



T.C.
KONYA TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

ATTEPE (MANSURLU-FEKE-ADANA)
YÖRESİNDEKİ ERKEN KAMBRİYEN YAŞLI
SİYAH RENKLİ ŞEYL VE KARBONATLARIN
HİDROKARBON POTANSİYELİNİN
DEĞERLENDİRİLMESİ

WASİL İBRAHİM TAKEY

YÜKSEK LİSANS TEZİ

JEOLOJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

Haziran-2013
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

TEZ KABUL VE ONAYI

Wasil Ibrahim Takey tarafından hazırlanan “Attepe (Mansurlu-Feke-Adana) Yöresindeki Erken Kambriyen Yaşlı Siyah Renkli Şeyl ve Karbonatların Hidrokarbon Potansiyelinin Değerlendirilmesi” adlı tez çalışması .../.../... tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği / oy çokluğu ile Konya Teknik Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

İmza

Başkan

Unvanı Adı SOYADI

.....

Danışman

Unvanı Adı SOYADI

.....

Üye

Unvanı Adı SOYADI

.....

Üye

Unvanı Adı SOYADI

.....

Üye

Unvanı Adı SOYADI

.....

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Prof. Dr. Mevlüt UYAN
Enstitü Müdürü

Bu tez çalışması Konya Teknik Üniversitesi BAP koordinatörlüğü tarafından **201007013** nolu proje ile desteklenmiştir.

TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all information in this document has been obtained and presented in accordance with academic rules and ethical conduct. I also declare that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

Öğrencinin Adı SOYADI

İmza

Wasil Ibrahim Takey

Tarih:

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Wasil Ibrahim Takey

Konya Teknik Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Prof. Dr. Şuayip KÜPELİ

Yıl 2023, ... Sayfa

Jüri

Danışmanın Unvanı Adı SOYADI
Diğer Üyenin Unvanı Adı SOYADI
Diğer Üyenin Unvanı Adı SOYADI
Diğer Üyenin Unvanı Adı SOYADI
Diğer Üyenin Unvanı Adı SOYADI

Bu çalışmada Doğu Toroslar'ın batısında, Attepe (Mansurlu-Feke-Adana) yöresinde yüzeyleyen Erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-karbonat birimlerinin organik jeokimyasal özelliklerinin belirlenerek hidrokarbon potansiyelinin değerlendirilmesi amaçlanmıştır. Örneklerin toplam organik karbon (TOC) miktarı %0,07 ile 4,58 (ortalama %1,83) arasında değişmektedir. Bu değerler iyi-mükemmel ana kayaç potansiyeline işaret etmektedir. Buna karşın S1 değerleri 0,01 ile 0,02 mg HC/g kaya (ortalama 0,014 mg HC/g kaya) arasında; S2 değerleri ise 0,02 ile 0,06 mg HC/g kaya (ortalama 0,039 mg HC/g kaya) arasında değişmektedir. Bu değerler ise zayıf kaynak kayaç özelliklerine işaret etmektedir. Ayrıca düşük hidrojen (1-50; ortalama 10,5 HC/g TOC) ve düşük oksijen (4-157; ortalama 29,8 CO₂/g TOC) indeks değerleri de incelenen örneklerin hidrokarbon üretme potansiyelinin düşük olduğunu göstermektedir. HI-Tmax ve S2-TOC diyagramlarında örnekler Tip III ve Tip IV kerojen alanlarına düşmektedir. Tmax değerleri de 407 ile 442 mgHC/g arasında değişmektedir. Elde edilen PI ve Tmax değerlerine göre, incelenen ana kayaç örnekleri olgun-aşırı olgun aşamadır. Tüm bu veriler Attepe formasyonunun esas olarak kuru gaz ve kısmen de petrol üretebilecek zayıf bir ana kayaç özelliğine sahip olduğunu göstermektedir. XRD analiz sonuçları incelenen örneklerin çok fazla kil içermediğini ve esas olarak kuvars, kalsit-dolomit ve feldispat minerallerinden oluştuğunu göstermektedir. Bu mineralojik bileşim örneklerin hidrolik kırma işlemlerine çok uygun olduğunu gösterir. TOC içeriği ana kayaç kriterlerine oldukça uygun olan örneklerin hidrokarbon üretme potansiyeli açısından zayıf olması, yöredeki hidrotermal demir yataklarının oluşumu sırasında etkili olan kısmi alterasyon süreçleri ile ilişkili olabilir.

Anahtar Kelimeler: Organik jeokimya, petrol ana kayaç değerlendirmesi, Kerojen, hidrokarbon potansiyeli, Attepe Formasyonu (Adana-Türkiye), Toplam organik karbon (TOC), hidrolik kırma.

ABSTRACT**MS THESIS****Wasil Ibrahim Takey****Konya Technical University
Institute of Graduate Studies
Department of the Geological Engineering****Advisor: Prof. Dr. Şuayip KÜPELİ****2023, ... Pages****Jury****Advisor Danışmanın Unvanı Adı SOYADI****Diğer Üyenin Unvanı Adı SOYADI****Diğer Üyenin Unvanı Adı SOYADI****Diğer Üyenin Unvanı Adı SOYADI****Diğer Üyenin Unvanı Adı SOYADI**

In this study, it was aimed to evaluate the hydrocarbon potential by determining the organic geochemical properties of the gray-black colored mudstone-shale-carbonate units belonging to the Early Cambrian aged Attepe formation outcropping in the Attepe (Mansurlu-Feke-Adana) region, west of the Eastern Taurus Mountains. The total organic carbon (TOC) amount of the samples ranged from 0.07 to 4.58% (average 1.83%). These values indicate good-excellent bedrock potential. On the other hand, S1 values are between 0.01 and 0.02 mg HC/g rock (average 0.014 mg HC/g rock); S2 values vary between 0.02 and 0.06 mg HC/g rock (average 0.039 mg HC/g rock). The values indicate weak source rock properties. In addition, low hydrogen (1-50; average 10.5 HC/g TOC) and low oxygen (4-157; average 29.8 CO₂/g TOC) indexes also show that the samples have low hydrocarbon production potential. On the HI-Tmax and S2-TOC diagrams, the samples fall into Type III and Type IV kerogen areas. Tmax values also vary between 407 and 442 mgHC/g. According to the PI and Tmax values, the analyzed samples are in the mature-over-mature stage. All these data show that the Attepe formation has a weak source rock feature that can produce mainly dry gas and partly oil. XRD analysis show that the samples do not contain much clay and are mainly composed of quartz, calcite-dolomite and feldspar minerals. This mineralogical composition shows that the samples are very suitable for hydraulic fracturing. The weak hydrocarbon generation potential of the samples, whose TOC content is quite suitable for the source rock criteria, may be related to the partial hydrothermal alteration processes that were effective during the formation of the hydrothermal iron deposits in the region.

Keywords: Organic geochemistry, petroleum source rock evaluation, Kerogen, hydrocarbon potential, Attepe Formation (Adana-Türkiye), Total organic carbon (TOC), hydraulic fracturing.

ÖNSÖZ

Bu Çalışma Konya teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Bölümü Maden Yatakları-Jeokimya Anabilim dalında 2022–2023 eğitim-öğretim yılı Bahar yarıyılında “Yüksek Lisans çalışması” olarak hazırlanmıştır. Çalışmada genel olarak Doğu Toroslarda, Attepe (Mansurlu-Feke-Adana) yöresinde yüzeyleyen Erken Kambriyen yaşlı gri-siyah renkli, çamurtaşı-şeyl ara katkılı bitümlü kireçtaşlarından oluşan Attepe formasyonuna ait birimlerin organo-kimyasal analizlerinin yanı sıra, XRD analizleri de yapılarak elde edilen veriler çerçevesinde söz konusu birimlerin hidrokarbon türetme potansiyelinin değerlendirilmesi amaçlanmaktadır. Bu tez çalışmasının yapılmasında ilgi ve desteğini esirgemeyen, bilgi ve tecrübelerinden yararlandığım sayın hocam Prof. Dr. Şuayip KÜPELİ`ye teşekkürlerimi sunarım.

Wasil Ibrahim Takey
KONYA-2023

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
ÖNSÖZ	vi
İÇİNDEKİLER	vii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	viii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	ix
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	xiii
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Çalışmanın Amacı ve Önemi	1
1.2. Kullanılan Yöntemler	1
1.3. İnceleme Alanının Konumu	3
1.4. Önceki Çalışmalar.....	4
2. JEOLJİK KONUM	10
3. MİNERALJİK-PETROGRAFİK İNCELEMELER.....	24
4. PETROL JEOLJİSİ	30
4.1. Organik Jeokimyasal Analizler	32
4.1.1. Organik madde içeriği ve tartışma	32
4.1.2. Organik madde tipi-olgunluk ve tartışma.....	39
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	50
KAYNAKLAR	54

KİŞİSEL BİLGİLER..... Error! Bookmark not defined.5

SİMGELER VE KISALTMALAR

ASC	Australian shale composition
HI	Hidrojen İndeks
H/C	Hidrojen/Karbon Oranı
ICP-ES	Inductively Coupled Plasma-Emission Spectrometer
ICP-MS	Inductively Coupled Plasma-Emission Spectrometry
IFP	Insittut françis du petrole
MTA	Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
OI	Oksijen İndeks
OM	Organik madde
O/C	Oksijen/Karbon Oranı
ÖSK	Ölçülendirilmiş Stratigrafik Kesit
PAAS	Post Archean Average Shale
Pb	Kursun
PI	Üretim indeksi
PP	Petrol Potansiyeli
PPM	Milyonda bir kısım
PY	Potansiyel verim
S	Kükürt
S1	Kaya içerisinde serbest halde bulunan hidrokarbon miktarı
S2	Kerojenin ısısal parçalanmasından açığa çıkan hidrokarbon miktarı
S3	Kerojenin ısısal parçalanmasından açığa çıkan CO2
Tmax	S2 pikinin maksimum ulaştığı notadaki sıcaklık değeri
TOC	Toplam organik karbon
TOT/C	Toplam/Karbon
TOT/S	Toplam/kükürt
TPAO	Türkiye petroleri Anonim Ortaklığı

XRD	X-ray diffraction
°C	Santigrad Derece

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. İnceleme alanının yer bulduru haritası (Dikdörtgen içerisindeki alan)3

Şekil 1.2. Dünyadaki petrol ve gaz bölgelerinin sınıflandırılması (Yang ve ark., 2014; Klemme ve Ulmishek, 1991). Sarı alan: Tetis Bölgesi; Mavi alan: Pasifik Bölgesi; Pembe alan: Güney Gondwana Bölgesi; Gri alan: Boreal Bölgesi; Kırmızı daireler: Petrol ve gaz sahaları.....4

Şekil 1.3. Terk edilmiş Attepe demir yatağının doğu kesiminde yüzeyleyen Attepe formasyonuna ait gri-koyu gri-siyah renkli bitümlü şeyl-fillit ve karbonatlar, maden işletmesi ile ilgili şev ve basamaklar ve yatak tabanında oluşan tatlı su göleti. Beyaz renkli kesikli çizgi bitümlü şeyl-fillit-karbonat biriminin metakumtaşları ile tedrici geçişli üst sınırını göstermektedir.....5

Şekil 1.4. Türkiye'nin petrol ve doğalgaz açısından önemli sedimanter havzaları (Korkmaz ve ark., 1991): 1. Güneydoğu Anadolu bölgesi, 2. Trakya havzası, 3. Çalışma alanının da içerisinde yer aldığı (kırmızı ok) Adana havzası, 4. Orta Karadeniz (Samsun-Sinop) havzası, 5. Tuzgölü havzası, 6. Çankırı-Çorum havzası, 7. Haymana-Polatlı (Ankara) havzası, 8. Batı Toroslar bölgesi, 9. Mut-Ermenek-Silifke (Konya-Mersin) havzası, 10. Sivas havzası, 11. Malatya-Gürün havzası, 12. Muş-Malazgirt-Tutak havzası, 13. Tekman (Erzurum) havzası, 14. Pasinler-Horasan (Erzurum) havzası 15. Ağrı-Diyadin havzası, 16. Tozluca (Kars) havzası, 17. Çayırılı-Tezcan (Erzincan) havzası, 18. Tunceli-Çemişkezek havzası, 19. Doğu Karadeniz bölgesi.....8

Şekil 2.1. Türkiye'nin tektonik birlikleri ve inceleme alanın konumu (kırmızı renkli yıldız, Okay ve Tüysüz, 1999).....9

Şekil 2.2. Türkiye'nin güneyi boyuncu akdeniz kıyılarına paralel bir şekilde uzanan Toridler ana tektonik birliğinin Batı, Orta ve Doğu Toroslar bölümleri ve inceleme alanının konumu (Adanana'nın kuzeyinde kırmızı renkli ok; Ghienne ve ark., 2010' dan değiştirilerek).....10

Şekil 2.3. Orta ve Doğu Toroslar'da görülen tektono-stratigrafik birlikler ve inceleme alanının konumu (Kırmızı renkli dikdörtgen, Özgül, 1976).....10

Şekil 2.4. İnceleme alanının jeolojik haritası (Küpeli,1991'den değiştirilerek).....11

Şekil 2.5. İncelme alanının tektono-stratigrafik dikme kesiti (Küpeli, 1991'den değiştirilerek)12

Şekil 2.6. Altta ön planda (beyaz kesikli çizginin altında) gözlenen Erken-Erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait metakırıntılı istif üzerine tedrici geçişli olarak gelen Erken-Orta Kambriyen yaşlı Çaltepe Formasyonuna ait metakarbonatlar gözlenmektedir (beyaz kesikli çizginin üzerinde). Attepe formasyonuna ait sert çıkıntılı morfolojiler genellikle metakuvarsit, yumuşak, morfolojiler ise metakumtaşı ve metasilttaşı birimleridirler. Büyük Tahtafırlatan-Kartalkaya sırtları, GD'dan KB'ya bakış.....13

Şekil 2.7. Topografyada sert çıkıntılı morfoloji oluşturan kalın tabakalı Attepe formasyonuna ait metakuvarsitlerin çok kırıklı-bloklı yapısından bir örnek, Attepe'nin güneydoğu yamaçları.....13

Şekil 2.8. Geri planda izlenen ve Geç Kretase (Senoniyen)'de bölgeye yerleşmiş olan yeşilimsi renkli ofiyolitik kayaç topluluğu üzerine açısız bir uyumsuzlukla gelen kırmızımsı pas renkli konglomera-marn-kireçtaşı ardalımasından oluşan kalın ve yatay tabakalı Erken Miyosen yaşlı Zebil formasyonu.....14

Şekil 2.9. Attepe demir yatağının doğu bitişiğinde, Attepe formasyonunun tabanında yer alan organik maddece zengin koyu gri-siyah renkli yer yer ince-orta tabakalı, kısmen killeşmiş toprağimsi görünümlü çamurtaşı-şeyl-metakarbonatlar.....15

Şekil 2.10. Attepe demir yatağının doğu bitişiğinde, Attepe formasyonunun tabanında yer alan organik maddece kısmen fakir olan açık gri-mavimsi gri renkli çamurtaşı-şeyl-metakarbonatlarda gözlenen orta-kalın tabakalı ve kıvrımlı kırıklı yapı örnekleri, şekilde sağa doğru eğik bir antiklinal yapısı görölmektedir.....16

Şekil 2.11. Şeklin orta-sağ kesimindeki açık gri-bej-mavimsi gri renkli kısmen karbonatlı çamurtaşı birimlerinde izlenen orta-kalın tabakalı sedimanter yapılar ile şeklin sol tarafındaki koyu gri renkli, ince tabakalı, kısmen de yapraklanmalı şeyller.....16

Şekil 2.12. Attepe formasyonuna ait koyu gri-siyah renkli organik maddece zengin şeyl kesimleri ile sarımsı gri renkli kalsit-siderit ve piritçe zengin karbonat kesimlerinin birbirleriyle ardalımalı, yanal ve düşey yönlü tedrici geçişli, çapraz laminalı-bantlı sedimanter yapı örnekleri.....17

Şekil 2.13. Attepe formasyonu metakarbonat birimlerinin organik maddece zengin koyu gri bölümleri ile karbonat ve piritçe zengin açık gri renkli dalgalı laminalı-bantlı-ince tabakalı kesimlerinin birbirleriyle ardalımalı yer yer de mikro faylanmalı sinsedimanter yapı örnekleri.....17

Şekil 2.14. Organik maddece zengin siyah renkli ince tabakalı-bantlı bitümlü metakarbonatlar ile parlak beyaz renkli piritçe zengin kalsit laminalarının ardalıması, sinsedimanter mikro faylanma ve diyajenetik akma yapıları.....18

Şekil 2.15. Siyah renkli çamurtaşı seviyeleri ile beyaz renkli piritli seviyelerin birbirleriyle ardalanması ve sinjenetik mikro faylı yapı örneği. Fay altta bulunan üç tabakayı ve beyaz renkli ince kalsit damarını kestiği halde üstte bulunan iki tabakayı kesmemiştir. Altta piritli tabaka içerisinde gözlenen çapraz laminalı pirit ve organik madde çökelişi, ağırlıkları nedeniyle bu tabakanın alt tarafında biriken piritlerin oluşturduğu oygu-dolgu ve yük kalıbı yapıları gözlenmektedir. El örneğinin ortalama genişliği 12 cm civarındadır.....18

Şekil 2.16. Organik maddece zengin siyah renkli laminalı-bantlı kesimler ile karbonatça zengin gri-açık gri renkli kesimlerin ardalanması, sinsedimanter mikro faylanmalar ve bu yapıları kesen daha genç beyaz renkli ince kalsit damarları, damlacıklar şeklinde gözlenen beyaz renkli sedimanter pirit toplulukları ile siyah renkli laminalar arasında ortaya çıkan yük kalıbı ve jeopedal yapı örnekleri, resim genişliği yaklaşık 15 cm' dir19

Şekil 2.17. Attepe demir yatağının doğu sınırında yüzeyleyen Attepe formasyonuna ait gri-koyu gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve karbonat birimleri.....20

Şekil 2.18. Attepe demir yatağında uzun yıllar devam etmiş olan açık işletme faaliyetleri sonucunda ortaya çıkan işletme basamakları, pasa sahaları ve ocak yeri çukurluğunun oluşturduğu yeni morfoloji ve rehabilitasyon çalışmaları kapsamında oluşturulan yeraltı suyu göletinin Mağarabeli mevkiinden GD' ya doğru yapılan bir bakış ile uzaktan görünümü.....20

Şekil 2.19. Attepe demir yatağında yürütülen madencilik faaliyetleri sonlandırıldıktan sonra rehabilitasyon çalışmaları kapsamında oluşturulan yaklaşık 80 m derinliğindeki tatlı su göleti ile işletme basamak ve şevlerinin yakın plandan görünümü, bu çalışmada incelenen koyu gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve karbonat birimlerinin taban kesimleri söz konusu bu göletin altında kalmıştır.....21

Şekil 2.20. Breşik bir zon boyunca yerleşmiş olan birincil siderit cevherlerinin kırmızımsı pas renkli ikincil limonitlere dönüşümü, Attepe demir yatağı doğu sınırı batıdan doğuya bakış, Ölçek jeolog çekici.....22

Şekil 3.1. Belirgin yönlenmeli bir doku gösteren yeşilimsi-gri renkli nispeten iri klorit kristellerinin gözlendiği siyah renkli organik madde kapsayan ve çoğunlukla kuvars, yer yer feldispat ve kalsit tane ve kristallerini içeren bitümlü şeyl örneğinin incekesit optik mikroskop görünümü, Çift nikol, 100X.....23

Şekil 3.2. Çok hafif bir yönlenme gösteren ve ağırlıklı olarak beyaz ve bej renklere izlenen kuvars ve feldispat tanelerinin ayırt edilebildiği siyah renkli organik maddece zengin çamurtaşı-şeyl-silttaşı örneğinin ince kesit optik mikroskop görüntüsü, Çift nikol, 100X.....24

- Şekil 3.3.** Alt kesimde nispeten iri taneli organik maddece fakir kuvars ve kalsit taneleri bakımından zengin laminalı silttaşı bölümü ile üst kesimde yer alan daha ince taneli organik maddece zengin laminalı çamurtaşı-şeyl bölümü arasında gözlenen dalgalı çökeltme sınırı, Çift nikol, 40X.....24
- Şekil 3.4.** Organik maddece zengin bir piritli laminanın ince kesit mikroskop görünümü; siyah renkli öz şekilli pirit kristallerine beyaz renkli öz şekilli kuvars ve kirli beyaz renkli öz şekilsiz kalsit kristallerinin eşlik ettiği görülmektedir, Bunlar diyajenetik eş oluşum süreçlerine işaret eden tipik ornatma dokuları sergilemektedirler. Çift nikol, 40X.....25
- Şekil 3.5.** Fillit içerisinde siyah renkli iri öz şekilli pirit kristalleri ve onların etrafında büyümüş olan öz şekilli-yarı öz şekilli kuvars kristalleri, Çift nikol, 40X.....25
- Şekil 3.6.** Altta yer alan kireçtaşı ile üstte bulunan çamurtaşı-silttaşı bölümleri arasında çökelmiş siyah renkli iri öz şekilli pirit kristalleri ile onlar üzerinde büyümüş olan kısmen ışınal yapılı diyajenetik kökenli ikincil kuvars (beyaz) ve kalsit (bej) kristalleri, Çift nikol, 100X.....26
- Şekil 3.7.** XRD analizleri için seçilen çamurtaşı-şeyl-silttaşı-kireçtaşı birimlerine ait el örneklerinin görünümü, beyaz renkli ince damarlar, kalsit mineral dolgularıdır.....27
- Şekil 4.1.** Rock-Eval Piroliz analizi sonucunda elde edilen S1, S2, S3 ve Tmax pikleri.....34
- Şekil 4.2.** 25°C/dakika sıcaklık artışıyla üretilen hidrokbönlere ait piroliz değerlerinin ölçülmesi.....36
- Şekil 4.3.** İncelenen örneklerin S2 ve TOC değerlerine göre hidrokarbon potansiyelleri.....37
- Şekil 4.4.** Kerojen tipleri.....41
- Şekil 4.5.** Kerojen tiplerinin hidrojen (HI) ve oksijen (OI) indeksleri ile belirlenmesi...42
- Şekil 4.6.** Kerojen tipini ve termal olgunluk evrelerini gösteren HI-Tmax diyagramı...44
- Şekil 4.7.** Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-karbonat örneklerinin; a) HI-Corg diyagramı (Jackson ve ark., 1985), b) S1-Corg diyagramı üzerindeki konumları.....45

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 3.1. Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-karbonat örneklerinin mineralojik bileşimleri (XRD analiz sonuçları %)	28
Çizelge 4.1. Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-karbonat örneklerinin Corg (%) ve piroliz analiz sonuçları	31
Çizelge 4.2. TOC içeriğine göre petrol ana kayaçlarının sınıflandırılması (Peters ve Cassa, 1994; Tissot ve Welte, 1984; Jarvie, 1991)	33
Çizelge 4.3. Ana kayaların petrol potansiyelini belirlemek için kullanılan, Corg (%) miktarları ve S1, S2 hidrokarbon değerleri	36
Çizelge 4.4. Kerojen tipleri ve onların hidrokarbon potansiyelleri	39
Çizelge 4.5. HI sınır değerlerine göre kerojen tipleri	43
Çizelge 4.6. S2/S3 parametrelerine göre hidrokarbon tipi belirlenmesi	44
Çizelge 4.7. S2/S3 parametrelerine göre kerojen tipi belirlenmesi	44
Çizelge 4.8. Potansiyel verim ile ana kaya potansiyeli arasındaki ilişki	46
Çizelge 4.9. PI sınır değerlerine göre olgunlaşma düzeyi	47

Çizelge 4.10. Farklı araştırmacılara göre Tmax olgunlaşma parametreleri.....48

Çizelge 4.11. Kerojen tiplerine göre değişiklik gösteren Tmax olgunlaşma Kriterleri.....48



1. GİRİŞ

1.1. Çalışmanın Amacı ve Önemi

Günümüzde enerji kaynaklarının tükenmeye başlaması, petrolün belirli ülkelerin tekelinde bulunması ve enerji ihtiyacının giderek artması sonucunda artan petrol fiyatları yeni enerji kaynaklarının araştırılmasını zorunlu kılmaktadır. Bu çalışmada Doğu Toroslar'ın batısında, Attepe (Mansurlu-Feke-Adana) yöresinde yüzeyleyen Erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve karbonatların organik jeokimyasal özelliklerinin belirenerek hidrokarbon potansiyelinin değerlendirilmesi amaçlanmıştır.

Bölgede paleozoyik, Mesozoyik ve Senozoyik yaşlı metasidemanter kayaçlar ile magmatik kökenli ofiyolitler ve sedimanter kökenli çökeller yüzeylemektedir (Şekil 7). Bu tezde incelenmek üzere seçilen Erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve karbonatlar hem jeolojik yaş hem de litolojik özellikleri bakımından son yıllarda Çin'de keşfedilmiş olan Erken Kambriyen ve Kambriyen yaşlı hidrokarbon ana kayaçlarına çok benzemektedirler. Kalınlıkları ise Çin'deki birimlerden daha fazladır. Bu özellikler dikkate alındığında, Attepe formasyonuna ait birimlerin hem geleneksel hem de geleneksel olmayan hidrokarbon ana kayaç araştırmaları için uygun olduğu anlaşılmaktadır.

Bu tez çalışması ile birlikte toplam organik madde içeriği, kerojen tipi, olgunlaşma derecesi ve hidrokarbon türetme kapasitesi gibi organik jeokimyasal özellikleri belirlenecek olan Attepe formasyonuna ait bu birimlerin eğer ana kayaç özelliklerine sahip olduğu anlaşılırsa, Doğu Toroslar'ın batısında daha ayrıntılı araştırma ve incelemeler sonucunda yeni petrol ve/veya doğal gaz sahalarının bulunabileceği de ümit edilmektedir.

Sonuçta yeni fosil enerji kaynaklarının keşfine ve yeni istihdam alanlarının oluşturulmasına vesile olabilecek bu çalışmanın ülkemizin kalkınmasına ve istihdama katkı yapabilecek bir potansiyele sahip olduğu söylenebilir.

1.2. Kullanılan Yöntemler

Bu çalışmada Attepe (Mansurlu-Feke-Adana) yöresinde yüzlek veren Erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli yer yer piritli seviyeler de içeren bitümlü çamurtaşı-şeyl ve karbonatlar, olası bir petrol sisteminde ana kayaç olabilme ihtimaline karşın bir yüksek lisans tez çalışması kapsamında organik

jeokimyasal özellikleri belirlenerek incelenmişlerdir. Bu çerçevede yapılan çalışmalar aşağıda da belirtildiği gibi beş aşamada gerçekleştirilmiştir:

İlk aşamasında, inceleme alanı ve yakın çevresini kapsayan detaylı bir literatür taraması yapılarak bugüne kadar yapılmış olan bilimsel çalışmaların sonuçları hakkında bilgi edinilmiş ve bu veri tabanından tez çalışmasının her aşamasında yararlanılmıştır.

İkinci aşamada yapılan saha çalışmaları sırasında öncelikle bitümlü çamurtaşı-şeyl ve karbonatların örneklenebileceği uygun bir lokasyon belirlenerek söz konusu birimler alttan üste doğru litolojik özellikleri de dikkate alınarak örneklenmişlerdir. Bu sırada akıllı telefon kullanılarak örnekleme yapılan noktaların koordinatları belirlenmiştir. Örnek alımına paralel olarak bitümlü çamurtaşı-şeyl ve karbonat birimlerine ait farklı litofasiyes türleri ile bunların renk, tabakalanma, kırıklanma, ayrışma, sedimanter ve diyajenetik megaskopik ve mesoskopik yapısal özellikleri görüntülenerek dijital ortama aktarılmıştır. Bitümlü çamurtaşı-şeyl ve karbonat birimlerinin örneklenmesi sırasında, örneklerin mineralojik, petrografik ve organik jeokimyasal analizler için yeterli miktarda ve özellikte olmalarına, ayrıca alındıkları kayaç kütlelerini olabildiğince temsil etmelerine dikkat edilmiştir.

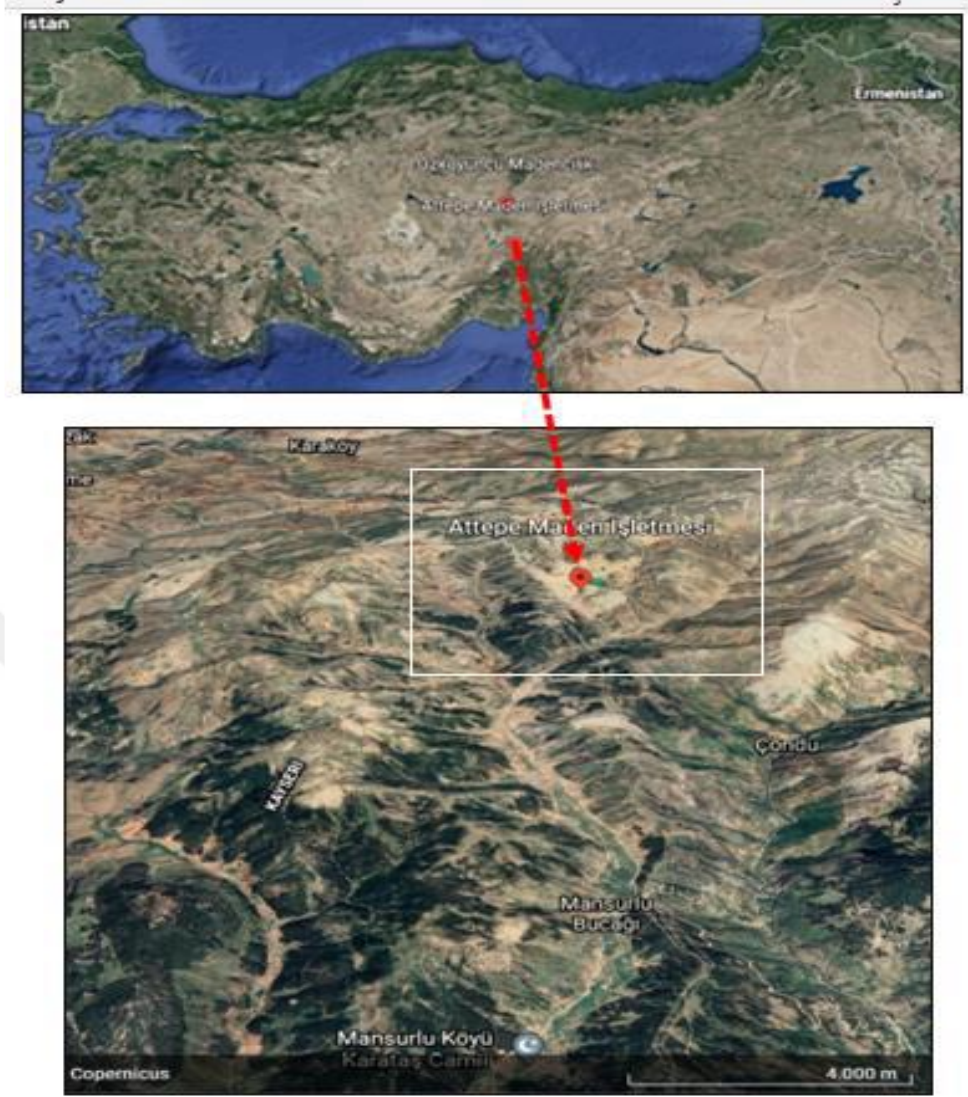
Üçüncü aşamada mineralojik, petrografik ve organik jeokimyasal analizler için yürütülecek olan laboratuvar çalışmaları yapılmıştır. Bu çalışmalar sırasında öncelikle tezin amacı ve proje bütçesi de göz önüne alınarak çalışma alanından derlenmiş olan örneklerden en tipik olanları seçilerek örnek sayısı bütçeye uygun hale getirilmiştir. Bu örneklerin bir kısmından ince kesitler yapılarak ince kesit optik mikroskop, bir kısmından da toz örnekler hazırlanarak XRD analizleri ile petrografik ve mineralojik özelliklerinin belirlenmesine çalışılmıştır. Optik mikroskop çalışmaları Konya teknik Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü, XRD analizleri de Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı laboratuvarlarında yapılmıştır.

Dördüncü aşamada örneklerin organik jeokimyasal analizleri TPAO laboratuvarlarında yapılmıştır. Örneklerin Toplam Organik Karbon (TOC) miktarları Leco cihazı ile; S1, S2, S3 ve Tmax değerleri analizleri ise Rock Eval-6 (RE-6) cihazında, "Institut Francais du Petrole" standartları kullanılarak yapılmıştır. Ayrıca piroliz analizi verileri kullanılarak oksijen ve hidrojen indeks değerleri hesaplanmış ve TOC ile Tmax değerlerine göre örneklerin kerojen tipi ve olgunluk dereceleri belirlenmiştir.

Beşinci aşamada elde edilen tüm veriler bilenen standart değerlerle karşılaştırılarak incelenen Attepe formasyonuna ait bitümlü çamurtaşı-şeyl ve karbonat birimlerinin petrol ana kayacı olup olmayacakları, potansiyel hidrokarbon türü (petrol veya doğal gaz), anakayaç adayının olgunluk düzeyi (gaz ve/veya petrol penceresi ya da tükenmiş ana kayaç durumları) belirlenerek elde edilen tüm veriler ve ulaşılan sonuçlar bir yüksek lisans tezi kapsamında rapor haline getirilmiştir.

1.3. İnceleme Alanının Konumu

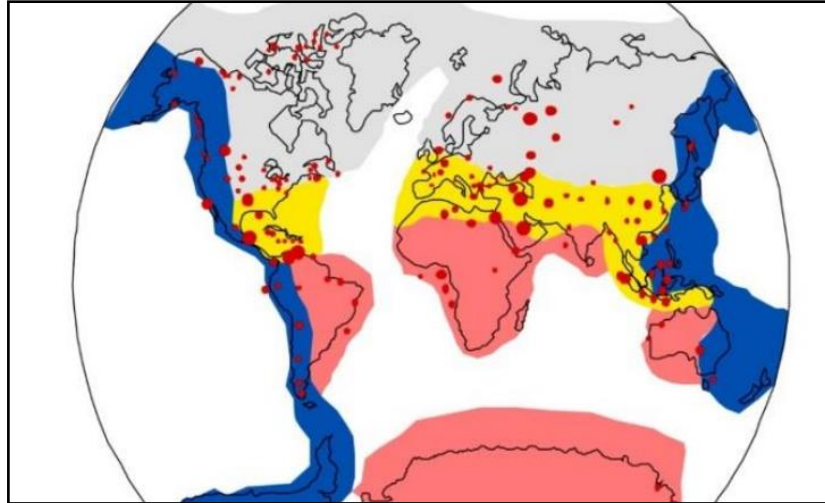
Çalışma alanı, Doğu Toroslar'ın batısında, Ecemiş Fayı'nın hemen doğu kesiminde, Adana ile Kayseri il sınırında, Yahyalı İlçesi'nin yaklaşık 35 km güneydoğusunda yer almaktadır (Şekil 1). 1/25000 ölçekli topografik haritada N33 Kozan 4a paftası içerisinde kalan inceleme alanı, coğrafik koordinat sisteminde 37° 57' 32.46" N ve 35° 38' 12.59" E enlem ve boylamları arasında bulunmaktadır (Şekil 1.1).



Şekil 1.1. İnceleme alanının yer bulduru haritası (Dikdörtgen içerisindeki alan)

1.4. Önceki Çalışmalar

Türkiye'nin de içinde bulunduğu Alp-Himalaya Mobil Kuşağı (Tetis Bölgesi), derin bir petrol ve gaz provensidir (Özdemir ve Palabıyık, 2019; Şekil 1.2). Tetis Bölge-



Şekil 1.2. Dünyadaki petrol ve gaz bölgelerinin sınıflandırılması (Yang ve ark., 2014; Klemme ve Ulmişek, 1991). Sarı alan: Tetis Bölgesi; Mavi alan: Pasifik Bölgesi; Pembe alan: Güney Gondwana Bölgesi; Gri alan: Boreal Bölgesi; Kırmızı daireler: Petrol ve Gaz Sahaları

si, Meksika körfezi ve Güney Amerika kıyılarından Güneydoğu Çin Denizi'ne kadar uzanır. Kuzey Afrika'da Sirte Havzası, Doğu Venezuela'nın Magdalena Havzası ve Ortadoğu'da İran-Zagros havzasının kıyıları bu bölgedeki Kretase yaşlı ana kayaçlarla ilişkili önemli petrol havzalarını oluşturmaktadırlar (Ruofei ve ark., 2014).

Tip II kerojen içeren yüksek verimli kaynak kayaçlar, Silüriyen-Holosen döneminde Gondwana ile kuzey kıta grupları (Boreal) arasında denizel bir çökeltme havzası olan Tetis Bölgesi'ndeki verimli petrol ve gaz rezervlerini oluşturmuşlardır. Bölgedeki kaynak kayaç çökeltimi, Paleotetis ve Neotetis'in ardı ardına açılıp kapanmasıyla birlikte sürekli olarak desteklenmiştir. Tetis havzaları, dünya topraklarının ve kıta sahanlıklarının beşte birinden daha azını kapsamakla birlikte, dünya petrol rezervlerinin üçte ikisinden daha fazlasını barındırmaktadır (Klemme and Ulmişek, 1990, 1991).

İnceleme alanı ve yakın çevresi, hidrokarbon bakımından zengin Tetis kuşağının orta-kuzey kesiminde yer almakla birlikte, kapsamış olduğu maden yatakları nedeniyle daha çok maden yatakları (Örn. Lucius, 1927; Henden, ve ark., 1978; Henden ve önder, 1980; Ünlü ve Stendall, 1986; Küpeli, 1986, Öncel, 1989; Küpeli, 1991; Çolakoğlu ve kuru, 2002; Çolakoğlu, 2003; Küpeli, ve ark., 2006; Küpeli ve ark., 2007; Dayan, 2007; Dayan ve ark., 2008; Küpeli, 2010) ve tektono-stratigrafik özellikler açısından incelenmiştir (Örn. Blumenthal, 1941; Blumenthal, 1944; Demirtaşlı, 1967; Özgül, 1971; Özgül ve ark., 1972; Özgül ve ark., 1973 Özgül, 1976; Tekeli ve Erler, 1980; Özgül ve kozlu, 2002; Özgül, 2006). Petrol jeolojisi ve jeokimyası bakımından ise

hemen hemen hiç incelenmemiştir. Oysa Attepe yöresindeki Erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait birimler tabanda piritli gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve karbonatlarla başlamakta ve olası bir ana kayaç özelliği göstermektedir (Şekil 1.3; Küpeli, 1987, Küpeli 1991, Ayhan ve ark., 1992, Küpeli, 2010).



Şekil 1.3. Terk edilmiş Attepe demir yatağının doğu kesiminde yüzeyleyen Attepe formasyonuna ait gri-koyu gri-siyah renkli bitümlü çamurtaşı-şeyl ve karbonatlar, maden işletmesi ile ilgili şev ve basamaklar ve yatak tabanında oluşan tatlı su göleti. Beyaz renkli kesikli çizgi bitümlü çamurtaşı-şeyl-karbonat biriminin metakumtaşları ile tedrici geçişli üst sınırını göstermektedir

Türkiye’de olduğu gibi, diğer ülkelerde de buna benzer birimler potansiyel ana kayaç olma ihtimaline karşın organik jeokimyasal yünden incelenerek hidrokarbon türetme potansiyelleri belirlenmeye çalışılmaktadır (Örneğin, Ailin ve ark., 2016; Altunsoy ve Özçelik, 1998; Altunsoy ve ark., 1996, 2004, 2011, 2015a, 2015b, 2016; Altunsoy, 1999a, 1999b; Altunsoy, 2000; Anna ve ark., 2016; Kurtman ve Akkuş, 1917; Bozcu, 2017; Büyük ve sarı, 2021; Caineng ve ark., 2014; Cimen ve ark., 2011; Hokerek ve ark., 2014; Jinhu and wenqing, 2016; Jinliang ve ark., 2012; Karadirek ve ark., 2019; Kareem ve Küpeli, 2017; Koca ve ark., 2015a, 2015b; Koç ve ark., 2016; Koralay ve Sarı, 2013; Kuşçu ve ark., 2016; Li ve ark., 2019; Özçelik ve Altunsoy, 1996, 2000, 2005; Özçelik ve ark., 2009; Özçelik ve ark., 2015, 2016; Pehlivanlı, 2019; Sarı ve Aliyev, 2005; Sarı ve Aliyev, 2006; Sarı ve ark., 2012; Sarı ve ark., 2015a,

2015b; Sarı ve ark., 2016; Xue ve ark., 2016; Tulan ve ark., 2020; Ünal ve ark. 2014; Yalçın Erik ve ark., 2005; 2006; 2017; Yavuz ve ark., 2008; Zhu ve ark., 2016). Attepe formasyonuna ait söz konusu birimlerin bu bakımdan henüz incelenmemiş olması, büyük bir ihtimalle madencilik faaliyetleri sonucunda ilk kez yüzeylemiş olması ve ülkemizdeki ana kayaç adaylarına ilişkin jeokimyasal incelemelerin daha çok Mesozoyik ve Senozoyik yaşlı birimler üzerinde yoğunlaşmış olmasıdır. Dolayısıyla bu çalışmada Erken Kambriyen yaşlı olası bir ana kayaç adayı Türkiye’de belki de ilk defa incelenmiş olacaktır (Şekil 1.3).

Son yıllarda Çin’de Kambriyen yaşlı siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve karbonatların çok yaygın bir şekilde incelendiği ve geleneksel olmayan türde şeyl gazı ya da kaya gazı olarak ifade edilen önemli doğal gaz yataklarının keşfedildiği bilinmektedir. Yeni bir enerji kaynağı türü olan şeyl gazı, esas olarak ince taneli çamurtaşı veya şeyller içerisinde emilmiş ve serbest halde bulanabilmektedir. Amerika Birleşik Devletleri’nin (ABD) kaya gazı üretimi, 2015 yılında 429,4 milyar metreküp artarak Amerika’nın toplam gaz üretiminin %46,1’ine ulaşmıştır (Ailin ve ark., 2016). Çin’deki kaya gazı sahaları geniş bir yayılıma, sayısız potansiyel ana kayaç tabakalarına ve 12,85 trilyon metreküplük geri kazanılabilir bir potansiyele sahiptirler. Yani Çin bu açıdan dünyanın en üst sıralarında yer almaktadır (Alinin ve ark., 2016 ve oradaki kaynaklar). Bu birimler çoğunlukla denizel şeyllerdir. Şu anda, Sichuan Havzası ve çevre bölgelerindeki alt Paleozoik Longmaxı ve Qiongzhusi şeylllerinde büyük ilerlemeler kaydedilmiştir. Fuling, Changning-Weiyuan, Fushun-Yongchuan ve Zhaotong’da, kaya gazı sahalarının ön gelişme çalışmalarına işaret eden bir dizi üretim tesislerinin kurulmasına başlanılmıştır (Ailin ve ark., 2016).

Gondwana ve Lavrasya’nın aktif kıta kenarları boyunca yer alan Türkiye’nin bugünkü kara alanını oluşturan Tetis bölgesinin mikrokıtaları, Paleozoyik ve Mesozoyik dönemlerde periyodik olarak uzun ve geniş bir şelf pozisyonunda kalmışlardır. Dolayısıyla bu mikro kıtalar, bu şelfleri etkileyen periyodik deniz seviyesi değişikliklerinden etkilenen çökel havzalarının bir parçası durumunda olmuşlardır (Sorkhabi, 2010). Bu alanlarda artan sediman birikimi ve sığ denizel mikroorganizmalar hızla evrimleşerek çeşitlenerek petrol üretimi için gerekli olan organik maddece zengin denizel sedimanların çökmesini sağlamışlardır. Tetis bölgesinde farklı jeojolik dönemlerde Prototetis (Infrakambriyen-Karbonifer), Paleotetis (Ordovisiyen-Jurasik) ve

Neotetis (Permiyen-Paleosen) olarak adlandırılan üç okyanusal havza oluşmuştur (Sorkhabi, 2010).

Klemme ve Ulmişek (1999) ve Ulmişek ve Klemme (1990) yeryüzündeki petrol kaynak kayaçları ve bunların paleocoğrafyası ve paleotektonik oluşum koşullarını (Türkiye de dahil olmak üzere kara ve deniz alanlarını) araştırmışlardır. Orta Doğu kaynak kayaçları ve oluşum koşulları ise (Türkiye'nin güneyi de dahil) Kendal ve ark. (2014) tarafından daha detaylı bir şekilde incelenmiştir. Ayrıca Derman (2014) ve Alsharh ve Nairin (2003) Türkiye'de bilinen petrol havzalarına ait ana kayaçları ve diğer özelliklerini incelemişlerdir.

Organik maddece zengin graptolitik şeyller Tetis havzasında Silüriyen petrol sisteminin karakteristik kaynak kayaçlarıdır. Bu şeyllerdeki organik madde esas olarak planktonik faunadan türemiş tip II kerojen kapsamaktadır. Türkiye'de petrol oluşumu için zengin seviyelerden biri, Orta Doğu'dakilere benzer şekilde sıra dışı miktarlarda organik madde kapsayan Puscutepe şeylleridir. Bu şeyller Ortadoğu'da Suudi Arabistan'da bulunan ve Silüriyen "sıcak" şeyli ya da Qusaiba şeyli olarak adlandırılan şeylin; Kuzey Afrika'da ise Irak'taki Akkas formasyonunun taban şeyli, Suriye'de Tanf formasyonunun tabanı ve Ürdün'de Batra formasyonunun eşdeğerleridirler. Bol miktarda graptolit fosilli bitümlü şeyl birimi ile temsil edilen bu formasyonun kalınlığı 100 m civarındadır.

Doğu Toroslarda Sarız, Tufanbeyli, Feke, Develi ve Kozanda yüzeyleyen bu birimler birbirlerine benzer özellikler sunmaktadırlar. Bunların dışında söz konusu formasyon Güneydoğu Anadolu'da Amanos ve Orta Toroslarda Silifke ve Anamur yörelerinde Puscutepe şeylinin eşdeğeri olarak yüzeylemektedirler. Güneydoğu Anadolu havzasında kanıtlanmış Ordovisiyen-Silüriyen ana kayaçları ise Bedinan, Handof ve Dadaş formasyonlarıdır (Özdemir ve Palabıyık, 2019 ve oradaki kaynaklar).

Ülkemizde ekonomik boyutta hidrokarbon üretimi yapılabilen dört bölge bulunmaktadır. Bunlardan Güneydoğu Anadolu ve Bulgurluk-Adana bölgeleri petrol, Trakya ve Batı Karadeniz bölgeleri ise doğal gaz kaynakları açısından öne çıkmaktadırlar. Ülkemizde yer alan diğer sedimanter havzalarda da canlı petrol ve doğal gaz emareleri gözlenmesine karşın araştırma sondajlarının yetersiz olması nedeniyle henüz ülkemizin ihtiyacını karşılayabilecek kadar hidrokarbon keşfi yapılamamıştır (Şekil 1.4). Ancak son yıllarda Karadeniz, Güneydoğu Anadolu ve Adana bölgelerinde

araştırma ve keşif kuyularının açılmasına hız verilerek yeni doğal gaz ve petrol rezervleri keşfedilmiştir.



Şekil 1.4. Türkiye'nin petrol ve doğalgaz açısından önemli sedimanter havzaları (Korkmaz ve ark., 1991): 1. Güneydoğu Anadolu bölgesi, 2. Trakya havzası, 3. Çalışma alanının da içerisinde yer aldığı (kırmızı ok) Adana havzası, 4. Orta Karadeniz (Samsun-Sinop) havzası, 5. Tuzgözü 'havzası, 6. Çankırı-Çorum havzası, 7. Haymana-Polatlı (Ankara) havzası, 8. Batı Toroslar bölgesi, 9. Mut-Ermenek-Silifke (Konya-Mersin) havzası, 10. Sivas havzası, 11. Malatya-Gürün havzası, 12. Muş-Malazgirt-Tutak havzası, 13. Tekman (Erzurum) havzası, 14. Pasinler-Horasan (Erzurum) havzası 15. Ağrı-Diyadin havzası, 16. Tozluca (Kars) havzası, 17. Çayırılı-Tezcan (Erzincan) havzası, 18. Tunceli-Çemişkezek havzası, 19. Doğu Karadeniz bölgesi

Canlı petrol sızıntıları Sinop-Boyabat, Erzurum-Pasinler, Erzurum-Tekman-Katranlı havzaları ile Rize-Çayeli denizel çökeltilerinde, canlı doğal gaz sızıntıları ise Batı Toroslar-Antalya-Olimpos (Çıralı/Yanartaş) Dağı ile Hatay-kızıldağ havzalarında gözlenmektedir. Haymana polatlı yöresindeki petrollü kumtaşları, Mut-Ermenek Silifke havzasındaki petrollü kireçtaşı blokları ve Orta-Batı Toroslar'daki katı petrol ve asfalt kalıntıları da ölü petrol örneklerini oluşturmaktadırlar (Korkmaz ve ark., 1991).

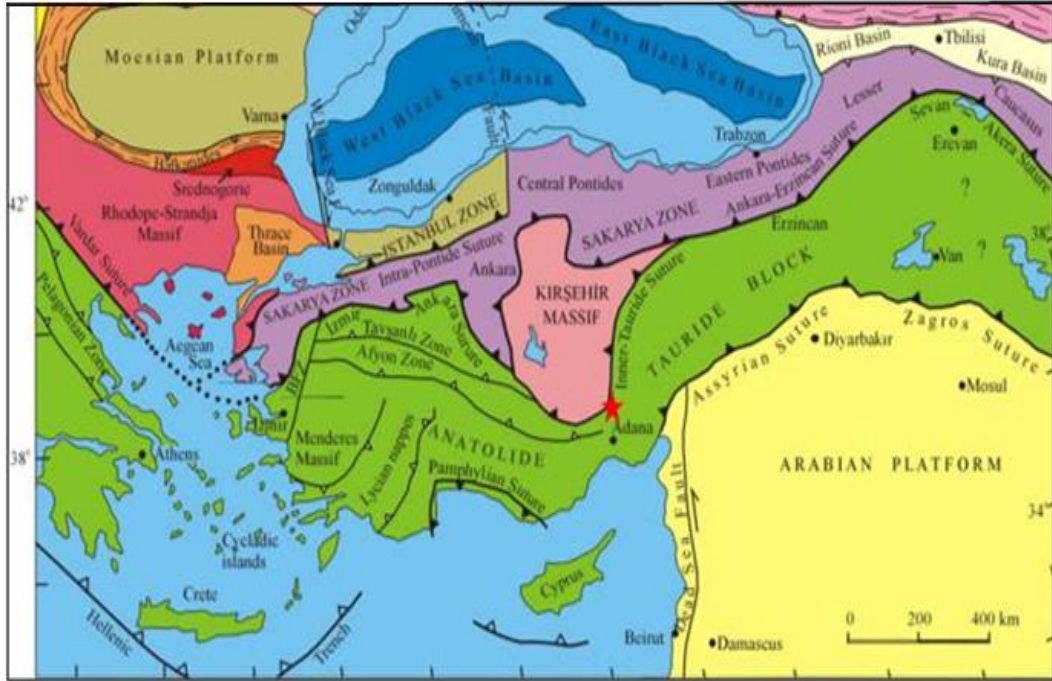
Batı Toroslar'da, Finike'nin kuzeydoğusunda, Beydağları otkon istifinde 1982 yılında açılan Alakır-1 (MTA) kuyusundan derlenen ana kayaç örnekleri üzerinde yapılan çalışmalar organik madde kapsadıklarını, 2000 m derinliğe kadar rastlanılan asfalt şeklindeki ölü petrol ve emarelerinin ise daha derinlerdeki ana kayaç tarafından türetilmiş petrolün yukarılara doğru göçü sonucunda oluştuğunu göstermiştir.

Bu çalışmada hidrokarbon potansiyeli açısından incelenen Attepe formasyonuna ait birimler, Şekil 7'de gösterilen Türkiye'nin petrol havzalarından üçüncüsü içerisinde yer almaktadır. Erken Kambriyen yaşlı koyu gri-siyah renkli bu birimler, yaklaşık 180 m kalınlığa sahip olup, Attepe demir yatağının doğu sınırında derin bir vadinin içerisinde yüzeyleşmişlerdir (Şekil 1.4).

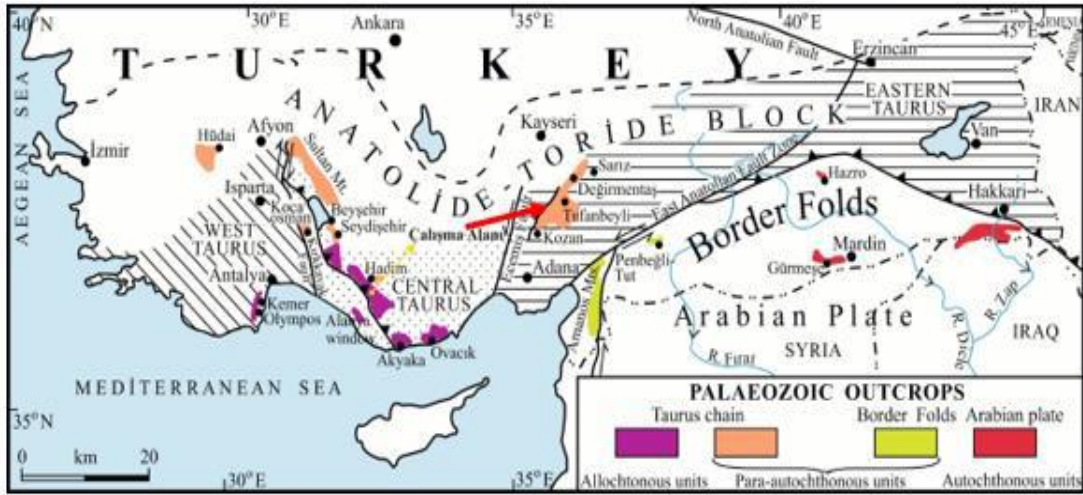
2. JEOLJİK KONUM

Ülkemizde geleneksel olarak coğrafi özelliklere göre dört ana tektonik birlik ayrılanmaktadır. Bunlar Toridler, Anatolidler, Pontidler ve Kenar Kıvrımları'dır (Ketin, 1966). Toridler'in Prekambriyen-Triyas süresince Gondwana kıtası'nın kuzey kıyılarının bir parçası olduğu birçok araştırmacı tarafından kabul edilmektedir (Robertson ve Dixon, 1984; Şengör ve ark., 1984). Türkiye'nin güneyinde yaklaşık olarak doğu-batı yönünde uzanan devamlı bir kuşak şeklinde izlenen Toridler, Alp-Himalaya orojenik kuşağının Türkiyedeki güney kolunu temsil etmektedir.

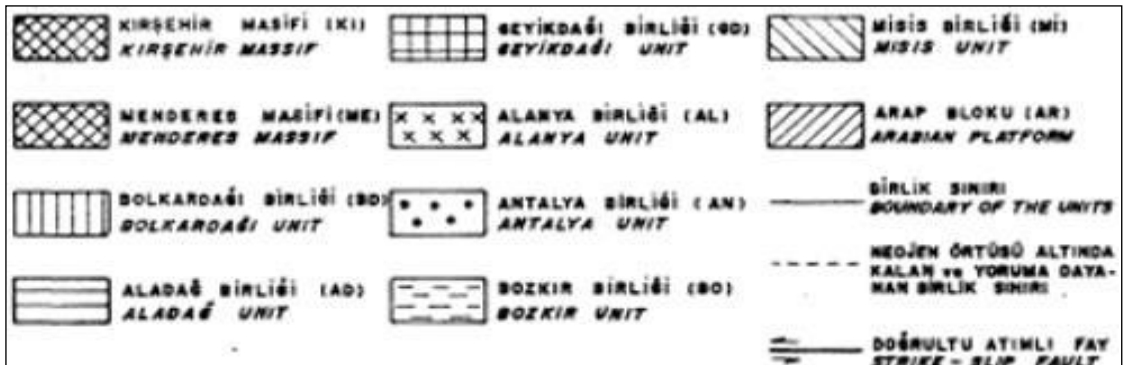
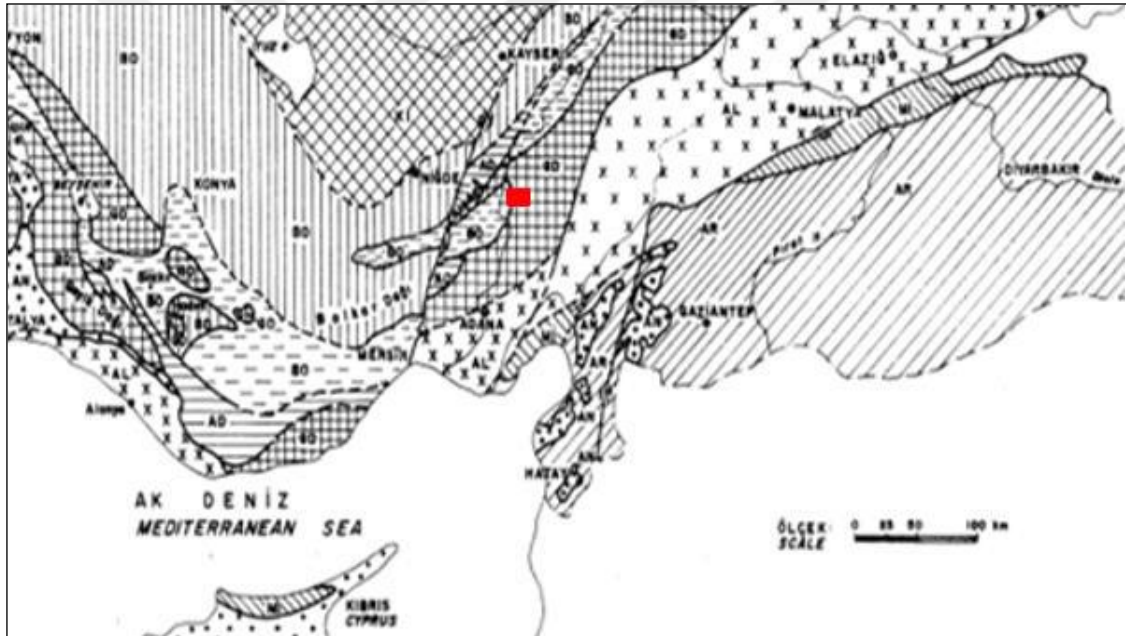
Toridler genellikle Neotetis okyanusuna ait kollar tarafından çevrelenmiş olan "Torid-Anatolid mikro plakası" şeklinde kabul edilmiştir (Okay ve Tüysüz, 1999). Bu plakayı oluşturan birimler okyanus kollarının kapanması ile birlikte ekaylanarak birçok bindirmeli, devrik ve naplı yapılarının oluşmasına neden olmuşlardır (Şekil 2.1; Göncüoğlu ve ark., 1996; Okay ve Tüysüz, 1999). Buna bağlı olarak çok sayıda tektono-stratigrafik istifi kapsayan Toridler Batı, Orta ve Doğu Toroslar olmak üzere üç ana bölüme ayrılmaktadır (Özgül, 1976, Şekil 2.1, 2.2, 2.3). İnceleme alanı, Anatolid-Torid Blok'u içerisinde, Doğu Toroslar'ın batısında, Ecemiş Fayı'nın doğu kesiminde yer almaktadır (Şekil 2.1, 2.2, 2.3).



Şekil 2.1. Türkiye'nin tektonik birlikleri ve inceleme alanının konumu (kırmızı renkli yıldız), (Okay ve Tüysüz, 1999'dan değiştirilerek)

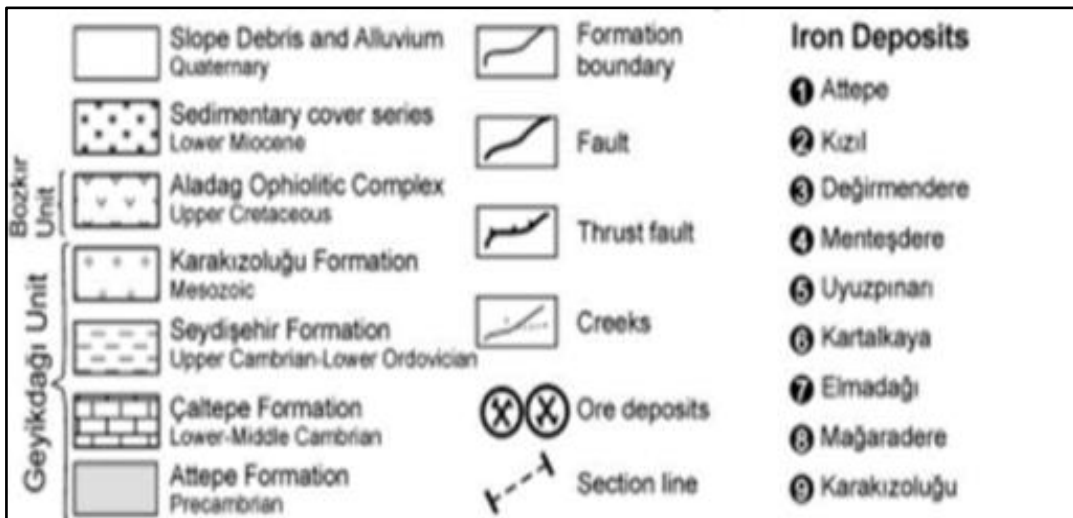
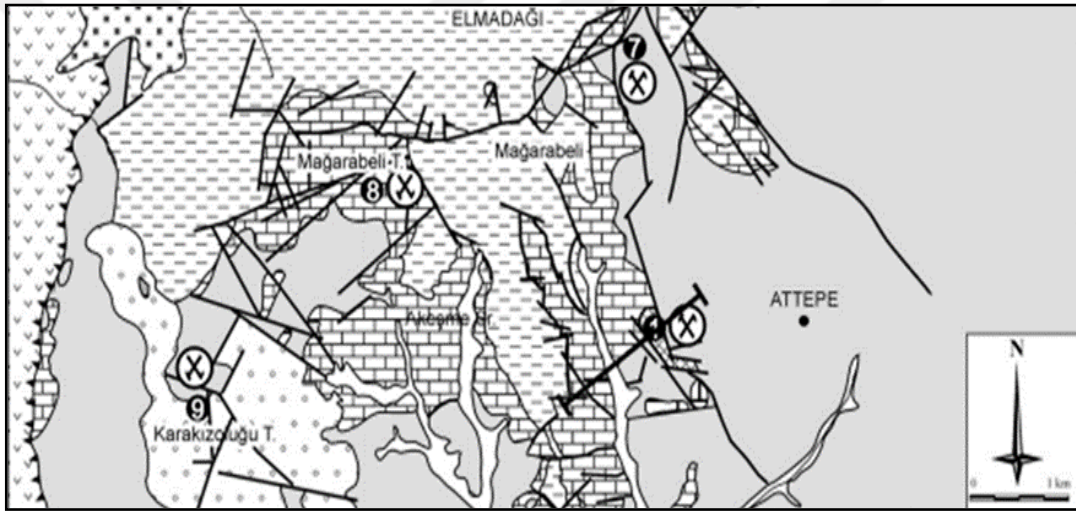


Şekil 2.2. Türkiye'nin güneyi boyunca akdeniz kıyılarına paralel bir şekilde uzanan Toridler ana tektonik birliğinin Batı, Orta ve Doğu Toroslar bölümleri ve inceleme alanının konumu (Adanana'nın kuzeyinde kırmızı renkli ok; (Ghienne ve ark., 2010' dan değiştirilerek)



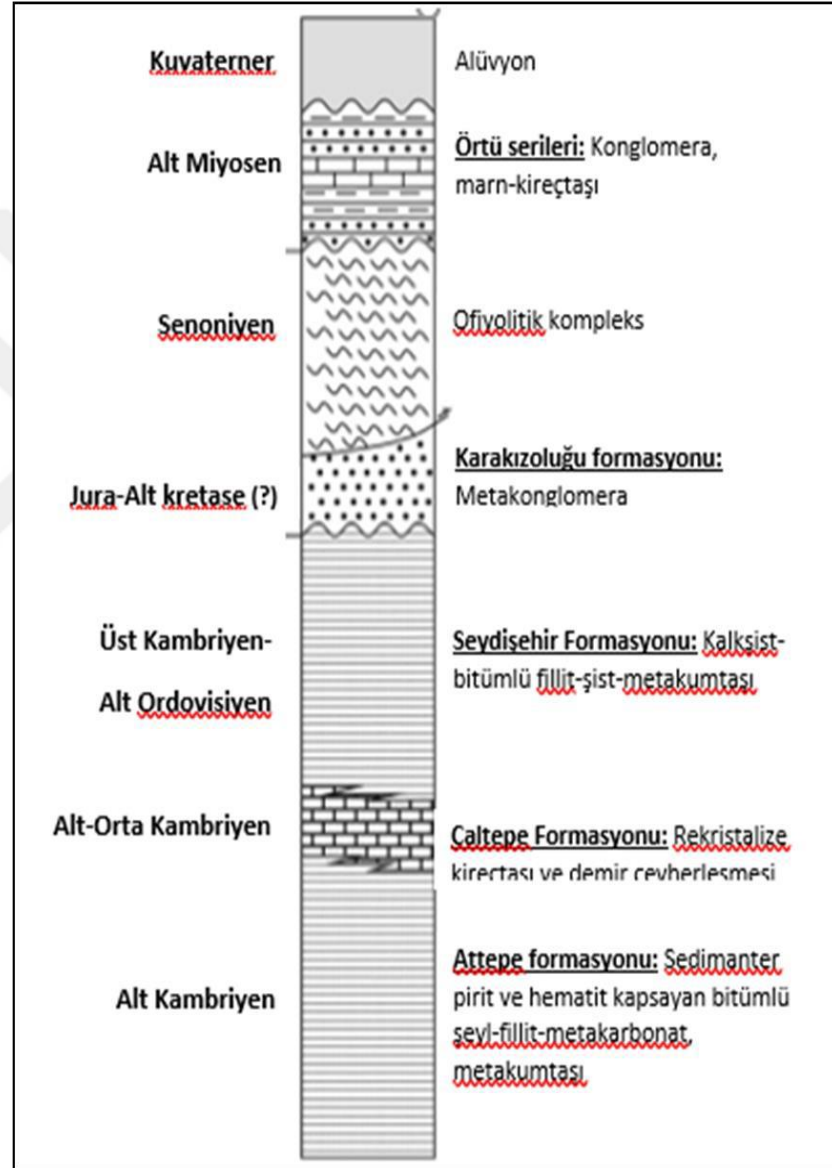
Şekil 2.3. Orta ve Doğu Toroslar'da görülen tektono-stratigrafik birlikler ve inceleme alanının konumu (Kırmızı renkli dikdörtgen, özgül, 1976).

İnceleme alanı ve yakın çevresi, jeolojik açıdan olduğu kadar demir, krom ve kurşun-çinko gibi metalik madenler bakımından da önemli bir yere sahiptir. Yöre kapsa-mış olduğu 100 milyon tona yakın toplam demir cevheri ile Türkiye'nin ikinci büyük demir sahasını oluşturmaktadır. Bölgede halen işletilen ve bir kısmı terkedilmiş olan çok sayıda demir yatak ve zuhuru bulunmaktadır (Şekil 2.4). Bu kapsamda inceleme alanı ve yakın çevresi ile ilgili hem jeolojik hem de maden yataklarına yönelik birçok çalışma yapılmıştır (Küpeli, 1991; Küpeli, 2010). Bundan dolayı burada yöreye ait tektono-stratigrafik istif genel olarak verildikten sonra bu tezin ana konusunu oluşturan Erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşları ve metakarbonatlar hakkında biraz daha detaylı bilgiler verilmeye çalışılacaktır.



Şekil 2.4. İnceleme alanının jeolojik haritası (Küpeli, 1991'den değiştirilerek)

Geyikdağı Birliği'ne ait Göreceli otokton konumlu Paleozoyik ve Mesozoyik yaşlı metasedimanter birimlerle başlayan tektono stratigrafik istif, üste doğru allokton konumlu Bozkır Birliğine ait ofiyolitik kayaçlarla devam etmekte, bunların üzerine de açısız bir uyuyumsuzlukla Erken Miyosen yaşlı neo-otokton konumlu örtü çökelleri gelmektedir. İstifin en üst kesiminde ise Kuvaterner yaşlı alüvyonlar yer almaktadır (Şekil 2.4, 2.5; Küpeli, 1991; Küpeli 2010).



Şekil 2.5. İnceleme alanının tektono-stratigrafik dikme kesiti (Küpeli, 1991'den değiştirilerek)

İnceleme alanı ve yakın çevresinde yer alan tektono-stratigrafik istifin tabanındaki Alt Paleozoyik yaşlı metamorfik temel, Erken Kambriyen yaşlı gri-siyah renkli çamurtaşları ve metakarbonatlar ile metasilttaşı, metakumtaşı ve

metakuvarsitlerden oluşan Attepe formasyonu; Erken-Orta Kambriyen yaşlı metakarbonatlarla temsil edilen Çaltepe Formasyonu ve Geç Kambriyen-Erken Ordovisiyen yaşlı yumrulu kireçtaşı, kalkışist, şist, metasilttaşı ve metakumtaşlarını içeren Seydişehir Formasyonlarından oluşmaktadır (Şekil 2.4, 2.5). Birbirleriyle yanal ve düşey geçişli olan bu formasyonlara ait birimler, tektono-stratigrafik istifin tabanında yaklaşık olarak 4 km'yi bulan sığ denizel kökenli kalın bir metasedimanter paket oluşturmaktadırlar (Şekil 2.5, 2.6, 2.7).



Şekil 2.6. Altta ön planda (beyaz kesikli çizginin altında) gözlenen Erken-Erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait metakırıntılı istif üzerine tedrici geçişli olarak gelen Erken-Orta Kambriyen yaşlı Çaltepe Formasyonuna ait metakarbonatlar gözlenmektedir (beyaz kesikli çizginin üzerinde). Attepe formasyonuna ait sert çıkıntılı morfolojiler genellikle metakuvarsit, yumuşak, morfolojiler ise metakumtaşı ve metasilttaşı birimleridirler. Büyük Tahtafırlatan-Kartalkaya sırtları, GD'dan KB'ya bakış



Şekil 2.7. Topografyada sert çıkıntılı morfoloji oluşturan kalın tabakalı Attepe formasyonuna ait metakuarsitlerin çok kırıklı-bloklı yapısından bir örnek, Attepe'nin güneydoğu yamaçları

Alt Paleozoyik yaşlı bu temel üzerine, yaklaşık olarak 600 m kalınlığa sahip olan Jura-Kretase (?) yaşlı olduğu tahmin edilen metakonglomera, kalkşist ve metakarbonatlardan oluşan Karakızoluğu formasyonu açısız bir uyumsuzlukla gelmektedir (Şekil 2.4, Şekil 2.5).

Geyikdağı Birliğini temsil eden Paleozoyik ve Mesozoyik yaşlı bu birimler üzerine Bozkır Birliğine ait Geç Kretase yaşlı dünit, harburjit, piroksenit, diyabaz, serpantin, radyolarit, pelajik kireçtaşı ve şeyllerden oluşan ofiyolitik bir kayaç topluluğu (karışık) tektonik bir dokanakla gelmektedir ((Tekeli ve Erler, 1980; Şekil 2.4, 2.5, 2.8).



Şekil 2.8. Geri planda izlenen ve Geç Kretase (Senoniyen)'de bölgeye yerleşmiş olan yeşilimsi renkli ofiyolitik kayaç topluluğu üzerine açısız bir uyumsuzlukla gelen kırmızımsı pas renkli konglomera-marn-kireçtaşı arıdanmasından oluşan kalın ve yatay tabakalı Erken Miyosen yaşlı Zebil formasyonu

Paleozoyik ve Mesozoyik yaşlı metasedimanter birimler ile ofiyolitik kayaç topluluğu Erken Miyosen yaşlı konglomera, marn, kireçtaşı arıdanmasından oluşan Zebil formasyonuna ait sığ denizel kökenli sedimanter çökeller tarafından açısız bir uyumsuzlukla örtülmektedir (Şekil 2.8). İstifin en üst kesiminde ise yine açısız bir uyumsuzlukla kil, silt, kum, çakıl, blok boyutundaki tutturulmamış kırıntılı materyalleri

kapsayan Kuvaterner yaşı alüvyonlar ve yamaç molozları yer almaktadır (Küpeli, 1991; Küpeli, 2010; Şekil 2.4, 2.5).

2.1. Attepe Formasyonu

İnceleme alanı ve yakın çevresinde izlenen tektono-stratigrafik istifin tabanında yer alan kırıntılı kayaçlar, Küpeli (1986) tarafından Sicimindağı formasyonu; Küpeli (2010) tarafından ise Attepe Formasyonu şeklinde adlandırılmıştır. Bu çalışmada da Küpeli (2010) tarafından yapılmış olan adlama benimsenerek aynen kullanılmıştır.

Denizel kökenli kalın bir kırıntılı istif ile temsil edilen Attepe formasyonu, tabanda gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve metakarbonat birimlerini kapsamakta, üste doğru ise metasilttaşı, metakumtaşı ve metakuvarsitlere doğru tedrici geçiş yapmaktadır (Şekil 2.5). Bu bölümde formasyonun tabanında yer alan ve bu tezin ana konusunu oluşturan gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve metakarbonat birimleri tanıtılmaya çalışılacaktır.

Açık gri, mavimsi gri, gri, koyu gri-siyah renklere gözlenen çamurtaşı-şeyl-metakarbonat birimleri birbirleriyle yanal ve düşey yönlerde tedrici geçişli, bazen de aralanmalı bir şekilde çökelmişlerdir (Şekil 2.9, 2.10, 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16). Birimin koyu gri-siyah renkli bölümleri, açık gri-mavimsi gri renkli bölümlerine göre daha fazla organik madde buna karşın daha az kırıntılı materyal içermektedirler.



Şekil 2.9. Attepe demir yatağının doğu bitişiğinde, Attepe formasyonunun tabanında yer alan organik maddece zengin koyu gri-siyah renkli yer yer ince-orta tabakalı, kısmen killeşmiş toprağımsı görünümlü çamurtaşı-şeyl-metakarbonatlar



Şekil 2.10. Attepe demir yatağının doğu bitişiğinde, Attepe formasyonunun tabanında yer alan organik maddece kısmen fakir olan açık gri-mavimsi gri renkli çamurtaşı-şeyl-metakarbonatlarda gözlenen orta-kalın tabakalı ve kıvrımlı kırıklı yapı örnekleri, şekilde sağa doğru eğik bir antiklinal yapısı görölmektedir



Şekil 2.11. Şeklin orta-sağ kesimindeki açık gri-bej-mavimsi gri renkli kısmen karbonatlı çamurtaşı birimlerinde izlenen orta-kalın tabakalı sedimanter yapılar ile şeklin sol tarafındaki koyu gri renkli, ince tabakalı, kısmen de yapraklanmalı şeyller



Şekil 2.12. Attepe formasyonuna ait koyu gri-siyah renkli organik maddece zengin şeyl kesimleri ile sarımsı gri renkli kalsit-siderit ve piritçe zengin karbonat kesimlerinin birbirleriyle ardalanmalı, yanal ve düşey yönlü tedrici geçişli, çapraz laminalı-bantlı sedimanter yapı örnekleri



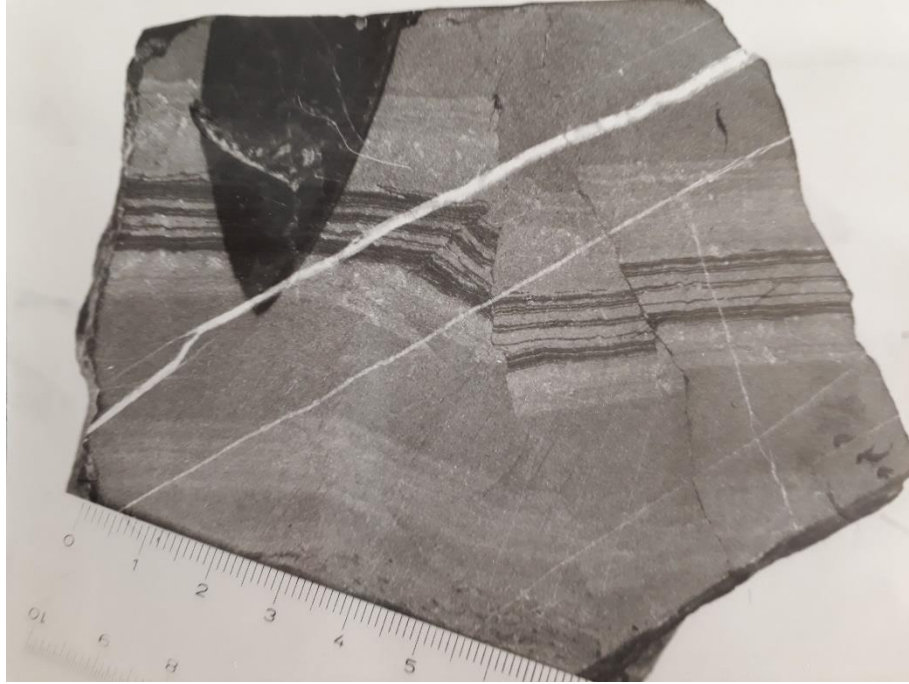
Şekil 2.13. Attepe formasyonu metakarbonat birimlerinin organik maddece zengin koyu gri bölümleri ile karbonat ve piritçe zengin açık gri renkli dalgalı laminalı-bantlı-ince tabakalı kesimlerinin birbirleriyle ardalanmalı yer yer de mikro faylanmalı sinsedimanter yapı örnekleri



Şekil 2.14. Organik maddece zengin siyah renkli ince tabakalı-bantlı metakarbonatlar ile parlak beyaz renkli piritçe zengin kalsit laminalarının ardalanması, sinsedimanter mikro faylanma ve diyajenetik akma yapıları



Şekil 2.15. Siyah renkli çamurtaşı seviyeleri ile beyaz renkli piritli seviyelerin birbirleriyle ardalanması ve sinjenetik mikro faylı yapı örneği. Fay altta bulunan üç tabakayı ve beyaz renkli ince kalsit damarını kestiği halde üstte bulunan iki tabakayı kesmemiştir. Alttaki piritli tabaka içerisinde gözlenen çapraz laminalı pirit ve organik madde çökelişi, ağırlıkları nedeniyle bu tabakanın alt tarafında biriken piritlerin oluşturduğu oygu-dolgu ve yük kalıbı yapıları gözlenmektedir. El örneğinin ortalama genişliği 12 cm civarındadır



Şekil 2.16. Organik maddece zengin siyah renkli laminalı-bantlı kesimler ile karbonatça zengin gri-açık gri renkli kesimlerin ardalanması, sinsedimanter mikro faylanmalar ve bu yapıları kesen daha genç beyaz renkli ince kalsit damarları, damlacıklar şeklinde gözlenen beyaz renkli sedimanter pirit toplulukları ile

siyah renkli laminalar arasında ortaya çıkan yük kalıbı ve jeopedal yapı örnekleri, resim genişliği yaklaşık 15 cm' dir

Attepe formasyonunun taban kesiminde yer alan bu birimler, Attepe demir yatağının hemen doğu bitişiğinde, ocakta yapılan madencilik faaliyetleri sonucunda mostra vermişlerdir (Şekil 2.17). Ayrıca inceleme alanının dışında, doğu kesimde, Oruçlu Köyü (Feke-Adana)'nın yaklaşık 1 km kadar güney kesimindeki Oruçlu Dere vadisi içerisinde de küçük ölçekli bir mostrası yer almaktadır.

Günümüzde Attepe demir yatağında 1965 yılından beri sürdürülen aktif madencilik faaliyetleri demir cevherinin bitmesi sonucunda sonlandırılmış olup, şu anda işletmenin bulunduğu ocak ve etrafında çevre düzenlemesi ve rehabilitasyon çalışmaları sürdürülmektedir. Bu çerçevede yatak çevresi ağaçlandırılmış ve tel örgülerle çevrilerek güvenlik önlemi alınmıştır. Buna paralel olarak açık işletme ocağının tabanında yer altı suyu toplanarak yaklaşık 80 m derinliğe sahip olan yapay bir talı su göleti oluşturulmuştur. Bu göletten yakın çevredeki arazilerine sulama suyu verilebildiği gibi ilerleyen dönemde burada alabalık ya da sazan türü bir balık üretim çiftliğinin tesis edilmesi de düşünülmektedir (Şekil 2.18, 2.19).



Şekil 2.17. Attepe demir yatağının doğu sınırında yüzeyleyen Attepe formasyonuna ait gri-koyu gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl ve karbonat birimleri



Şekil 2.18. Attepe demir yatağında uzun yıllar devam etmiş olan açık işletme faaliyetleri sonucunda ortaya çıkan işletme basamakları, pasa sahaları ve ocak yeri çukurluğunun oluşturduğu yeni morfoloji ve rehabilitasyon çalışmaları kapsamında oluşturulan yeraltı suyu göletinin Mağarabeli mevkiinden GD' ya doğru yapılan bir bakış ile uzaktan görünümü



Şekil 2.19. Attepe demir yatağında yürütülen madencilik faaliyetleri sonlandırıldıktan sonra rehabilitasyon çalışmaları kapsamında oluşturulan yaklaşık 80 m derinliğindeki tatlı su göleti ile işletme basamak ve şevlerinin yakın plandan görünümü, bu çalışmada incelenen koyu gri-siyah renkli çamurtaşı-seyl ve karbonat birimlerinin taban kesimleri söz konusu bu göletin altında kalmıştır.

Alpin ve Alpin öncesi tektonik hareketlerden yoğun bir şekilde etkilenmiş olan inceleme alanı ve yakın çevresinde, Geç Kretase öncesi diğer birimlerle birlikte Attepe formasyonuna ait birimler de hem düşük dereceli bir metamorfizma geçirmişler hem de kırıklı, kırıklı, breşik bir yapı kazanmışlardır (Şekil 2.9, 2.10, 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16). Demir cevher oluşumu sırasında bazı tektonik hatlar ve özellikle de breşik zonlar boyunca damar tipi siderit cevherleri yerleşmiş ve daha sonra bunlar yüzeysel ayrışma süreçleri ile kırmızımsı pas renkli toprağımsı limonitlere dönüşmüşlerdir (Şekil 2.18). Birimin tektonik hareketlerden daha az etkilenen bölümlerinde laminalı-bantlı, ince, orta, kalın tabakalı sedimanter yapı örnekleri ve yer yer de yapraklanmalı bir yapı daha belirgin bir şekilde gözlenebilmektedir. Karbonatça zengin bölümlerin piritli ve organik maddece zengin bölümlerle ardalandığı bölümlerde sedimanter yapı örneklerinin daha yaygın olduğu gözlenmektedir. Ayrıca organik maddece zengin kesimlerde sedimanter yapı örneklerinin yanı sıra yapraklanmalı bir yapının da geliştiği görülmektedir (Şekil 2.10, 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16).



Şekil 2. 20. Breşik bir zon boyunca yerleşmiş olan hidrotermal siderit cevherlerinin kırmızımsı pas renkli ikincil limonitlere dönüşümü, Attepe demir yatağı doğu sınırı, batıdan doğuya bakış, Ölçek jeolog çekici

Organik maddece zengin siyah renkli kesimlerde, daha çok karbonatça zenginleşmiş seviyelerde kalsit ve kuvarlarla birlikte sedimanter kökenli piritler de çökelmişlerdir (Şekil 2.9). Bazı kesimlerde organik madde ile pirit lamina ve bantlarının birbirleriyle ardalandıkları görülür (Şekil 2. 10). Piritli seviyelerle ilgili olarak pirit tabakalarının tabanında oygu-dolgu, yük kalıbı ve uyumsuz çökeltme yapıları ile diyajenetik enjeksiyon, plastik deformasyon ve diyajenetik akma yapıları ve ayrıca sinsedimanter mikro faylanma yapıları görülmektedir (Şekil 2.13, 2.14, 2.15, 2.16).

Fosil içermeyen ancak Erken-Orta Kambriyen yaşlı Çaltepe formasyonuna ait karbonat kayaçların altına tedrici geçişli olarak gelmesi nedeniyle Attepe formasyonunun da en Erken Kambriyen yaşlı olduğu kabul edilmiştir.

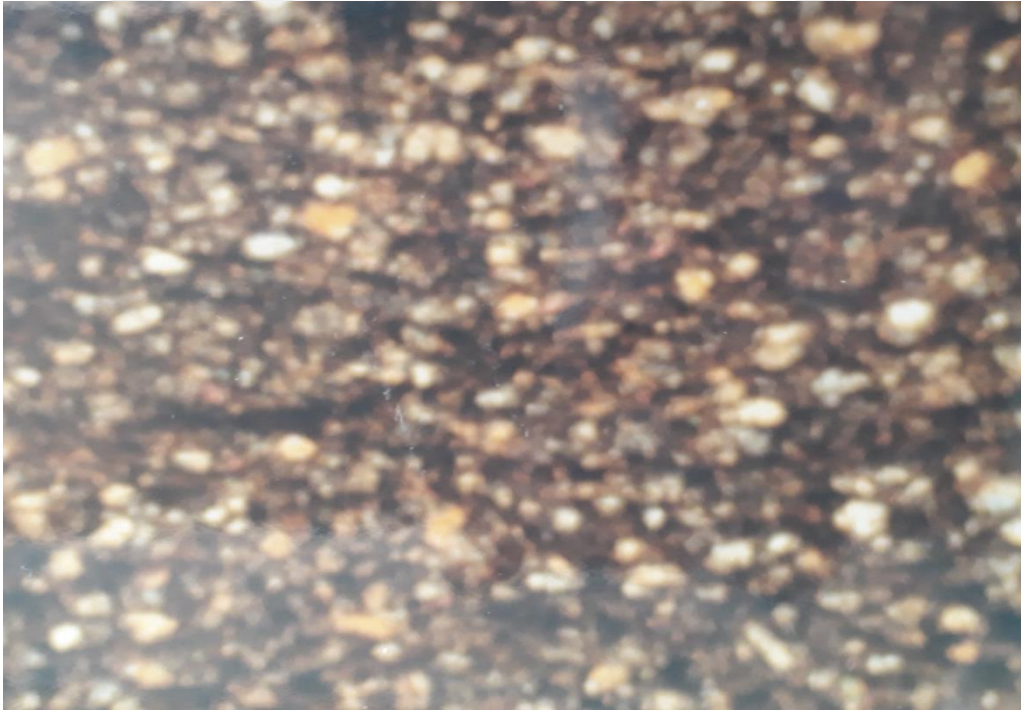
İnceleme alanı ve yakın çevresinde alt sınırı ve yanal yöndeki uzanımı tespit edilemeyen birim, 1080 m kalınlığındaki Attepe formasyonunun taban kesiminde yaklaşık olarak 300 m kalınlığında bir seviye oluşturmaktadır. Bu seviye üzerine, aynı formasyona ait orta kalın tabakalı meta kumtaşı ve silttaşı birimleri gelmektedir. Attepe formasyonunun üzerine de tedrici geçişli olarak Erken-Orta Kamriyen yaşlı Çaltepe Formasyonuna ait karbonat kayaçlar gelmektedir (Küpeli, 1991).

3. MİNERALojİK-PETROGRAfİK İNCELEMELER

Bu kapsamda ince kesit optik mikroskop ve XRD analiz çalışmaları yapılmıştır. İncekesit mikroskop çalışmaları çerçevesinde incelenen örneklerde başlıca kuvars, kalsit, organik madde, feldispat, pirit, serisit, klorit, ve turmalin gibi mineraller belirlenmiştir (Şekil 3.1, 3.2, 3.3). Kalsit oranının artmasıyla birim kireçtaşlarına, kırıntılı materyallerin artması ile de Çamurtaşı-şeyl-silttaşı gibi birimlere geçiş göstermektedir. Birimin ince taneli kesimleri, kaba taneli kesimlerine göre daha fazla organik madde kapsamaktadır (Şekil 3.1, 3.2, 3.3; Küpeli, 1991). Diyajenez sırasında oluşmuş genellikle öz şekilli iri pirit kristallerinin etrafında yarı öz şekilli ikincil kuvars ve kalsit kristallerinin ışınal demetler şekilde büyüdüğü ve yer yer de birbirlerini ornattıkları izlenmektedir (Şekil 3.4, 3.5, 3.6). Eş oluşum dokuları sergileyen bu diyajenetik kökenli pirit ve kalsitlerle birlikte bazen de iri öz şekilli kuvars kristallerinin yer aldığı görülmektedir (Şekil 3. 4).



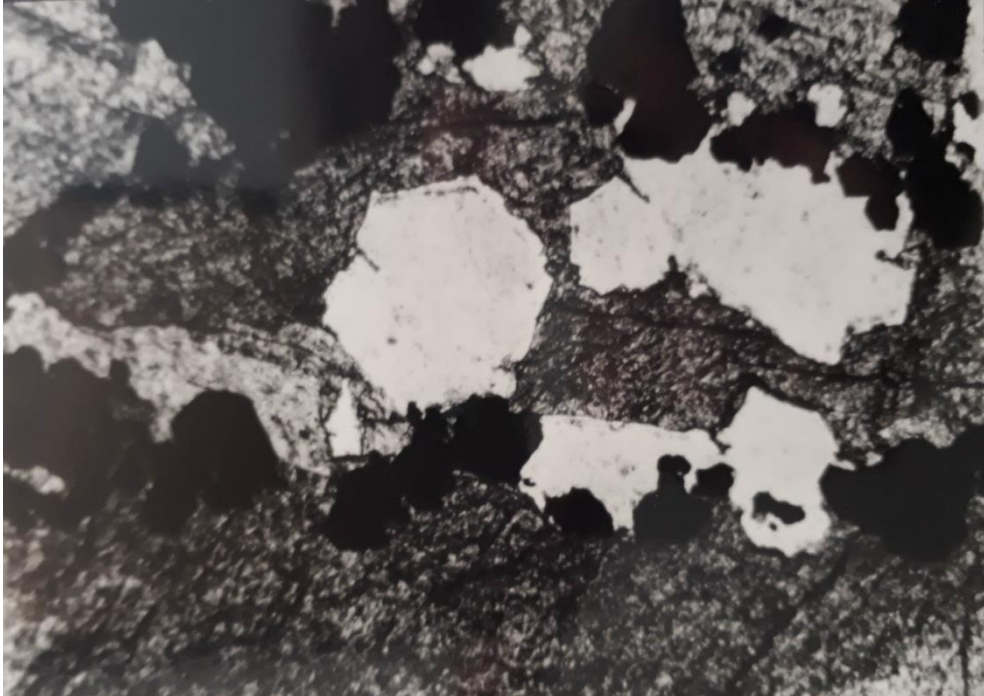
Şekil 3.1. Belirgin yönlenmeli bir doku gösteren yeşilimsi-gri renkli nispeten iri klorit kristellerinin gözlemlendiği siyah renkli organik madde kapsayan ve çoğunlukla kuvars, yer yer feldispat ve kalsit tane ve kristallerini içeren bitümlü şeyl örneğinin incekesit optik mikroskop görünümü, Çift nikol, 100X



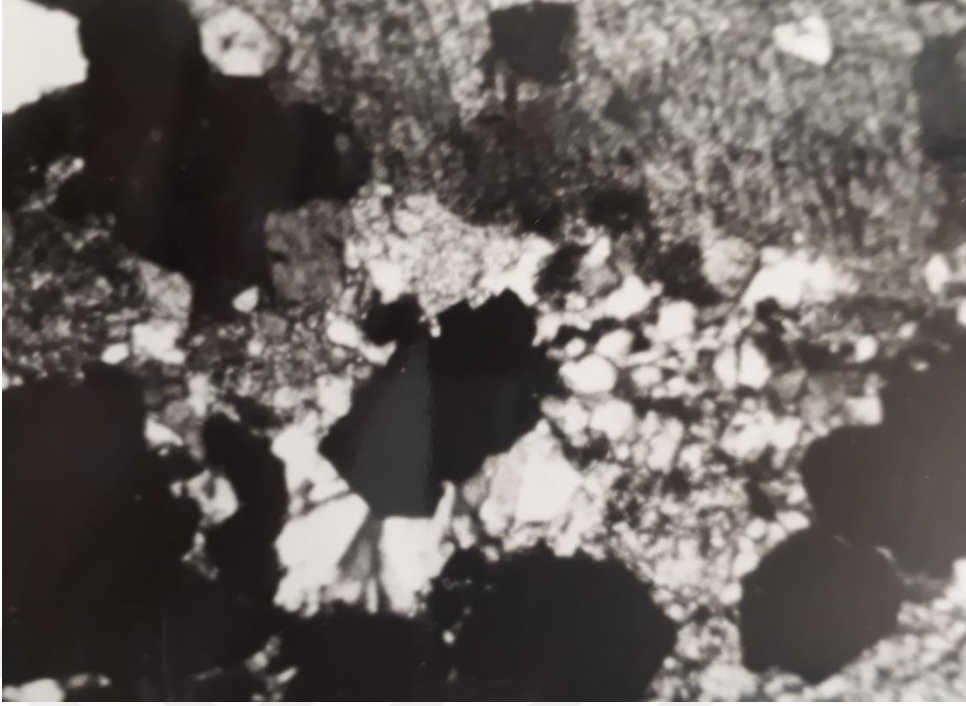
Şekil 3.2. Çok hafif bir yönlenme gösteren ve ağırlıklı olarak beyaz ve bej renklerde izlenen kuvars ve feldispat tanelerinin ayırt edilebildiği siyah renkli organik maddece zengin çamurtaşı-şeyl-silttaşı örneğinin ince kesit optik mikroskop görüntüsü, Çift nikol, 100X



Şekil 3.3. Alt kesimde nispeten iri taneli organik maddece fakir kuvars ve kalsit taneleri bakımından zengin laminalı silttaşı bölümü ile üst kesimde yer alan daha ince taneli organik maddece zengin laminalı çamurtaşı-şeyl bölümü arasında gözlenen dalgalı çökeltme sınırı, Çift nikol, 40X



Şekil 3.4. Organik maddece zengin bir piritli laminanın ince kesit mikroskop görünümü; siyah renkli öz şekilli pirit kristallerine beyaz renkli öz şekilli kuvars ve kirlili beyaz renkli öz şekilsiz kalsit kristallerinin eşlik ettiği görülmektedir. Bunlar diyajenetik eş oluşum süreçlerine işaret eden tipik ornatma dokuları sergilemektedirler. Çift nikol, 40X



Şekil 3.5. Fillit içerisinde siyah renkli iri öz şekilli pirit kristalleri ve onların etrafında büyümüş olan öz şekilli-yarı öz şekilli kuvars kristalleri, Çift nikol, 40X



Şekil 3.6. Alttaki yer alan kireçtaşı ile üstte bulunan çamurtaşı-silttaşı bölümleri arasında çökelmiş siyah renkli iri öz şekilli pirit kristalleri ile onlar üzerinde büyümüş olan kısmen ışınsal yapıya sahip diyajenetik kökenli ikincil kuvars (beyaz) ve kalsit (bej) kristalleri, Çift nikol, 100X

Mineralojik incelemeler kapsamında, yedi adet gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-silttaşı-kireçtaşı örneği seçilerek mineralojik bileşimlerini belirleyebilmek amacıyla XRD analizleri yapılmıştır (Şekil 3.7). Her bir örnekte elde edilen mineral içerikleri Çizelge 3.1’de topluca görülmektedir. Analizi yapılan örnekler içerisinde %10 ile %94 arasında kalsit; %3 ile %86 arasında kuvars; %0 ile %30 arasında feldispat; %0 ile %15 arasında dolomit; %0 ile %3 arasında siderit; %0 ile %2 arasında pirit ve %0 ile %29 arasında (kil+mika) mineral içerikleri tespit edilmiştir (Çizelge 3.1). Bu verilere göre, XRD analizi yapılan örneklerden üçünün kireçtaşı, diğerlerinin de çamurtaşı-şeyl-silttaşı bileşiminde oldukları anlaşılmaktadır (Çizelge 3.1).





Şekil 3.7. XRD analizleri için seçilen çamurtaşı-şeyl-silttaşı-kireçtaşı birimlerine ait el örneklerinin görünümü, beyaz renkli ince damarlar, kalsit mineral dolgularıdır

Çizelge 3.1. Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-karbonat örneklerinin mineralojik bileşimleri (XRD analiz sonuçları %)

Mineral/Örnek	A-1	A-6	A-7	A-9	A-12	A-15	A-16
Kuvars	41	45	45	3	6	3	86
Feldispat	27	30	26	-	-	-	-
Siderit	3	2	2	-	-	-	-
Pirit	-	2	1	1	1	-	1
Kalsit	-	-	-	94	87	82	10
Dolomit	-	-	-	1	6	15	2
Kil+Mika	29	21	26	1	-	-	1

4. PETROL JEOLJİSİ

Bilindiği gibi petrol ve doğal gaz aramalarında ana kayacın varlığı ve özellikleri, petrol ve doğal gaz varlığı açısından en kritik risk unsurunu oluşturmaktadır. Ana kayaç hem geleneksel bir petrol yatağının varlığı, hem de geleneksel olmayan bir hidrokarbon rezervi için bulunması gereken en önemli bileşendir. Ana kayaç, yokluğu durumunda herhangi bir petrol sistemi içerisinde petrol veya doğal gazın oluşmadığı tek unsurdur. Dolayısıyla petrol jeologları için herhangi bir bölgede yapılan petrol ve/veya doğal gaz araştırmasında, ana kayaç ve türetebileceği hidrokarbon türü ile üretim potansiyelinin değerlendirilmesi en önemli unsurlardan biridir (Al-Areeq, 2018).

Petrol ana kayacı, ticari bir petrol veya doğal gaz birikintisi oluşturabilecek kadar hidrokarbon üretebilen ve serbest bırakabilen yeterli miktarda organik madde kapsayan ince taneli tortul kayaçlar olarak tanımlanmaktadır (Hunt, 1995). Ana kayaçlar genellikle önemli ölçüde organik madde içeren şeyl ve karbonatlı çamur taşlarıdır (Tissot ve welte, 1984). Ana kayaç, ekonomik nitelikte bir petrol veya doğal gaz birikintisi oluşturabilecek kadar hidrokarbon üretme ve dışarı atma kapasitesine sahip olan herhangi bir kayaç olarak da tanımlanabilmektedir.

Ana kayaçlar, petrol oluşum aşamasına göre üç ayrı sınıfa ayrılmaktadırlar (Hunt, 1995):

1. Henüz hidrokarbon türetme aşamasına gelmemiş olan olgunlaşmamış ana kayaçlar.

2. Hidrokarbon türetme aşamasında olan olgun ana kayaçlar.
3. Olgunlaşma safhasını tamamlamış olan ana kayaçlar. Bunlar hâlihazırda hidrokarbon türetme potansiyellerinin hepsini bitirmiş olan ana kayaçlardır.

Waples (1999)'e göre, petrol ana kayaçları potansiyel, olası ve etkili olmak üzere üç gruba ayrılmaktadırlar:

- A. Potansiyel ana kayaçlar, hidrokarbonları türetebilme ve serbest bırakabilme kapasitesine sahip olmakla birlikte henüz o olgunluk düzeyine ulaşmamış olan tortul kayaçlardır.
- B. Olası ana kayaçlar, kaynak potansiyeli henüz değerlendirilmemiş, ancak hidrokarbon oluşturmuş ve dışarı atmış olma ihtimali bulunan tortul kayaçlardır.
- C. Etkili ana kayaçlar, hâlihazırda hidrokarbon türetmiş ve dışarı atmış olan tortul kayaçlardır.

Yeni gelişmelerle birlikte geleneksel bir petrol sisteminde yapılan araştırmalarda olduğu gibi ana, hazne, örtü kayaç ve kapan gibi dört farklı risk unsuruyla uğraşmaktansa, geleneksel olmayan bir petrol sisteminin araştırılmasında ana ve hazne kayaç tek bir bileşen olarak ele alınabilmektedir. Bu yeni kavramsal değişim 21. yüzyılda petrol araştırmalarında büyük bir yenilik ortaya çıkarmıştır. Bu kapsamda, Hart ve ark. (2013) tarafından ortaya atılan “ana kayaç rezervuarı” kavramı, petrol ve/veya doğal gaz üretmek için yeterli miktarda organik madde kapsayan ve oluşan petrolü ve/veya doğal gazı tutmak için yeterince gözeneklilik ve adsorbsiyon özelliğine sahip olan kayaçları ifade etmektedir (Passey ve ark., 2010 ve oradaki referanslar; Cander, 2012). Ana kayaç rezervuarı niteliğindeki kayaçların, hidrolik kırma ve parçalanma sonucunda kazandıkları ikincil gözeneklilik ve geirirmlilik sayesinde, ekonomik miktarda hidrokarbon üretebileceği var sayılmaktadır (Williams, 2013). Mevcut literatür ve endüstrinin yoğunlaşmış olduğu kayaç grupları organik maddece zengin çamurtaşları ve buna benzer litolojiler olmakla birlikte, diğer kayaç grupları da bu tanım içerisinde yer alabilmektedir (Passey ve ark., 2010). Örneğin çamurtaşı ve şeyllerin yanı sıra karbonat kayaçların da hidrokarbon ana kayaçları olabildikleri bilinmektedir. Anacak karbonatlarla ilgili hidrokarbon üretim özellikleri, çoğu durumda killi karbonatlardan elde edildiği için temel jeokimyasal bileşimleri ve hidrokarbon türetme süreçleri tam olarak anlaşılamamıştır. Bundan dolayı bu tip killi karbonat

kayaçları oluşturan her bir fasiyes türünden hidrokarbon üretimini ayırt etmek zor olmaktadır (Al-Areeq, 2018). Yapılan incelemeler, karbonat ana kayaçların genellikle düşük oranda karasal girdi ve çözünmüş oksijen içeriğine ve yüksek tuzluluğa sahip olan çökeltme ortamlarında çökelmiş olduklarını göstermektedir (Al-Areeq, 2018). Petrografik olarak da bu ana kayaçlar, koyu gri-siyah renkli, ince taneli, tabakalı ve diğer bazı safsızlıklarla birlikte bakteriyel ve algal biyolojik öncüleri de içeren birimlerdir. Bunlar genellikle düşük organik madde içeriğine sahip olmakta birlikte, çökeltme ortamı şartlarına bağlı olarak bu oran önemli ölçüde değişiklik gösterebilmektedir. Örneğin Çin'deki denizel ve gösel karbonat ana kayaçların toplam organik karbon içerikleri sırasıyla %0,1 ile %1,0 ve %0,4 ile %4,0 arasında değişmektedir. Bu kayaçlar tip I ve tip II kerojen içerirler, yani vitrinit eksikliği vardır. Bu nedenle böyle çökellerdeki organik madde olgunluğunun değerlendirilmesinde vitrinit yanması yerine geleneksel olmayan tekniklerin kullanılması gerekir (Al-Areeq, 2018).

4.1. Organik Jeokimyasal Analizler

Petrol ve/veya doğal gazın kaynağı, ana kayaç içerisinde yayılmış olan organik madde kalıntılarıdır. Ana kayaç içerisindeki organik madde miktarına toplam organik karbon (TOC) denilmektedir (Jarvie, 1991). Düşük olgunluğa sahip olan bir ana kayaç içerisinde TOC canlı ve ölü karbonların toplamından oluşur. Petrol ve doğal gaz, kerojen adı verilen canlı karbonun bir bölümünü oluşturmaktadır (Jarvie, 1991). Ana kayacın olgunluk düzeyine göre kapsamış olduğu canlı karbon, yani kerojen, gaz ve/veya petrol üretme aşamasında olabilir. Hidrokarbon ana kayaç değerlendirmesi, genellikle toplam organik karbon (TOC) miktarına, organik maddenin kalitesine (kerojen tipine) ve organik maddenin termal olgunluğuna, yani hidrokarbon türetme kapasitesine göre yapılır (Waples, 1979; Tissot ve Welte, 1984; Waples, 1994; Xia ve ark., 2019).

Bu çalışma kapsamında Attepe (Mansurlu-Feke-Adana) yöresinde yüzeyleyen erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-sitttaşı-şeyl-kireçtaşı birimlerinden alınan 12 adet örneğin Toplam Organik Karbon (TOC) ve Rock-Eval (Pirroliz) analizleri yapılarak TOC, S1, S2, Tmax ve S3 değerleri tespit edilmiştir (Çizelge 4.1). Ayrıca bu veriler kullanılarak hidrojen indeksi (HI), oksijen indeksi (OI),

üretim indeksi (PI) ve kalıntı (rezidüel) karbon içeriği (RI) gibi parametreler de hesaplanmıştır (Çizelge 4.1).

Çizelge 4.1. Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-karbonat örneklerinin Corg (%) ve piroliz analiz sonuçları

örnek	TOC	S1	S1/TOC	S2	S3	Tmax	HI	OI	PI	RC (%)
A1	0,1	0,01	0,1	0,05	0,11	N/A	50	110	0,23	0,09
A2	4,58	0,02	0,004	0,06	0,17	442	1	4	0,27	4,57
A4	2,06	0,01	0,005	0,02	0,12	N/A	1	6	0,36	2,05
A5	0,19	0,01	0,053	0,02	0,03	N/A	11	16	0,29	0,19
A6	2,39	0,01	0,004	0,03	0,09	N/A	1	4	0,28	2,38
A7	0,85	0,01	0,012	0,04	0,05	N/A	5	6	0,27	0,84
A9	0,07	0,01	0,143	0,03	0,11	N/A	43	157	0,28	0,06
A11	1,57	0,02	0,013	0,05	0,18	N/A	3	11	0,27	1,56
A12	0,53	0,01	0,019	0,03	0,12	N/A	6	23	0,27	0,52
A15	3,03	0,02	0,007	0,05	0,16	N/A	2	5	0,26	3,02
A16	2,21	0,02	0,009	0,04	0,17	N/A	2	8	0,31	2,2
A17	4,37	0,02	0,005	0,05	0,3	407	1	7	0,3	4,35
Min.	0,07	0,01	0,00	0,02	0,03	407,00	1,00	4,00	0,23	0,06
Mak.	4,58	0,02	0,14	0,06	0,30	442,00	50,00	157,00	0,36	4,57
Ort.	1,83	0,01	0,03	0,04	0,14	424,50	10,50	29,75	0,28	1,98

TOC; Toplam organik karbon (% ağırlık)

S1; mg hidrokarbon / g kaya

S2; mg hidrokarbon / g kay

S3; mg CO₂ / g kaya

Tmax; °C

HI; Hidrojen indeksi = (100*2

OI: Oksijen İndeksi

PI: Üretim İndeksi = S1/S1+S2

RC: Kalıntı karbon = TOC-(0,83(S1+S2)/10)

PC; Piroliz edilen karbon (% ağırlık)

MinC; Mineral karbon (% ağırlık)

Toplam organik karbon, Kayacın içindeki kerojene ait karbon miktarı ile bu kerojenden türemiş fakat kayaç dışına atılmamış hidrokarbonlara ait karbonların toplamını ifade etmektedir (Gehman, 1962; Durand ve., 1972; Jonathan, 1976; Hunt, 1979; Sarı, 1994; Batten, 1996; Bozkurt, 2012; Sarı ve Bozkurt, 2012; Alaug ve ark., 2013; Eren ve Karakılçık, 2013; Wang ve ark., 2014; Tao ve ark., 2016). Toplam Organik Karbon (TOC) değeri, genellikle ana kayaçtaki kerojen ve bitüm miktarlarının göstergesi olarak kullanılmaktadır. Bir kayacın ana kayaç olabilmesi için içermesi gereken en az organik karbon miktarı şeyller için %0.5, karbonatlı kayaçlar için %0.3 olarak kabul edilmiştir (Gehman, 1962; Momper, 1978; Ala ve ark., 1980; Basu ve ark., 1980; Tissot ve Welte, 1984; Korkmaz ve Gedik, 1990; Peters ve Moldowan, 1993; Peter ve Cassa, 1994; Batten, 1996; Lafargue ve ark., 1998; Sarı ve Aliyev, 2006; Kalaitzidis ve ark., 2010; Sarı ve Bozkurt, 2012; Alizadeh ve ark., 2012; Bozkurt, 2012; Alaug ve ark., 2013; Eren ve Karakılçık, 2013; Kerim ve Küpeli, 2017). Bu değerlerden daha düşük oranlarda TOC içeren kayaçlar ana kayaç olma potansiyeline sahip değillerdir. Çünkü bu tür kayaçlar içerisinde bir miktar petrol oluşsa bile bu petrol

kayacın dışına atılamamakta, atılsa bile göç ettiği yerde önemli bir hidrokarbon rezervi oluşturamamaktadır (Korkmaz ve Gedik, 1990).

4.1.1. Organik madde içeriği ve tartışma

TOC, kaynak kayaların kalitesini değerlendirmek için kullanılan güvenilir bir parametredir. Yüksek TOC içerikleri genellikle kaynak kayaların hidrokarbon üretme kapasitesine sahip olduğuna işaret eder (Espitalié ve diğerleri, 1977; Hill ve diğerleri, 2007; Mustapha ve Abdullah, 2013; Carvajal-Ortiz ve Gentzis, 2015; Gottardi ve diğerleri, 2019). Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-karbonat kökenli kaynak kayalarının TOC içerikleri %0.1 ile %4.58 (ortalama %1,83) arasında değişmektedir (Çizelge 4.1).

TOC içerikleri %0.5'den daha düşük olan A1, A5 ve A9 kodlu üç örnek bulunmaktadır. Diğer dokuz örneğin TOC içerikleri %0,5'ten daha yüksek olup, %0,53 ile %4.58 arasında değişmektedir. Bunların toplam örnek sayısına oranı %75'tir. Bu örneklerin ortalama TOC içeriği ise %2,074'tür. Bu dokuz örnek içerisinde TOC içeriği %1,5' dan daha küçük olan iki örnek vardır. Bunlar A12 (%0.53) ve A7(%0.85) kodlu örneklerdir. Geriye kalan yedi örneğin TOC içeriği %1,57 ile %4,58 arasında değişmektedir. Bu yedi örnekteki ortalama TOC içeriği ise %2,89' dur (Çizelge 4.1). Bu verilere göre incelenen örneklerden üç tanesi hariç diğer örneklerin ister çamurtaşı-şeyl bileşimli, isterse de karbonat bileşimli olsunlar ana kayac için öngörülen TOC içeriği kriterlerine uygun olduğu görülmektedir (Çizelge 4.2).

Çizelge 4.2. TOC içeriğine göre petrol ana kayalarının sınıflandırılması (Peters ve Cassa, 1994; Tissot ve Welte, 1984; Jarvie, 1991).

Peters ve Cassa (1994)		Tissot ve Welte (1984)		Jarvie (1991)	
TOC %	Ana kayac kalitesi	TOC %	Ana kayac kalitesi	TOC %	Ana kayac kalitesi
0-0.5	Zayıf	0.1-0.5	Zayıf	0-0.5	Yetersiz
0.5-1	Orta	0.5-1	Orta	0.5-1	Orta
1-2	İyi	1-2	İyi	>1	Yeterli
2-4	Çok iyi	2-10	Zengin		
>4	Mükemmel				

Yapılan XRD analizleri ile ana kayac örneklerinden 6 tanesinin mineralojik bileşimleri tespit edilmiştir. Buna göre, A9, A12 ve A15 kodlu örneklerin karbonat; A1, A7, A6 kodlu örneklerin ise çamurtaşı-şeyl-silttaşı bileşiminde oldukları anlaşılmaktadır

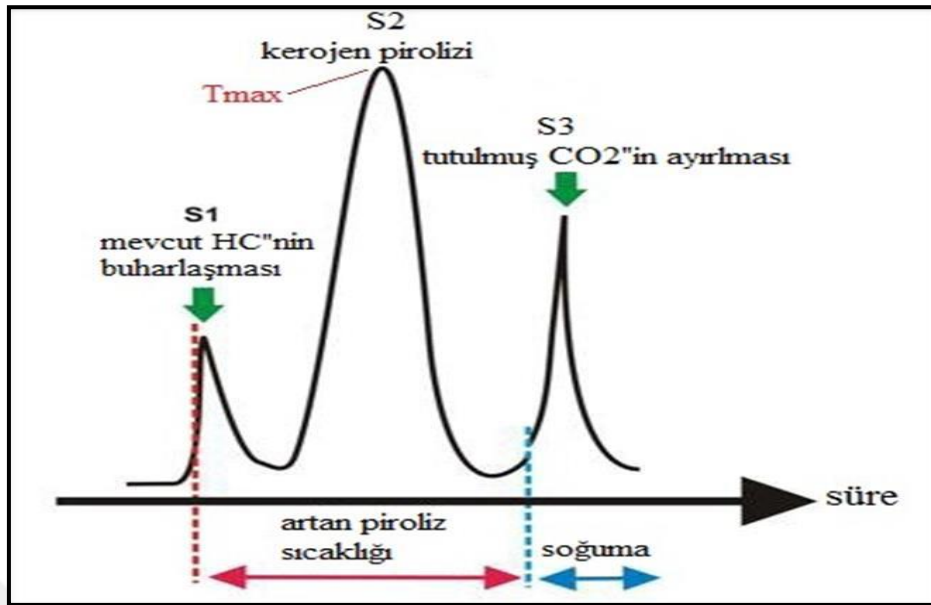
(Çizelge 2.1). Kireçtaşı örneklerinde kalsit oranı sırasıyla %94, %87 ve %82 dir. Aynı sıraya göre bu örneklerin TOC içerikleri ise %0,07, %0,53 ve %3,03'tür (Çizelge 2.1 ve 4.1). Kayaç türü dikkate alındığında kireçtaşı örneklerinden A9 kodlu örnek hariç, diğer iki örneğin TOC içeriklerinin ana kayaç kriterlerine uygun olduğu söylenebilir (Çizelge 4.2). Karbonat bileşimli örneklerde kalsit oranı arttıkça TOC içeriklerinin düştüğü görülmektedir. A1, A7 ve A6 kodlu örneklerin (kil+mika) içerikleri sırasıyla %29, %26 ve %21 dir. Aynı örneklerin TOC içerikleri ise sırasıyla %0,1, %0,85 ve %2,3' dür (Çizelge 2.1 ve 4.1). Bu verilere göre, kırıntılı kayaç örneklerinden A1 kodlu örnek dışındaki A7 ve A6 kodlu örneklerin ana kayaç kriterlerine uygun olduğu söylenebilir (Çizelge 4.2). Esas olarak organik madde, karbonat ve kırıntılı materyal (kuvars+feldispat+kil+mika) gibi üç ana bileşenden oluşan ana kayaç örneklerinde, bu bileşenlerden birinin artması ya da azalması, toplam kütle içerisinde diğer bileşenlerin sırasıyla azalmasına ya da artmasına neden olmaktadır.

Tissot ve Welte (1984)'ye göre, bu çalışmada incelenen Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-silttaşı-kireçtaşı örneklerinden TOC içerikleri %0.1 ile %0.5 arasında değişen A1, A5 ve A9 kodlu örnekler “zayıf”; %0.5 ile %1 arasındaki A12 ve A7 kodlu örnekler “orta” ; %1 ile %2 arasında olan A11 “iyi” ; %2 ile %10 arasında olan A4, A16, A6, A5, A17 ve A2 kodlu örnekler ise “zengin” anakayaç özelliklerine sahiptirler. Buna göre örneklerden 9 tanesi “orta-iyi-zengin” ana kayaç niteliğinde olup, toplam örneklerin %75'ini oluşturmaktadırlar (Çizelge 4.1, 4.2).

Jarvie (1991)'ye göre, incelenen örneklerden TOC içerikleri %0 ile %0,5 arasında değişen A1 ve A9 örnekleri “yetersiz”; %0.5 ile %1 arasında değişen A9, A5 ve A12 örnekleri “orta”; %1'den büyük olan A11, A4, A16, A6, A17 ve A2 örnekleri ise “yeterli” ana kayaç niteliğindedirler. Dolayısıyla bu araştırmacıya göre de örneklerin %75'i yani 9 tanesi “orta ve yeterli” ana kayaç özelliği sunmaktadır (Çizelge 4.1, 4.2).

Peters ve Cassa (1994)'e ya göre, incelenen örneklerden TOC içerikleri %0 ile %0.5 arasında olan A9 ve A1 örnekleri “zayıf”; %0.5 ile %1 arasında olan A9, A5 ve A12 örnekleri “orta”; %1 ile %2 arasında olan A11 örneği “iyi”; %2 ile %4 arasında olan A4, A16, A6 ve A5 örnekleri “çok iyi”; %4'ten büyük olan A17 ve A2 örnekleri ise “mükemmel” ana kayaç özelliğindedirler (Çizelge 4.1, 4.2).

Petrol Jeolojisinde Rock-Eval piroliz analizi ile S1, S2, S3 (mg/g) ve Tmax (°C) olmak üzere, olası petrol ana kayacına ait dört ana parametre belirlenir (Şekil 4.1; LePain ve ark., 2003; Makky ve ark., 2014; Mendonça Filho ve ark., 2002).

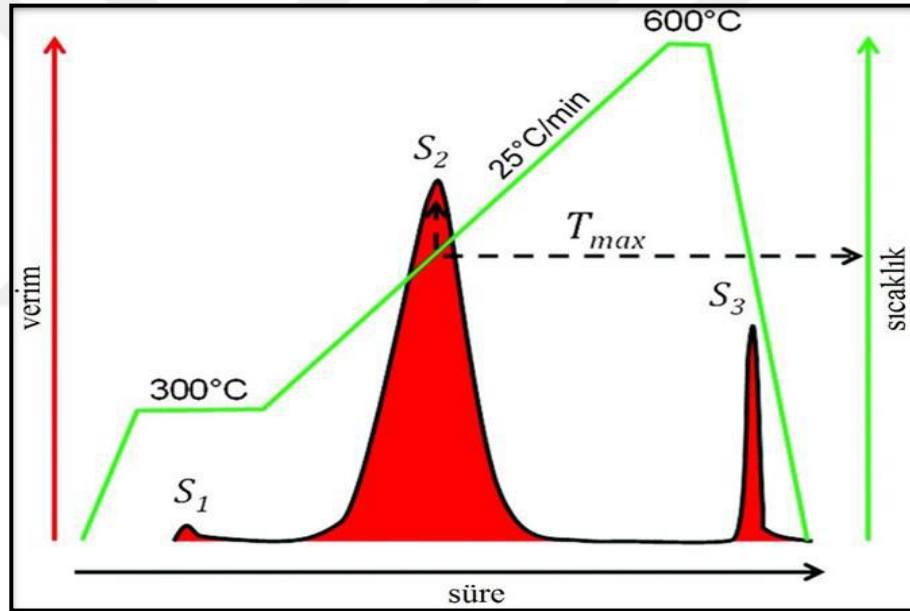


Şekil 4.1. Rock-Eval Piroliz analizi sonucunda elde edilen S1, S2, S3 ve Tmax pikleri

Rock-Eval piroliz analizi, ana kayaç örnekleri oksijensiz kapalı bir ortamda iki aşamalı bir ısıtma işlemi kapsar. Birinci aşamada sıcaklık, Rock-Eval yöntemine göre, iki veya üç dakika boyunca 300°C 'de sabit tutulur (Nordeng, 2012). Bu ısıl-buharlaşma 3 dakikalık bir devre için bir pik verir ve bu pike S1 (mg HC/g kaya) piki denir. Bu pik ana kayacın petrol oluşturmaya başladığı sınırı göstermektedir. Çoğunlukla $S1/Corg > 0.1$ olduğunda ana kayaç petrol oluşturmaya başlamış demektir (Aliyev ve ark., 2009). S1 aslında numuneden buharlaşan hidrokarbonların miktarını ölçmektedir ve bu miktar ana kayaçta önceden oluşmuş hidrokarbonların miktarını temsil etmektedir. Dolayısıyla S1, bir kayaçtan kerojen damıtılmaksızın elde edilebilecek olan uçucu serbest hidrokarbon miktarını göstermektedir (Abedini ve Calagari, 2015; Alaug ve ark., 2013; Bonda ve ark., 2017; Peters ve Cassa, 1994; Sarı ve ark., 2015) ve organik maddenin çözücülerle ekstrakte edilebilen kısmına karşılık gelir (Makky ve ark., 2014).

İkinci ısıtma aşaması numunenin her dakikada bir 25°C arttırılarak 300°C ile 600°C arasında ısıtılmasını kapsar. Bu sıcaklıklar arasında da kerojen içerisindeki canlı organik karbon hidrokarbon buharına dönüşür. Bu süre boyunca üretilen toplam hidrokarbon miktarı S2 olarak tanımlanır (Bordenave, 1993; Nordeng, 2012). Diğer bir ifade ile S2, numunenin 25°C dakika artışla 300°C ile 600°C arasında ısıtılarak kerojenin pirolitik bozulması (parçalanması) sonucunda üretilen hidrokarbon miktarı anlamına gelir (Şekil 4.2). Aynı zamanda numunede kalan üretim potansiyelini ve

piroliz yöntemi ile kerojenden üretilebilecek hidrokarbon miktarını gösterir (Jarvie ve ark., 2007; Shalaby ve ark., 2011; Alaug ve ark., 2013; Makky ve ark., 2014; Sarı ve ark., 2015). Dolayısıyla S2 değeri potansiyel ana kayaç tahmini için uygun bir parametre sağlamaktadır (Peters, 1986; Mendonça Filho ve ark., 2002). Piroliz analizi sırasında 300 ile 600°C sıcaklık aralığında kayaçtaki kerojen parçalanarak ekstrakte edilecek resinler ve asfaltanlar gibi ağır bileşiklere dönüşürler ve bu hidrokarbonlar S2 (mg/g kaya) pikini oluştururlar (Aliyev ve ark., 2009). S2 pikinin maksimum olduğu noktadaki sıcaklık ise T_{max} (°C) değerini verir. Sistemin 600°C'den sonra 390°C'ye kadar soğutulması sırasında açığa çıkan organik kökenli karbondioksit miktarının ölçülmesiyle de S3 değeri mg CO₂/g kaya cinsinden bulunur (Lepain ve ark., 2003; Aliyev ve ark., 2009; Bozkurt, 2012; Sarı ve Yarıcı, 2012).



Şekil 4.2. 25°C/dakika sıcaklık artışıyla üretilen hidrokarbonlara ait piroliz değerlerinin ölçülmesi (Aliyev ve ark., 2009)

Ayrıca S3 bir numune içerisindeki organik kökenli oksijen miktarı (Nordeng, 2012) ile kerojen içerisindeki oksijen miktarının ölçüsüdür (Makky ve ark., 2014; Mohialdeen ve hâkimi, 2016; Tobia ve Mustafa, 2016).

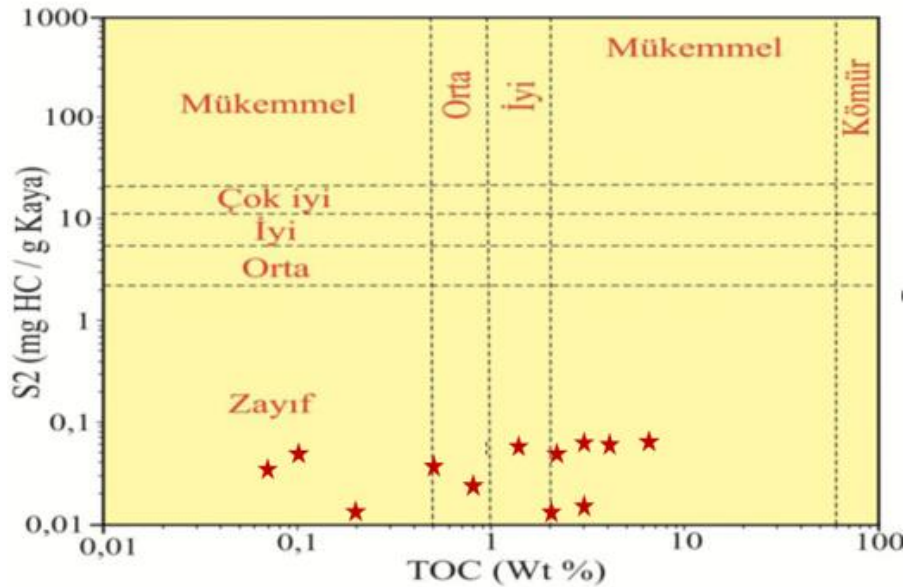
Bu çalışmada da incelenen ana kayaç örneklerinin hidrokarbon potansiyelleri S1, S2 hidrokarbon pikleri yardımıyla incelenmiştir. Son yıllarda, TOC ve Rock Eval Piroliz verilerine göre, ana kayaç kalitesinin değerlendirilebilmesi için bazı araştırmacılar tarafından belirli standartlar tayin edilmiştir (Çizelge 4.3; Tissot ve

Welte, 1984; Peters, 1986; Peters ve Cassa, 1994; Jarvie ve ark., 2007; Makky ve ark., 2014).

Çizelge 4.3 Ana kayaçların petrol potansiyelini belirlemek için kullanılan, TOC (%) miktarları ile S1, S2 (mg HC/g kaya) hidrokarbon değerleri (Peters, 1986)

Kalite	TOC (wt.%)	S1 (mg. Hc/gm rock)	S2 (mg. Hc/gm rock)
Zayıf	0 to <0.5	0-0.5	0-2.5
Orta	0.5-1.0	0.5-1.0	2.5-5
İyi	1-2	1-2	5-10
Çok iyi	>2	>2	>10

Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli Çamurtaşı-şeyl-silttaşı-kireçtaşı örneklerinde ölçülen S1 değerleri 0.01-0.02 mg HC/g kaya arasında değişmektedir (Çizelge 4.1 ve 4.3). Peter ve Cassa, (1994)'e göre S1 değerleri dikkate alındığında erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait örneklerin tümü zayıf derecede petrol potansiyeline sahiptirler. Attepe formasyonu ana kayaç örneklerinin S2 değerleri 0.02-0.06 mg HC/g kaya arasında değişmektedir. Ölçülen S2 değerlerinin 2.5 mg HC/g kaya'dan daha düşük olması, yine zayıf petrol potansiyeline işaret etmektedir. Attepe formasyonu ana kayaç örneklerinin büyük bir bölümünde S1 değerlerinin 0.001 mg HC/g, TOC ve S2 değerlerinin ise 0.5'ten daha düşük olduğu görülmektedir (Çizelge 4.1). S1 ve S2 içeriklerinin böyle düşük olması, örneklerdeki serbest hidrokarbonlar ile termal parçalanma sonucu ortaya çıkabilecek olan hidrokarbon miktarlarının çok düşük olması ile ilişkilidir. İncelenen örneklerin hidrokarbon potansiyelleri S2'ye karşın TOC içeriklerinin yer aldığı ikili diyagram kullanılarak değerlendirildiğinde, TOC içeriklerine göre Attepe formasyonuna ait üç örnek hariç diğerlerinin orta-iyi-mükemmel ana kayaç alanına düşmelerine karşın, S2 içeriklerine göre bütün örneklerin zayıf ana kayaç alanına düştükleri görülmektedir (Dembicki, 2009, Şekil 4.3).



Şekil 4.3. İncelenen örneklerin S2 ve TOC içeriklerine göre hidrokarbon potansiyelleri (Dembricki, 2009)

4.1.2. Organik madde tipi-olgunluk ve tartışma

Organik madde, organik çözücüler içinde çözünmeyen kerojen ve organik çözücüler içinde çözünebilen bitüm olmak üzere iki bileşenden oluşur. Kerojen, sedimanter çökellerde kapsanan fosillere ait organik madde kesimlerini tarif etmek amacıyla önerilen ve çok benimsenen bir terimdir. İçerisine dışarıdan taşınmış hidrokarbon bileşenlerinin bulunmadığı sedimanter çökellerde yer alan bütün organik madde toplamının %95 ya da daha büyük bir miktarı kerojenden meydana gelir (Batten, 1996; Mendonça Filho ve ark., 2002).

Lothiandaki (İskoçya) petrolü şeyllerde belirlenen ve çözünürlüğü olmayan organik kökenli madde içeriğini tanımlamak için ilk defa Crum Brown (1916)'un kullandığı kerojen ifadesi, Grekçe keros ve gen kelimelerinin birleşmesinden oluşur. Bunlardan birincisi mum veya yağ, ikincisi de ata anlamında kelimelerdir. Optik mikroskop tekniklerinin petrolü şeyller içindeki organik materyalin ısıtılarak geçirdiği değişimlerin araştırılmasında kullanılabileceği 1890 ile 1920 yılları arasını kapsayan süreçte fark edilmiştir. Böylece kazanılan yeni deneyimler ile karakteristik nitelikleri sıklıkla incelenmiş olan Lothian şeylleri ve kapsamış oldukları kerojen bileşeni iyice tanımlanan bir nesne haline gelmiştir. Bu dönemde elde edilen bilgiler Kerojeni tanımlama açısından ortaya konulan ayrıntılı sınıflama ve tip ayırtlamalarının yapılabilmesi amacıyla geliştirilen daha hassas analitik ve optik inceleme metotları

ortaya çıkıncaya dek Brown (1916)'un önermiş olduğu tanımlama 50 yıl kadar geçerliliğini koruyarak kullanımda kalmıştır (Brooks ve Fleet, 1986). Kerojen ilk olarak tortul kayalar içinde yayılmış olan ve bilinen bayağı organik çözücülerle çözündürülemeyen organik maddeler (OM) şeklinde tanımlanmıştır (Forsman ve Hunt, 1958). Kerojen ifadesi, ısı altında yapay olarak petrol elde edebilmek için kaynak kaya olarak kullanılan petrollü şeyler içerisindeki petrol üretilen organik maddeyi, doğal ortam şartlarında ise sedimanter basenlerde ortaya çıkan gömülme ile artan sıcaklıklarla birlikte farklı hidrokarbonlara (ham petrol ve doğal gaz) evrilen organik maddeyi tanımlamak amacıyla kullanılmıştır. Normalde petrolden türetilmiş çözücülerle kerojeni çözemezken bitümü çözebiliriz. Bu özellik sayesinde kerojeni bitümden ayırt edebilme imkanına sahip olabiliriz (Al-Mashramah, 2011). Kerojeni oluşturan organik maddeler göl, deniz ve kara kökenli olabileceği gibi, bunların aşınarak taşınmaları ve yeniden çökelmeleri ile oluşmuş da olabilirler (Al-Mashramah, 1968; Özcan, 2012; Saxby, 1976; Selley, 1985; Tissot ve Welte, 1984). Petrolle ilgili araştırmalarda kerojen tiplerinin tespiti Rock-Eval piroliz analizi sonucunda elde edilen veriler yardımıyla hesaplanan hidrojen ve oksijen indeksleri grafiklerinde yapılır. Bu grafiklerde karbon, hidrojen ve oksijen ilişkileri dikkate alınarak Tip I., Tip II., Tip III. ve Tip IV. şeklinde dört farklı kerojen türü belirlenebilir (Çizelge 4.4).

Herhangi bir kaynak kayanın kapsadığı organik maddenin yani kerojenin tipinin belirlenmesi, o kaynak kayacın hidrokarbon türetme kapasitesinin belirlenmesinde büyük bir öneme sahip olup, organik kökenli maddelerce zenginliğin bir ölçüsü anlamına gelmektedir (Al-Mashramah, 2011; Selley, 1985; Tissot ve Welte, 1984). Örneğin herhangi bir çökeltme havzasında yer alan ana kayac adaylarının üretilebilecekleri hidrokarbonun petrol mü yoksa gaz mı olacağı tamamen kapsanan organik maddelerin baskın türü ve kimyasal bileşimi ile alakalıdır. Algler ve planktonlar tarafından oluşturulmuş organik madde kapsamı, Tip-I türü bir kerojenin oluşmasını sağlayarak ana kayacın petrol üretim potansiyelini artırır. Sedimanter kayaların kapsadığı organik maddelerin kökeni dikkate alınarak türetebilecekler hidrokarbon türüne göre kerojenin tiplerinin belirlenmesi bir mikroskop kullanılarak aşağıda belirtildiği şekilde dört farklı tip olarak ayırtlanabilmektedir (Krevelen, 1961; Hunt, 1979; Espitalie, 1980; Stach, 1982; Tissot ve Welte, 1984; Massoud ve Kinghorn, 1985; Selley, 1985; Orr, 1986; Langford ve Blancvalleron, 1990; Baskin ve Peters, 1992; Peters; Peters ve Cassa 1994; Mendonça Filho ve ark., 2002; Vandenbroucke ve

Largeau, 2007; Besergil, 2010; Summons ve ark., 2010; Al-Mashramah, 2011; Bozkurt, 2012; Nordeng, 2012; Sarı ve Yarıcı, 2012; Suarez-Ruiz ve ark., 2012; Makky ve ark., 2014).

Çizelge 4.4. Kerojen tipleri ve onların hidrokarbon potansiyelleri (Tissot ve Welte, 1984; Selley, 1985; Al-Mashramah, 2011).

;

Çevre	Kerojen tipi	kerojen biçimi	kökeni	HC Potansiyeli
sulu ortam	I	Alginite	Algal kütleler	petrol
		amorf kerojen	alg kökenli yapısız döküntüler	
			Biricil olarak denizel kökenli yapısız planktonik materyaller	
Karasal ortam	II	Exinite	sporlar ve polen zarları yaprakları ve otsu bitkilerin kütüküleri	gaz, biraz petrol
	III	Vitrinite	fibröz ve odunsu bitki, fragmanlar ve yapısızlar, koloidal hümik materyaller	
	IV	Inertinite	oksidlenmiş odunsu döküntüler	petrol üretmez

A. Tip I Kerojen (Amorf OM)

Bu tipteki kerojenlerin alglerin bünyesinde depolanan organik madde içeriğinden oluştuğu bilinmektedir. Bunlar kendilerine özgü ayırt edici şekillere sahip olmayan sarımsı, yavru ağzı ya da grimsi renklerde gözlenen organik maddeleri kapsarlar. Böyle kerojenlerin içerdiği alkan oranları çoğunlukla 1.25'den daha büyük, oksijen/karbon oranları da 0.15'den daha küçüktür. Ayrıca yaygın olarak düşük oranlarda sülfür içerirler. Genellikle liptinit türü maserallerden oluştuğu bilinen söz konusu kerojenler aynı zamanda düşük oranlarda vitrinit ve inertinit türü maseraller de içermektedirler. Bu tip kerojenler, yosun kökenli organik maddece zengin tortular içerisinde yer alır. Örneğin, Iskoçya'da Autun ve Campine bogheads turba oluşukları, Güney Avustralya'daki coorongite ve bunların deniz kökenli eşlenikleri, Tasmaniya'daki tasmanitler yosun kapsamı oldukça yüksek tortullar olup, bu tip kerojenleri içermektedirler. Bu örneklerin yanı sıra Tip I kerojenin mikroskobik canlılarca oluşturulan kalıntılar bakımından zengin petrolü şeyl çökellerinde de yaygın olduğu bilinmektedir. Böyle oluşukların genellikle göl çökelleri ile ilişkili oldukları

bilinmektedir. Dolayısıyla Tip I türü kerojen öteki tip kerojenlere göre nispeten daha nadir olarak bulunmaktadır. Colorado'daki prolific petrolü şeyli, Utah ve Wyoming'deki Green River Şeyli yosun ve mikroskobik canlılarca oluşturulmuş lipide zengin bileşenlerin yer aldığı bir organik materyal topluluğunu kapsamakta olup bu tip oluşumlara örnek olarak gösterilebilir (Peter ve Cassa, 1994).

B. Tip II Kerojen (Otsu Organik Madde)

Bu tip kerojen karalardan türemiş olan spor, polen, kütikül ve diğer otsu organik madde kalıntılarını kapsar. Tip II kerojenler lipid (yağ ve parafin) ve esas olarak da çiçek tozlarının (polen) dışındaki parafince zengin zarlarından ve sporlarından oluşurlar. Bu grup kerojenler ekseriyetle bakterilerin yer aldığı topluluklardan oluşur veya ağırlıklı olarak bakterileri kapsarlar. Hem protein hem de yağlar bakımından zengin olan II. Tip kerojen oluşumları, I. Tip kerojene göre çoğunlukla daha düşük oranda hidrojen ve daha yüksek oranda oksijen barındırırlar. Bu kerojen tipi doğal gazın yanı sıra ham petrol üretme potansiyeline de sahiptir. Dolayısıyla II. Tip kerojenin oluşumu açık denizler ve tatlı su göllerindeki planktonların yaşam döngüsü ile bağlantılı olmalıdır. Bu tip kerojen denizel kökenli organik maddelerin oksijensiz bir ortamda çökmesi sonucunda ya da Tip I ve Tip II kerojenin karışımı ile ortaya çıkar. Tip II kerojenin H/C oranı 1.25'ten daha düşük, O/C oranı ise 0.03 ile 0.18 arasında değişmekte olup, fazla miktarda hidrokarbon üretme kapasitesine sahiptir. Ayrıca orta-yüksek oranlarda sülfür de içermektedir. Piroliz analizi sırasında II. Tipte kerojen kapsayan ana kayaçların HC verimi I. Tiptekilere nazaran daha az olmakla birlikte yine de ekonomik nitelikte petrol şeyllerini oluşturabilmektedirler. Mesela Paris havzasına ait alt Toarsiyen yaşlı şeyl çökellerinin piroliz analizinde organik madde içeriğinin %60 olduğu görülmektedir. Diğer bazı ülkelerde de petrol ve gaz potansiyeli olan sedimanter havzalardaki ana kayaç çökellerinin bu tip kerojen içerdikleri belirlenmiştir. Bunlar arasında Kanada'nın batı kesiminde çökelmiş olan Devoniyen-Krestase yaş aralığındaki Kolorado grubunu oluşturan birimler, Afrika'nın kuzeyinde Paleozoyikte çökelmiş olan sedimentler, Batı Afrika'daki Kretase ve Neojen yaşlı çökeller, Batı Avrupa ve Suudi Arabistandaki Jura yaşlı birimler örnek olarak sayılabilir (Peter ve Cassa, 1994).

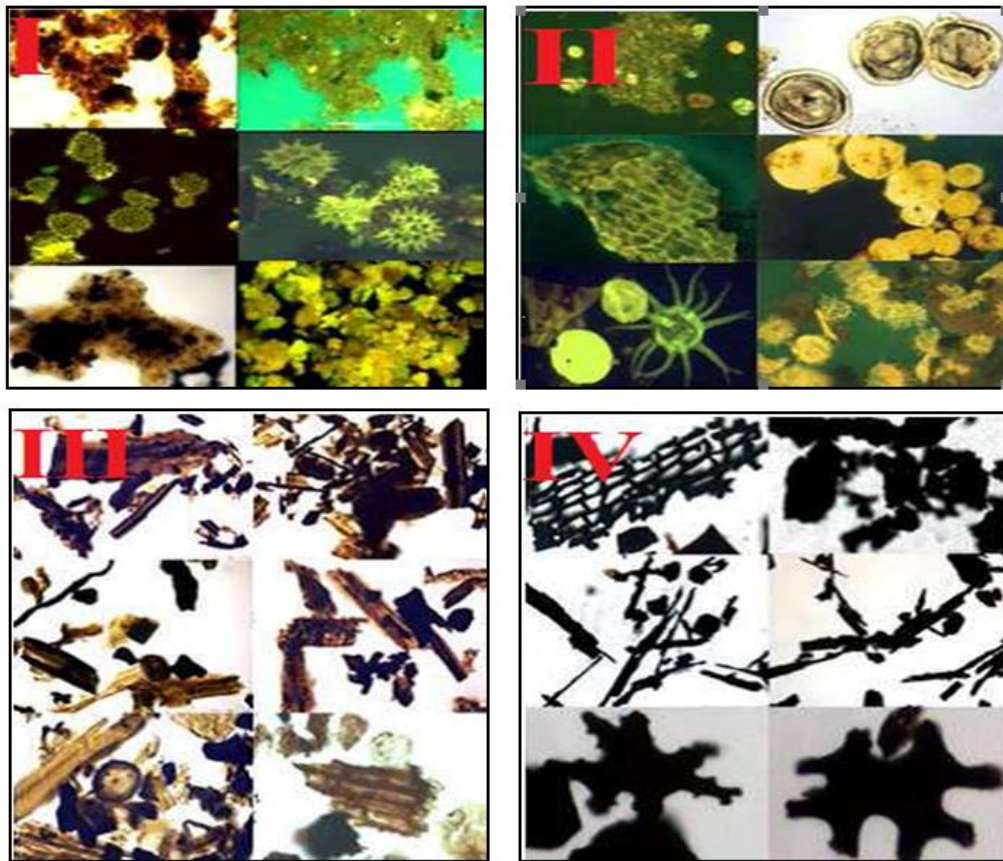
C. Tip III Kerojen (Odunsu OM)

Bitkilere ait selüloz ve lignin gibi odunsu kesimlerden meydana gelir. Bunlar alg kökenli kerojen oluşumlarına göre daha yüksek oranda oksijen içerirler. Çünkü

bitkilerin selüloz ve lignin bölümleri algilere göre daha yüksek oranda oksijen içerirler. III. Tip kerojenler petrol üretme potansiyeli sınırlı karasal kökenli organik maddeleri ya da aşırı bakteri faaliyetleri sonucunda bozunarak hidrojenini kaybetmiş olan organik madde kalıntılarını kapsar. Bunların O/C oranı yüksek (0.2-0.3); H/C oranı ise düşüktür (1.0 den az). Kömürlerin çoğu bu tip kerojenlerden oluşmaktadır. Bu tip kerojen kapsayan çökeller yeterince gömüldüklerinde iyi bire doğal gaz ana kayacı olabilirler. Ancak petrol üretimi için tip I ve tip II kerojene göre daha düşük bir potansiyele sahiptirler. Tip III kerojen örnekleri, (Kamerun) Douala havzasının Üst Kretase yaşında ve Alberta alt Manville şeylerinde ve Endonezya'daki Mahakam delta gibi bazı Tersiyer deltaları içinde bulunmaktadır (Peter ve Cassa, 1994).

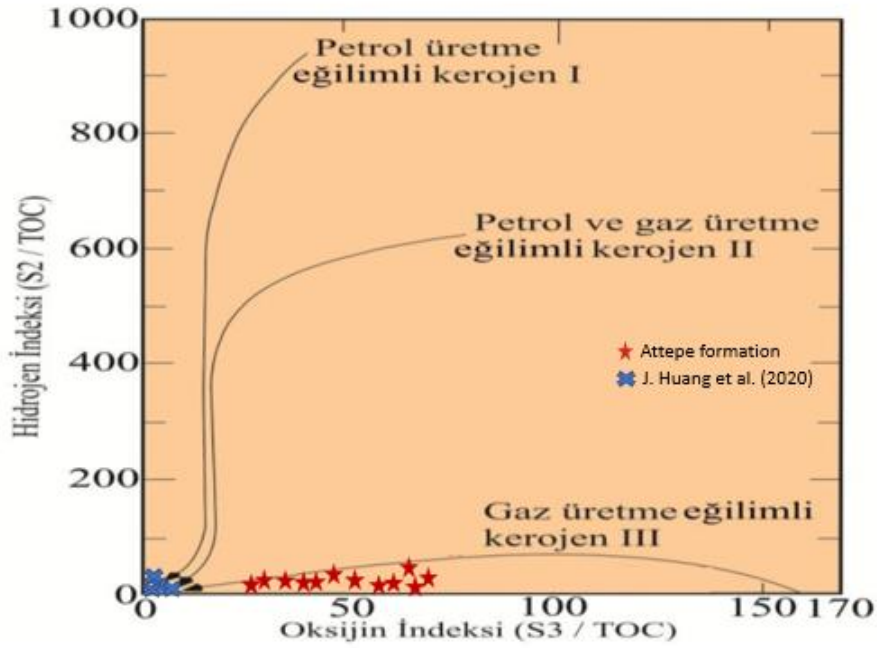
D. Tip IV Kerojen (Kömürsü OM)

Önceki üç ana kerojen türleri ve bunların karışımları ile ek olarak yüksek O/C oranlarına ve aşırı düşük H/C oranlarına sahip olan ikincil bir kerojen tipi vardır bu da (Tip IV) kerojen olarak tanımlanır. Organik madde yanması ile ya da pirolizinden veya oksidasyon yoluyla karbonize edilir. Biyokimyasal etkiler ile bozunmuş veya aşırı ısı etkisi altında kalmış OM'lerdir. İntertinit maserali bakımından zengindir. Çok fazla oksidasyon koşulları altında kalan, önceki depolanma ortamından aşınarak yeniden depolanan değişik kökenli organik maddelerdir ve jeokimyasal incelemelerde önem arz etmezler. Hidrokarbon oluşturma ihtimali yok ya da çok düşüktür. Tip IV kerojen "ölü karbon" olarak da tanımlanır. Çok düşük H/C (yaklaşık 0.5-0.6) ve yüksek-düşük O/C oranlarına sahiptir. Tip IV kerojen diğer kerojen türlerinin yeniden işlenmesinden veya oksitlenmesinden türemişlerdir. Hidrokarbon ana kayacı için hiçbir potansiyel göstermez. Şekil 4.4'te farklı kerojen tiplerinin mikroskop altındaki görünüşleri gözlenmektedir.



Şekil 4.4. Kerogen tipleri (**I:** Organik madde (Algli organik madde, Pediasium ve Botryococcus yosun) Tip I kerojen ile ilgilidir, **II:** Organik madde (Algli organik madde, Polen taneleri, Kütikül, Prasinophyte yosun, Acritarchae ve Dinocysts Tip II kerojen ile ilgilidir, **III** Organik madde (Odunsu dokular, ışık geçiren fitoklastlar) Tip III kerojen ile ilgilidir, **IV:** Organik madde (Karbonlu odunsu dokular: ışık geçirmeyen Fitoklastlar) Tip IV kerojen ile ilgilidir (Mendonça Filho ve ark., 2002)

İncelenen örneklerde S2 ve S3 ile TOC ölçüm değerleri birlikte kullanılarak hidrojen ve oksijen indekslerini hesaplamak mümkündür (Şekil 4.5). Sırasıyla $HI = S2 / TOC$ ve $OI = S3 / TOC$ formülleri ile hesaplanırlar (LePain ve ark., 2003). Piroliz analizlerinden elde edilen S1, S2, S3 pik değerleri ile Tmax değerleri de birlikte kullanılarak hidrojen indeksi (HI), oksijen indeksi (OI), potansiyel verim (PY) ve üretim indeksi (PI) gibi değerler hesaplanabilir (Örneğin; Tissot ve ark., 1987; Peters ve Cassa, 1994; Kleinberg ve Vinegar, 1996; Law, 1999; Aliyev ve ark., 2009; Bozkurt, 2012; Nordeng, 2012; Sarı ve Yarıcı, 2012; Alaug ve ark., 2013; Shalaby ve ark., 2013).



Şekil 4.5. Kerojen tiplerinin hidrojen (HI) ve oksijen (OI) indeksleri ile belirlenmesi (Tissot ve Welte, 1984). TOC: Toplam organik karbon miktarı

- . Petrol ana kayaç potansiyeli: $S1$ (ppm) + $S2$ (ppm), bir ana kayaçtan türeyebilecek olan toplam petrol miktarının (jenetik potansiyel) ölçüsünü verir.
- Üretim indeksi, $PI = S1/(S1+S2)$; $S1$ pikinden elde edilen serbest hidrokarbonların kütlesi ile $S2$ pikinden elde edilen serbest hidrokarbonların kütlesi kullanılarak hesaplanır. Ana kayacın petrol üretme kapasitesini ifade eder.

T_{max} sıcaklık değeri $S2$ değerinin en yüksek dereceye ulaştığı sıcaklığa karşılık gelir. Jeolojik sıcaklıklar ile karıştırılmaması gerekir ve organik maddenin tipine göre değişebilir (Peters ve Casa, 1994). T_{max} hidrokarbon üretiminin maksimum ($S2$ pikinin) olduğu sıcaklıktır ve termal olgunlaşmayı hesaplamak için kullanılır (Makky ve ark., 2014). Piroliz analiziyle değerlendirilen T_{max} değerleri organik maddenin termal gelişimine bağlıdır (Tissot ve Espitalie, 1975; Tissot ve Welte, 1984; Korkmaz ve ark., 2008; Korkmaz ve ark., 2013; Romero-Sarmiento ve ark., 2016). Rock-Eval analizi potansiyel ana kayacın kapsadığı organik maddenin olgunluğunu, kökenini ve tipini incelemek için kullanılan bir yöntem olmakla birlikte daha güvenilir sonuçlar için başka parametrelerin de belirlenmesi gerekmektedir (Bozkurt, 2012).

Makky ve ark. (2014)'e göre HI değeri 150 mg HC/g kaya ve altındaki kayaların lipitli malzemelerden çok az miktarlarda petrol üretebileceğine, kerojenin ise

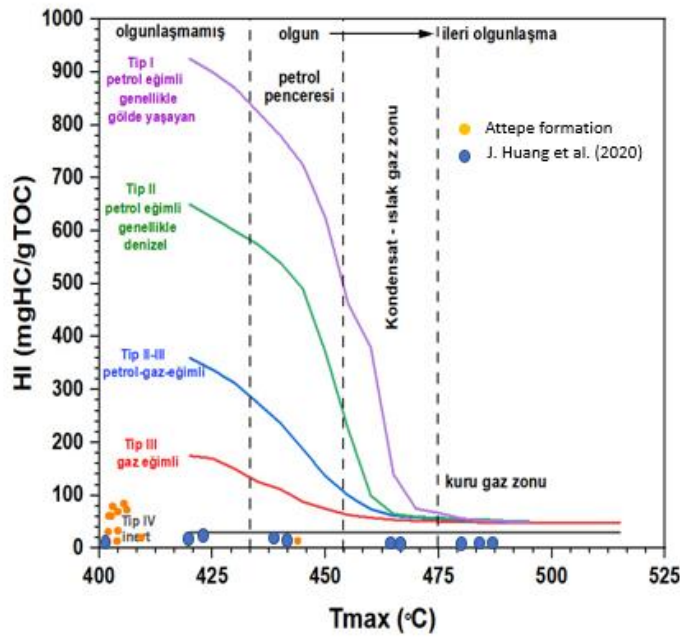
Tip III veya Tip IV olduğuna işaret eder. Kayaçların 150 mg HC/g kaya ve üzerindeki HI değerlerine sahip olması, bol miktarda lipitce zengin malzeme (Kütinit, Resinite ve Eksinit) ve denizel alg içermeleri ile ilişkilidir. Kayaçlarda 150 ile 300 arasındaki HI değerleri baskın Tip-III kerojene ve orta derecede bir hidrokarbon potansiyeline karşılık gelir. HI sınır değerlerine göre kerojen tipleri Çizelge 4.5’ de görülmektedir. Attepe Formasyonuna ait örneklerin HI değerleri <50 olduğu için kapsamış oldukları organik madde tipi Tip IV, sınırlı gaz özelliği taşımaktadır (Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.5).

Çizelge 4.5. HI sınır değerlerine göre kerojen tipleri (Peters ve Cassa, 1994)

HI (mg HC/g Corg)	Kerojen tipi ve HC tipi
<50	Tip IV, sınırlı gaz
50-200	Tip III, gaz
200-300	Tip II-Tip III, petrol ve gaz
300-600	Tip II, petrol
>600	Tip I, petrol

Ayrıca Attepe formasyonuna ait örneklerin kerojen tipi HI-Tmax grafiği üzerinde Ordos Basenine (Çin) ait önemli kaya gazı yataklarına ait örneklerle karşılaştırmalı olarak verilmiştir (Şekil 4.6). Buna göre Attepe ile Ordos Baseni örneklerinin grafik üzerinde birbirlerine yakın ve benzer alanlar içerisinde oldukları, dolayısıyla Attepe örneklerinin de Ordos Baseni örneklerinde olduğu gibi Tip IV ve Tip III tipi kerojen içerdikleri ve esas olarak kaya gazı üretebilecekleri anlaşılmaktadır.

Piroliz analizlerinden elde edilen S2 ve S3 değerleri kullanılarak hesaplanan S2/S3 oranlarına göre ana kayaçlar içerisindeki HC ve kerojen tiplerinin tespit edilebilmesi için kabul edilmiş olan sınır değerleri sırasıyla Çizelge 6 ve Çizelge 7’de görülmektedir.



Şekil 4.6. Attepe (bu çalışma, turuncu) ve Ordos baseni (Çin, mavi) örneklerinin Kerojen tipini ve termal olgunluk evrelerini gösteren HI-Tmax diyagramı (Espitalié ve ark., 1977)

Çizelge 4.6. S₂/S₃ parametrelerine göre hidrokarbon tipinin belirlenmesi

(Clementz, 1979)		(Peters, 1986)	
<u>S₂/S₃</u>	<u>HC tipi</u>	<u>S₂/S₃</u>	<u>HC tipi</u>
0 – 2,5	Gaz	0 – 3	Gaz
2,5 – 5,0	Gaz ve Petrol	3 – 5	Gaz ve Petrol
> 5,0	Petrol	> 5	Petrol

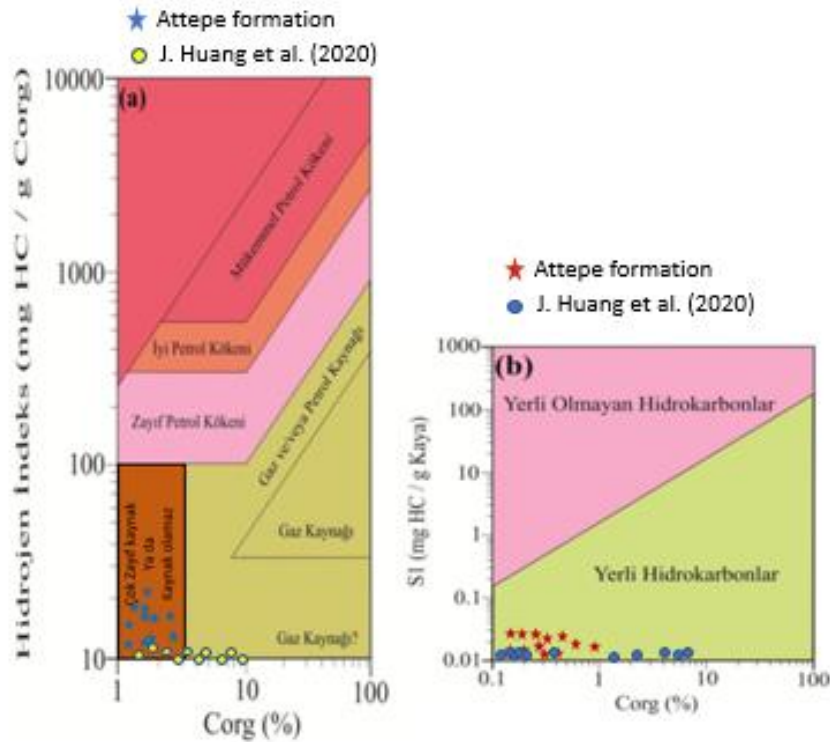
Çizelge 4.7 S₂/S₃ parametrelerine göre kerojen tipinin belirlenmesi (Peters ve Cassa, 1994)

<u>S₂/S₃</u>	<u>Kerojen Tipi</u>
> 15	I
10-15	II
5-10	II/III
1-5	III
< 1	IV

Attepe Formasyonuna ait bütün örneklerin S₂/S₃ değerleri 1’den küçük olduğu için, bütün örnekler hem Clementz (1979) hem de Peters (1986)’ya göre üretebileceği hidrokarbon türünün gaz olacağı anlaşılmaktadır (Çizelge 4.6). Öte yandan Peters ve Cassa (1994)’e göre de kerojen tipinin “Tip IV kerojen” olduğu görülmektedir (Çizelge

4.7). Buna göre Attepe ana kayaç örneklerinin başlıca kuru gaz (kaya gazı) üretme potansiyeline sahip oldukları söylenebilir.

Ana kayaçların hidrokarbon üretme kapasitelerini belirlemek için HI-TOC (Jackson ve ark., 1985) ve S1-TOC Hunt (1995) grafikleri de kullanılmaktadır (Şekil 4.7'a, b). Bu diyagramlar üzerinde Attepe ana kayaç örnekleri ile Ordos Baseni (Çin) ana kayaç örnekleri karşılaştırmalı olarak verilmiştir. Ordos Baseni Çin'in Kambriyen yaşlı en önemli kaya gazı üretim sahalarından biridir. Her iki diyagramda da Attepe formasyonuna ait ana kayaç örnekleri ile Ordos Basenine ait ana kayaç örneklerinin birbirlerine yakın alanlara düştükleri görülmektedir (Şekil 4.7a, b). Ordos Baseni (Çin) ile Attepe yöresi ana kayaç örneklerinin Kambriyen yaşlı olmaları, litolojik özelliklerinin birbirlerine benzemesi ve pasif kıta kenarı sığ denizel ortam şartlarında çökelmiş olmaları göz önüne alındığında, Ordos Baseni'nden Kaya gazı üretimi gerçekleştirildiğine göre Attepe formasyonuna ait ana kayaçlardan da benzer şekilde geleneksel olmayan bir kaya gazı potansiyelinin varlığından söz edilebileceği düşünülmektedir. Öteyandan S1-TOC diyagramına göre Attepe formasyonuna ait bitümlü kayaç örneklerinin ürettikleri hidro-



Şekil 4.7. Attepe formasyonu ile Ordos Baseni ana kayaç örneklerine ait: a) HI-Corg diyagramı (Jackson ve ark., 1985), b) S1-Corg diyagramı

karbonların tamamının yerli hidrokarbon bölgesine düşmüş olması, havza dışından gelen herhangi bir organik kirliliğin olmadığını göstermektedir (Şekil 4.7 b).

Toplam organik karbon (TOC), maksimum sıcaklık (Tmax) ve hidrojen indeksinin (HI) belirlenmesi, petrol potansiyeli (PP) ve üretim indeksi (PI) hakkında bilgi vermektedir (LePain ve ark., 2003). Rock-Eval piroliz analizlerinden elde edilen HI ve Tmax değerleri, potansiyel ana kayaçların kalitesi ve olgunluğunu belirlemek için kullanılmaktadırlar (Katz, 1983; Espitalié ve ark., 1985; Cooles ve ark., 1986; Peters, 1986; Jarvie ve Tobey, 1999; Lee, 2010; Makky ve ark., 2014).

Hidrokarbon üretme kapasitesini belirlemek için piroliz analizlerinden elde edilen diğer bir parametre de potansiyel verim veya jenetik potansiyel (PY)' dir. PY kayaç içindeki serbest hidrokarbon miktarı (S1) ile kerojenin parçalanması sonucunda ortaya çıkan hidrokarbon miktarının (S2) toplamıdır. Esas olarak kayacın petrol türüm potansiyelini gösteren bu parametre $PY = S1 + S2$ formülü ile hesaplanır. Sonuç tonda mg (ppm) ya da tonda kg cinsinden ifade edilebilir (Bostick, 1979; Stach, 1982; Hoş-Çebi ve korkmaz, 2013). Bostick (1979)'e göre 2000 ppm'den küçük PY değerleri ana kayaç potansiyelinin olmadığını ya da nadiren gaz potansiyeli olabileceğini, 2000-6000 ppm arasındaki PY değerleri orta derecede ana kayaç potansiyeli, 6000 ppm'den büyük PY değerleri ise iyi-mükemmel ana kayaç potansiyelinin olduğunu gösterirler. Aliyev ve ark. (2009) tarafından verilen sınır değerleri de yukarıda söz edilen sınır değerlerine benzemektedir (Çizelge 4.8).

Çizelge 4.8. Potansiyel verim ile ana kayaç potansiyeli arasındaki ilişkiler (Aliyev ve ark., 2009)

Potansiyel verim (PY)	Ana kaya Potansiyeli
< 2000 ppm	Ana kayaç potansiyeli yok
2000-6000 ppm	Orta derecede ana kayaç potansiyeli
>6000 ppm	İyi ana kayaç potansiyeli

Attepe formasyonuna ait ana kayaç örneklerinin PY değerleri 167 ppm ile 333 ppm (ortalama 269 ppm) arasında değişmektedir. Bu da bölgedeki hidrotermal demir cevherleşmesi sırasındaki alterasyon süreçlerinin olumsuz etkileri göz ardı edildiğinde incelenen örneklerin ana kayaç olma potansiyelinin olmadığı-düşük olduğu ya da nadiren gaz potansiyelinin olabileceği anlamına gelmektedir.

Üretim indeksi (PI) $S1/(S1+S2)$ oranı olarak tanımlanır. Göç süreci olmadığı durumda, bu oran bir olgunluk parametresi olarak kullanılır (Mendonça Filho ve ark., 2002). Üretim indeksi (PI) bir petrol ana kayacından ne kadar petrol türediğini ifade eder. Bir numune içinde bulunan petrolün canlı karbon miktarına oranı PI değerini vermektedir (Nordeng, 2012). Diğer bir ifade ile kayacın içinde hazır halde bulunan sıvı hidrokarbon miktarını kayadaki canlı petrol miktarına oranıdır (Peters ve Cassa, 1994; Laughrey, 2009). PI değeri kayacın olgunlaşması ile birlikte artar (Aliyev ve ark., 2009). 0.1'den daha küçük PI ve 435°C'den daha küçük Tmax değerleri olgun olmayan organik maddeye, buna karşın 0.4'den büyük PI ve 465°C'den büyük Tmax değerleri ise aşırı olgun organik maddeye işaret eder (Peters, 1986; Ali Sarı ve ark., 2004). Organik maddenin olgunluğunu belirlemek amacıyla Tmax ve PI indeksi parametrelerinden yararlanılmıştır. Attepe örneklerinin PI değerleri 0.17 ile 0.33 mg HC/g kaya (ortalama 0.27) arasındadır. Buna göre Attepe ana kayaç örneklerinin PI değerleri 0.10 mg HC/g kaya'dan büyük olduğu için ana kayacın olgun-erken olgun evrede olduğunu söyleyebiliriz (Çizelge 4.9).

Çizelge 4.9. PI sınır değerlerine göre olgunlaşma düzeyi (Peters ve Cassa, 1994).

Olgunlaşma düzeyi	PI (S1/S1+S2) (mg HC/g kaya)
Olgun değil	< 0.10
Olgun	0.10-0.15
Erken olgun	0.25-0.40
İleri olgun	> 0.40

Rock-Eval piroliz analizlerinden elde edilen Tmax değerleri genel olarak olgunlaşma değerlendirmelerinde kullanılmaktadır. Tmax organik maddenin termal evrimini tahmin etmek için kullanılan en yaygın parametredir. Tmax sıcaklık değerleri olgunlukla birlikte artmaktadır. 435°C'den küçük Tmax değerleri olgunlaşmamış, 435°C ile 470°C arasındaki Tmax değerleri olgun organik maddeyi, 470°C'den daha yüksek sıcaklık değerleri ise aşırı olgun organik maddeyi temsil etmektedir (Çizelge 4.10; Çizelge 4.11). Attepe formasyonuna ait gri-siyah renkli ana kayaç örneklerinin Tmax değerleri 443 ile 534°C arasında değişmektedir (Çizelge 4.1). Bu değerler Tip III ve Tip IV kerojenler için olgun-ileri olgun evresine ve gaz penceresine işaret etmektedir (Çizelge 4.10 ve 4.11).

Çizelge 4.10. Farklı araştırmacılara göre Tmax olgunlaşma parametreleri

(Espitalié, 1977)		(Peters, 1986)		(Peters ve Cassa, 1994)	
Tmax (°C)	Olgunluk	Tmax (°C)	Olgunluk	Tmax (°C)	Olgunluk
<430–435	Olgunlaşmamış	435–445	Petrol penceresi üstü	< 435	Olgun değil
430–460	Petrol penceresi	470	Petrol penceresi altı	435–445	Erken olgun
>455-465	Gaz penceresi			445-450	Olgun
				450-470	İleri olgun

Çizelge 4.11. Kerojen tiplerine göre değişiklik gösteren Tmax olgunlaşma Kriterleri (Espitalié ve ark., 1985).

Tip I	Tip II	Tip III	Tip IV	Olgunlaşma Der.
	<425°C	<430°C	<435°C	Olgunlaşmamış
440-448°C	425-450°C	430-460°C	435-465°C	Petrol penceresi
	>450°C	>460°C	>465°C	Gaz penceresi

Attepe formasyonu ana kayaa örneklerinde kırılğan olmayan minerallere (kil mineralleri) göre kırılğan mineral ve bileşenler (kuvars, feldispat, kalsit-dolomit, pirit) daha baskındır. Kil mineral içeriği, ekonomik şeyl üretimi için çok uygun kabul edilir. Kil minerali genellikle yönlendirilmiş pul yapılarını oluşturur (O'brien ve ark., 1971). Bununla birlikte, daha düşük kil içeriği daha yüksek kırılğanlığa neden olur ve bu da hidrolik kırma işlemi için uygundur (Liu,w ve ark., 2017). Attepe formasyonu ana kayaa biriminin mineral bileşimi dikkate alındığında, hidrolik kırma-parçalama yöntemiyle hidrokarbon üretimi için oldukça elverişli olduğu söylenebilir.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Attepe örneklerinin petrol jenerasyonun özelliklerini daha iyi anlamak için organik jeokimya ve organik petrolojinin birlikte incelenmesi uygulanmıştır. Bunun için, erken Kambriyen Attepe formasyonunun organik madde içeriği, organik madde türü, termal olgunlaşma seviyesi ve ana kaya potansiyelini Rock-Eval piroliz verileri kullanılarak belirlenmiştir.

Rock-Eval piroliz analizleri erken Kambriyen yaşlı Attepe Formasyonunun organik madde kapsamının Tip IV kerojen (Intertinit) ve Tip III kerojen (Vitrit) olduğunu göstermiştir.

Attepe Formasyonuna ait gri-siyah renkli çamurtaşı-şeyl-karbonat ana kayaç örneklerinde TOC içerikleri % 0.1 ile % 4.58 (ortalama % 1.83) arasında değişmektedir.

HI-Tmax ve S2-TOC diyagramlarından elde edilen verilere göre, Attepe Formasyonuna ait ana kayaç örnekleri Tip IV ve Tip III kerojen alanları içerisinde yer almaktadır ve zayıf ana kayaç potansiyeline sahiptirler.

Attepe ana kayaç örnekleri Tmax ve PI değerlerine göre, olgun-aşırı olgun aşamadır. Attepe Formasyonunun Tmax değerinde ölçülen potansiyel verim değerleri 407-442 mgHC/g arasında bulunmuştur. Buna göre incelenen örneklerin çok düşük düzeyde kuru gaz ve kısmen de petrol üretim potansiyeline sahip oldukları söylenebilir.

XRD analizleri Attepe formasyonu ana kayaç örneklerinin başlıca kalsit-dolomit, kuvars, feldispat ve kil+mika mineral ve/veya kırıntılı elemanlarından oluştuğunu, bazı örneklerin karbonat (kireçtaşı), bazılarının ise silikat bileşenlerince (çamurtaşı-şeyl-silttaşı-fillit) zengin olduklarını göstermiştir.

Mineralojik bileşim dikkate alındığında Attepe formasyonuna ait ana kayaç bölümlerinin kırılma katsayısı yüksek rijit mineraller bakımından zengin oldukları ve geleneksel olmayan petrol sistemlerinde yaygın olarak kullanılan hidrolik kırma uygulamalarına çok uygun olduğu anlaşılmıştır.

Bu çalışmada örneklenen Attepe formasyonuna ait ana kayaç mostraları hidrotermal Attepe demir yatağının doğu bitişiğinde yer almaktadır. Denizel kökenli erken Kambriyen yaşlı Attepe formasyonuna ait ana kayaç örneklerindeki HC içeriklerinin yerli olmasına rağmen Kerojen Tipinin ağırlıklı olarak Tip IV çıkması, S1 ve S2 değerlerinin düşük olması, muhtemelen cevherleşme sırasında etkili olan yüksek ısı (300-400°C) ile ilişkili bir alterasyona işaret etmektedir.

Sonuçta öneri olarak bundan sonra yapılacak olan çalışmaların bölgedeki hidrotermal cevher oluşumlarından uzakta yer alan yeni lokasyonlarda denenmesi çok daha uygun olacaktır. Böyle bir çalışmada daha umut verici sonuçlar alınabileceği düşünülmektedir.



KAYNAKLAR

- Abedini, A., ve Calagari, A. A., 2015. Rare earth element geochemistry of the Upper Permian limestone: the Kanigorgeh mining district, NW Iran. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 24 (4), 365-382.
- Ailin, J., Yunsheng, W., Yiqiu, J., 2016, progress in key technologies for evaluating marine shale gas development in china, petrol. *Explor. Develop* 43, 6, 1035-1042.
- Al-Areeq, N. M., 2018, Petroleum source Rocks Characterization and Hydrocarbon Generation, Chapter I from the book *Recent Insights in Petroleum Science and Engineering*. Downloaded from <http://www.intechopen.com/books/recent-insights-in-petroleum-science-and-engineering>, Erişim tarihi 17.11.2021.
- Al-Mashramah, Y. A. A., 2011. Maturity of kerogen, petroleum generation and the application of fossils and organic matter for paleotemperature measurements. *Dissertations in Geology at Lund University*.
- Ala, M., Kinghorn, R., ve Rahman, M. t., 1980. Organic geochemistry and source rock characteristics of the Zagros petroleum province, southwest Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 3 (1), 61-89.
- Alaug, A. S., Batten, D. J., ve Ahmed, A. F., 2013. Organic geochemistry, palynofacies and petroleum potential of the Mukalla Formation (late Cretaceous), Block 16, eastern Yemen. *Marine and Petroleum Geology*, 46, 67-91.
- Alaug, K., Abdulwahab S, K., Batten, D. J., ve Ahmed, A. F., 2013. Organic geochemistry, palynofacies and petroleum potential of the Mukalla Formation (late Cretaceous), Block 16, eastern Yemen. *Marine and Petroleum Geology*, 46, 67-91.
- Alsharhan, A.S ana Nairn, A.E.M., 2003. *Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East*. Elsevier, 843 p.
- Altunsoy, M., 1999a, Organic geochemical characteristics of the Miocene Yazır limestones in the Southern Isparta, *Geol. Bull. Turkey*, 42, (2), 51-62.
- Altunsoy, M., 1999b, Isparta güneyinde Alt Miyosen yaşlı kireçtaşlarının organik jeokimyasal özellikleri, *TJK Bült.*, 42, 51-62.
- Altunsoy, M., 2000, Suğla Gölü güneyinde (Konya) Karbonifer ve Permiyen yaşlı birimlerin organik jeokimyasal özellikleri, *Yerbilimleri Derg.*, 22, 163-182.
- Altunsoy, M., Özçelik, O., Şengüler, I., 1996, Organic Facies of Eocene Sediments in the Northern Gumushacikoy Region, Turkey, *International Geology Review*, 38, (9), 868-875.
- Altunsoy, M. And Özçelik, O., 1998, Organic facies characteristics of the Sivas Tertiary Basin (Turkey), *Journal of petroleum Science and Engineering*, 20, (1-2), 73-85.

- Altunsoy, M., Özçelik, O., Erik, N.Y., 2004, Organic geochemical characteristics of the bituminous Eocene units in the Çorum-Suluova Basin, Central Anatolia, Turkey *Petroleum Geoscience*, 10 (2), 163-171.
- Altunsoy M., Özçelik O., Hökerek S., Yalçın Erik N., Taka M., Acar F., 2011, Hotamış Formasyonu (Pliyosen) Çökellerinin Organik Fasiyes Özellikleri, Karapınar (Konya) *Cumhuriyet Yer Bilimleri Derg.*, 28, (2), 77-86.
- Altunsoy, M., Özdoğan, M., Özçelik, O., Ünal, N., 2015a, Organic facies characteristics of the Pliocene coaly units, Central Anatolia, Ilgın (Konya/Turkey), *Energy Procedia*, 76, 33-39.
- Altunsoy, M., Özçelik, O., Özdoğan, M., Güllüdağ, C.B., 2015b, Major and Trace Element Contents in Coaly Units of the Pliocene Dursunlu Formation, *Procedia Earth and Planetary Science*, 15, 774-780.
- Altunsoy, M., Sarı, A., Özçelik, O., Enginc, H., ve Hökerek, S., 2016, Major and trace-element enrichments in the Karapınar coals (Konya, Turkey), *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 38, (1), 88-99.
- Anna, X., Suyuna, H., Zechenga, W., Dongmeia, B., Meib, L., Weihua, L., Xiufen, Z., 2016, Sedimentary mode and reservoir distribution of the Cambrian carbonate and evaporate patagenesis system in the Sichuan Basin, *Natural Gas Industry B*, 3, 418-427.
- Alizadeh, B., Sarafdokht, H., Rajabi, M., Opera, A., ve Janbaz, M., 2012. Organic geochemistry and petrography of Kazhdumi (Albian–Cenomanian) and Pabdeh (Paleogene) potential source rocks in southern part of the Dezful Embayment, Iran. *Organic geochemistry*, 49, 36-46.
- Baskin, D. K., ve Peters, K. E., 1992. Early Generation Characteristics of a Sulfur-Rich Monterey Kerogen {1}. *AAPG Bulletin*, 76 (1), 1-13.
- Basu, D., Banerjee, A., ve Tamhane, D., 1980. Source areas and migration trends of oil and gas in Bombay offshore basin, India. *AAPG Bulletin*, 64 (2), 209-220.
- Batten, D., 1996. Palynofacies. *Palynology: principles and applications*, 3, 1011-1084.
- Besergil, B., 2010. Hampetrolün kökeni ve oluşumu. 7.
- Bonda, B. M. M., Etame, J., Kouske, A. P., Bayiga, E. C., Ngon, G. F. N., Mbaï, S. J., ve Gérard, M., 2017. Ore Texture, Mineralogy and Whole Rock Geochemistry of the Iron Mineralization from Edea North Area, Nyong Complex, Southern Cameroon: Implication for Origin and Enrichment Process. *International Journal of Geosciences*, 8 (05), 659.
- Bordenave, M. L., (1993). *Applied petroleum geochemistry: Technip Paris, Book*.
- Bostick, N. H., 1979. Microscopic measurement of the level of catagenesis of solid organic matter in sedimentary rocks to aid exploration for petroleum and to determine former burial temperatures. *SEMP, sp. Publ.*, 26, 17-43.

- Bozkurt, S., Sarı, A., 2012. Dağhacılar güneyi (Göynük/Bolu) bitümlü kayaçlarının organik madde miktarları ve hidrokarbon Potansiyellerinin incelenmesi, yüksek lisans tezi.
- Brooks, J., ve Fleet, A., 1986. Marine petroleum source rocks, Book.
- Blumenthal, M.M., 1941, Niğde ve Adana vilâyetleri dahilinde Torosların jeolojisine umumi bakış: *Maden Tetkik Arama Ens., Rap. No: 8*, Ankara, 48s.
- Blumenthal, M., 1944, Kayseri-Malatya Arasındaki Toros'un Permokarboniferi *M.T.A. Mecm.*, 1-31.
- Büyük, F. Ve Sarı, A., 2021, Organic geochemistry characteristics, depositional environment and hydrocarbon potential of bituminous marls in Bozcahüyük (Seyitömer/Kütahya) Basin, *Bull. Min. Res. Exp.* 164, 53-73.
- Bozcu, A., 2017, Oragic geochemical characteristics and depositional enviroment of Lower-Middle Miocene Küçükkuyu Formation, Edremit Gulf, NW Turkey, *Turkish J. Earth Sci.*, 26, 354-376.
- Caineng, Z., Jinhu, D., Chunchun, X., Zecheng, W., Baomin, Z., Guoqi W., Tongshan, W., Genshun, Y., Shenghui, D., Jingjiang, L., Hui, Z., Anna, X., Zhi, Y., Hua, J., Zhidong, G., 2014, Formation, distribution, resource potential, and discovery of sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China, *Petroleum exploration and Development*, 41, (3), 306-325.
- Cander, H., 2012, Sweet spot im shale gas and liquids plays, prediction offluid composition and reservoir pressure, adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, california, April 22-25, 2012.
- Çimen, O., Koç, Ş., A., 2013, Rare earth element (ree) geochemistry and genesis of oil shales around the Dağhacılar Village (Göynük-Bolu, Turkey). *Oil Shale*, 30, (3), 419-440.
- Cooles, G., Mackenzie, A., ve Quigley, T., 1986. Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks. *Organic geochemistry*, 10 (1-3), 235-245.
- Çolakoğlu, A.R. ve KuruS.G., 2002, Attepe Demir yatağında Jeotermometrik Ölçüm Çalışmaları, *MTA Dergisi*, 125, 1-11.
- Çolakoğlu, A. R., 2003, Attepe demir yatağında jeotermometrik ölçüm çalışmaları makalesinin eleştirisine cevap, *MTA Dergisi*, 126, 89-91.
- Dağlıoğlu, C. Ve Bahçeci, A., 1990, Özkoyuncu'ya ait Koruyeri (Mağarabeli) demir madeni jeoloji raporu, *MTA Maden Etüt Rap. No:2913*, (yayımlanmamış), Ankara.
- Dayan, S., Ünlü, T. Ve sayılı, İ.S., 2008, Adana-Mansurlu Attepe demir yatağının maden jeolojisi, *Jeoloji Mühendisliği Dergisi*, 32.

- Derman, A.S., 2014, Petroleum systems of Turkish basins. in Marlow, L., Kendall, C. and Yose, L. (eds.), *Petroleum Systems of the Tethyan Region: AAPG Memoir*, 106, 469-504.
- Dayan, S., 2007, Adana-Mansurlu Attepe Civarındaki Demir Yataklarının Jeolojik, Petrografik ve Yapısal Özelliklerinin İncelenmesi. Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, 125s, Ankara (yayımlanmamış).
- Durand, B., Espitalié, J., Nicaise, G., ve Combaz, A., 1972. Etude de la matière organique insoluble (kérogène) des argiles du Toarcien du Bassin de Paris Première parties: Etude par les procédés optiques, analyse élémentaire, étude en microscopie et diffraction electroniques (Vol. 27, pp. 865-884).
- Dembicki Jr, H., 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG Bulletin*, 93 (3), 341-356.
- Demirtaşlı, E., 1967, Pınarbaşı-Sarız-Mağara ilçeleri arasındaki sahanın litostratigrafi birimleri ve petrol imkânları: MTA Rap. No:3489 (yayımlanmamış), Ankara.
- Eren, V., ve Karakılçık, H., 2013. diyarbakır bismil district of the petroleum resource potential in southeast and geophysical methods of geological investigation. 103.
- Espitalie, J. M., M Tissot, B., 1980. Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration. *AAPG Bulletin*, 64 (1), 59-66.
- Forsman, J. P., ve Hunt, J. M., 1958. Insoluble organic matter (kerogen) in sedimentary rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 15 (3), 170-182.
- Gehman, H., 1962. Organic matter in limestones. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 26 (8), 885-897.
- Göncüoğlu, M. C., Turhan, N., Şentürk, K., Uysal, Ş., Özcan, A., Işık, A. 1996, Orta Sakarya'da Nallıhan Sarıcakaya arasındaki yapısal birliklerin jeolojik özellikleri, Maden Tetkik ve Arama Derleme Rapor No: 10094, Ankara (unpublished).
- Ghienne, J. -F., O. Monod, H. Kozlu, and W. T. Dean, 2010, Cambrian-Ordovician depositional sequences in the Middle East: A perspective from Turkey: *Earth-Science Reviews*, 101, (3-4), 101-146.
- Hart, B. S., Macquaker, J. H., ve Taylor, K. G., 2013. Mudstone, shale depositional and diagenetic processes: Implications for seismic analyses of source-rock reservoirs. *Interpretation*, 1 (1), B7-B26.
- Hoş-Çebi, F., ve Korkmaz, S., 2013. Organic geochemistry and depositional environments of Eocene coals in northern Anatolia, Turkey. *Fuel*, 113, 481-496.
- Hokerek, S., Ünal, N., Altunsoy, M., Ozcelik, O., Kuscu, M., 2014, Organic facies characteristics of the Triassic Kasımlar Formation, Anamas-Akseki platform, Western Taurides, Turkey, *Energy Procedia*, 59, 150-157.

- Hunt, J.M., 1979, *Petroleum Geochemistry and Geology*. 1st ed. San Francisco: *Freeman*, 617s.
- Hunt, J.M., 1995, *Petroleum Geochemistry and Geology*, by John M. Hunt, 2nd Edition. *W. H. Freeman and Company*, New York, 743p.
- Henden, İ. Önder, E. ve Yurt, M. Z., 1978, Adana-Kayseri, Mansurlu-Karaköy (Attepe, Elmadağ Beli, Kızıl Mevkii, Menteşdere, Uyuzpnarı) Demir Madenleri Jeoloji ve Rezerv Raporu, MTA Derleme Arşivi rap. No: 6394 (yayınlanmamış).
- Henden, İ. ve Önder, E. 1980. Attepe (Mansurlu) Demir Madeninini Jeolojisi, *TJK Bülteni.*, 23, 1, 153-163.
- Hart, B.S., Macquaker, J.H.S., and Taylor, K.G., 2013, Mudstone (“shale”) depositional and diagenetic process: Implications for seismic analyses of source-rock-reservoirs, *Society of Exploration Geophysicist, Interpretation*, 1, (1), B7, <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2013-0003.1>.
- Jarvie, D., ve Tobey, M., 1999. TOC, Rock-Eval and SR Analyzer Interpretive Guidelines Application Note 99-4: Humble Instruments and Services, Inc. Geochemical services Division Texas.
- Jarvie, D.M., 1991, Hydrocarbon Generation Modeling of Naturally and Artificially Matured Barnett Shale, Forth Worth Basin, Texas: *Southwest Regional Geochemistry Meeting, September 8-9, 1991*, The Woodlands, Texas.
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., ve Pollastro, R. M., 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 91 (4), 475-499.
- Jonathan, D., Le Tran, K., Oudin, S.L. Van der Weide, B.M., 1976. Les methodes d’physica-chimique de la matiere organique. *Bull. Centre Rech. Pau. SNPA*, 10 (1), 39-109.
- Jinhu, D., Wenqing, P., 2016, Accumulation conditions and play targets of oil and gas in the Cambrian subsalt dolomite, Tarim Basin, NW China, *Petrol. Explor. Develop.*, 43, 3, 360-374.
- Jinliang, H., Caineng, Z., Jianzhong, L., Dazhong, D., Sheijiao, W., Keming, C., 2012, Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Southern Sichuan Basin, China, *Petroleum Exploration and Development*, 39, (1), 75-81.
- Kalaitzidis, S., Siavalas, G., Skarpelis, N., Araujo, C. V., ve Christanis, K., 2010. Late Cretaceous coal overlying karstic bauxite deposits in the Parnassus-Ghiona Unit, Central Greece: Coal characteristics and depositional environment. *International Journal of Coal Geology*, 81 (4), 211-226.

- Katz, B. J., 1983. Limitations of 'Rock-Eval'pyrolysis for typing organic matter. *Organic geochemistry*, 4 (3-4), 195-199.
- Ketin, 1966, Anadolu'nun tektonik birilikleri, *M.T.A Dergisi*, 6, 20-34.
- Koralay, D. B., Sarı, A. 2013, Redox conditions and metalorganic carbon relations of Eocene bituminous shales (Veliler/Mengen-Bolu/Turkey). *Energy Source. Part A*. 35. 1597-1607.
- Koç, Ş., Sarı, A. and Çimen, O., 2016, Major and rare earth element contents in sedimentary rocks of the Haymana formation, Ankara, Turkey, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 38, (13), 1918-1928.
- Kareem, J.F and Küpeli, Ş., 2017, Trace including ree+y and organic geochemistry of Kuşakdağı and Gökçepınar formations in the Beyreli (Hadim-Konya) area, central taurides, Southern Turkey: implications for source rock potential, provenance, paleo-environment and tectonic setting, *IOSR Journal of Applied Geology and Geophysics (IOSR-JAGG)*, 1-35.
- Kendall, C.G.C., Alsharhan, A.S., and Marlow, L., 2014, Stratigraphy and depositional systems of the Southern Tethyan region, in L. Marlow, C. Kendall, and L. Yose, eds., *Petroleum systems of the Tethyan region:AAPG Memoir* 106, 29-57.
- Klemme, H.D. and Ulmishek, G.F., 1990, Effective petroleum source rocks of the word: Stratigraphic distribution and controlling depositional factors. *AAPG Bulletin*, 75, (12), 1809-1851.
- Karadirek, S., Özçelik, O., Altunsoy, M., 2019, Environmental aspects and aol quality parameters of Soma, Karapınar and Sahinalı coals in Turkey, *Feb-Fresenius Environmental Bulletin*, 28, (2), 873-878.
- Kleinberg, R., ve Vinegar, H., 1996. NMR properties of reservoir fluids. *The Log Analyst*, 37 (06), 20-32.
- Koca, D., Altunsoy, M., Sarı, A., Güllüdağ, CB., 2015, Pamucakyayla (Antalya) civarı organik kayaçlarındaki ana ve iz elementlerin jeokimyasal davranışları, *S.Ü. Müh. Bilim ve Tekn. Derg.*, 3, (4), 13-28.
- Korkmaz, S. ve Gedik, A., 1990, Mut-Ermenek-Silifke (Konya-Mersin.) havzasında ana kaya fasiyesi ve petrol oluşumunun organik jeokimyasal yöntemlerle incelenmesi, *Türkiye Jeol. Kur. Bült.*, 33, 29-37.
- Korkmaz, S., Gedik, A. ve Pelin, S., 1991, Türkiye'deki bazı tortul havzalara petrol potansiyeli açısından bir bakış, *Jeoloji Mühendisliği*, 39, 5-14.
- Korkmaz, S., Kara-Gülbay, R., ve İztan, Y. H., 2013. Organic geochemistry of the Lower Cretaceous black shales and oil seep in the Sinop Basin, Northern Turkey: An oil source rock correlation study. *Marine and Petroleum Geology*, 43, 272-283.

- Krevelen, D. W., 1961. Coal--typology, chemistry, physics, constitution (Vol. 3): Elsevier Science & Technology.
- Kuşcu, M., Özsoy, R., Özçelik, O., Altunsoy, M., 2016, Trace and Rare Earth Element Geochemistry of Black Shales in Triassic Kasımlar Formation, Anamas-Akseki platform, Western Taurids, Turkey, *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 44, 042012 doi:10.1088/1755-1315/44/4/042012.
- Kurtman, F. Ve Akkuş, M.F., 1971, Doğu Anadolu'daki ara basenler ve bunların petrol olanakları, *MTA Dergisi*, 77, 1-9.
- Küpeli, Ş., 1986, Attepe (Mansurlu-Feke) Yöresinin Demir Yataklar, Selçuk Üniv. Fen Bilimleri Ens., Yüksek Lisans Tezi, 111 s., Konya (yayınlanmamış).
- Küpeli, Ş., 1991, Attepe (Mansurlu-Feke) yöresi demir yataklarının jeolojik, petrografik ve jenetik nicelemesi: *Selçuk Üniv. Fen Bil. Enst., Doktora Tezi*, 227s., Konya (yayınlanmamış).
- Küpeli, Ş., 1998, Attepe (Mansurlu-Feke-Adana) yöresi demir yataklarının jeolojisi ve kökeni, Cumhuriyet Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Dergisi Seri A, 15 (1), 101-118.
- Küpeli, Ş., Ayhan, A., Karadağ, M.M., Arık, F., Döyen, A., Zedef, V., 2006, Attepe (Feke-Adana) Demir Yataklarındaki Siderit Mineralizasyonun C, O, S ve Sr İzotop Çalışmaları ve Jenetik Bulgular, Türkiye Jeoloji Kurultayı, 143.
- Küpeli, Ş., Karadağ, M.M., Ayhan, A., Döyen, A., Arık, F., 2007. C, O, S and Sr isotope studies on the genesis of Fe-carbonate and barite mineralizations in the Attepe iron district (Adana, Southern Turkey). *Chem. Der Erde*, 67, 313-322.
- Küpeli, Ş., 2010, Trace and rare-earth element behaviors during alteration and mineralization in the Attepe iron deposits (Feke-Adana, Southern Turkey), *Journal of Geochemical Exploration*, 105 (3), 51-74.
- Lafargue, E., Marquis, F., ve Pilot, D., 1998. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies. *Revue de l'Institut français du Pétrole*, 53 (4), 421-437.
- Langford, F., ve Blanc-Valleron, M.M., 1990. Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolizable hydrocarbons vs. total organic carbon (1). *AAPG Bulletin*, 74 (6), 799-804.
- Laughrey, D., C., 2009. Applied petroleum geology and geochemistry for thermogenic shale-gas evaluation. Weatherford Laboratories, Golden, Colorado V2, 57.
- Law, C. A., 1999. Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. Chapter 6: Evaluating Source Rocks.

- Lee, H.T., 2010. Statistical analysis of relations between petrographic and geochemical indices of oil generation potential in organic matter. *Carbonates and evaporites*, 25 (4), 303-323.
- LePain, D. L., Blodgett, R. B., ve Clough, J. G., 2003. Sedimentology and hydrocarbon source rock potential of Miocene-Oligocene strata, McGrath Quadrangle: An outcrop analog for the Holitna basin: Division of Geological & Geophysical Surveys.
- Liu, W.; Liu, J.; Cai, M.; Luo, C., Shi, X.; Zhang, J., *Pet. Res.*2017. Pore evolution characteristic of shale in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin. 2, 291—300.
- Li, Z., Zhang, K., Song, Y., Jiang, Z., Liu, X., Jiang, S., Jia, C., Huang, Y., Liu, W., Wen, M., Wang, P., Liu, T., Xie, X., Shan, C., Wang, X., 2019, Division of shale sequences and prediction of the favorable shale gas intervals: an example of the Lower Cambrian of Yangtze Region in Xiuwu Basin, *Open Geosci.* 11, 183-195.
- Lucius, M. 1927. Antitoros silsilesinde Zamantı suyu ile Göksu arasındaki Faraşa Demir Madeni zuhurunda yapılan Jeolojik Taharriyet hakkında rapor: MTA rap, No: 421, 84s. (yayınlanmamış).
- Magara, K., 1992. Efficiency of petroleum concentration in major petroliferous basins. *Journal of Petroleum Geology*, 15 (1), 71-86.
- Makky, A. F., El Sayed, M. I., El-Ata, A. S. A., El-Gaied, I. M. A., Abdel-Fattah, M. I., ve Abd-Allah, Z. M., 2014. Source rock evaluation of some upper and lower Cretaceous sequences, West Beni Suef Concession, Western Desert, Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 23 (1), 135-149.
- Massoud, M., ve Kinghorn, R., 1985. A new classification for the organic components of kerogen. *Journal of Petroleum Geology*, 8 (1), 85-100.
- Mendonça Filho, J., Carvalho, M., Menezes, T., ve Dutra, T., 2002. Palinofácies. Técnicas e Procedimentos para o Trabalho com Fósseis e Formas Modernas Comparativas. Unisinos, 1, 20-24.
- Mendonça Filho, J. G., Menezes, T. R., de Oliveira Mendonça, J., de Oliveira, A. D., da Silva, T. F., Rondon, N. F., ve da Silva, F. S., 2012. Organic facies: palynofacies and organic geochemistry approaches *Geochemistry-Earth's System Processes: InTech*.
- Momper, J. A., 1978. Oil migration limitations suggested by geological and geochemical considerations.
- Moore, D.M., and Reynolds, R.C. Jr., 1989.: —X-Ray Diffraction and the Identification and Analysis of Clay Minerals,|| New York City: Oxford University Press.
- Nordeng, H., S., 2012. Basic Geochemical Evaluation of Unconventional Resource Plays. *Geo news*, 14-17.

- O'Brien, N.R., 1971. Fabric of Kaolinite and Illite Floccules. *Clays Clay Miner.*, 19, 353-359.
- Özcan, K., 2012. Petrol Jeolojisi Çalışma Notları. Yayınlanmamış., 14-16
- Okay, A. and Tüysüz, O. 1999., Tethyan sutures of Northern Turkey. In: Durand, B. Jolivet, L. Horváth, F. And Séranne, M. (eds), *The Mediterranean Basins: Tertiary Extension Within the Alpine Orogen. Geological Society, London, Special Publications* 156. 475-515.
- Özgül, N., 1971, Orta Torosların Kuzey Kesiminin yapısal gelişiminde blok hareketlerinin önemi, *Türkiye Jeol. Kur. Bült.*, 14, 75-87.
- Özgül, N., Metin, S. ve Dean W. T. 1972. Doğu Toroslar'da Tufanbeyli ilçesi (Adana) dolayının Alt paleozoyik stratigrafisi ve faunas: *MTA Enst. Derg.*, 79, 9-17.
- Özgül, N., Metin, S., Goğer, E., Bingöl, E., Baydar, O. ve Erdoğan, B., 1973. Tufanbeyli dolayının (Doğu Toroslar, Adana) Kambriyen-Tersiyer kayaları: *Türkiye Jeol. Kur. Bült.*, 16, 39-52.
- Özgül, N. 1976. Torosların Bazı Temel Jeoloji Özellikleri: *TJK Bülteni*, 19, (1), 65-78.
- Özgül, N. Ve Kozlu H. 2002. Kozan-Feke (Doğu Toroslar) Yöresinin Stratigrafisi ve Yapısal Konumu ile İlgili Bulgular: *Türkiye Petrol Jeologlar Derneği Bülteni*, 14, (1), 1-36.
- Özgül, N. 2006. Toroslar'n Paleozoyik yaşta baz kaya stratigrafisi birimleri. Stratigrafi komitesi 6. Çalıştayı (Toros Kuşağı ve Güneydoğu Anadolu Bölgesi Prekambriyen-Paleozoyik Kaya birimlerinin litostratigrafisi adlandırmaları): *Bildiri Özleri*, 1-8, Ankara.
- Öncel, S. 1989. Sazak-Karaköy-Delialiüşağı (Yahyal-Kayseri) Köyleri Arasının Jeolojisi ve Maden Yatakları: Selçuk Üniv. Fen Bil. Enst., Yüksek Lisans Tezi, 89 s., Konya. (yayınlanmamış).
- Özbudak, N., Yoldaş, R., Yüksel, V. Ve Ünalın, G., 1983, Alakır-1 kuyusunun (Batı Toroslar) jeolojik özellikleri, *Petrol işleri Genel Müdürlüğü Dergisi*, 28, 109-122.
- Özçelik and Altunsoy, 1996, Clastic petrofacies, provenance and organic facies of the Bozbel Formation (lutetian) in the Eastern Sivas Basin (Turkey), *Marine and Petroleum Geology*, 13, (5), 493-501.
- Özçelik, O. and Altunsoy, M., 2000, Organic facies characteristics of quaternary sediments, Gulf of Izmit, Marmara Sea, Turkey, *International Geology Review*, 42, (1), 1017-1029.
- Özçelik, O. and Altunsoy, M., 2005, Organic geochemical characteristics of Miocene bituminous units in the Beypazari Basin, Central Anatolia, Turkey. *Saudi Arabia*, N. P., web.

- Özçelik, O., Altunsoy, M., Acar, F., Erik, NY., 2009, Organic-geochemical characteristics of the Miocene Lycian Basin, western Taurides, Turkey *International Geology Review* 51, (1), 77-93.
- Özçelik, O., Altunsoy, M., Hokerek, S., Ünal, N., Kuşçu, M., 2015, Organic Facies characteristics of the Triassic Ispartaçay Formation, Antalya Nappes, Western Taurus, Turkey *Procedia Earth and Planetary Science*, 15, 225-230.
- Özçelik, O., Pehlivanlı, BY., Sarı, A., Altunsoy, M., Hokerek, S., Ünal, N., 2016, Geochemical characteristics of major and trace element in sahinali Coals, Aydin, Turkey, *Energy Source, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 38, (10), 1435-1447.
- Özçelik, O., Altunsoy M., Erik, NY., Hokerek, S., Ünal, N., Kuşçu, M., 2017, Biomarker Characteristics of Triassic Kasimlar Formation; Akseki-Anamas Platform, Western Taurus, *Turkey Journal of Scientific and Engineering Research*, 4, (6), 141-147.
- Özdemir, A., Palabıyık, Y., 2019, A Review of Paleozoic-Miocene Petroleum Source Rocks of Turkey by Paleogeographic And Paleotectonic Data: New Interpretations and Major Outcomes, *7 th International Symposium on Academic Studies in Science; Engineering and Architecture Sciences, November 15-17, Ankara, Turkey, Proceedings*, 689-725.
- Passey, Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L., Klimentidis, R. And Sinha, S., 2010, From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs, *Exxon Mobil Upstream Research Co. Copyright Society of Petroleum Engineers*, 1-29.
- Peters, K. E., ve Moldowan, J. M., 1993. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments, Book.
- Philipp, W., Drong, H., Füchtbauer, H., Haddenhorst, H., ve Jankowsky, W., 1963. The history of migration in the Gifhorn Trough (NW-Germany). *Proc 6th World Petroleum Congr Frankfurt,(1963) Sect, 1, 457-481.*
- Pehlivanlı, B.Y ., 2019, Factors controlling the paleo-sedimentary conditions of Çeltek oil shale, Sorgun-Yozgat/Turkey, *Bull. Min. Res. Exp.*, 158, 251-263.
- Ronov, A., 1958. Organic carbon in sedimentary rocks (in relation to the presence of petroleum). *Geochemistry*, 5, 497-509.
- Robertson, A.H.F. and Dixon, J.D., 1984, Introduction: aspects of the geological evolution of the eastern mediterranean. In: Dixon, J.E. and Robertson, A.H.F. (eds) *The Geological Evolution of the Eastern Mediterranean. Geological Society, London, Special Publications*, 17, 1-74.
- Ruofei, Y., Yuce, W. And Jian, C., 2014, Cretaceous source rocks and associated oil and gas resources in the world and china: A review, *Pet. Sci.*, 11, 331-345.

- Sarı, A., Aliyev, S. A., 2005, Source Rock Evaluation of The Lacustrine Oil Shale Bearing Deposits, Göynük/Bolu, Turkey. *Energy Sources*, 27, (3), 271-279.
- Sarı, A., Aliyev, S. A., 2006. Organic Geochemical Characteristics of the Paleocene-Eocene Oil Shales in the Nallıhan Region, Ankara, Turkey, *Petroleum Science and Engineering*, 53, 123-134.
- Sarı, A., Koca, D., Döner, Z., and Aliyev, S. A., 2012, Nature of organic matter, thermal maturation and hydrocarbon potential of the çamalan formation in Central Anatolian Basin, Nallıhan/Ankara, Turkey. *International Scientific journal "Stratigraphy and Sedimentology of Oil-Gas Basins"*, 2, 10-23.
- Sarı, A. Vosoughi Moradi, A., Akkaya, P., 2015a, Evaluation of source rock potential, matrix effect and applicability of gas oil ratio potential factor in Paleocene Eocene bituminous shales of Çamalan Formation, Nallıhan-Turkey. *Marine and Petroleum Geology*. 67, 180-186.
- Sarı, A., Moradi, A.V., Kulaksız, Y., Yurtoğlu, A., 2015b, Evaluation of the hydrocarbon potential mineral matrix effect and gas-oil ratio potential of oil shale from the kabalar Formation, Göyunük, Turkey. *Oil Shale*, 32, (1), 25-41.
- Sarı, A., Döner, Z., Koca, D., and Aliyev, S. A., 2016, Source rock characteristics of Eocene bituminous shales and the effect of redox conditions on source rock potential, Nallıhan (Ankara) Central Anatolian Basin. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. Volume 38, No. 2, 227-235.
- Saxby, J., 1976. Chemical separation and characterization of kerogen from oil shale. *Oil Shale*, 5, 103-128.
- Selley, R., 1985. *Elements of petroleum geology*, Book.
- Shalaby, M. R., Hakimi, M. H., ve Abdullah, W. H., 2011. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation modeling of the Jurassic source rocks in the Shoushan Basin, north Western Desert, Egypt. *Marine and Petroleum Geology*, 28 (9), 1611-1624.
- Shalaby, M. R., Hakimi, M. H., ve Abdullah, W. H., 2013. Modeling of gas generation from the Alam El-Bueib Formation in the Shoushan Basin, northern western Desert of Egypt. *International Journal of Earth Sciences*, 102 (1), 319-332.
- Sonel, N., 1985. *Petrol Jeolojisi*. Ankara Üniversitesi Fen Fakültesi Yayınları, Ankara.
- Stach, E., 1982. *Stach's textbook of coal petrology*.
- Sorkhabi, R., 2010. Why So Much Oil in the Middle East ?. *Geoexplro*, 7, 1.
- Şengör, AMC., Satır, M. and 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, 693-707.

- Suárez-Ruiz, I., Flores, D., Mendonça Filho, J. G., ve Hackley, P. C., 2012, Review and update of the applications of organic petrology: Part 1, geological applications. *International Journal of Coal Geology*, 99, 54-112.
- Summons, R., Hallmann, C., ve Sepulveda, J., 2010, 12.158/12.458 Molecular Biogeochemistry, Fall 2010.
- Tao, S., Shan, Y., Tang, D., Xu, H., Li, S., ve Cui, Y., 2016, Mineralogy, major and trace element geochemistry of Shichanggou oil shales, Jimusaer, Southern Junggar Basin, China: Implications for provenance, palaeoenvironment and tectonic setting. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 432-445.
- Tulan, E., Sachsenhofer, R.F., Tari, G., Flecker, R., Fairbank, V., Pupp, M., Ickert, R.B., 2020, Source rock potential and depositional environment of the Lower Oligocene İhsaniye Formation in NW Turkey (Thrace, Karaburum). *Turkish Journal of Earth Sciences*. 29, (1), 64-84.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984, Petroleum formation and occurrence, 2nd edition, *Springer*, Berlin, 699.
- Tekeli, O., 1980, Toroslarda Aladağların Yapısal Evrimi: TJK Bülteni, 23, 11-14.
- Ulmishek, G.F. and Klemme, H.D., 1991, Depositional controls, distribution and effectiveness of world's petroleum source rocks. *U.S. Geological Survey*, 59 p.
- Ünal, G., 1984, Alakır-1 sondajında (Finike) kaynak kaya incelemeleri, *MTA raporu no: 7483*.
- Ünlü, T. Ve Stendall, H., 1986, Divriği Bölgesi demir yatakların element korelasyonu ve jeokimyas (Orta Anadolu-Türkiye), *TMMOB Jeoloji Müh. Odas Derg.*, 28, 5-19.
- Ünal, N., Hokerek, S., Altunsoy, M., Özçelik, O., Erik, NY., 2014, The Biomarker Properties and Comparisons of Sahinali, Beypazarı and Karapınar (Turkey) Coaly Plio-Miocene Depositions, *Energy Procedia*, 59, 142-149.
- Vandenbroucke, M., ve Largeau, C., 2007. Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*, 38 (5), 719-833.
- Wang, Q., Zou, H., Hao, F., Zhu, Y., Zhou, X., Wang, Y., Liu, J., 2014, Modeling hydrocarbon generation from the Paleogene source rocks in Liaodong Bay, Bohai Sea: A study on gas potential of oil-prone source rocks. *Organic geochemistry*, 76, 204-219.
- Williams, K.E., 2013, Source rock reservoirs are a unique petroleum system, Search and Discovery Article, adapted from poster presentation given at AAPG 2013 Annual Convention and Exhibition, Pittsburg, Pennsylvania, May 19-22.

- Waples, D.W., 1994, Maturity modelling: Thermal indicators, hydrocarbon generation, and oil cracking, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 60, 285-306.
- Waples, D.W. and Hegarty, K., 1999, Seychelles thermal history, hydrocarbon generation traced, *Oil and Gas Journal: International petroleum news and technology*, 97, (21), 78-81.
- Yalçın Erik, N., Özçelik, O., Altunsoy M., Illeez, H.I., 2005, Source-Rock Hydrocarbon Potential of the Middle Triassic-Lower Jurassic Cudi Group Units, Eastern Southeast Turkey, *International Geology Review*, 47, (4), 398-419.
- Yalçın Erik, N., Özçelik, O., Altunsoy, M., 2006, Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of S2 vs. TOC: Middle Triassic-Lower Jurassic units, eastern part of SE Turkey, *Journal of petroleum Science and Engineering*, 53, (1-2), 34-46.
- Yavuz, B., Sarı, A., Koç, Ş., Koca, D., Koralay, D.B., 2008, organik madde içeren Tarasçı formasyonu kireçtaşlarında tespit edilen iz element zenginleşmeleri “(Orta Toroslar/Türkiye)”, III. *Ulusal Jeokimya Semp. 16-18 Ekim TÜBİTAK-BUTAL, BURSA*.
- Yang, Z., Hou, L. And Tao, S., 2015, Formation condition and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil. *Petroleum Exploration and Development*, 42, (5), 556-565.
- Xia, L.W., Cao, J., Wang, M., Mi, J.L., Wang, T. T., 2019, A review of carbonates as hydrocarbon source rocks: basic geochemistry and oil-gas generation, *Petroleum Science*, 16, 713-728.
- Xue, H., Jiang, P., Xu, R., Zhao, B., Shangwen, Z., 2016, Characterization of the reservoir in Lower Cambrian shale of shale of south Sichuan Basin, China, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, 150-159.
- Zhu, G., Chen, Z., Zhang, Y., Xing, X., Debo, M., 2016, Discovery and basic characteristics of high-quality source rocks found in the Yuertusi Formation of the Cambrian in Tarim Basin, China, *Journal of Natural Gas Geoscience*, 1, 21-33.

