jeolojisi ve hidrokarbon olanakları. *Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bülteni*, 1, 183-200.
- Siyako, 2006. Lignitic sandstones of the Thrace Basin. *Mineral Res. Exp., Bull.*, 132, 63-72.
- Siyako, 2006. Trakya Havzası tersiyer birimleri. MTA, Stratigrafi Komitesi Litostratigrafi Birimleri Serisi, 2, 83s
- Sonel, N., 1983a. Stratigraphie von nordteil des Thrakische beckens. *Communicatons de la Faculte des sciences de 'Universite d'Ankara, serie, c1, Geologie*, 90-124, Turguie.
- Sonel, N., 1983b. Aufstellung eines sedimentologischen modells im nordteil des Thrakische beckens und seine erdölmöglichkeiten. *Communicatons de la Faculte des Sciences de 'Universite d'Ankara, serie, c1, Geologie*, 44-72, Turguie.
- Sonel, N. ve Büyükutku, G.A., 1995. Trakya havzası Hamitabat bölgesi Orta Eosen yaşlı kumtaşlarının hazne kaya özellikleri, Trakya Havzası Jeoloji Sempozyumu, Lüleburgaz-Kırklareli, s.64
- Sungurlu, O. 1971. İstanbul Boğazı-Bulgaristan sınırı arasında Karadeniz kıyı alanlarının jeolojisi, T.P.A.O. Rap. No. 535 (yayınlanmamış).
- Turgut, S., Siyako, M. ve Dilki, A., 1983. Trakya Havzası'nın jeolojisi ve hidrokarbon olanakları. *TJK Tebliğler*, 504, 35-46.
- Turgut, S., Türkarlan, M. ve Perinçek, D., 1991. Evolution of the Thrace Sedimentary Basin and its hydrocarbon prospectivity, generation, accumulation and production of Europe's hydrocarbons. *EAPG, sp. Pub.* 1, 415-437.
- Turgut, S., 1997. Depositional sequences and hydrocarbon potential of the Tertiary sediments of the Eastern Thrace Basin Based on sequence stratigraphic concepts. Doktora tezi, The Middle East Technical University, Ankara.
- Udvardi, B., Kovacs, I.J., Kónya, P., Földvari, M., Fűri, J., Budai, F., Falus, G., Fancsik, T., Szabó, C., Szalai, Z. ve Mihály, J., 2014. Application of attenuated total reflectance Fourier transform infrared spectroscopy in the mineralogical study of a landslide area, Hungary. *Sedimentary Geology*, 313, 1-14.
- Unal, O., T., 1967. Trakya jeolojisi ve petrol imkanları, *Türkiye Petrolleri Rap.No.391*, 865.
- Üşümezsoy, S. Öztunalı, Ö. ve Coşkun, G., 1995. Istranca masifi orojenik kuşağı ve Batı Pontit Bloğu tektonik ilişkisi ve Trakya çanağı açılımı. *Trakya Havzası Jeoloji Sempozyumu Bildiri Özleri, Lüleburgaz*, s.1.
- Weimer, P. ve Link, M. H. 1991. *Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems*, Springer, New York.
- Van der Marel, H.W. ve Beutelspacher, H., 1976. *Atlas of Infrared Spectroscopy of Clay Minerals and their Admixtures*, first ed.; Elsevier: Amsterdam, Holland, 978-0444411877, s.241-248 ve s.305-315.
- Yılmaz, A., 1995. Trakya havzası ve Istrancalarda gravite manyetik model çalışmaları. *Trakya Havzası Jeolojisi sempozyumu Bildiri Özleri, Lüleburgaz*, s.19.
- Yılmaz, Y. ve Polat, A. 1998. Geology and Evaluation of the Thrace Volcanism. Turkey. *Acta Volcano Logica*, 10(2), 293-303.