



T.C.
KONYA TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

HANÖNÜ (AKPINAR GÜNEYİ, KONYA)
ÇEVRESİNDEKİ ÜST TRIYASİK – ALT
JURASİK KIZILÖREN FORMASYONU
BİTÜMLÜ KİREÇTAŞLARININ KAYNAK
KAYAÇ ÖZELLİKLERİNİN İNCELEMESİ

Onur GÜNDÜZ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

AĞUSTOS-2020
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

TEZ KABUL VE ONAYI

Onur GÜNDÜZ tarafından hazırlanan “Hanönü (Akpinar güneyi, Konya) çevresindeki Üst Triyasik – Alt Jurasik Kızılören formasyonu bitümlü kireçtaşlarının kaynak kayaç özelliklerinin incelemesi” adlı tez çalışması 27/08/2020 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Konya Teknik Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

İmza

Başkan

Prof. Dr. Ahmet KOÇAK

.....

Danışman

Doç. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN

.....

Üye

Dr. Öğr. Üyesi Adnan DÖYEN

.....

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Prof. Dr. Saadettin Erhan KESEN
Enstitü Müdürü

Bu tez çalışması KTUN BAP tarafından 191007036 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.

Onur GÜNDÜZ

Tarih: 27.08.2020



ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

HANÖNÜ (AKPINAR GÜNEYİ, KONYA) ÇEVRESİNDEKİ ÜST TRIYASİK – ALT JURASİK KIZILÖREN FORMASYONU BİTÜMLÜ KİREÇTAŞLARININ KAYNAK KAYAÇ ÖZELLİKLERİNİN İNCELEMESİ

Onur GÜNDÜZ

**Konya Teknik Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı**

Danışman: Doç. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN

2020, 70 Sayfa

**Jüri
Doç. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN
Prof. Dr. Ahmet KOÇAK
Dr. Öğr. Üyesi Adnan DÖYEN**

Bu çalışmada Hanönü (Akpınar güneyi, Konya) çevresini kapsayan muhtemel petrol sahasındaki Geç Triyas - Erken Jura yaşlı Kızılören formasyonu karbonatlarının kaynak kayaç özelliği taşıyıp taşımadığının belirlenmesi amaçlanmıştır. Dolayısıyla, Kaynak kayaçtan toplanan numuneler üzerinde kaya-eval pirolizi ve palinofasiyes analizleri yapılarak, örneklerin içerdiği organik madde miktarı, olgunlaşma derecesi ve gaz ya da petrol üretip üretemeyeceği gibi özellikler ve paleoortamsal özellikler belirlenmeye çalışılmıştır. İnceleme alanımızda kireçtaşları şeklinde gözlenen Kızılören formasyonu, koyu gri, gri renkli, ince-orta tabakalı seviyeler sunmakta ve yoğun kalsitik damarlar ile sitilolitler içermektedir. Kızılören kireçtaşları ince kesit incelemesinde %0-28 fosil, %0-25 pellet, %0-7 intraklast, %0-2 ooid, %49-99 mikrit, %0-12 sparit bulunarak kayaçta çamurtaşı, vaketaşı ve istif taşı fasiyesleri tanımlanmıştır.

Kaya-eval piroliz sonuçlarına göre Kızılören formasyonu örneklerinin toplam organik karbon içeriği çok düşük (<%5) olup, zayıf kaynak kaya özelliği göstermektedir. Bu durum, Kızılören formasyonu örneklerinin S2 değerlerinin de çok düşük (<2.5 mg/g) olması ile de desteklenmektedir. Kızılören formasyonunun inceleme alanımızdaki kısmında toplam organik karbon miktarının çok düşük olması (<%5), çökeltme ortamı şartlarının organik madde birikimi için pek uygun olmadığını göstermektedir. Dolayısıyla Kızılören formasyonunun çökeldiği ortam sığ denizel ve oksijen açısından zengin bir ortamdır.

Kızılören formasyonu örneklerindeki hidrojen indeksi değerlerinin düşük ve orta, oksijen indeksi değerlerinin ise orta ve yüksek olduğu gözlenmiştir. Dolayısıyla, bu değerler Kızılören formasyonu kireçtaşlarının karışık Tip II/III kerojene sahip olduğunu vurgulamaktadır. Kerojen oluşturan materyalin Kızılören formasyonu kireçtaşlarının çökeldiği ortamda ya çok az olduğu ya da korunma oranının düşük olduğu sonucuna varılmıştır.

Kızılören formasyonu örneklerinin Tmax değerleri Hanönü kesitinde 337–451°C, Küllükgözü kesitinde 430– 449°C arasında değişmekte olup olgun evreye düşmektedir. Bu da Kızılören formasyonu numunelerinin çoğunun petrol penceresinde olduğunu ifade etmektedir.

Karışık hidrokarbon kaynaklarını gösteren Kızılören formasyonu örneklerinin vitrinit değerleri, olgunluk (petrol penceresi) aralığına düşmektedir. Kızılören formasyonu üretim indeksi düşük olup, Hanönü kesitinde tüm örnekler olgun alana düşerken, Küllükgözü kesitinde ise çoğunlukla olgun alana düşmektedir.

Kızılören formasyonu örnekleri genel olarak, orta-iyi korunmuş, az miktarda palinomorf ve az-orta-bol mertebesinde organik madde içeriğine sahiptir. Örneklerimizin tamamında geniş stratigrafik yayılıma (Paleozoyik-Güncel) sahip Bisaccate pollen baskın olarak gözlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Kaynak kaya, Kızılören formasyonu, palinofasiyes, petrol, piroliz

ABSTRACT

MS THESIS

INVESTIGATION OF SOURCE ROCK CHARACTERISTICS OF BITUMINOUS LIMESTONES OF UPPER TRIASSIC-LOWER JURASSIC KIZILÖREN FORMATION AT AROUND HANÖNÜ (SOUTH OF AKPINAR, KONYA)

Onur GÜNDÜZ

**Konya Technical University
Institute of Graduate Studies
Department of Geological Engineering**

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN

2020, 70 Pages

**Jury
Assoc. Prof. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN
Prof. Dr. Ahmet KOÇAK
Assist. Prof. Dr. Adnan DÖYEN**

In this study, it was aimed to determine whether the carbonates of Late Triassic -Early Jurassic the Kızılören Formation in the possible oil field including Hanönü (south of Akpınar, Konya) have source rock characteristics. Therefore, by performing rock-eval pyrolysis and palinofacies analyzes on the samples collected from the source rock, the properties and paleoenvironmental features such as the amount of organic matter contained in the samples, the degree of maturation and whether they can produce gas or oil were tried to be determined. The Kızılören Formation, observed in the form of limestones in our study area, offers dark gray, gray colored, thin to medium bedded levels and contains dense calcitic veins and, stylolites. In the Kızılören limestone thin section investigation, 0-28% fossil, 0-25% pellet, 0-7% intraclast, 0-2% ooid, 49-99% micrite, 0-12% sparite were found and mudstone, wackestone and packstone facies were identified in the rock.

According to the rock-eval pyrolysis results, the total organic carbon content of the Kızılören Formation samples is very low ($<0.5\%$) and it shows weak source rock feature. This is supported by the very low S₂ values (<2.5 mg/g) of the Kızılören Formation samples. The low total amount of organic carbon ($<0.5\%$) in the part of the Kızılören Formation in our study area indicates that the deposition environment conditions are not very suitable for organic matter accumulation. Therefore, the environment where the Kızılören Formation deposits is shallow marine and rich in oxygen.

It was observed that the hydrogen index values in the Kızılören Formation samples were low and medium, and the oxygen index values were medium and high. Therefore, these values emphasize that the limestones of the Kızılören Formation have mixed Type II/III kerogen. It was concluded that the kerogen-forming material was either too little or the protection rate was low in the environment where the Kızılören Formation limestones were deposited.

The T_{max} values of the Kızılören Formation vary between 337 –451^oC in the Hanönü section and 430–449^oC in the Küllükgözü section, and our samples fall into the mature phase, which means that most of our samples are in the oil window.

The vitrinite values of the Kızılören Formation samples showing mixed hydrocarbon sources fall within the range of maturity (oil window). The production index of the Kızılören Formation is low, while all samples in the Hanönü section fall into the mature area, in the Küllükgözü section, they mostly fall into the mature area.

The Kızılören Formation samples are generally medium-well preserved, small amount of palynomorphs and organic matter content of the order of low-medium-abundant. Bisaccate pollen with a wide stratigraphic spread (Paleozoic-Recent) was dominantly observed in all of our samples.

Keywords: Kızılören Formation, palynofacies, petroleum, pyrolysis, source rock

ÖNSÖZ

Ülkemizin teknoloji ve sanayi alanında gelişmesine paralel olarak, enerji kaynaklarına duyulan ihtiyacın artması ve bu konuda dışarıya bağımlılığımızı en aza indirmeye isteği bizleri ülkemiz sınırları içerisinde bulunma ihtimali olan enerji kaynaklarını araştırmaya teşvik etmiştir. Milli kaynaklarımızın kullanılması bu sürece ivme kazandıracak için biz mühendislerin üzerine düşen görev ise gerekli çalışma ve araştırmalar yaparak tüm insalığın faydasına veri ve bilgi üretmektir.

Bu çalışmamın hazırlanması aşamasında ve nihai hale getirilmesi sürecinde engin bilgi ve tecrübeleriyle bana ışık tutan sayın Doç. Dr. A. Müjdat ÖZKAN'a, destek ve görüşlerini karşılıksız bir şekilde esirgemeyen değerli arkadaşım Osman Fatih KAYA'ya ve bu süreç boyunca her zaman yanımda olan ve destekleriyle beni gururlu kılan sevgili aileme de ayrıca teşekkür ederim.

Onur GÜNDÜZ
KONYA-2020

İÇİNDEKİLER

1. GİRİŞ.....	1
2. KAYNAK ARAŞTIRMASI.....	3
3. MATERYAL VE YÖNTEM	10
3.1. Literatür taraması:	10
3.2. Saha Çalışmaları:.....	10
3.3. Laboratuvar Çalışmaları:	15
3.4. Büro Çalışmaları:	15
4. STRATİGRAFİ	20
4.1. Aladağ Formasyonu (PTa)	20
4.2. Kızılören Formasyonu (TJk)	1
4.3. Ulumuhsine Formasyonu (Ngu)	2
4.4. Küçükmuhsine Formasyonu (Ngk)	3
4.5. Yürükler Formasyonu (Ngy)	4
4.6. Topraklı Formasyonu (NgQt)	5
5. KIZILÖREN FORMASYONUNUN PETROGRAFİK ÖZELLİKLERİ.....	1
5.1. Hanönü (ÖSK-A) Ölçülü Stratigrafi Kesiti Örneklerinin Petrografisi	1
5.2. Küllükgözü (ÖSK-B) Ölçülü Stratigrafi Kesiti Örneklerinin Petrografisi.....	5
6. KIZILÖREN FORMASYONU KAYA-EVAL JEOKİMYASI.....	9
6.1. Kızılören Formasyonu Organik Zenginlik ve Hidrokarbon Potansiyeli	12
6.2. Kızılören Formasyonu Toplam Organik Karbon (TOK)	13
6.3. Kızılören Formasyonu Hidrojen Endeksi ve Oksijen Endeksi	15
6.4. Kızılören Formasyonu Termal Olgunluk – Tmax.....	17
6.5. Kızılören Formasyonu Termal Olgunluğu - Vitrit Yansıma	20
6.6. Kızılören Formasyonu Thermal Olgunluk - Üretim Endeksi (PI)	22
7. KIZILÖREN FORMASYONU PALİNOFASİYES ÖZELLİKLERİ	24
7. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	37
7.1. Sonuçlar	37
7.2. Öneriler	38
KAYNAKLAR	39
ÖZGEÇMİŞ	45

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

As	: Arsenik
Ba	: Baryum
Ca	: Kalsiyum
Cd	: Kadmiyum
Co	: Kobalt
Cr	: Krom
Cu	: Bakır
Fe	: Demir
H ₂ S	: Hidrojen Sülfür
HCl	: Hidrojen Klorür
K	: Potasyum
Mg	: Magnezyum
Mn	: Mangan
Mo	: Molibden
Na	: Sodyum
Ni	: Nikel
P	: Fosfor
Pb	: Kurşun
Rb	: Rubidyum
Sb	: Antimon
Si	: Silisyum
Sr	: Stronsiyum
Ti	: Titanyum

U	: Uranyum
V	: Vanadyum
Zn	: Çinko
Zr	: Zirkonyum

Kısaltmalar

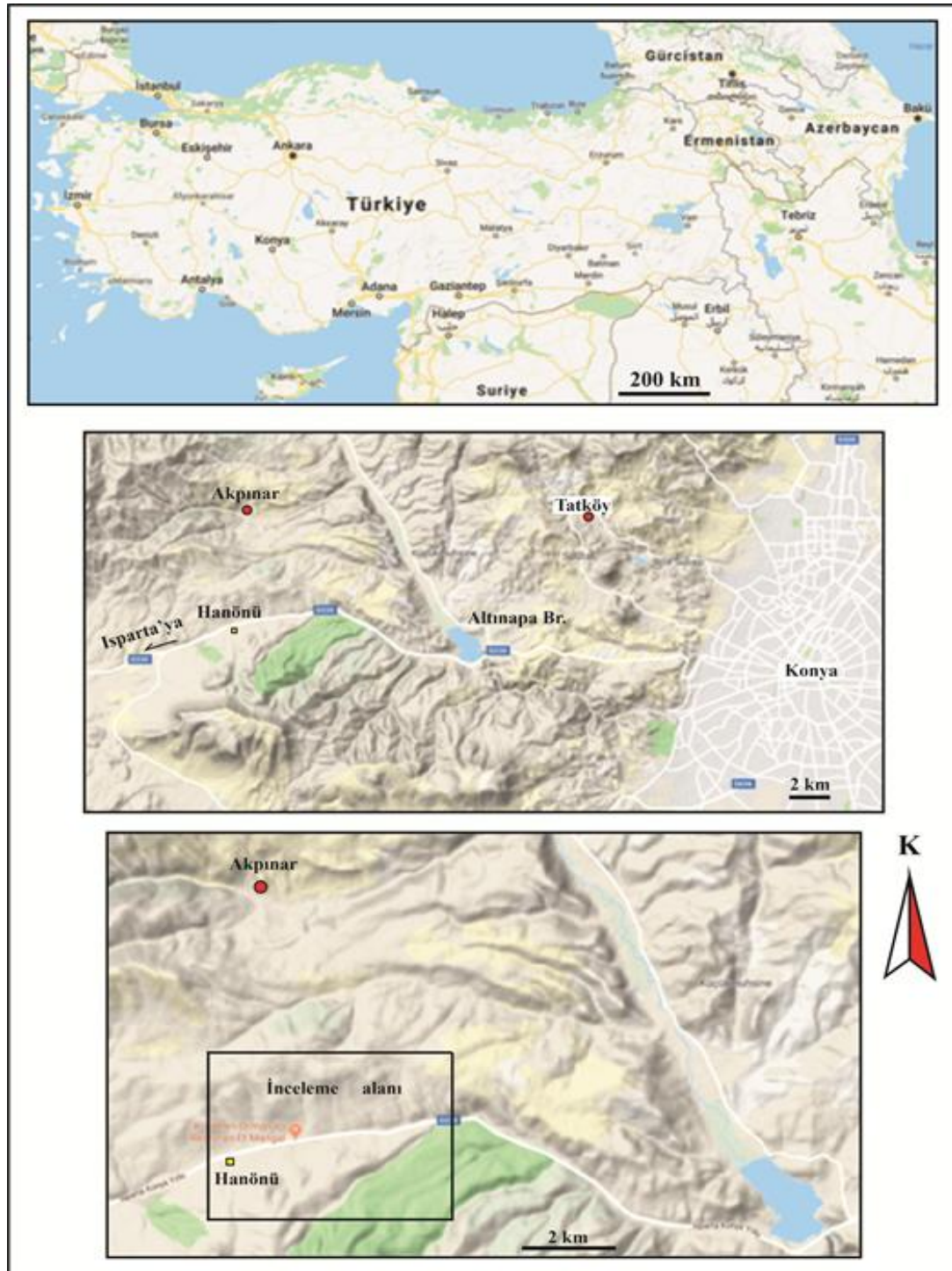
3D	: Üç boyut
BK	: Beydili kayası
BD	: Beydili
GKS	: Göksarlık Tepe
HI	: Hidrojen indeksi
KPZ	: Kepez Tepe
KTUN	: Konya Teknik Üniversitesi
OI	: Oksijen indeksi
ÖSK	: Ölçülü stratigrafik kesit
PI	: Üretim indeksi
SCI	: Spor renk indeksi
TK	: Tekirler
TOK	: Toplam organik karbon
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TSP	: Taşpınar
Tmax	: Termal olgunluk
TR	: Türkiye

1. GİRİŞ

Türkiye karasal anlamda petrol ve doğal gaz açısından zengin ülkelerden birisi olmayıp, son çalışmalarda denizel kıta sahanlığı anlamında zengin bir rezerve sahip ülkelerden olduğu belirtilmektedir. Ancak, denizel kıta sahanlığımızda petrol ve doğal gaz arama ve sondaj çalışmalarında bazı sıkıntılarımızın olması, bizleri karasal alanlarda daha fazla arama çalışmasına da yönlendirmektedir. Çalışma alanımızda ve Konya yöresinde Kızılören formasyonu karbonatları ile ilgili olarak herhangi bir kaynak kaya çalışmasının olmaması ve bu formasyonun organik madde içeriğinin yüksek (petrol ve/veya gaz üretebilecek seviyede) olabileceğinin düşünülmesi, bizi bu çalışmaya yönlendirmiştir.

Bu çalışmada Hanönü (Akpınar güneyi, Konya) çevresini kapsayan (Şekil 1.1) muhtemel petrol sahasındaki Geç Triyas-Erken Jura yaşlı Kızılören formasyonu karbonatlarının kaynak kayaç özelliği taşıyıp taşımadığının belirlenmesi amaçlanmıştır. Kaynak kayaçtan toplanan numuneler üzerinde toplam organik karbon (TOK) pirolizi ve palinofasiyes analizleri yapılarak, örneklerin içerdiği organik madde miktarı, olgunlaşma derecesi ve gaz ya da petrol üretip üretemeyeceği gibi özellikler ve paleoortamsal özellikler belirlenecektir.

Hanönü güneyinden (ÖSK-A) ve Küllükgözü kuzeyinden (ÖSK-B) olmak üzere çalışma alanından iki adet ölçülü stratigrafi kesiti hatları boyunca amaca uygun aralıklarla örnekler alınmıştır.



Şekil 1.1. İnceleme alanının yer bulduru haritası

(Google Maps: <https://www.google.com/maps/@38.0369777,32.4285516,11.25z/data=!5m1!1e4>)

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

Literatürde Kızılören formasyonu ile ilgili olarak daha önce yapılmış petrol jeolojisine yönelik herhangi bir jeokimyasal çalışmaya rastlanılmamıştır.

Orta Toroslarda Aladağ Birliği formasyonlarının çökelme ortamları ve kaynak kaya değerlendirmesi konulu çalışmalarında Yurtsever ve ark. (2000), Sarıveliler ve Aydıncık bölgelerinde yer alan beş farklı stratigrafi kesitinden topladıkları yüzey örneklerini çalışmışlardır. Araştırmacılar, Aladağ Birliği formasyonlarının her iki bölgede de Geç Devoniyen-Kretase boyunca var olan karbonat platformunun gel-git ortamı, sınırlı su dolaşımının olduğu lagünler ve resiflerin de gelişebildiği sığ shelf alanlarında çökeldiklerini, Jeokimyasal verilerin (TOK içeriği, Tmax ve HI değerleri) ve organik petrografi (Spor-Polen Renk İndeksi) sonuçlarının, Rock-Eval piroliz ve alttan aydınlatmalı mikroskop kullanarak elde ettiklerini belirtmişlerdir. Araştırmacılar, Aydıncık bölgesinde, Dikenlidere formasyonunun (Karbonifer) yeterli TOK içeriğine (> %0.5) sahip olmasına rağmen, Akdere (Üst Devoniyen) ve Cevizli (Permiye n) formasyonlarının kaynak kaya potansiyeline sahip olmadığını, Sarıveliler bölgesinde, sadece Cevizli formasyonunun %0.5'in üzerinde TOK değerine sahip seviyeleri içerdiğini vurgulamışlardır. Araştırmacılar ayrıca, HI, Tmax ve SCI değerlerinin Aladağ Birliği formasyonlarından alınan bütün kaynak kaya örneklerinin aşırı olgun ve egemen organik madde tipinin Tip III kerojen (kömürsü) olduğunu gösterdiğini, ancak, bol orandaki algal üretimliliği sağlayan çökelme ortam koşullarının başlıca Tip I (algal kerojen) organik maddenin varlığını işaret ettiğini belirtmişlerdir.

Beyşehir (Konya) yöresinde yaptıkları “microtextural characteristics and origin of dolomites in the Tepearası Formation” konulu çalışmalarında Tekin ve Sarı (2002), Geyikdağı Grubuna ait Dogger yaşlı, egemen olarak masif kireçtaşı ve grimsi dolomitlerden oluşan litolojileri petrografik olarak; homojen, benekli (sadle kristalin) ve çatlak dolgusu dolomitlerin erken ve geç diyajenetik olarak iki farklı safhada oluştuğunu belirtmişlerdir. Araştırmacılar, erken diyajenetik dolomitlerin aşırı tuzlu (Mg’ca zengin) ve tatlı su karışım zonu kontrolünde oluştuğunu, geç diyajenetik dolomitlerin ise kısmen tektonik etki kontrolünde geliştiğini ifade etmişlerdir.

Beyşehir (Ankara) kuzeyinde Miyosen yaşlı bitümlü birimlerin organik jeokimyasal özellikleri konulu çalışmada Özçelik (2002), Beyşehir (Ankara) kuzeyinde Miyosen yaşlı birimlerin çakıltası, aglomera, kumtaşı, silttaşı, kiltaşı, linyit, bitümlü şeyl, kireçtaşı ve tüflerden oluştuğunu, linyit seviyesinin üzerinde bulunan

bitümlü bölümlerin bölgede oldukça yaygın olduğunu, birimde ölçülen toplam organik karbon değerlerinin herbir lokasyon için değişiklik göstermekte olduğunu, %0.37'den %7.07'ye kadar yükseldiğini belirtmiştir. Araştırmacı, algal organik maddelerin egemen olduğu organik madde tiplerinin 1. ve 2. tip kerojenlerden meydana geldiğini, vitrinit yansıması değerlerinin %0.270.56, Rock-Eval pirolizlerinden elde edilen Tmax değerlerinin ise 407-437⁰C arasında olduğunu ve bu sonuçların çökelen organik maddelerin yeterli derecede organik olgunluğa ulaşmadıklarını belirttiğini, biyobelirteç (biomarker) karakteristiklerinin de bu sonuçları desteklediğini vurgulamıştır. Araştırmacı ayrıca, Ts/Tm oranının 1.5 olduğunu ve bu değer organik maddenin olgunlaşmadığına işaret ettiğini; Pr/n-C17 ile Ph/n-C18 oranlarına göre kaynak kaya depolanmasının indirgeyici bir ortamda geliştiğini, kaynak kayanın da şeylden oluştuğunu gösterdiğini ifade etmiştir.

Göynük (Bolu) Havzasında Paleozoyik ile Tersiyer (Paleojen-Neojen) zaman aralığında oluşan sedimanter kayaçların yer aldığını belirttikleri çalışmada Koralay ve Sarı (2007), Ağsıklar yöresinde yüzeyleyen Paleosen Kabalar formasyonunun marn, bitümlü şeyl ve silttaşı olmak üzere üç üyeye ayrıldığını, bitümlü şeyllerin organik madde miktarının %3.88-11.18 arasında olduğunu ve çok iyi petrol kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu vurgulamışlardır. Araştırmacılar, HI, S2/S3, HI-Tmax ve HI-OI parametreleri ile organik petrografik inceleme sonuçlarının Kabalar formasyonuna ait bitümlü şeyllerin Tip-I ve Tip-II türlerinde kerojen içerdiğini gösterdiğini; bitümlü şeyllerin Tmax, PI ve spor renk indeksi değerlerine göre organik jeokimyasal açıdan olgunlaşmamış ya da henüz erken olgunlaşma safhasında olduklarını ifade etmişlerdir. İnceleme alanına yakın organo-jeokimyasal çalışma Korkmaz ve ark. (2008), tarafından yapılmış olup, bu çalışma Türkiye'nin güneyinde Orta Toros kuşağında birbirinin eşdeğeri olan Kambriyen yaşlı Ovacık (Silifke-Mersin) ve Çaltepe (Seydişehir-Konya) formasyonlarında yapılmıştır. Araştırmacılar çalışmalarında, organik madde miktarı, tipi, olgunluğu ve hidrokarbon üretme potansiyelini belirlemişler ve elde ettikleri verilerden toplam organik madde miktarının çok düşük olduğunu, organik madde tipinin Tip III kerojenden oluştuğunu ifade ederek, petrol ve gaz üretme potansiyelinin, yani ana kayaç olma niteliğinin bulunmadığını vurgulamışlardır.

Orta Toroslar'ın Antalya kesiminde yüzlek veren Geç Jura yaşlı Akkuyu formasyonu kireçtaşı yapıtları çalışmada Koca ve ark. (2010), Corg değerlerinin ortalama %1.92 olduğunu, dolayısıyla Corg değerlerinin kireçtaşları için kaynak kaya

olarak kabul edilen ortalama %0.3'lük standart değerden 6.4 kez daha yüksek değere sahip olduğunu belirtmişlerdir. Araştırmacılar, Akkuyu formasyonuna ait organik maddece zengin kireçtaşı örneklerinde 9 adet ana element ile 38 adet iz element incelemesi yapıldığını, belirlenen ana ve iz elementlerin anoksik/öksinik koşullarda depolanmış olan Peru Kıyısı Şelfi Sedimanları, Namibya (Afrika) Kıyısı Şelfi Sedimanları, Akdeniz Sapropelleri, Karadeniz Sapropelleri, Senomaniyen/Turoniyen Demerara Yükselimi Anoksik Sedimanları ile Senomaniyen/Turoniyen Gubbio Anoksik Sedimanları yanında ortalama karbonat kayalar ve şeyllere ait ana ve iz element ortalama bollukları ile kıyaslandığını vurgulamışlardır. Araştırmacılar, Akkuyu formasyonunda en önemli zenginleşmelerin Rb, U, Ba, Cu, Ni, Cr, As, V, Zn, Sb, Co, Mo, Cd elementlerinde olduğunu, Akkuyu formasyonuna ait ana elementlerden Na, Ti, K, P, Si, Fe ve Mg'un zenginleşme aralıkları en küçük 0.003 ve en yüksek 1.70 arasında değişmekte olduğunu, yukarı akış (upwelling) sedimanları, sapropeller ve Senomaniyen/Turoniyen (C/T) siyah şeyl örneklerinin zenginleşme aralıklarından daha küçük olduğunu ifade etmişlerdir.

Batıda Eskişehir'in Sarıcakaya ilçesi ile doğuda Ankara'nın Nallıhan ilçesi arasında bulunan çalışma alanından aldıkları çeşitli ölçülü stratigrafik kesitlerdeki kayaçların organik madde (Corg) miktarlarının sırasıyla: BK ÖSK %6.15, BD ÖSK %5.78, GKS ÖSK %8.03, KPZ ÖSK %5.53, TSP ÖSK %6.44, TK ÖSK %6.32 olduğunu belirttikleri çalışmalarında Sarı ve ark. (2012) bu değer aralıklarına göre örneklerin çok iyi-mükemmel kaynak kaya potansiyeline sahip olduklarını vurgulamışlardır. İncelenen örneklerin organik madde tiplerinin HI verilerine göre genel olarak Tip I ve Tip II kerojen olduğunu, Beydili Kayası kesitine ait iki örnek ise Tip IV kerojeni işaret ettiğini ifade etmişlerdir. Araştırmacılar, Beydili Kayası, Beydili, Göksarlık Tepe, Kepeztepe, Taşpınar ve Tekirler ÖSK'lerinde organik madde olgunluklarının sırasıyla ortalama 441°C, 442°C, 438°C, 438°C, 441°C, 440°C Tmax değerlerini gösterdiğini söylemişlerdir. İlaveten araştırmacılar, Tmax değerleri ve diğer olgunlaşma parametrelerine göre incelenen örneklerin henüz yeterince olgunlaşmadığını da belirtmişlerdir.

Seydişehir (Konya) çevresinde yaptıkları çalışmada Sarı ve ark. (2012), Triyasik Taraşçı formasyonuna (Orta Toroslar) ait örneklerin marn litolojisinde olup, TOK içeriğinin %0.28–0.68 (ortalama %0.38) arasında olduğunu, birimin organik madde tipinin karasal kökenli odunsu materyallerden oluşan Tip-III kerojenden oluştuğunu belirtmişlerdir. Araştırmacılar, Taraşçı formasyonu'na ait örneklerde ortalama şeyl, ortalama karbonatlar dışında Peru Kıyısı sedimanları, Namibya

çamurları, Akdeniz sapropelleri, Karadeniz sapropelleri, Senomaniyen/Turoniyen (C/T) Demerara Rise ve Senomaniyen/Turoniyen (C/T) Gubbibo gibi organik maddece zengin sedimanlara göre Mg, Mn, P, Ni, Pb, K, Fe, Si, Cu, Ti, V, Ca, As, Cr, Na, Zn, Zr, Rb, Sr, Sb, U, Ba, Mo, Cd, ve Co gibi ana ve iz elementlerin zenginleşmelerini inceleyerek, ortalama karbonat kayaçlara göre zenginleşme faktörleri baz alındığında Tarasçı formasyonu'nda Ca (1,31 kat), As (1,31 kat), Cr (1,51 kat), Na (1,66 kat), Zn (2,06 kat), Zr (2,16 kat), Rb (3,70 kat), Sr (4,27 kat), Sb (5,31 kat), U (5,59 kat), Ba (10,89 kat), Mo (15,64 kat), Cd (29,25 kat), ve Co (123,35 kat) elementlerinin zenginleştiğini, Mg, Mn, P, Ni, Pb, K, Fe, Si, Cu, Ti ve V gibi elementlerin ise fakirleştiğini saptamışlardır. Güneydoğu komşumuz Irak'ta, Güney Irak Mezopotamya havzasında Abeed ve ark. (2013) bir petrol sisteminde 3 boyutlu (3D) havza modeli oluşturmuşlardır. Araştırmacılar, Jura kaynak kayalarının üstündeki tüm ardıllılığın çok erken olgunluk aşamasında olduğu ve Mezopotamya Havzasındaki petrol üretimine katkıda bulunmadığını belirtmişlerdir. Aksine, araştırmacılar Üst Jura-Alt Kretase istifinin kısmen petrol üretimi aşamasında olduğunu ve çoğu petrol üretim potansiyelinin değerlendirildiğini vurgulamışlardır.

Halfaya petrol sahasının petrol sistemindeki, Sha'uiba ve Nahr Umr gibi formasyonların hidrokarbon üretiminin olgunlaşmamış olduğunu ve çok zengin kaynak kayacı olan altındaki formasyonlarla karşılaştırıldığında ihmal edilebilir miktarda TR $\leq$ %50 petrol oluşumuna sahip olduğu Al-Marsomy ve Al-Ameri (2015) tarafından belirtilmiştir. Yamama, Ratawi ve Sulaiy formasyonları TR $\leq$ %100 ile olgunlaşmış olarak ifade edilmiştir (Al-Marsomy ve Al-Ameri, 2015). Araştırmacılar, Sargelu, Najma, Zubair ve Gotnia gibi diğer formasyonların TR $\geq$ %100 ve tamamen hidrokarbon oluşumlu, çok yüksek olgunlukta olduğunu vurgulamışlardır.

Kuzey Irak bölgesindeki Erbil ilçesinde yapılan çalışmada kaynak kayaçların Jurasik Sargelu ve Naokelekan formasyonları ile en alttaki Kretase Chia Gara formasyonu'nda ortaya çıktığı belirtilmiştir (Sachsenhofer ve ark., 2015). Analitik sonuçlar, bu kaynak kayaların karbonatça zengin, su sütunundaki serbest H₂S'li iç şelf havza konumundaki anoksik ortamda depolandığını göstermiştir (Sachsenhofer ve ark., 2015). Araştırmacılar, oksijence fakir şartların tuzluluk tabakalanmasıyla desteklendiğini de vurgulamışlardır. 100 m kalınlığında Sargelu formasyonu ve 25 m kalınlığında Naokelekan formasyonu'nun ortalama korunmuş TOK (toplam organik karbon) içerikleri sırasıyla %2.2 ve %4.6'dır (Sachsenhofer ve ark., 2015). Araştırmacılar, Chia Gara formasyonu TOK içeriğinin aşağı doğru azaldığını ve 40 m'nin altında ortalama %3,2'ye düştüğünü ifade etmişlerdir. Çok yüksek sülfür içerikleri, Tip II-S kerojenin

mevcudiyetini gösterir ve bütün oluşumların nispeten düşük olgunluklarda sülfürce zengin hidrokarbonlarca oluşturulmuştur (Sachsenhofer ve ark., 2015). Araştırmacılar, Jurassic tabakaları içindeki petrol oluşumlarının aksine, Kretase kayaları içindeki petrol ve petrol oluşumları, büyük ölçüde biyolojik olarak ayrıştığını; petrol biyobelirteçleri ve izotop verilerinin, yukarıda belirtilen Jurasik ve Kretase kaynak kaya oluşuklarından türemeyi gösterdiğini belirtmişlerdir.

İran'ın güneyinde, Abadan Ovası'nda, Erken Kretase ve Jurasik istiflerinde Darquain gibi mükemmel kaynak kayaları bulunan Jurasik ve Kretase karbonatlarında çok sayıda devasa gaz ve petrol rezervleri bulunduğu Zeinalzadeh ve ark. (2015) tarafından belirtilmiştir. Araştırmacılar, yaptıkları çalışmada bu kaynak kayalardan petrol üretimi ve göçünü değerlendirmiştir. Onlar, organik maddenin olgunluk durumunu, organik petrografi ile belirlemişler ve sonuçları termal modelin kalibrasyonu için kullanmışlardır. Araştırmacılar, havza modellemesini petrolün oluşumu ve göç tarihinin araştırılmasında kullanmışlardır. Onlar, Temis paketi ve Genex yazılımı kullanarak çalışma alanı için gömülme tarihçesi ve 3D termal modeli oluşturmuşlardır. Modelleme, Senozoyik'ten önce petrol oluşum safhasına geçen gaz olgunluk durumunda olan Sargelu ve Neyriz gibi Jurasik kaynak kayalarını göstermektedir (Zeinalzadeh ve ark., 2015). Şu açıkça anlaşılmaktadır ki, Najmeh'teki Jurasik kaynak kayalarında biriken gaz olup, Kretase Fahliyan rezervuarına ulaşmamıştır (Zeinalzadeh ve ark., 2015). Araştırmacılar, Fahliyan formasyonundaki Kretase rezervuarının, Garau formasyonu tarafından doldurulduğunu belirtmişlerdir. Onlar, bu kaynak kayanın Erken Kretase zamanında petrol penceresine ulaştığını ve Darquain yapısı oluştuğunda Kretase sonunda hidrokarbon göçünün başladığını ifade etmişlerdir. Ayrıca araştırmacılar, Zagros Orojenezi ile çağdaş bölgesel yapısal eğim değişimlerine tepki olarak hidrokarbonların göç yolları, yaklaşık 11 milyon yıl süresince kuzeydoğudan güneybatı yönüne değiştiğini de belirtmişlerdir. Onlar, modelleme sonuçlarının, alanda oluşan gaz ve petrol miktarının, rezervuar kapasitesinden daha fazla olduğunu söylemişlerdir. Dolayısıyla araştırmacılar, fazla hidrokarbonun rezervuar alanının dışına yanal olarak göç etmiş olabileceğini düşünmüşlerdir.

Kuzey Irak'ın Kretase-Tersiyer rezervuarlarındaki petrolün kökeninin tartışmalı olduğunu belirten El-Diasty ve ark. (2016) Najmah, Chia Gara ve Balambo formasyonlarından 65 adet kaynak kaya karot örnekleri üzerinde Rock-Eval pirolizi, gaz kromatografisi spektrometrisi ve karbon izotop analizi dahil olmak üzere ayrıntılı bir jeokimyasal çalışma yapmışlardır. Onlar, 24 ham petrolde, organik madde kaynağı,

depolanma ortamı ve muhtemel kaynak kayaları ile ham petrol arasındaki korelasyonlar hakkında yeni bilgiler sağlamak için analizler yapmışlardır. Araştırmacılar, aday kaynak kaya örneklerinin kütle jeokimyasal analizi sonucunda, Najmah formasyonu'nun Chia Gara ve Balambo formasyonlarından daha fazla petrol potansiyeline sahip olduğunu saptamışlardır. Onlar, bu üç aday kaynak kayasının, biraz farklı ortamlarda depolandığını ve ayırma analizi ve biyobelirteç verileriyle belirlenen farklı organik madde türlerine sahip olduğunu ifade etmişlerdir. Najmah formasyonu, anoksik koşullar altında çöktürülmüş, organikçe zengin (ağırlıkça %4.2'ye kadar TOC) petrol oluşturma eğilimli tip I-II kerojeni içerir (El-Diasty ve ark., 2016). Araştırmacılar, Chia Gara ve Balambo formasyonlarının, daha fazla terijen organik madde girdisi ile daha az indirgenmiş koşullar altında biriktirilen, petrol ve gaz eğilimli, karışık tip II-III ve tip-III kerojenleri içerdiğini gözlemlemiştir. Maalesef, kaya örneklerinin çoğu %2.5'ten daha az TOK içermekte olup muhtemelen kaynak kaya olarak kabul edilemeyecektir, ancak daha derin gömülen eşdeğerleri daha fazla organik madde içerebilecektir (El-Diasty ve ark., 2016). Araştırmacılar, biyobelirteç ve kararlı karbon izotop bileşimlerin Kuzey Irak havzasından Kretase ve Miyosen rezervuar petrollerinin egemen olarak denizel karbonat organik materyalden sağlanmış olsa da jenetik olarak 5 farklı petrol familyasından oluştuğunu ifade etmişlerdir. Yaşlarına özgü biyobelirteçlere dayanılarak petroler, Kuzey Irak'ta muhtemelen üç aktif petrol sisteminden sağlanmıştır: Jurasik, Jurasik-Erken Kretase ve Erken-Orta Kretase (El-Diasty ve ark., 2016). Araştırmacılar ayrıca, biyolojik belirteç olgunluk parametrelerinin petrolerin çoğunun erken petrol penceresinde oluşturulduğunu gösterdiğini vurgulamışlardır.

Kuzey Irak bölgesindeki Chia Gara formasyonu'nun kütle ve kantitatif piroliz sonuçları hakkında bilgi veren çalışmayı ilk olarak Hakimi ve ark. (2016) yapmıştır. Araştırmacılar, Chia Gara formasyonundan erken olgun-olgunluğu temsil eden 10 örneği TOK (toplam organik karbon) içeriği, Rock Eval pirolizi, piroliz-GC ve kütle kinetik parametreleri için araştırmışlardır. Bu analizler, Chia Gara kaynak kayalarının termal olgunlaşması sırasında oluşan petrolün belirlenmesi ve organik maddenin miktarı ile onun petrol oluşum zamanına etkisinin açıklığa kavuşturulması için kullanılmıştır (Hakimi ve ark., 2016). Piroliz HI verileri, farklı petrol oluşum özelliklerine sahip iki organik fasiyes tespit etmiştir; HI değerleri >250 mg HC/g TOC olan Tip II-III kerojen ve HI değerleri <100 mg HC/g TOC olan Tip III kerojen (Hakimi ve ark., 2016).

Araştırmacılar, kerojenlerin bu tipleri, sıvı HC'ler ve gaz üretebilir özellikte olup, bu, alınan kaya örneklerinin piroliz gaz kromatografisi (Py-GC) analizi ile de desteklendiğini vurgulamışlardır. Piroliz ürünleri, karasal organik maddenin (Tip II-III ve III kerojen) değişken katkılarıyla bir denizel organik maddenin baskınlığını gösterir ve ürünler başlıca yoğunlaşmış ve gazlı parafinik-naftenik-aromatik düşük ağırlıklı petroler şeklindedir (Hakimi ve ark., 2016). Araştırmacılar, Chia Gara kaynak kayaların kütle kinetik analizinin genel olarak sınırlı denizel ortamlara özgü heterojen bir organik madde topluluğunu gösterdiğini belirtmişlerdir. Araştırmacılar tarafından öngörülen (TR %10) petrol oluşum başlangıç sıcaklıkları, 110-135°C arasında ve pik oluşum sıcaklıkları (jeolojik Tmax) 37–152°C arasında değişmektedir. En yüksek oluşum sıcaklıkları, %42-50 TR aralığında bir dönüşüm oranına ulaşır, bu nedenle Chia Gara kaynak kayası, Kuzey Irak'ta önemli miktarda petrol hidrokarbonları oluşturmuş ve göç ettirmiştir (Hakimi ve ark., 2016).

Geç Jura-Erken Kretase Chia Gara formasyonu, Kuzey Irak Bölgesi'nde önemli bir petrol kaynak kaya olup, Tip II-S kerojenli, yüksek organik madde ve kükürt içeriği ile karakterizedir (Hakimi ve ark., 2017). Araştırmacılar, gömülme/termal tarihçe modelleri, Chia Gara formasyonunun günümüzde petrol pencere oluşum pikini ve Geç Eosen-Geç Miyosen zaman süresince bir miktar petrol ile gaz kaçağını gösterdiğini belirtmişlerdir. Onlar, Petrol oluşumunun başlangıcının, Orta Paleosen-Erken Oligosen (60–30 milyon yıl) esnasında başladığını ve Geç Eosen-Geç Miyosen (48-9 My) esnasında petrol oluştuğunu belirtmişlerdir. Araştırmacılar, modelin Chia Gara kaynak kayadan petrolün Geç Eosen-Geç Miyosen (37–9 My) sürecinde göç ettiğini ve %50'den fazla bir dönüşüm oranına sahip olduğunu önermektedir. İki kuyudaki %80'in üzerindeki yüksek dönüşüm oranı önermektedir ki, oluşan petrol Orta Miyosen sonunda gaz kaçırmış ve günümüze kadar da devam etmiştir (Hakimi ve ark., 2017).

Bu çalışma Geç Triyas–Erken Jura yaşlı Kızılören formasyonunun petrol kaynak kayacı olup olmayacağının belirlenmesine yönelik olup, ülkemizin doğal enerji kaynaklarının arttırılmasına katkıda bulunmayı hedeflemektedir. Yaptırılacak olan organik jeokimyasal ve petrografik analizler sonucunda eğer bu formasyonun kaynak kayacı olarak petrol ya da gaz üretme potansiyele sahip olduğu ortaya çıkarsa, bu yörede petrol üretebilecek bir ana kayacın varlığı jeokimyasal verilere dayalı olarak ilk defa belirlenmiş olacaktır. Dolayısıyla bu sonuç, Kütahya – Bolcardağı kuşağında Kızılören formasyonundan türemiş olan petrol yataklarının olabileceği anlamına gelecektir.

3. MATERYAL VE YÖNTEM

Kütahya–Bolkardağ kuşağında Hanönü (Akpınar güneyi, Konya) yöresinde bulunan inceleme alanında, Geç Permien-Kuvaterner zaman aralığında çökelmiş olan sedimanter birimler mostra vermektedir. Bu birimler arasında yer alan ve toplam 250 m kalınlık sunan Geç Triyas – Erken Jura yaşlı Kızılören formasyonuna ait koyu gri-siyah renkli, bazı seviyelerde stromatolitik özellikli, tabanda gri, koyu gri renkli dolomit, üste doğru gri renkli dolomitik kireçtaşı ve kireçtaşları içeren formasyonun bitümlü seviyelerinden (Özkan ve Elmas, 2012) alınacak olan kayaç örnekleri bu çalışmada incelenecek olan materyalleri oluşturacaktır. Çalışma sırasında kullanılan 1/25.000 ölçekli jeoloji haritası Özkan ve Elmas (2012)'dan alınmıştır.

Tez Çalışması dört aşamada yürütülmüştür.

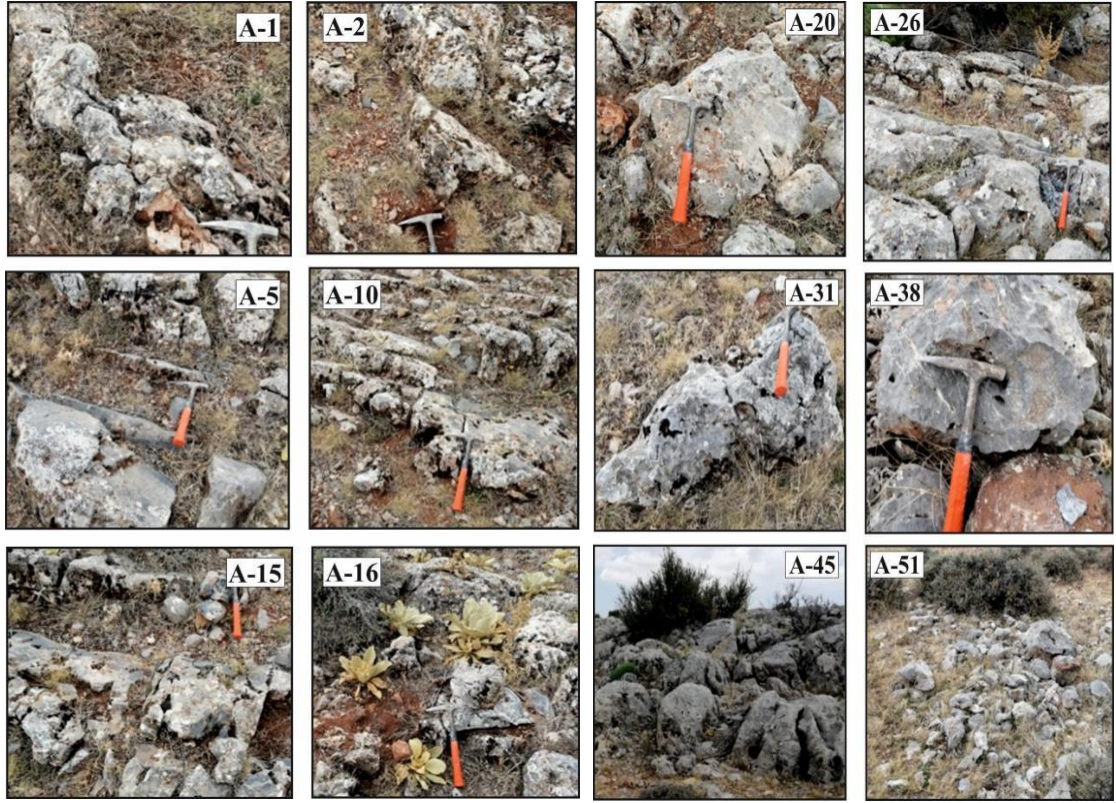
3.1. Literatür Taraması

Tez kapsamında, öncelikle Konya yöresinde yapılmış olan jeolojik ve jeokimyasal amaçlı çalışmalarla ilgili detaylı bir literatür taraması yapılmış, önceki araştırmalar derlenmiştir. Böylece bölgenin Jeolojisi ve tektono-stratigrafik özellikleri anlaşılmış ve bu bilgilerin ışığında arazi çalışmasına çıkılmıştır.

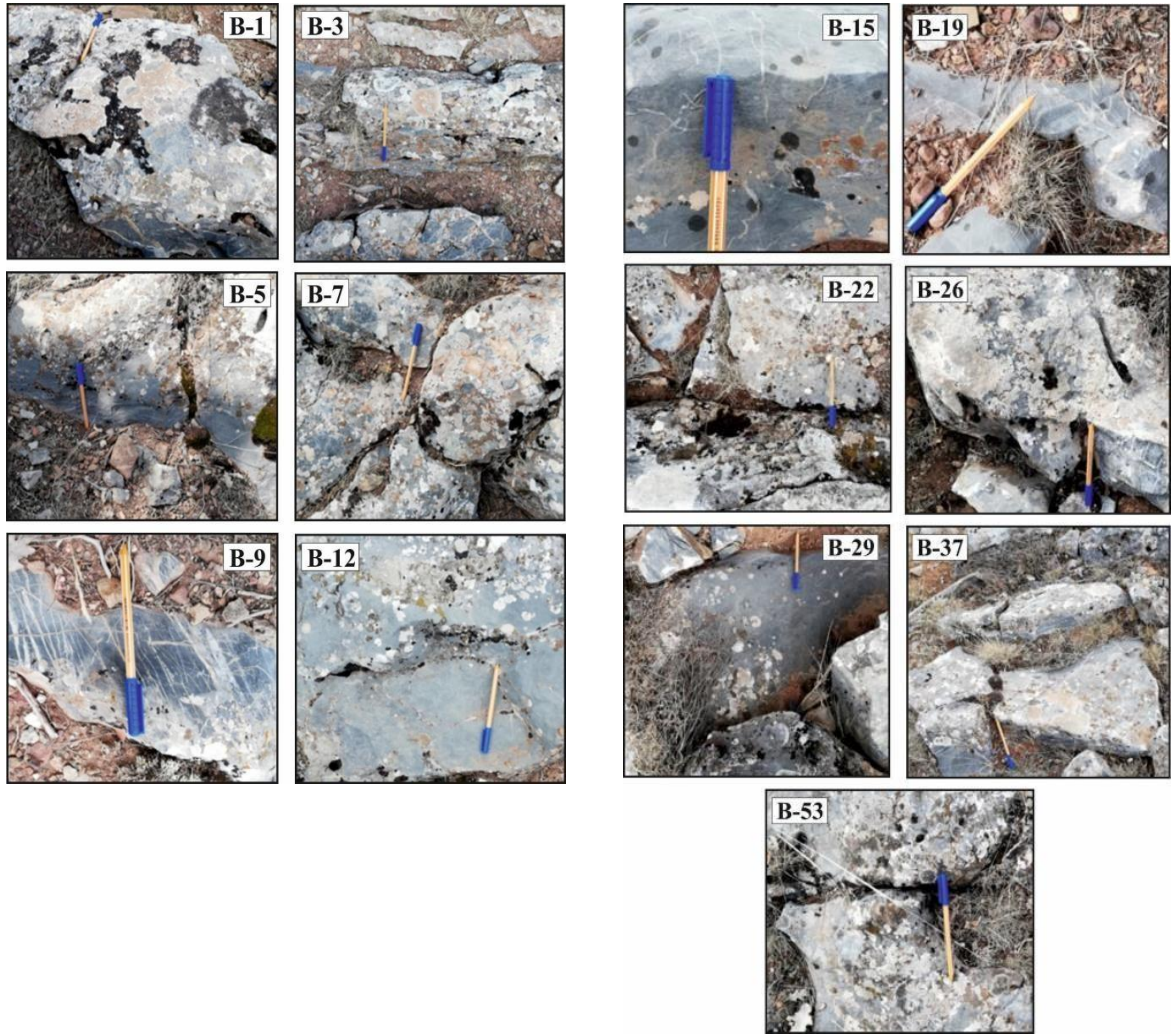
3.2. Saha Çalışmaları

İnceleme alanı ve çevresini kapsayan ayrıntılı jeolojik harita (Özkan ve Elmas, 2012) ve stratigrafi çalışmaları da önceki araştırmacılar (Göğer ve Kırıl, 1969; Görmüş, 1984) alınmıştır. Dolayısıyla, petrol jeolojisine yönelik tez çalışması, mevcut jeolojik çalışmalar üzerine kombine edilmiştir. Arazi çalışması sırasında yapılan en önemli faaliyet, tezin amacına uygun olarak Kızılören formasyonuna ait birimleri tabandan tavana katedecek birkaç ölçülü kesit hattının seçilmesi ve uygun seviyelerden örneklerin alınmasıdır. Bu bağlamda, seçilen iki kesit hattı boyunca organik maddece zengin, ana kayaç potansiyeline sahip olabileceği düşünülen Kızılören formasyonu kireçtaşlarından, ayrışma zonları ve litofasiyes özellikleri dikkate alınarak, tabandan tavana doğru ölçülü stratigrafik kesit hattı boyunca sistematik bir şekilde toplam 25 adet

numune alınmıştır. Ayrıca, bu numunelerin alındığı kesimlerin fotoğrafları da çekilmiştir (Şekil 3.1 ve 3.2).



Şekil 3.1. Hanönü (ÖSK-A) ölçülü stratigrafi kesiti numune alım seviye resimleri



Şekil 3.2. Küllükgözü (ÖSK-B) ölçülü stratigrafi kesiti numune alım seviye resimleri

3.3. Laboratuvar Çalışmaları

Arazi çalışmaları sırasında ölçülü kesit hattı boyunca alınan kayaç numunelerinden incekesit yaptırılarak polarizan mikroskopta örneklerin mineralojik bileşimleri, kayaç tipi ve dokusal özellikleri belirlenmiş ve mikroskobik resimleri çekilmiştir.

İnce kesitler KTUN Jeoloji Mühendisliği Bölümü kesithanesinde yaptırılmış ve polarizan mikroskop çalışmaları bölümümüzde yapılmıştır.

Ölçülü kesit hattından alınan 25 adet örnek petrol ana kayacı değerlendirmelerine temel teşkil eden jeokimyasal verileri elde edebilmek amacıyla organo-jeokimyasal (LECO® TOK), piroliz (Rock-Eval-6) ve 10 adet numuneden palinofasiyes analizleri yaptırılmıştır.

Organo-jeokimyasal analizler Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) laboratuvarlarında yaptırılmıştır.

Toplam 10 adet parça numunenin palinolojik analizleri, Ankara Direnç İSG ve Jeolojik Danışmanlık Ltd. şirketinde yaptırılmıştır.

3.4. Büro Çalışmaları

Arazi ve laboratuvar çalışmaları sonucunda elde edilen tüm veriler, tezin amacı doğrultusunda özellikle aşağıda verilen çeşitli yöntemler esas alınarak Kızılören formasyonuna ait birimlerin petrol ana kayacı olup olamayacağı konusu değerlendirilerek yüksek lisans tezi formatında rapor haline getirilmiştir.

Organo-jeokimyasal ve organo-petrografik çalışmalar kapsamında yapılan analizlerle tezin amacına yönelik en önemli veriler elde edilmiş ve yorumlanmıştır. Sedimanlar içindeki organik madde miktarı toplam organik karbon (TOK) olarak ifade edilmektedir. TOK analizleri için, mikroskop altında seçilen kırıntılı veya elle seçilen karot numuneleri kullanılır. Laboratuvarında 1 gr toz örnekteki karbon yüzdesi dijital voltmetrelerden doğrudan okunur (Aliyev ve Sarı, 2009; Büyüktoku, 2003). Potansiyel bir ana kaya içerisinde bulunan TOK miktarının belirlenmesi petrol ana kayacı incelemelerinde yapılması gereken ilk analizlerden biridir. Dolayısıyla birimdeki organik ve inorganik kökenli karbon miktarının birbirinden ayırte edilerek, organik karbon miktarının belirlenebilmesine öncelik verilmelidir (Nordeng ve Nesheim, 2010). Organik karbon analizi diğer analizlere göre daha ucuz ve pratik olmasının yanı sıra, organik madde zenginliğini yansıttığı için, düşük TOK değerlerine sahip seviyelerde diğer analizlerin yapılmasına gerek kalmamaktadır (Hunt, 1979).

Bir kayacın ana kayaç olabilmesi için içermesi gereken en az TOK miktarı şeyller için %5, karbonatlı kayalar için %3 olarak kabul edilmektedir (Tissot ve Welte, 1984; Peters ve Moldowan, 1993; Sarı ve Aliyev, 2006).

Rock-Eval piroliz, standart petrol endüstrisinde organik jeokimyasal tarama yöntemlerinden biridir. Rock-Eval Piroliz TOK miktarı verileri ile birleştirildiğinde potansiyel ana kayaların belirlenmesini sağlar ve onların kalitesi hakkında bir fikir verir. Rock-Eval analizi ile kayacın dört temel parametresi (S1, S2 ve S3 mg/g kaya, Tmax ise °C olarak) belirlenir. S1 oksijensiz kapalı bir ortamda 300°C kadar ısıtılan numuneden gaz halinde ayrılan hidrokarbonların miktarını ölçer ve önceden oluşan hidrokarbonları temsil eder. S1, bir ana kayadan kerojen damıtılmaksızın elde edilebilen uçucu serbest hidrokarbonların miktarıdır ve organik maddenin çözücülerle ayrılabilen kısmına

karşılık gelir. S2, numunenin 25°C/dakika artışla 300°C–600°C arasında ısıtılarak, kerojenin pirolitik bozulması (parçalanması) ile üretilen hidrokarbonların miktarını ifade eder. Aynı zamanda numunede kalan üretimsel potansiyeli ve piroliz esnasında numune içindeki kerojenden üretilen hidrokarbonların miktarını temsil eder ve potansiyel ana kayaç için uygun bir değerlendirme sağlar. 300–600°C arasında numunedeki kerojen parçalanır ve aynı zamanda resinler ve asfaltenler gibi ağır ekstrak yapılabilen bileşikler ayrılırlar ve bu hidrokarbonlar S2 (mg/g kaya) pikini oluşturur. S2 piki, potansiyel bir ana kaya için TOK’tan daha uygun bir ölçüdür, çünkü TOK petrolü üretmeyen "ölü karbonu" da içerir. S3, S2’nin 390°C ye kadar ısıtılması esnasında oluşan karbondioksit miktarına karşılık gelir ve mg CO₂/g kaya olarak ifade edilir. S3, bir numune içinde bulunan organik oksijen yani kerojenin içerisinde bulunan oksijen miktarının ölçüsüdür. S2 ve S3 TOK ölçümleri ile birlikte kullanılarak hidrojen ve oksijen indekslerini hesaplamak mümkündür. Sırasıyla hidrojen indeksi ($HI=S2/TOK$) ve oksijen indeksi ($OI=S3/TOK$) formülleriyle hesaplanırlar. Ayrıca, piroliz analizlerinden elde edilen S1, S2, S3 pik değerleri ile Tmax değerlerinin kullanılması ile de, hidrojen indeksi (HI), oksijen indeksi (OI), potansiyel verim (PY) ve üretim indeksi (PI) değerleri hesaplanabilmektedir.

Üretim indeksi (PI), bir petrol ana kayacından ne kadar petrol oluştuğunu belirtir. Numunenin içerdiği petrol miktarının toplam kütleyle oranı PI değerini verir. Üretim indeksi değerinin $PI < 0,1$ ve Tmax değerinin $< 435^{\circ}C$ düşük olması, olgun olmayan organik maddeyi temsil eder. Yüksek $PI > 0,4$ ve Tmax $> 465^{\circ}C$ değerleri ise aşırı olgunlaşmaya, yani kuru gaz oluşumuna işaret etmektedir.

Ana kaya türünün belirlenebilmesi için kerojen tipinin belirlenmesi gerekmektedir. Üç tip kerojende petrol ve gaz özellikleri farklıdır. Kerojen tipinin belirlenmesi, kaya eval analizlerinden elde edilen HI ve OI değerleri ile yapılır. HI değerleri kayacın içerisindeki kerojenin hidrojen, OI ise oksijen zenginliğini yansıtır. Genelde 200 (mg HC/g TOK) değerinden büyük HI değerleri petrol oluşumuna uygun organik maddeye işaret eder ve 200’den (mg HC/g TOK) daha düşük olan HI değerleri ise organik maddenin gaz ve kondanseyt petrol (Tip-III kerojen) üretimi için uygun olduğunu göstermektedir.

Peters (1986)’a göre ise genelde:

* 200 mg HC/g Corg’nin altındaki HI değerleri petrol oluşumuna yeterli olmayan organik maddeye;

- * 200-500 mg HC/g Corg arasındaki HI değerleri petrol-gaz üretme özelliğine sahip organik maddeye;
- * 500 mg HC/g Corg'' nun üzerindeki HI değerleri ise, petrol üretim potansiyeline sahip organik maddeye işaret etmektedir.

Potansiyel verim (PY), kaya içindeki kerojenin parçalanması ile oluşan hidrokarbonlar ve serbest hidrokarbonların toplamını belirtmektedir.

Tissot ve Welte (1984) 'e göre Potansiyel verim:

$(S1+S2) < 2$ kg/ton; petrol kaynak kayası olmaz, nadiren doğal gaz ana kayacı olabilir,

$(S1+S2) = 2-6$ kg/ton; orta derecede potansiyele sahip ana kaya,

$(S1+S2) > 6$ kg/ton; iyi derecede potansiyele sahip ana kayadır.

Kayaçlar içindeki katı organik maddenin fiziksel ve optik özelliklerinin incelenmesi amacıyla organo-petrografik analizler yapılmıştır. Bu analizler kapsamında olgunlaşmanın, organik maddenin tipinin, yüzde bolluğunun ve kalitesinin saptanmasına yönelik çalışmalar yürütülmüştür. Optik mikroskopi teknikleri kullanılarak organik maddenin, özellikle gömülme sürecindeki gelişimini incelemek mümkün olmaktadır. Spor renk indeksi (SCI) analiz tekniği, palinomorflarda ısı/derinlik artışına bağlı olarak ortaya çıkan renk değişim evrelerinin tanımlanmasına dayandırılmaktadır. Sporların rengi, olgunlaşma seviyesini yansıtır (Şekil 3.3). Bu analizler, kerojen tayini için hazırlanmış preparatlarda yapılmaktadır.

Organik termal olgunluk	Sporlar/ polen rengi	Diğer ölçeklerle korelasyon		
		TAI 1-5	Vitrinit yansıma	Floresan
Olgunlaşmamış		1	%0.2	Mavi
		1+		Yeşil
		2-	%0.3	Yeşilimsi sarı
		2		Altın sarısı
Sıvı petrol üretiminin olgun ana aşaması		2+	%0.5	
		3-		Turuncu
		3	%0.9	
		3+		Kırmızı
Kuru gaz veya verimsiz		4-	%1.3	Floresan olmayan
		4	%2.0	
		4	%2.5	
	Deforme	5		

Şekil 3.3. Organik olgunlaşmanın değerlendirilmesinde kullanılan mikrosporların rengi, termal değişim indeksi (TAI) ve floresan arasındaki korelasyon şeması (Stach ve ark., 1982'den alınmıştır).

Bitkilerin üreme hücrelerini oluşturan spor ve polenlerin renginin ısıya duyarlı olması yöntemin temelini oluşturur. Doğal renkleri açık sarı olan bu organik maddeler, artan ısı karşısında turuncu, kırmızı, kahverengi ve siyah renklere sahip olurlar. Yöntem, mikroskoba monte edilmiş bir flüoresan kaynağından, örnek üzerine gönderilen flüoresan ışığının yansıtılması esasına dayanmaktadır. Hidrojence zengin organik maddeler, fakir olanlara göre daha fazla hidrokarbon türetme potansiyeline sahiptirler ve bunlar flüoresan ışık altında açık sarı-turuncu tonlarda renk verirler. Bu tip organik maddeler, ağırlıklı olarak liptinitlerden (algal - amorf, otsu) oluşurlar. Orjinal olarak veya az değişmiş organik maddenin, renksiz, açık sarı -açık kahverengi olan rengi, gömülme sürecince siyahlaşır ve opaklaşır. Amorf veya amorf materyalce çok zengin olan organik madde genellikle kolloidal, algal, sapropelik veya denizel olarak tanımlanmaktadır.

Kızılören formasyonundan seçilen toplam 10 adet parça numunenin palinolojik analizlerinin yapılması şu şekilde olmuştur. Litolojiye bağlı olarak yaklaşık 20 gr alınan ve dış yüzeyi temizlenen örnekler öncelikle öğütülmüş, karbonatları ayrıştırmak için %33 derişiklikte HCl, silikatlı mineralleri ayrıştırmak için ise %40 çözünürlükte HF asite maruz bırakılmış ve tepkimeler tamamlandıktan sonra da su ile 2-3 defa yıkanmıştır. Örnek içerisinde kalan ağır minerallerin organik madde ve palinomorflardan arındırılması için yoğunluğu $2,00 \text{ gr/cm}^3$ olan ZnCl_2 ile yaklaşık 7-8 dakika 2500 devirde santrifüj edilmiştir. Santrifüj sonrasında ağır sıvının üzerinde biriken organik madde ve palinomorflar pipetle alınıp, su ile yıkanarak ağır sıvıdan arındırılmış, 10 μm elekten geçirilmiş ve alkol ile yıkanmıştır. Palinomorf ve organik madde içeren kalan malzeme elvasit ile mikroskop camına yapıştırılıp, 40-50°C’de sıcak plaka üzerinde bekletilerek kurutulmuş ve incelenmeye hazır hale getirilmiştir.

4. STRATİGRAFİ

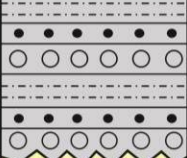
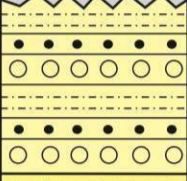
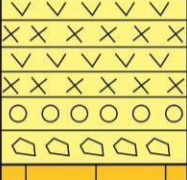
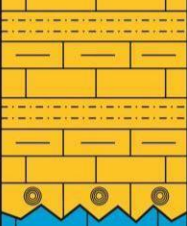
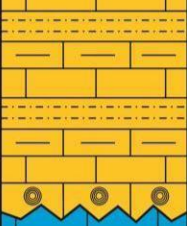
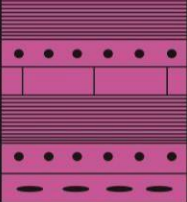
İnceleme alanında Geç Permiyen – Kuvaterner zaman aralığında oluşan birimler yüzlek vermektedir (Şekil 4.1 ve 4.2).

4.1. Aladağ Formasyonu (PTa)

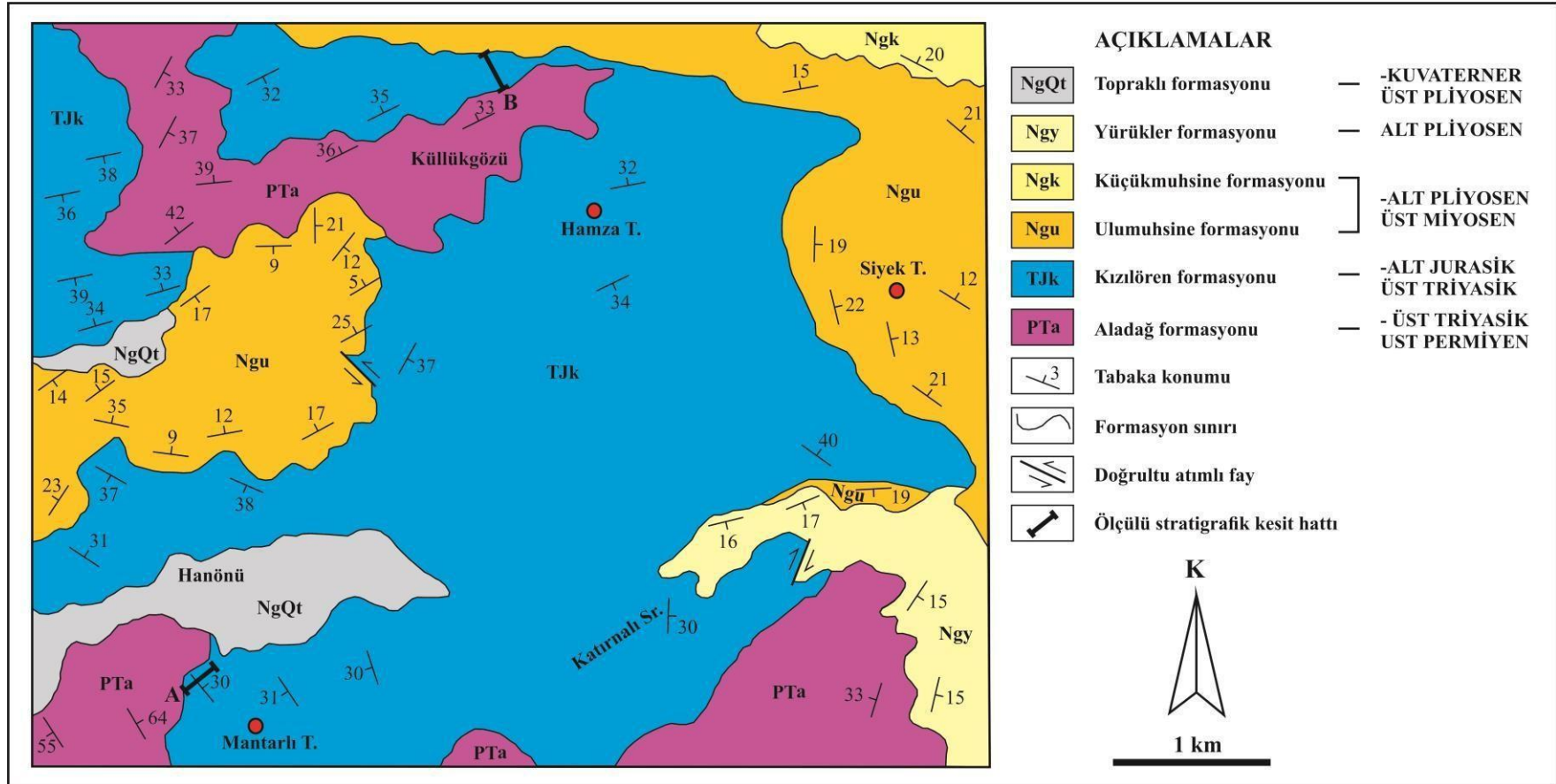
Kireçtaşı mercekli, sleyt, fillit, metakuvarsit – kuvarsit, metakonglomera – konglomera birimlerinden oluşan istif, ilk kez Göğer ve Kırıl (1969) tarafından Aladağ formasyonu adı altında tanımlanmış ve isimlendirilmiştir. Birim, bu çalışmada da Aladağ formasyonu olarak incelenmiştir. Aladağ formasyonu inceleme alanının güney ve kuzeyinde orta genişlikte yayılım göstermektedir (Şekil 4.2).

Aladağ formasyonu kuvarsitleri, açık kahve ve koyu sarı renkli, belirgin tabakalanmalı olup, kireçtaşı mercekleri ile yanal ve düşey geçiş gösterirler (Karakoç, 1996). İnce kesitlerde kuvarsitler, %90-95 oranında kuvars, %2-3 oranında opak mineraller ve %5 oranında silis çimento içermekte ve Dott (1964)'a göre kuvars arenit olarak adlandırılmışlardır (Karakoç, 1996). Bazı örneklerdeki kuvars tanelerinin kenetlenmeli ve yönlenmeli olmalarından dolayı bu seviyeler Karakoç (1996) tarafından metakuvarsit olarak değerlendirilmiştir. Formasyonun diğer önemli bileşenini oluşturan fillit ve sleytler, mor ve yeşil renkli, yapraklanmalı ve kıvrımlanmalıdırlar (Karakoç, 1996). Bu litolojiler, konglomeralara yanal geçiş gösterirler ve konglomeraların çakılları siyah renkli dolomit, gri renkli kireçtaşı, çört ve kuvarsitlerden oluşmaktadır (Karakoç, 1996). Bu çakıllarda da yer yer yönlenmeler gözlenmekte ve çimentosunu karbonatlar oluşturmaktadır (Karakoç, 1996). Konglomeralar, ince – blok boyutlu taneler kapsamaktadır. Formasyonun bir diğer bileşeni olan şeyller, pembe ve vişne renkli, yapraklanmalı olup, kumtaşı ve kireçtaşı ile ardalanma sunmaktadırlar (Karakoç, 1996). Merceksi kireçtaşları, gri renkli, ince tabakalı kesimlerde çamurtaşları ile ardalanmalı ve bazı seviyelerde iz (vermes tüpü benzeri) fosillidirler (Karakoç, 1996). Kireçtaşlarının ince kesitlerinde %65-70 intraklast, %10-15 fosil, %10-15 sparit çimento gözlenmiş ve kayaç biyointrasparit olarak adlandırılmıştır (Karakoç, 1996).

Aladağ formasyonunun tabanı inceleme alanında gözlenmemekte, üstten ise Kızılören formasyonu ile uyumlu, Ulumuhsine, Yürükler ve Topraklı formasyonları ile açılı uyumsuzdur (Şekil 4.1 ve 4.2). Formasyonun kalınlığı Görmüş (1984)'e göre 400-600 m arasında değişmektedir.

Üst sistem	Sistem	Seri	Formasyon	Kalınlık (m)	Litoloji	Açıklamalar
S E N O Z O Y İ K	Kuvaterner Neojen-	-Holosen Üst Pliyosen	Topraklı	20-70		Konglomera, kumtaşı, çamurtaşı
			Yürükler	30-60		Konglomera, kumtaşı, çamurtaşı
	N e o j e n	Alt Pliyosen	Küçükmuhsine	40-150		Volkanik breş, aglomera, tüf ve tüfit
				40-800		Stromatolitik kireçtaşı, kireçtaşı, killi kireçtaşı, marn, çamurtaşı
		Üst Miyosen-Alt Pliyosen	Ulu muhsine	40-800		Stromatolitik kireçtaşı, kireçtaşı, killi kireçtaşı, marn, çamurtaşı
			Kızılören	250		Dolomit, dolomitik kireçtaşı ve kireçtaşı
-MESOZOYİK PALEOZOYİK	Permiyen-Triyas	Üst Permiyen-Üst Triyas	Aladağ	50-600		Kuarsit, kumtaşı, alacalı şeyl ve kireçtaşı

Şekil 4.1. İnceleme alanının stratigrafik dikme kesiti (Ölçeksiz; Özkan ve Elmas'dan 2012 değiştirilerek)



Şekil 4.2. İnceleme alanının jeoloji haritası (Özkan ve Elmas'dan 2012 değiştirilerek)

Formasyonun yaşı, Eren (1993) tarafından Geç Permien – Geç Triyas olarak verilmiş, bu çalışmada da bu yaş kullanılmıştır.

Formasyon, karışık kıyı özelliğindeki sığ denizel ortamda çökelmiştir (Karakoç, 1996).

4.2. Kızılören Formasyonu (TJk)

Kireçtaşı ve dolomitlerden oluşan birimi ilk olarak Görmüş (1984) Kızılören çevresinde yaptığı yüksek lisans çalışmasında tanımlamış ve adlandırmıştır. Bu çalışmada da Kızılören formasyonu adı altında incelenmiştir. İnceleme alanında geniş yayımlı olarak gözlenen Kızılören formasyonu, Mantarlı Tepe, Katırnalı Sırtı, Hanönü Mevkii, Siyek Tepe batısı, Hamza Tepe ve Küllükgözü Mevkiinde yüzlek verir (Şekil 4.2).

Formasyon, koyu gri, siyah renkli, orta-kalın tabakalı (Şekil 3.1 ve 3.2), bazı seviyelerde stromatolitik özellikte, laminalanmalı dolomit, dolomitik kireçtaşı ve kireçtaşlarından oluşur (Özkan ve Elmas, 2012). Kızılören formasyonu tabanında yaygın olarak gözlenen dolomitler, ince – iri kristalli, dolomikrit, dolosparit, kirli ve berrak sadle dolomit, boşluk ve çatlak dolgusu dolomit ile replasif özellikte dolomit seviyeleri şeklinde gözlenirler (Özkan ve Elmas, 2012). Kızılören formasyonu dolomitleri, mimetik ve mimetik olmayan şekildedirler. İnceleme alanımızda kireçtaşları şeklinde gözlenen Kızılören formasyonu, koyu gri, gri renkli, ince – orta tabakalı seviyeler sunmaktadır. Kireçtaşları, bol çatlaklı ve damarlı, çoğunlukla yüzeylerinde lapyaların geliştiği görünümündedir. İnce kesit incelemesinde %0-28 fosil, %0-25 pellet, %0-7 intraklast, %0-2 ooid, %49-99 mikrit, %0-12 sparit bulunarak kayaç çamurtaşı, vaketaşı ve istiftaşı olarak adlandırılmıştır.

Formasyon alttan Aladağ formasyonu üzerine uyumlu dokanakla gelirken, üstten Ulumuhsine, Yürükler ve Topraklı formasyonları ile açılı uyumsuz dokanaklıdır (Şekil 4.1 ve 4.2). Formasyonun kalınlığı 250 m'ye ulaşmaktadır.

Kızılören formasyonunun yaşı Karakoç (1996) tarafından Geç Triyas – Erken Jura olarak belirlenmiş olup, bu çalışmada da birim Geç Triyas – Erken Jura olarak değerlendirilmiştir.

Kızılören formasyonu sedimantolojik ve paleontolojik özelliklerine göre sığ denizel ortamda çökelmiştir.

4.3. Ulumuhsine Formasyonu (Ngu)

Kireçtaşı, stromatolitik kireçtaşı, çamurtaşı, marn ar dalanmasından oluşan bu istife Eren (1993) tarafından Ulumuhsine formasyonu adı verilmiştir. Bu çalışmada da bu adlama benimsenmiştir. Birim, alışma alanının batısında ve doğusunda nispeten geniş yayılım gösterir (şekil 4.2).

Formasyon, altta bej, krem renkli kireçtaşı ile başlar ve beyaz, krem renkli killi kireçtaşı, krem, yeşilimsi gri marn, krem ve beyaz renkli çamurtaşı ar dalanması ile devam eder (zkan, 1998). Bej renkli kireçtaşları bazı seviyelerde bej, krem renkli rt bant ve yumruları içerir. Ayrıca formasyon, beyaz, pembe renkli tüfit, gri, sarı renkli konglomera, bej, kahverengi renkli stromatolitik kireçtaşı ve kömürlü siyah renkli çamurtaşı ara katkıları da içermektedir (zkan, 1998). Ulumuhsine formasyonu bazı seviyelerde, beyaz, krem renkli dolotaşı içerir. st bölümlere doğru killi kireçtaşı - çamurtaşı ar dalanmasının yaygın olarak görüldüğü bölümlerde türbiditik konglomeralar, kumtaşları ve kalsiruditler gözlenmektedir. Ayrıca formasyon, volkaniklerle (Küçükmuhsine formasyonu) olan dokanağında da az yayılımlı ve az kalınlıkta rt (silis sinter) seviyesi içermektedir (zkan, 1998).

Formasyonun baskın litolojisini oluşturan kireçtaşları krem, bej renkli olup genellikle ince-orta tabakalı ve laminalı özelliktedir (zkan, 1998). Bu kireçtaşları, bol miktarda gastropod, bivalv, ostrakod ve iz fosil ve az miktarda bitki parçası içerir. Yer yer kuruma çatlaklarının gözlendiği birimde, türbiditik sualtı dağıtıcı kanal dolgularını temsil eden gri renkli konglomeratik seviyeler bulunur (zkan, 1998). Bazı seviyelerde stromatolit ve onkolit çakıllarından oluşan kalsiruditler ile akarsu çökelleri gözlenir. Akarsu kelleri, çoğunlukla konglomeralardan ve daha az olarak kumtaşlarından oluşurlar ve kaba ters derecelenme, kama şekilli çapraz tabakalanma içerirler (zkan, 1998). Ayrıca kireçtaşları, çamurtaşı, marn, tüfit, stromatolitik kireçtaşı arakatıkları da içerir. Bu kireçtaşlarının bir seviyesinde de götit oluşumları gözlenmiştir. İlaveten bu kireçtaşları, bol miktarda organik madde içeriği nedeniyle bazı seviyelerde koyu gri - siyah renkli gözlenmektedir (zkan, 1998). Bu kireçtaşları, Dunham (1962)'a göre çamurtaşı, vaketaşı, istiftaşı ve tanetaşı şeklinde adlandırılmışlardır (zkan, 1998).

Killi kireçtaşları krem, bej renkli, ince-orta tabakalı, iyi gelişmiş laminalı, ostrakod, bivalv, gastropod, iz fosilli ve rtleşmiş kök kalıplıdır (zkan, 1998). Bazı seviyelerde kuruma çatlakları içeren killi kireçtaşlarında, türbiditik kanal dolguları şeklinde yeşil renkli masif kumtaşları da gözlenir. Bu killi kireçtaşları bazı seviyelerde

intraklast ve ooid içeren kireçtaşı özelliğindedir (Özkan, 1998). Formasyonun bir başka baskın litolojisini oluşturan killi kireçtaşı-çamurtaşı ar dalanması, krem, bej renkli, killi kireçtaşları ince tabakalı ve laminalı özellik sunarken, çamurtaşları ince – çok kalın tabakalanmalıdır (Özkan, 1998). Formasyonun diğer litolojisini oluşturan yüksek kalsiyumlu (protodolomit) dolotaşlar beyaz, bej renkli ve orta kalın tabakalanmalı olup, çoğunlukla yumuşak karbonat çamurtaşı şeklindedir (Özkan, 1998).

Formasyonun bir diğer baskın litolojisini oluşturan çamurtaşları krem, bej renkli, ince-çok kalın tabakalı ve çoğunlukla masiftir (Özkan, 1998). Çamurtaşları, bazı seviyelerde indirgen ve yükseltgen ortam şartlarını belirten kırmızı – yeşil renk ar dalanmaları gösterirler. Bazı seviyelerde, killi kireçtaşı -marn ar dalanması sunarlar ve slamp yapısı içerirler (Özkan, 1998).

Formasyon alttan Aladağ ve Kızılören formasyonları ile açılı uyumsuz, üstten ise Küçükmuhsine ve Yürükler formasyonu ile uyumlu, Topraklı formasyonu ile uyumsuz dokanaklıdır (Şekil 4.1 ve 4.2). Birimin kalınlığı 800 m'ye ulaşmaktadır (Özkan, 1998).

Eren (1993) Formasyonun yaşını Geç Miyosen – Erken Pliyosen olarak değerlendirmiştir. Bu çalışmada da bu yaş benimsenmiştir.

Ulumuhsine formasyonu, çoğunlukla gölsel (sığ - derin) bir ortamda ve daha az olarak da akarsu ortamında çökelmiştir (Özkan, 1998).

4.4. Küçükmuhsine Formasyonu (Ngk)

Karasal ve gölsel çökellerle yanal ve düşey geçişler sunan volkanik breş, aglomera, tuf ve tüfitten oluşan birim ilk kez Eren (1993) tarafından Küçükmuhsine formasyonu adı altında tanımlanmış ve adlandırılmıştır. Özkan (1998) inceleme alanını da içine alan yörede yaptığı çalışmada Küçükmuhsine formasyonunu, Evlicoyuktepe volkanikbreş üyesi, Mandalastepe tüfit üyesi, Takkalıtepe tuf üyesi ve Kanyakasitepe aglomera üyesi adı altında dört üyeye ayrılarak incelenmiştir. İnceleme alanında, aglomera ve tüflerden yapıllı volkanik birimler, bu çalışmada da Küçükmuhsine formasyonu olarak incelenmiştir. Formasyon inceleme alanının kuzeybatısında dar yayılımlı olarak yüzlek vermektedir (Şekil 4.2).

İnceleme alanındaki tüfler beyaz, sarımsı gri renklerde olup, orta-çok kalın tabakalı ve az-orta serttir. Yer yer aglomeralarla ar dalanmalar gösterir. Yer yer peri bacaları oluşturarak yüzlek verir. Bazı düzeylerde çört yumruları gösterirler (Özkan,

1998). Mikroskobik özelliklerine göre litik tuf, kristal tuf ve vitrik tuf özelliğindedirler ve bileşenlerini plajioklas, kuvars, biyotit, amfibol kristalleri ile volkanik cam oluştur (Özkan, 1998).

Aglomera seviyeleri, beyaz, bej renkli olup masif görünümlüdür ve orta sıkı, yer yer gevşek tutturulmuş olan aglomeralarda ince-blok boyutlu taneler yer almaktadır (Özkan, 1998). Bileşenlerinin çoğu dasit/andezit çakıl ve blokları olup, tuf ile tutturulmuşlardır ve yer yer tuf ile aralanmalar sunarlar (Özkan, 1998).

Küçükmuhsine formasyonu, alttan Ulumuhsine formasyonu ile uyumlu olup inceleme alanında üst sınırı gözlenmemektedir (Şekil 4.1 ve 4.2). Birimin kalınlığı 40 – 150 m arasında değişmektedir (Özkan, 1998).

Birimin yaşı Keller ve ark (1977) tarafından Geç Miyosen – Erken Pliyosen olarak belirlenmiş ve bu çalışmada da birime bu yaş verilmiştir.

Birim litolojik özelliklerinden dolayı karasal bir ortamdaki gelişimi belirtmektedir. Küçükmuhsine formasyonu, Geç Miyosen - Erken Pliyosen volkanizmasına bağlı olarak etkinleşen volkanik püskürmeler sonucu oluşmuş ve gölsel birimlerle geçiş göstermektedir.

4.5. Yürükler Formasyonu (Ngy)

Birim Göğer ve Kırıl (1969) tarafından "seki malzemesi, döküntü malzemesi, etek malzemesi" şeklinde incelenmiştir. Ancak, yörenin jeoloji evrimi açısından önemli görülen bu kayalar, alt, üst sınır ilişkileri açısından en iyi gözlemlendikleri Tepeköy kasabasının Yürükler mahallesine izafeten ilk kez Eren (1993) tarafından "Yürükler formasyonu" olarak adlandırılmıştır. Bu çalışmada da formasyon niteliğinde görüldüğünden Yürükler formasyonu adı altında incelenmiştir. Formasyon, inceleme alanının güneydoğusunda dar yayılımlı olarak yüzlek verir (Şekil 4.2).

Formasyonun litolojilerini kırmızı, kahve renkli konglomera, çakıllı -kumlu çamurtaşı ve çamurtaşı ile kumtaşı ara düzeyleri oluşturur (Özkan, 1998). Formasyonun egemen litolojisini oluşturan matriks destekli konglomeralar çoğunlukla çamur matriksli, az oranda da kum matriksli olup, çoğunlukla masif görünümlü olan birim orta-kalın tabakalanmalı düzeyler de sunmaktadır (Özkan, 1998). Birim içinde yer yer normal ve ters derecelenmeler ile tabakalanmaya paralel çakıl dizilimleri de gözlenmekte, bazı düzeylerde teknemsi çapraz tabakalanma ve kama şekilli çapraz tabakalanma sunmaktadır (Özkan, 1998). Polijenik özellikteki konglomeranın çakıllarını

temel kayadan türeme kireçtaşı çakılları, metakumtaşı, kuvarsit ile Yalıtepe formasyonu ve Ulumuhsine formasyonundan türeme kireçtaşı çakılları oluşturur ve ince-iri taneli ve kötü boylanmalı olan birimde maksimum tane boyu 2 m'dir (Özkan, 1998). Konglomeralar, orta sıkı karbonat çimentolu ve zayıf tutturulmuş kil çimentolu düzeyler içerir ve yer yer kırmızı renkli, kalış nodülleri içeren çamurtaşı ara düzeyleri görülür (Özkan, 1998). Formasyonun az yayımlı litolojisini oluşturan tane destekli konglomeralar yaygın olmayıp, kırmızı renkli, orta-kalın tabakalı, derecelenmenin gözlenmediği bu litofasiyeste yer yer binik yapı gözlenmektedir (Özkan, 1998). İnce - orta taneli, orta derecede iyi boylanmalı, maksimum tane çapı 15 cm olan konglomeralar, orta sıkı karbonat çimentolu olup, birimin monojenik özellikteki bileşenlerini Temel kayadan türeme kireçtaşı çakılları oluşturur (Özkan, 1998). Formasyonun az yayımlı litolojisini oluşturan çamurtaşları, genelde kırmızı ve kahve renkli olup, bazı kesimlerde, özellikle formasyonun gölsel çökellere geçiş gösterdiği kesimlerde krem ve sarı renk tonları sunarlar (Özkan, 1998). Kalın - çok kalın tabakalanmalı çamurtaşları, birkaç on metre kalınlığındadır ve bazı düzeylerde kalış yumruları içerirler (Özkan, 1998).

Birim, alttan Aladağ ve Kızılören formasyonları üzerine açılı uyumsuz, Ulumuhsine formasyonu üzerine uyumlu olarak gelmekte ve üst sınırı inceleme alanında gözlenmemektedir (Şekil 4.1 ve 4.2). Formasyonun kalınlığı 30 – 60 m arasında değişmektedir (Özkan, 1998).

Formasyon içerisinde herhangi bir fosile rastlanılmamıştır. Ancak, birim Geç Miyosen - Erken Pliyosen yaşlı Ulumuhsine formasyonu ve Küçükmuhsine formasyonu ile yanal - düşey geçişler sunmakta ve bu formasyonların üzerinde yer aldığından birim Özkan (1998) tarafından Erken Pliyosen yaşlı olarak değerlendirilmiştir.

Birim sedimantolojik ve litolojik özelliklerine göre alüvyal yelpaze, örgülü akarsu ve menderesli akarsu ortamında çökelmiştir (Özkan, 1998).

4.6. Topraklı Formasyonu (NgQt)

Konglomera, kumtaşı ve çamurtaşı araldanmasından oluşan birim Eren (1993) tarafından Topraklı formasyonu adı altında incelenmiştir. Bu çalışmada da Topraklı formasyonu adı benimsenmiştir. Topraklı formasyonu, çalışma alanının orta ve güneydoğu kesimine dar bir şekilde yayılım gösterir (Şekil 4.2).

Formasyonun litolojilerini kırmızı, kahverengi, gri renkli konglomera ve çamurtaşı ve daha az olarak kumtaşı oluşturur. Formasyonun egemen litolojisini

oluşturan matriks destekli konglomeralar, kırmızımsı gri renklidir ve çoğunlukla çamur ve daha az kum matrikslidir (Özkan, 1998). Konglomeralar, ters derecelenmeli, ince – iri taneli, kötü boylanmalı olup, maksimum tane çapı 80 cm’dir. Polijenik karakterli konglomeranın çakıllarını, temelden türeme kireçtaşı, metakumtaşı, çört, stromatolitik kireçtaşı, kireçtaşı, dasit, andezit ve Neojen yaşlı birimlerden türetilen çakıllar oluşturmaktadır (Özkan, 1998). Konglomeralar, orta - çok kalın tabakalı, orta sıkı karbonat ve zayıf kil çimentoludur. Formasyonun bazı seviyelerinde gözlenen tane destekli konglomeralar gri renkli ve normal derecelenmelidir. Bunlar binik yapı ve düzlemsel çapraz tabakalanma gibi yapılar sergilerler (Özkan, 1998).

Formasyonun başka bir egemen litolojisini oluşturan çamurtaşları kırmızı, kahverengi renkli ve orta - çok kalın tabakalanmalıdır. Çamurtaşları, tamamen volkanik kaya çakıllarından oluşan, erozyonal tabanlı, 8-10 m kalınlığında kanal dolgusu içerir. Onlarca metre kalınlığındaki çamurtaşları, bazı seviyelerde kalış yumruları içermektedir (Özkan, 1998). Yine bu çamurtaşları, bazı seviyelerde matriks destekli konglomeralarla aralanma sunarlar. Topraklı formasyonu kumtaşları gri, kırmızı renkli, ince - orta tabakalı ve yer yer çapraz tabakalanmalıdır (Özkan, 1998).

Topraklı formasyonu, Aladağ, Kızılören ve Ulumusine formasyonlarını açılı uyumsuzlukla örtmektedir (Şekil 4.1 ve 4.2). Formasyonun kalınlığı 20 – 70 m arasında değişmektedir.

Birimin yaşı Eren (1993) tarafından Geç Pliyosen-Kuvaterner olarak verilmiş ve bu çalışmada da bu yaş benimsenmiştir.

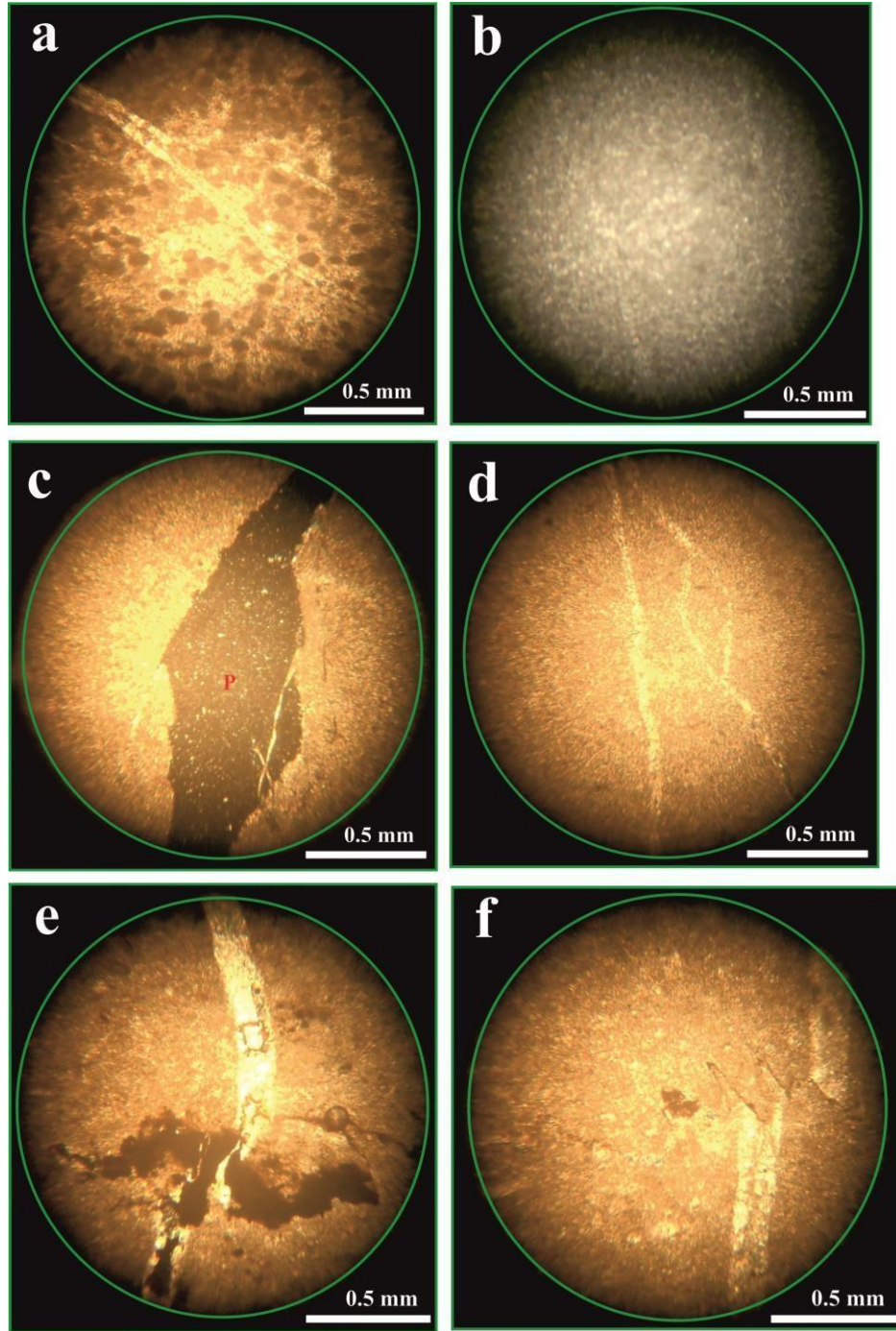
Topraklı formasyonu, litolojik ve sedimantolojik özelliklerine göre alüvyal yelpaze ve akarsu ortamında çökelmiştir (Özkan, 1998).

5. KIZILÖREN FORMASYONUNUN PETROGRAFİK ÖZELLİKLERİ

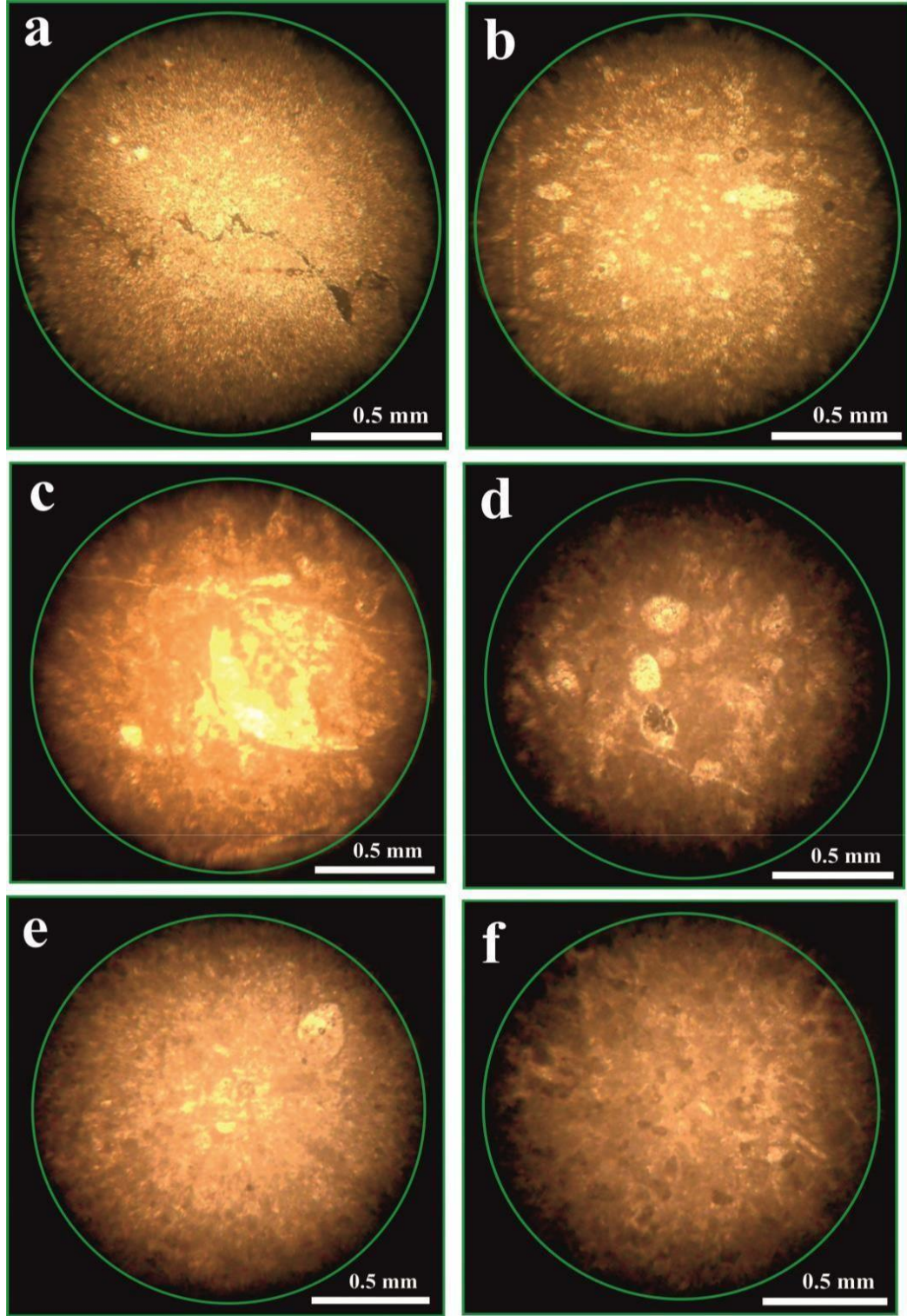
5.1. Hanönü (ÖSK-A) Ölçülü Stratigrafi Kesiti Örneklerinin Petrografisi

Kızılören formasyonu Hanönü ölçülü stratigrafi kesitinden alınan örneklerin mikroskobik incelemesine göre, Kızılören formasyonu tabanda (örnek: A-1) vaketaşı (Şekil 5.1 a) özelliğinde başlar. Bu seviyeden alınan örnekte, %5 fosil, %23 pellet, %3 intraklast, %13 mikrit, %53 mikrospar, %2 sparit, %1 porozite ile sparikalsitik damarlar gözlenmiştir. Kızılören formasyonu A-2 örneğinde, çamurtaşı (Şekil 5.1 b) özelliğinde olup, %4 fosil, %32 mikrit, %62, mikrospar ve %2 porozite ile sparikalsitik damarlar kapsamaktadır. Kızılören formasyonu A-5 örneğinde, %25 mikrit, %73 mikrospar, %2 porozite kapsamakta ve çamurtaşı fasiyesi özelliğinde olup, sparikalsitik damarlar içermektedir. Kızılören formasyonu A-10 örneğinde, yine çamurtaşı özelliğinde olup, %2 fosil, %40 mikrit, %57 mikrospar ve %1 porozite içermektedir. İlaveten bu seviyede sparikalsitik damarlar ve sitilolitler de gözlenir. Kızılören formasyonu A-15 örneğinde, çamurtaşı (Şekil 5.1 c) özelliğinde olup, %65 mikrit, %25, mikrospar, %2 sparit ve %8 porozite kapsamaktadır. Porozite boşluk ve kanal porozite (Şekil 5.1 c) şeklindedir. Kızılören formasyonu A-16 örneğinde, yine çamurtaşı özelliğinde olup, %50 mikrit, %49 mikrospar, %1 prozite kapsamaktadır. Ayrıca, bu örnekte sitilolitler ve sparikalsitik damarlar (Şekil 5.1 d) da gözlenmiştir. Kızılören formasyonu A-20 örneğinde, %63 mikrit, %35 mikrospar, %2 porozite gözlenmiş ve sitilolit içeren laminalı çamurtaşı olarak adlandırılmıştır. Kızılören formasyonu A-26 örneğinde, %28 fosil, %64 mikrit, %4 sparit, %2 opak mineral, %2 porozite, sitilolit, sparikalsitik damarlar ve mikro faylanmalar gözlenmiş olup, vaketaşı (Şekil 5.1 e, f, 5.2 a, b) olarak adlandırılmıştır. Kızılören formasyonu A-31 örneğinde, %23 fosil, %5 pellet, %7 intraklast, %63 mikrit, %2 porozite, sitilolit, sparikalsitik damar, çok az oranda (<%0.5) organik madde ve opak mineral gözlenmiş ve vaketaşı-istiftaşı (Şekil 5.2 c, d) olarak adlandırılmıştır. Kızılören formasyonu A-38 örneğinde, %6 fosil, %20 pellet, %4 intraklast, %66 mikrit, %4 sparit gözlenmiş ve vaketaşı (Şekil 5.2 e, f) olarak adlandırılmıştır. Kızılören formasyonu A-45 örneğinde, %28 fosil, %12 pellet, %5 intraklast, %43 mikrit, %10 mikrospar, %2 porozite kapsamakta olup, istiftaşı (Şekil 5.3 a-e) olarak isimlendirilmiştir. Kızılören formasyonu içersinde fosil olarak Tubiphytes (?) (Şekil 5.3 a, c, e) içerdiği düşünülmektedir. Kızılören formasyonu A-51 örneğinde,

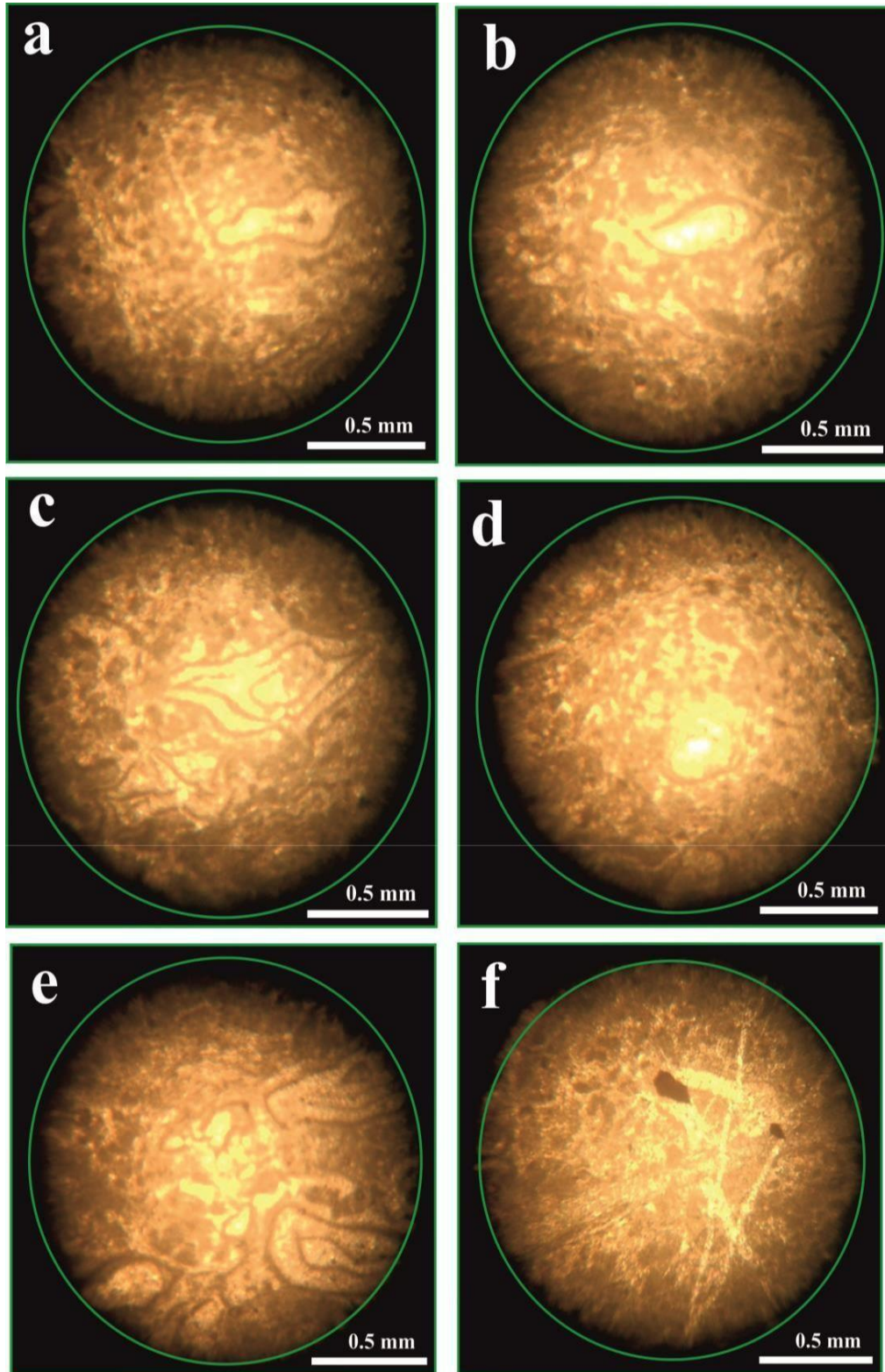
%20 fosil, %25 pellet, %4 intraklast, %49 mikrit, %1 opak mineral, %1 porozite gözlenmiş ve istiftaşı (Şekil 5.3 f) olarak adlandırılmıştır.



Şekil 5.1. Kızılören formasyonu Hanönü ölçülü stratigrafi kesiti örneklerinin mikroskopik resimleri. a) fosil, pellet, mikrit, mikrospar, sparitik damar T.N. b) fosil, mikrit, mikrospar, sparitik damar Ç.N. c) mikrit, mikrospar, sparit, porozite (p) T.N. d) mikrit, mikrospar, sparikalsitik damar T.N. e) mikrit, mikrospar, sitilolit, opak mineral, sparikalsitik damar T.N. f) fosil, mikrit, mikrospar, opak mineral, sitilolit, mikro fay T.N.



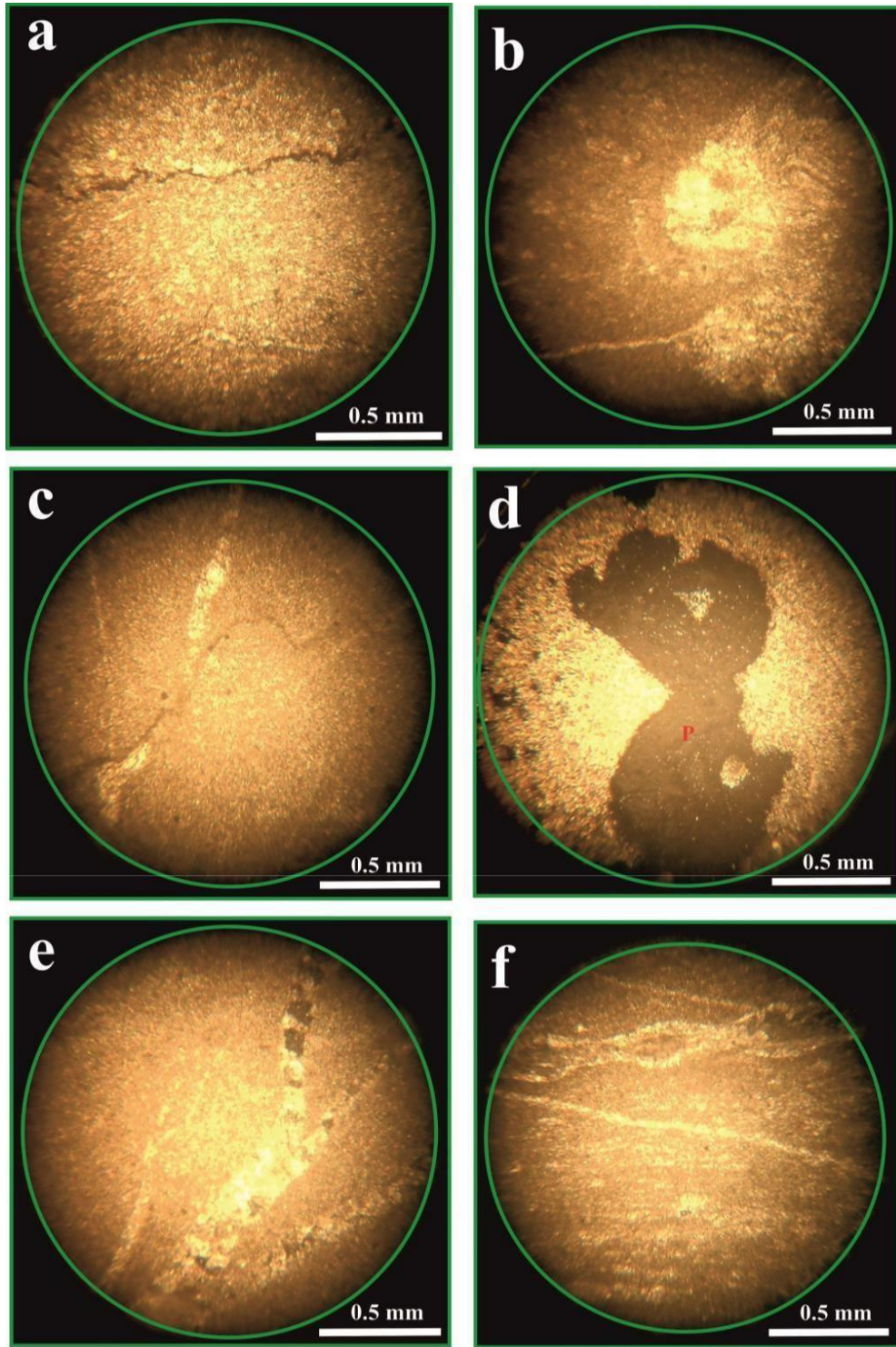
Şekil 5.2. Kızılören formasyonu Hanönü ölçülü stratigrafi kesiti örneklerinin mikroskopik resimleri. a) fosil, pellet, mikrit, mikrospar, sitilolit T.N. b) fosil, pellet, mikrit, mikrospar T.N. c) fosil, pellet, mikrit, T.N. d) fosil, mikrit T.N. e) fosil, pellet, intraklast, mikrit T.N. f) fosil, pellet, intraklast, mikrit T.N.



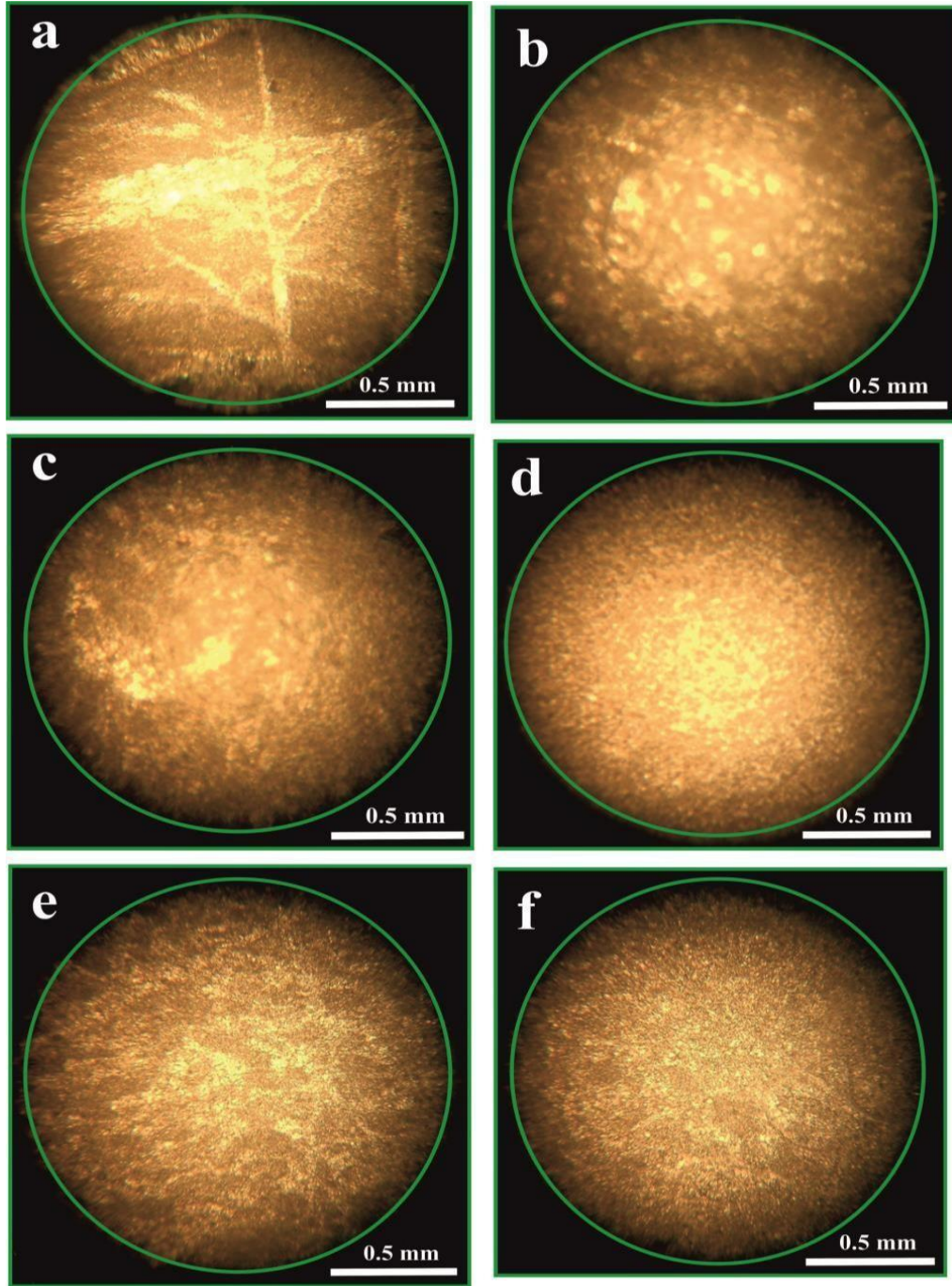
Şekil 5.3. Kızılören formasyonu Hanönü ölçülü stratigrafi kesiti örneklerinin mikroskopik resimleri.a) fosil, pellet, intraklast, *Tubiphytes* (?) mikrit, mikrospar, T.N. b) fosil, pellet, intraklast, mikrit, mikrospar, T.N. c) fosil, pellet, intraklast, *Tubiphytes* (?) mikrit, mikrospar, T.N. d) fosil, pellet, intraklast, mikrit, mikrospar, T.N. e) fosil, pellet, intraklast, *Tubiphytes* (?) mikrit, mikrospar, T.N. f) fosil, pellet, intraklast, opak mineral, sparikalsitik kesişen damarlar, mikrit, mikrospar, T.N.

5.2. Küllükgözü (ÖSK-B) Ölçülü Stratigrafi Kesiti Örneklerinin Petrografisi

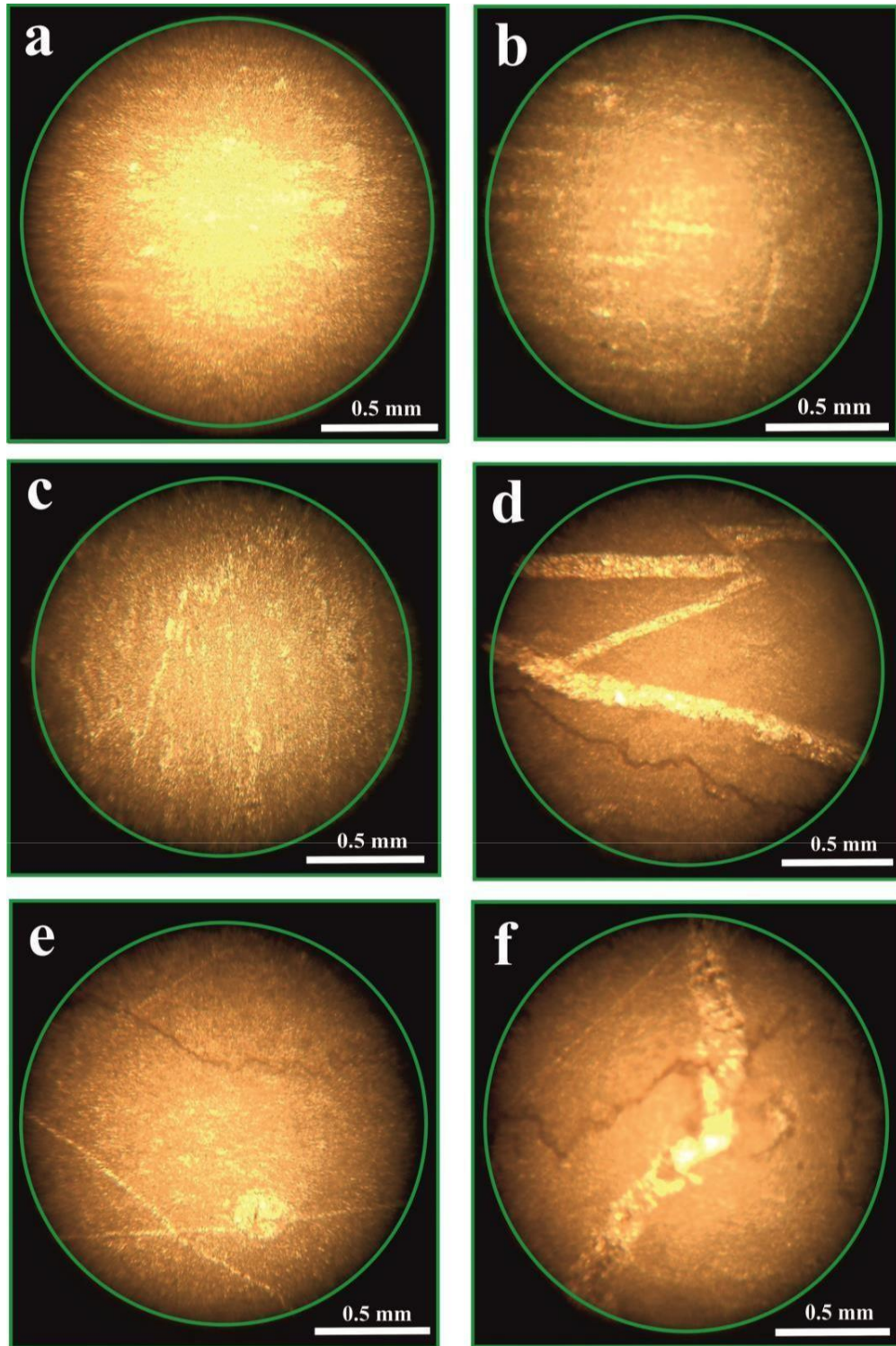
Kızılören formasyonu Küllükgözü ölçülü stratigrafi kesitinden alınan örneklerin mikroskobik incelemesine göre, Kızılören formasyonu tabanda (örnek: B-1) çamurtaşı (Şekil 5.4 a) özelliğinde başlar. Örnekte %1.5 fosil, %49 mikrit, %42 mikrospar, %5 sparit, %2 porozite, %0.5 opak mineral, birleşen sitilolitler gözlenmiştir. Kızılören formasyonu B-3 örneğinde, %9 fosil, %89 mikrit, %2 porozite, sitilolit ve sparikalsitik damar gözlenmiş ve çamurtaşı (Şekil 5.4 b, c) olarak adlandırılmıştır. Kızılören formasyonu B-5 örneğinde, %2 fosil, %74 mikrit, %20 mikrospar, %4 porozite, kesişen ve dallanan sparikalsitik damar, kanal ve boşluk porozitesi, sitilolit gözlenmiş ve kayaç çamurtaşı (Şekil 5.4 d, e) olarak adlandırılmıştır. Kızılören formasyonu B-7 örneğinde, %14 fosil, %72 mikrit, %12 sparit, %2 porozite, yoğun olarak kesişen sparikalsitik damarlar, zincir şekilli alg (?) fosili gözlenmiş ve vaketaşı (Şekil 5.4 f, 5.5 a) olarak adlandırılmıştır. Kızılören formasyonu B-9 örneğinde, %17 fosil, %82 mikrit, %1 porozite gözlenerek vaketaşı olarak isimlendirilmiştir. Kızılören formasyonu B-12 örneğinde, %25 fosil, %14 pellet, %48 mikrit, %12 mikrospar, %1 porozite ve sparikalsitik damar gözlenerek istiftaşı (Şekil 5.5 b, c) olarak tanımlanmıştır. Kızılören formasyonu B-15 örneğinde, %7 fosil, %37 mikrit, %48 mikrospar, %6 sparit, %2 porozite gözlenmiş ve çamurtaşı (Şekil 5.5 d) olarak isimlendirilmiştir. Kızılören formasyonu B-19 örneğinde, %32 mikrit, %64 mikrospar, %3 sparit, %1 porozite, sparikalsitik damar gözlenmiş ve çamurtaşı olarak adlandırılmıştır. Kızılören formasyonu B-22 örneğinde, %37 mikrit, %60 mikrospar, %2 sparit, %1 porozite, sparikalsitik damar gözlenmiş ve çamurtaşı olarak isimlendirilmiştir. Kızılören formasyonu B-26 örneğinde, %5 fosil, %24 pellet, %5 intraklast, %2 ooid, %24 mikrit, %39 mikrospar, %1 porozite, sitilolit gözlenerek kayaç vaketaşı - istiftaşı (Şekil 5.5 e, f) olarak tanımlanmıştır. Kızılören formasyonu B-29 örneğinde, %5 fosil, %12 pellet, %71 mikrit, %10 mikrospar, %2 porozite gözlenmiş ve vaketaşı olarak tanımlanmıştır. Kızılören formasyonu B-37 örneğinde, %15 fosil, %12 pellet, %65 mikrit, %7 mikrospar, %1 porozite ve sparikalsitik sitilolit gözlenerek kayaç çamurtaşı - vaketaşı (Şekil 5.6 a-c) olarak isimlendirilmiştir. Kızılören formasyonu B-53 örneğinde, %4 fosil, %5 pellet, %80 mikrit, %14 mikrospar, %1 porozite, sitilolit, sparikalsitik damar, mikro fay gözlenmiş ve kayaç çamurtaşı (Şekil 5.6 d-f) olarak tanımlanmıştır.



Şekil 5.4. Kızılören formasyonu Küllükgözü ölçülü stratigrafi kesiti örneklerinin mikroskopik resimleri. a) fosil, mikrit, mikrospar, sitilolit T.N. b) fosil, mikrit, mikrospar, T.N. c) fosil, mikrit, mikrospar, sitilolit T.N. d) porozite, mikrit, mikrospar T.N. e) fosil, mikrit, mikrospar, geniş sparikalsitik damarlar T.N. f) fosil, alg (?), mikrit, mikrospar, sparikalsitik damar T.N.



Şekil 5.5. Kızılören formasyonu Küllükgözü ölçülü stratigrafi kesiti örneklerinin mikroskopik resimleri a) fosil, mikrit, mikrospar, kesişen sparikalsitik damar T.N. b) fosil, pellet, mikrit T.N. c) fosil, pellet, porozite, mikrit T.N. d) fosil, pellet, porozite, mikrit, sparit T.N. e) fosil, pellet, intraklast, porozite, mikrit, sparit T.N. f) pellet, intraklast, ooid, porozite, mikrit, sparit T.N.



Şekil 5.6. Kızılören formasyonu Küllükgözü ölçülü stratigrafi kesiti örneklerinin mikroskopik resimleri a) fosil, mikrit, mikrospat, porozite T.N. b) fosil, mikrit, mikrospat, porozite T.N. c) fosil, pellet, mikrit, mikrospat, sparikalsitik sitilolit T.N. d) fosil, mikrit, mikrospat, sparikalsitik kesişen damar ve mikro fay, sitilolit T.N. e) fosil, pellet, mikrit, mikrospat, sparikalsitik kesişen damar sitilolit T.N. f) fosil, pellet, mikrit, sparikalsitik damar, sitilolit T.N.

6. KIZILÖREN FORMASYONU KAYA-EVAL JEOKİMYASI

Petrol çalışmaları için yapılan analizler, sedimanter kayalarındaki kaynak kaya değerlendirmesiyle ilgili aşağıdaki parametrelerin belirlenmesini gerektirir. Bunlar, organik madde miktarı, organik maddenin kalitesi ve organik maddenin termal olgunlaşmasıdır. Bu üç parametrenin bilgisi, Konya yöresindeki Kızılören formasyonu kireçtaşlarının kaynak kaya jeokimyası ve hidrokarbon potansiyelinin doğru bir şekilde değerlendirilmesini sağlamıştır. Analiz verileri için kullandığımız ikili diyagramlar, inceleme alanının özelliklerinin ve hidrokarbon potansiyelinin yorumlanmasında kullanılan çizimlerdir.

OI, oksijen indeksi [$OI = (S3/TOC) \times 100$]

HI, hidrojen indeksi [$HI = (S2/TOK) \times 100$].

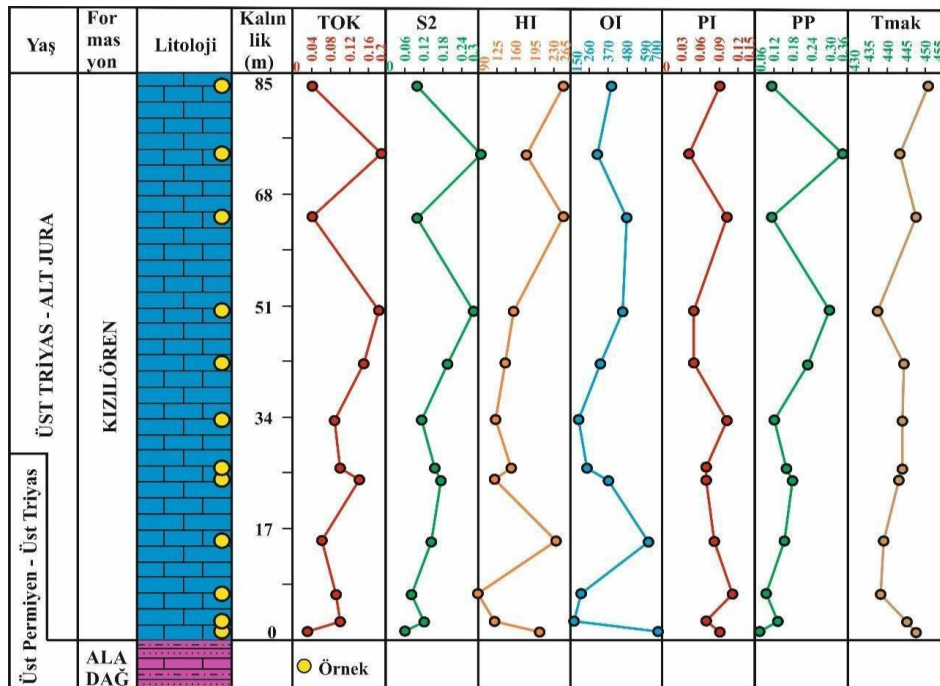
Kaynak kayada bulunan organik madde tipini saptamak için HI ve OI grafiği kullanılabilir (Peters ve Moldowan, 1993; Atta-Peters ve Garrey, 2014).

PI, üretim indeksi [$PI = S1/(S1 + S2)$]

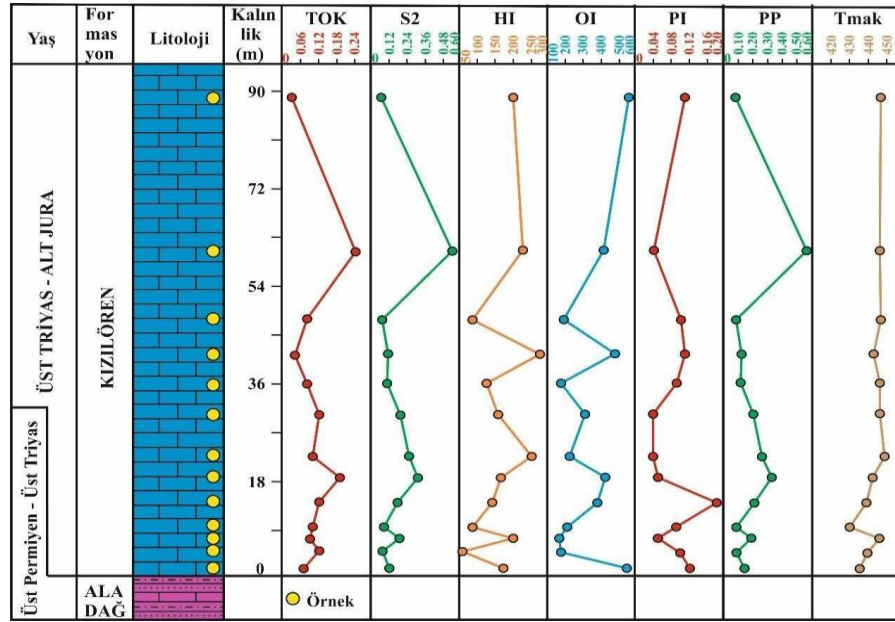
Kerojendeki hidrojen zenginliği = $S2/S3$

Kaynak kayanın jenetik potansiyeli = $S1 + S2$.

İki adet ölçülü stratigrafi kesitinden derlenen örnekleri için toplam organik karbon (TOK) içerikleri ve kaya-eval analiz veri sonuçları Şekil 6.1, 6.2 ve Çizelge 6.1 ve 6.2’de verilmiştir.



Şekil 6.1. Hanönü ölçülü stratigrafi kesiti ve kaya-eval piroliz verileri.



Şekil 6.2. Küllükgözü ölçülü stratigrafi kesiti ve kaya-eval piroliz verileri.

Çizelge 6.1. Kızılören formasyonu Hanönü ölçülü stratigrafi kesiti örneklerinin kaya-eval piroliz sonuçları ve hesaplanan vitrinit refleksiyon değerleri

Örnek	%TOK	S ₁	S ₂	S ₃	Tmax °C	HI	OI	PI	S ₂ /S ₃	GP	Ro
A-51	0.04	0.01	0.10	0.16	451	250	400	0.09	0.62	0.11	0.96
A-45	0.19	0.01	0.33	0.59	443	174	311	0.04	0.56	0.34	0.81
A-38	0.04	0.01	0.10	0.19	447	250	475	0.10	0.53	0.11	0.88
A-31	0.18	0.01	0.28	0.81	437	156	450	0.05	0.34	0.29	0.70
A-26	0.15	0.01	0.21	0.50	444	140	333	0.05	0.42	0.22	0.83
A-20	0.09	0.01	0.11	0.17	444	122	189	0.10	0.65	0.12	0.83
A-16	0.10	0.01	0.15	0.24	444	150	240	0.07	0.62	0.16	0.83
A-15	0.14	0.01	0.17	0.52	443	121	371	0.07	0.33	0.18	0.81
A-10	0.06	0.01	0.14	0.36	439	233	600	0.08	0.39	0.15	0.74
A-5	0.09	0.01	0.08	0.18	438	89	200	0.11	0.44	0.09	0.72
A-2	0.10	0.01	0.12	0.17	445	120	170	0.07	0.70	0.13	0.85
A-1	0.03	0.01	0.06	0.20	447	200	667	0.09	0.30	0.07	0.88

Çizelge 6.2. Kızılören formasyonu Küllükgözü ölçülü stratigrafi kesiti örneklerinin kaya-eval piroliz sonuçları ve hesaplanan vitrinit refleksiyon değerleri

Örnek	%TOK	S ₁	S ₂	S ₃	Tmax °C	HI	OI	PI	S ₂ /S ₃	GP	Ro
B-53	0.03	0.01	0.06	0.17	446	200	567	0.11	0.35	0.07	0.87
B-37	0.24	0.02	0.54	0.98	445	225	408	0.04	0.55	0.56	0.85
B-29	0.08	0.01	0.07	0.15	446	88	188	0.10	0.47	0.08	0.87
B-26	0.04	0.01	0.11	0.19	442	275	475	0.11	0.58	0.12	0.80
B-22	0.08	0.01	0.10	0.14	445	125	175	0.09	0.71	0.11	0.85
B-19	0.12	0.01	0.19	0.37	445	158	308	0.04	0.51	0.20	0.85
B-15	0.10	0.01	0.25	0.22	449	250	220	0.04	1.14	0.26	0.92
B-12	0.19	0.01	0.31	0.79	442	163	416	0.05	0.39	0.32	0.80
B-9	0.12	0.04	0.17	0.45	439	142	375	0.18	0.38	0.21	0.74
B-7	0.10	0.01	0.08	0.21	430	80	210	0.09	0.38	0.09	0.58
B-5	0.09	0.01	0.18	0.15	446	200	167	0.05	1.20	0.19	0.87
B-3	0.12	0.01	0.07	0.21	439	58	175	0.10	0.33	0.08	0.74
B-1	0.07	0.02	0.12	0.38	434	171	543	0.12	0.31	0.14	0.65

Aşağıdaki Çizelge 6.3, kaynak kaya miktarını, kalitesini, olgunlaşmasını ve yaygın olarak kullanılan kaya-eval parametrelerini yorumlamak için bir kılavuz görevi görmektedir (Peters, 1986; Peters ve Cassa, 1994; Fowler ve ark., 2005).

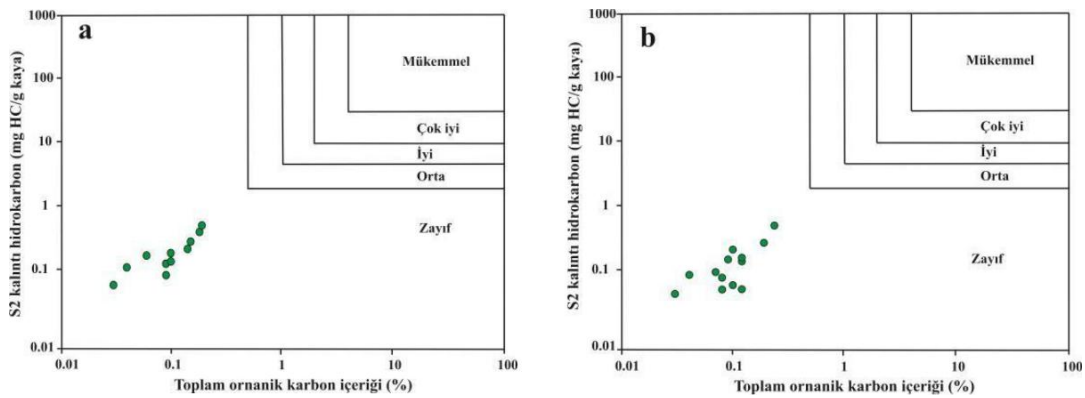
Çizelge 6.3. Kaynak kaya miktarını, kalitesini ve olgunlaşmasını ve yaygın olarak kullanılan kaya-eval parametrelerini yorumlama ilkeleri

Miktar	TOK	S ₁ (mg HC/g kaya)	S ₂ (mg HC/g kaya)
Zayıf	<0.5	<0.5	<2.5
Orta	0.5 – 1	0.5 – 1.0	2.5 - 5.0
İyi	1 – 2	1 – 2	5 - 10
Çok iyi	2 – 4	2 – 4	10 - 20
Mükemmel	>4	>4	>20
Kalite (nitelik)	HI (mg HC/g TOK)	S ₂ /S ₃	Kerojen Tipi
Yok	<50	<1	IV
Gaz	50 - 200	1	- 5
Gaz ve petrol	200	- 300	5 - 10
Petrol	300	- 600	10
Petrol	>600	>15	I
Olgun	Ro (%)	Tmak (°C)	TAI
Olgunlaşmamış	0.2	- 0.6	<435
Erken olgun	0.6 - 0.65	435	- 445
Pik olgun	0.65 - 0.9	445	- 450
Geç olgun	0.9 - 1.35	450	- 470
Post olgun	>1.35	>470	>3.3

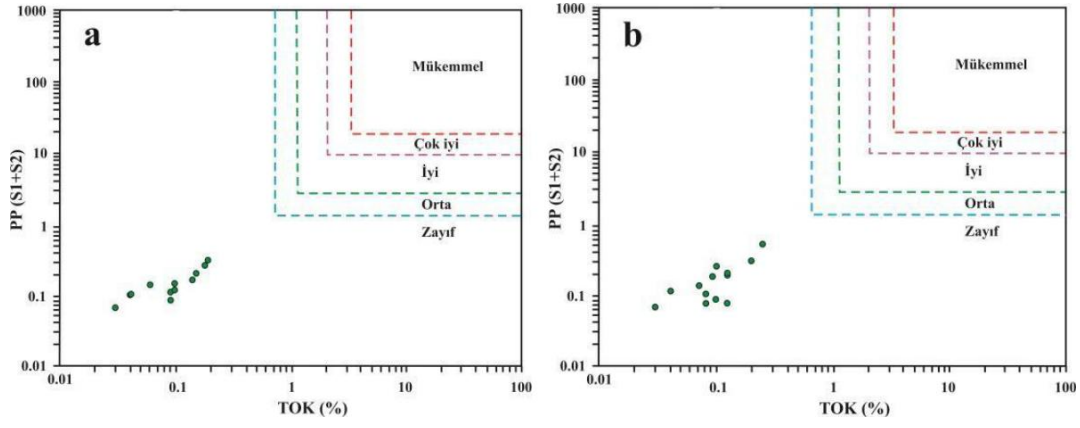
6.1. Kızılören Formasyonu Organik Zenginlik ve Hidrokarbon Potansiyeli

Bir kaya örneğinin organik zenginliği ve potansiyeli, tüm kaya ve pirolizden türetilen S₂ örneklerindeki toplam organik karbon miktarı ölçülerek değerlendirilmektedir. Peters (1986), ağırlıkça %0.5'den az TOK ve 2.5 mg/g'dan az S₂ içeren örneklerin zayıf kaynak kayaları olarak kabul edildiğini ifade etmiştir (Çizelge 6.3). İlâveten, ağırlıkça %0.5–1.0 TOK ve 2.5–5.0 mg/g S₂ içeren örneklerin orta kaynak; ağırlıkça %1-2 TOK ve 5.0-10 mg/g S₂ içeren örneklerin iyi kaynak; ağırlıkça %2-4 TOK ve 10-20 mg/g S₂ içeren örneklerin çok iyi kaynak ve ağırlıkça >%4 TOK ve >20 mg/g S₂ içeren örneklerin mükemmel kaynak kayaları olarak kabul edilmektedir (Çizelge 6.3).

Çizelge 6.3'de belirtilen bilgilerin ışığında, Kızılören formasyonu kireçtaşı örneklerinin hem Hanönü ÖSK hem de Küllükgözü ÖSK'inde hidrokarbon potansiyeli ve kaynak kaya verimliliği açısından zayıf alana düştüğü görülmektedir. İlâveten, S₂'ye karşı TOK ve PP'ye karşı TOK grafiklerinde de örneklerimiz zayıf alana düşmektedir (Şekil 6.3, 6.4). Dolayısıyla, Kızılören formasyonu örnekleri, kaynak kaya verimliliği açısından zayıf kaynak kayaları olarak ifade edilebilecektir. S₂ ve TOK karşılaştırması ve regresyon denkleminin belirlenmesi, gerçek ortalama HI'ni analiz etmek ve hidrokarbonların kaya matriksi tarafından adsorpsiyonunu ölçmek için en iyi yöntemdir (Obaje ve ark., 2004).



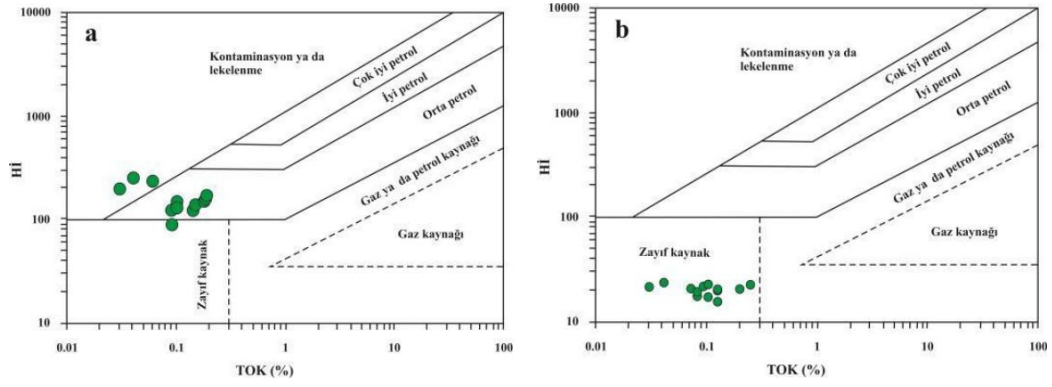
Şekil 6.3. Kızılören formasyonu örneklerinin hidrokarbon potansiyelini ve kaynak kaya verimliliğini gösteren TOK'a karşı S₂ grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK



Şekil 6.4. Kızılören formasyonu örneklerinin hidrokarbon potansiyelini ve kaynak kaya verimliliğini gösteren TOK'a karşı PP grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK

6.2. Kızılören Formasyonu Toplam Organik Karbon (TOK)

Sedimentteki TOK içeriği, sedimentte bulunan toplam organik madde miktarının bir göstergesidir ve toplam kayanın ağırlık yüzdesi olarak ifade edilir (Ronov, 1958; Akroun ve ark., 2011). Kızılören formasyonu için ölçülen TOK değerleri Çizelge 6.1 ve 6.2'de gösterilmektedir. Çalışma alanında alınan her iki ölçülü kesitte de TOK değerleri oldukça düşüktür ($<0.5\%$; Şekil 6.1, 6.2; Çizelge 6.1, 6.2). Bu değerler Peters ölçeğine göre zayıf bir üretkenlik potansiyeline işaret etmektedir (Çizelge 6.3; Şekil 6.5). Ancak, Peters ve Cassa (1994) TOK'nun kaynak kaya potansiyelinin her zaman iyi bir göstergesi olmadığını belirtmektedir, çünkü ölçümler, oluşturma potansiyeli az olan veya hiç olmayan inert karbon içerebilir. Dolayısıyla, Peters ve Cassa (1994) piroliz analizinden elde edilen S2 ölçümünün kaynak kayaların üretken potansiyelinin daha iyi bir göstergesi olduğuna inanmaktadır. Fakat, Kızılören karbonlarının S2'ye karşı TOK grafiği de zayıf üretken bir potansiyel sergilemekte ve bizim örneklerimizin TOK değerleri de kaynak kaya potansiyeli hakkında doğru sonuç vermektedir (Çizelge 6.1, 6.2; Şekil 6.3, 6.4).



Şekil 6.5. Kızılören formasyonu örneklerinin hidrojen indeksine (HI) karşı toplam organik karbon (TOK) grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK

Kaynak kaya zenginliğini sıralamak için standart kriterler (Çizelge 6.4) Peters ve Cassa (1994) tarafından önerilmiştir. Hidrokarbon üretme potansiyeli Senftle ve Landis (1991)'e göre genellikle yarı kantitatif bir ölçek (Çizelge 6.5) kullanılarak yorumlanmaktadır (Egobawaye, 2017). Kızılören formasyonu TOK içeriği ve dağılımı organik maddenin çökelme durumu, konsantrasyonu ve korunması, su kolonunun oksijen içeriği, sediment tipi yani oksijene karşı anoksik (Demaison ve Moor, 1980; Jacobson, 1991; Peters ve Cassa, 1994), biyolojik verimlilik etkisi ile besinlerin ve tedariklerinin kullanılabilirliği, güneş ışığı, sıcaklık, suların pH ve Eh'ı gibi faktörlerle ilişkili olabilir (Jarvie, 1991; Jacobson, 1991; Peters ve Cassa, 1994). Kızılören formasyonu için yorumlanan çökelme ortamı karbonat şelfidir (gelgit–açık deniz). Çökelme ortamı, organik madde üretkenliğini ve korunmasını etkilemektedir. Dolayısıyla, Kızılören formasyonunun inceleme alanımızdaki kısmında TOK'un çok düşük olması ($<0.5\%$), çökelme ortamı şartlarının organik madde birikimi için pek uygun olmadığını göstermektedir.

Demaison ve Moor (1980)'un vurguladığı gibi organik madde, oksijen kısıtlayıcı bir ortamda, yoğunluk veya sıcaklık tabakalı su kolonlarının oluştuğu sularda ya da oksijen ikmalinin düşük olduğu yerlerde dalga tabanının altındaki derinliklerde korunur (Egobawaye, 2017).

Çizelge 6.4. Kaynak kaya ve zenginleşme sıralaması için kriterler (Peters ve Cassa, 1994)

Organik Madde				
Kaynak Kaya Zenginliği	TOK (%) Şeyl	TOK (%) Karbonat	Kaya-Eval Piroliz	
			S ₁	S ₂
Zayıf	0-0.5	0-0.12	0-0.5	0-2.5
Orta	0.5-1	0.12-0.25	0.5-1	2.5-5
İyi	1-2	0.25-0.50	1-2	5-10
Çok İyi	2-4	0.5-1	2-4	10-20
Mükemmel	>4	>1	>4	>20

Çizelge 6.5. Vitritin refleksiyon kullanarak hidrokarbon oluşumu ve olgunluk ölçüsü (Dow, 1977; Senftle ve Landis, 1991)

Petrol Oluşturma Eğilimi		Gaz oluşturma Eğilimi	
Oluşum Safhası	R _o (%)	Oluşum Safhası	R _o (%)
Olgunlaşmamış	<0.6	Olgunlaşmamış	<0.8
Erken Petrol	0.6-0.8	Erken Gaz	0.8-1.2
Pik Petrol	0.8-1.0	Pik Gaz	1.2-2.0
Geç Petrol	1.0-1.35	Geç Gaz	>2.0
Islak Gaz	1.35-2.0		
Kuru Gaz	>2.0		

Birçok araştırmacı (Hunt, 1979; Demaison ve Moor, 1980; Peters, 1986; Jacobson, 1991; Peters ve Cassa, 1994; Killops ve Killops, 2005) sedimentlerdeki yüksek TOK içeriği veya zenginliğinin çökelme ortamı, organik madde taşınması ve korunması ile ilgili olduğunu bildirmiştir.

Bir kaynak kayanın orijinal toplam organik karbonunun (TOK) belirlenmesi, kerojen tipine bağlı olarak üretebileceği toplam hidrokarbon hacmini tahmin etmek için nicel bir yol sağlar (Jarvie ve ark., 2007). Karbonat kayaçlarıyla ilişkili organik madde genellikle hidrojen bakımından ince taneli kırıntılı kayaçlardan daha zengindir ve termal olarak kararsızdır (Tissot ve Welte, 1984; Espitalié ve ark., 1985; Behar ve ark., 2001). Kızılören formasyonu kısmen dolomitiktir ve düşük TOK içeriğine sahiptir. Çalışma alanındaki Kızılören formasyonundaki düşük TOK içeriği, Egbobawaye (2017)'nin de belirttiği gibi karışık silisiklastik-dolomit kompozisyonu ile ilişkili olabilir.

6.3. Kızılören Formasyonu Hidrojen Endeksi ve Oksijen Endeksi

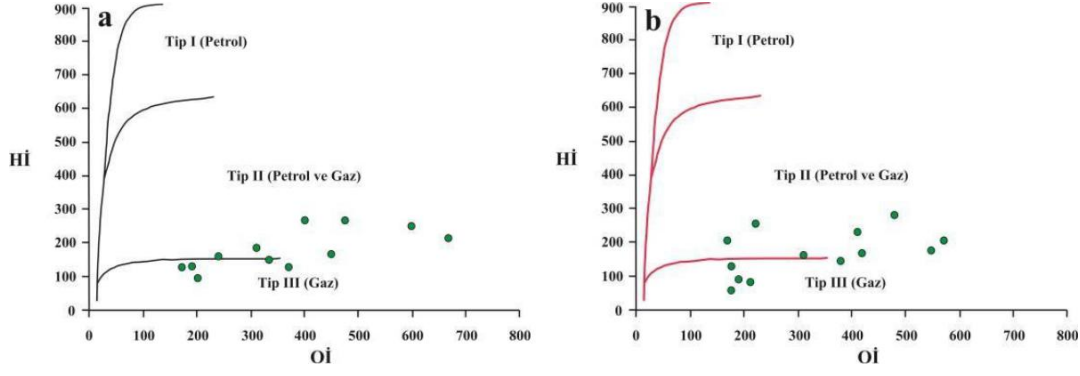
Kızılören formasyonu örneklerindeki HI değerlerinin düşük (0-150) ve orta (150-300), OI değerlerinin ise orta (150-300) ve yüksek (300-900) olduğu gözlenmiştir (Çizelge 6.1 ve 6.2). Hanönü kesitinde bu değerlerin %50'si düşük HI gösterirken, %50'si de orta HI değerleri göstermektedir (Çizelge 6.1). Küllükgözü kesitinde bu değerlerin %39'u düşük HI gösterirken, %61'i de orta HI değerleri göstermektedir

(Çizelge 6.2). Hanönü kesitinde bu değerlerin %33'ü orta OI gösterirken, %67'si de yüksek OI değerleri göstermektedir (Çizelge 6.1). Küllükgözü kesitinde bu değerlerin %46'sı orta OI gösterirken, %54'ü de yüksek OI değerleri göstermektedir (Çizelge 6.2).

Hidrojen (HI) ve oksijen (OI) indeksleri, Şekil 6.6'da görüldüğü gibi kaynak kayada bulunan kerojen tipini belirlemek için kullanılır (Peters, 1986; Lafargue ve ark., 1998; Egbobawaye, 2017). Şekil 6.6, çalışma alanındaki Kızılören formasyonunun karışık Tip II/III kerojeni olduğunu göstermektedir. Dembicki (2009)'nin vurguladığı gibi organik maddenin hidrokarbon üretmesi için karbonun hidrojen ile ilişkilendirilmesi gerekmektedir. Tissot ve Welte (1984) kerojeni, hidrokarbonların artan gömülme ve sıcaklıkla üretildiği polimerik bir organik malzeme olarak tanımlar. Kerojen, alg, spor, polen ve bitkisel doku kalıntılarından oluşmakta olup, kömürlerde bulunan liptinit, vitrinit ve inertinit şeklinde aynı makeral gruplarıdır (Peters, 1986; Peters ve Cassa, 1994; Killops ve Killops, 2005; Egbobawaye, 2017).

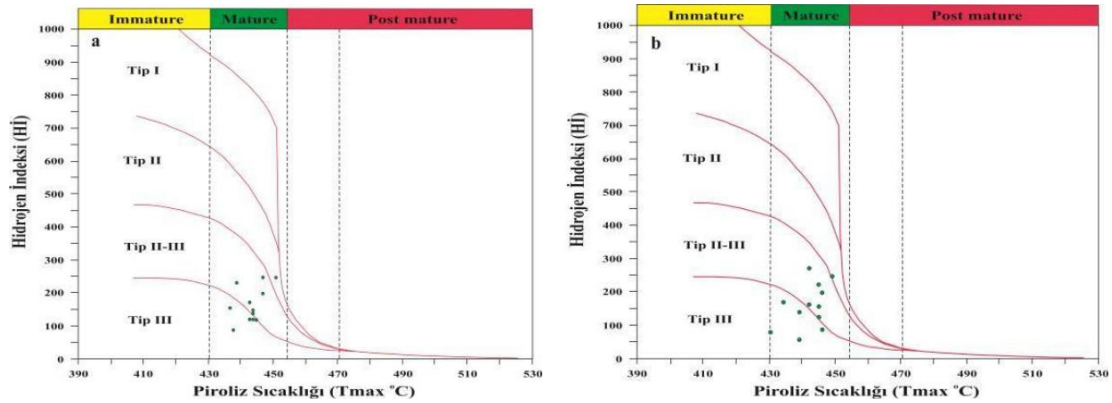
Kerojen temel olarak üç tipte sınıflandırılır: Tip I, Tip II, Tip III (Tissot ve Welte, 1984) ve Tip IV (Demaison ve Moor, 1980; Egbobawaye, 2017). Jacobson (1991) ve Egbobawaye (2017)'e göre, kerojen tipleri hidrojen/karbon (H/C) ve oksijen/karbon (O/C) değerleri, yani hidrojen indeksi (HI) ve oksijen indeksi (OI) bazında tanımlanmıştır.

İnceleme alanından analiz edilen Kızılören formasyonu örneklerinin yarıdan fazlası, Tip II kerojenin bulunduğunu göstermektedir (Şekil 6.6). Tip II kerojen petrol oluşturma eğilimlidir, nispeten hidrojen bakımından zengindir ve saf (monomazeral) eksinit formuyla karakterizedir (Jacobson, 1991). Tip II kerojenin türetildiği materyallerin örnekleri, kara bitkilerinin spor ve polen taneleri, denizel fitoplankton kistleri, bazı yaprak ve kök kütikülleridir (Jacobson, 1991; Egbobawaye, 2017). İlave, Tip II kerojenin oluşumu, besin temini, düşük mineralojik seyreltme ve kısıtlı oksijenasyon nedeniyle yüksek biyolojik üretkenliğe bağlıdır (Jacobson, 1991).



Şekil 6.6. Kızılören formasyonu örneklerinin hidrojen indeksine (HI) karşı oksijen indeksi (OI) grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK

Tissot ve Welte (1984) Tip III kerojeni, esas olarak vitrinit içeren bir gaz eğilimli kerojen olarak tanımlamış ve kara bitkisinden veya büyük ölçüde odunsu ve selülozik kalıntılardan oluşan hümik kömüre özdeş olduğunu belirtmiştir (Egobowaye, 2017). Ancak, çeşitli makrel karışımları veya bozunma süreçleri Tip III kerojen oluşumuna katkıda bulunabilir (Jacobson, 1991; Egobowaye, 2017). İlaveten, Espitalié ve ark. (1985)'nın belirttiği gibi Tip III kerojen, Tmax kullanılarak olgunlaşma derecesi açısından tahmin edilen en güvenilir kerojendir (Şekil 6.7).



Şekil 6.7. Kızılören formasyonu örneklerinin hidrojen indeksine (HI) karşı piroliz sıcaklığı (Tmax) grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK

6.4. Kızılören Formasyonu Termal Olgunluk – Tmax

Organikce zengin sedimentin ısı olgunlaşması, tortul organik maddeyi (kaynak-kaya) petrol, ıslak gaz ve son olarak kuru gaz ve pirobitüme dönüştüren zaman süresine bağlı olarak sıcaklık kaynaklı reaksiyonların sonuç etkisidir (Peters ve Cassa, 1994). Termal olgunluk geleneksel olarak üç kategoriye ayrılır: 1) olgunlaşmamış; 2) olgun; ve 3) post-olgun kaynak kayaçlar (Peters ve Cassa, 1994). Bir kayanın kalıntı kaynak-kaya kapasitesini bilmek, kaynak kaya değerlendirmesinin sadece bir kısmını çözer; kaynak kaya tarafından hangi ısı olgunluk seviyesinin temsil edildiğini de bilmek gerekmektedir (Dembicki, 2009; Egbobawaye, 2017). Çeşitli tekniklerle tahmin edilebilen olgunluk, Bu çalışmada, Kızılören formasyonunun ısı olgunluğunun belirlenmesinde HI'ya karşı Tmax grafiği (Şekil 6.7) yanı sıra, Tmax ve vitrinit yansıtma (Ro) ölçümleri de kullanılmıştır. Olgunluk parametrelerini etkili bir şekilde kullanmanın anahtarı, ölçülen verilerin dikkatle (ve bazen şüphecilikle) değerlendirilmesinde yatar ve mümkün olduğunca, birden fazla olgunluk parametresi elde etmek daha iyi olacaktır (Egbobawaye, 2017). Bu amaçla, Tmax, vitrinit yansıtma (Ro) ve üretim indeksi (PI) bu çalışmada ayrı ayrı yorumlanacak, bu üç olgunluk parametresi birleştirilecektir.

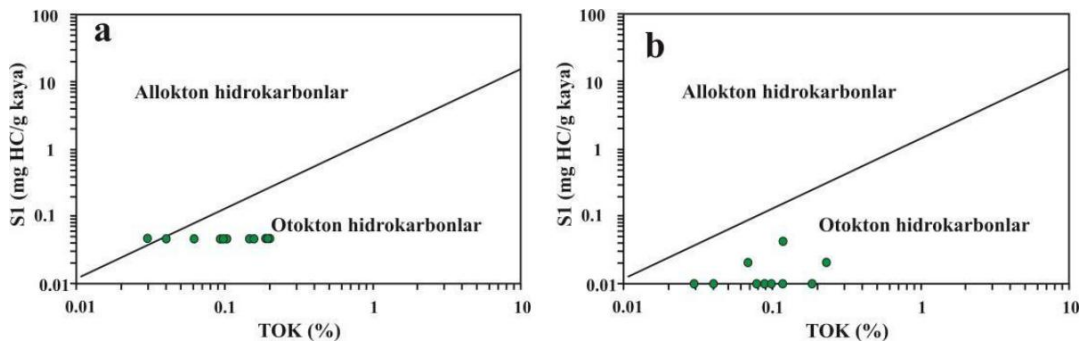
Killops ve Killops (2005)'un ifade ettiğine göre, belirli bir kerojenden üretilen hidrokarbonların miktarı ve bileşimi artan olgunluk ile birlikte kademeli olarak değişir. Başka parametreler de olmasına rağmen, kerojenin termal olgunluğu, yaygın olarak Tmax ve vitrinit refleksiyon kullanılarak ölçülür (Egbobawaye, 2017).

Tmax, maksimum hidrokarbon miktarının kerojen tarafından salındığı maksimum piroliz sıcaklığı olarak ifade edilir (Espitalié ve ark., 1977). Organik maddenin olgunluk seviyesindeki artış, Tmax'taki artışa karşılık gelir. Bu olgu, termal çatlama yoluyla meydana gelen kimyasal reaksiyonların doğası ile ilgilidir. Zayıf bağlar erken aşamalarda parçalanırken, güçlü bağlar geç aşamalarda daha yüksek sıcaklıklara kadar devam eder (Whelan ve Thompson-Rizer, 1993).

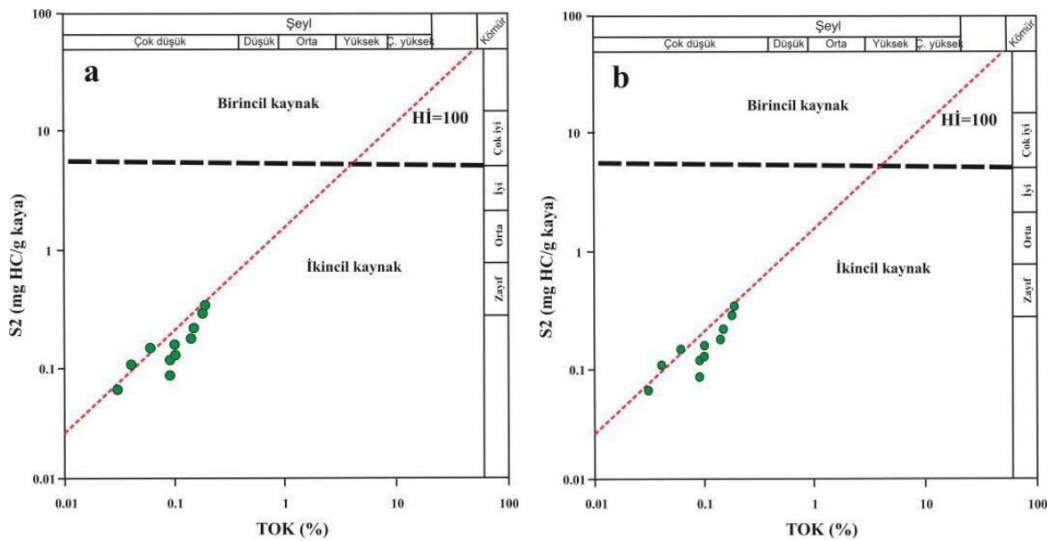
Temel kaya - eval parametresi, Tmax ve hesaplanan parametre PI arasındaki ilişkileri birleştirmek ve bulmak organik maddenin termal olgunluğunu göstermek için değerli bir yöntemdir. Peters (1986), Peters ve Cassa (1994) ve Bacon ve ark. (2000)'nın vurguladığına göre Tmax ve PI arasında aşağıdaki ilişkiler gözlenir: (1) Olgunlaşmamış organik madde sırasıyla 430°C ve 0.10'dan düşük Tmax ve PI değerlerine sahiptir; (2) Olgun organik madde 0.1-0.4 PI aralığındadır. Petrol penceresinin zirvesi olan Tmax ve PI sırasıyla 460°C ve 0.4'e ulaşır; (3) Islak gaz bölgesindeki olgun organik madde

0.4'den büyük PI değerlerine sahiptir; (4) Olgunlaşma sonrası organik madde genellikle yüksek bir PI değerine sahiptir ve kuru gaz bölgesinin sonuna kadar 1.0'e ulaşabilir.

Kızılören formasyonu'ndan analiz edilen numunelerde Tmax değerleri Hanönü kesitinde 337–451°C, Küllükgözü kesitinde 430–449°C arasında değişmekte (Çizelge 6.1, 6.2; Şekil 6.7) ve örneklerimiz olgun evreye düşmektedir. Kızılören örneklerinin çoğu, Tmax >435°C ve PI <0.4 olup, bu, numunelerimizin çoğunun petrol penceresinde olduğunu gösterir. Yine, Kızılören karbonat örneklerinin hemen hepsi, S1'e karşı TOK diyagramında yerli hidrokarbonlar olarak gözlenirken (Şekil 6.8), S2'ye karşı TOK diyagramında çoğu örnek ikincil (yerli olmayan) hidrokarbonları göstermektedir (Şekil 6.9).



Şekil 6.8. Kızılören formasyonu örneklerinin S1'e karşı TOK grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK



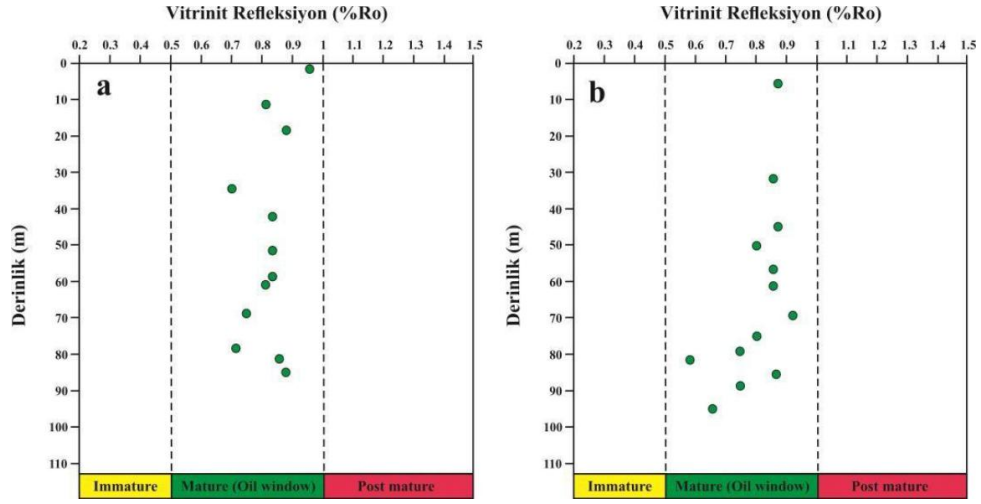
Şekil 6.9. Kızılören formasyonu örneklerinin S2'ye karşı TOK grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK

Sedimanter havzadaki jeotermal rejimin belirlenmesi, bir sedimanter havzanın evrimi, hidrokarbon ve diğer enerji kaynaklarının birikiminin öğrenilmesi açısından önemlidir (Bachu, 1992). Herhangi bir havzadan hidrokarbon (petrol ve gaz) üretimi, gömülme tarihleri boyunca organikce zengin kaynak kayaların ulaştığı sıcaklığa bağlıdır (Bachu ve Burwash, 1991). Konya Havzasında ısı transferinin kontrol mekanizmalarının muhtemelen, hareketli sıvılar veya formasyon suyu akışı ve hidrojeolojik etkiler ile kondüksiyon ve konveksiyon olduğu düşünülmektedir. Jeotermal dağılımın bu yorumu, inceleme alanındaki Tmax değerlerinden sorumlu olan temel faktörleri belirtir.

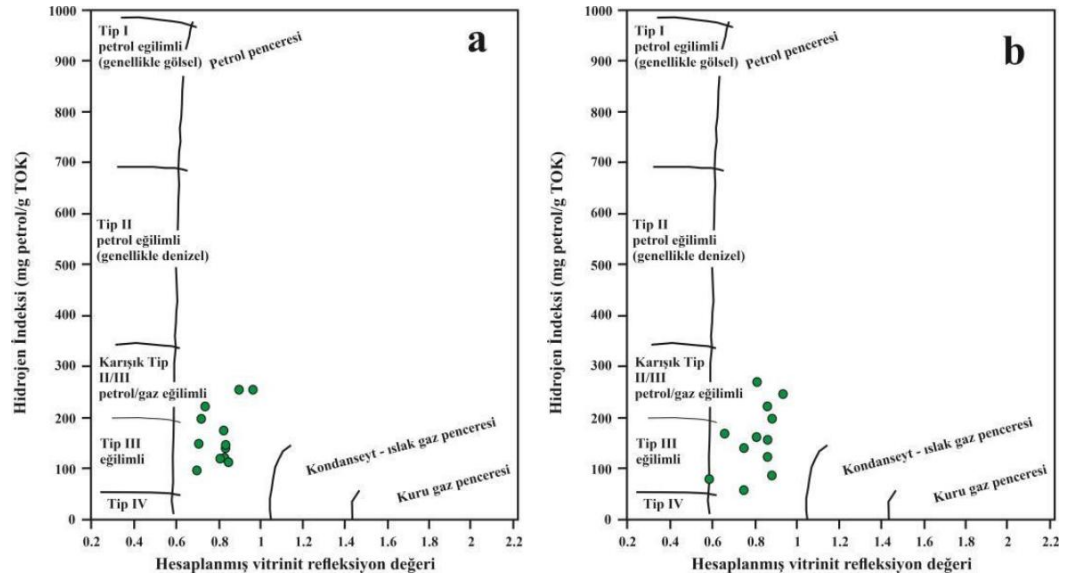
6.5. Kızılören Formasyonu Termal Olgunluğu - Vitrinit Yansıtma

Kızılören formasyonu örneklerinin piroliz analizinden hesaplanan vitrinit refleksiyon değerleri Çizelge 6.1 ve 6.2'de gösterilmiştir. Hesaplanan vitrinit refleksiyon değerleri Hanönü kesiti örneklerinde 0.70–0.96 (ort. 0.82), Küllükgözü kesiti örneklerinde ise 0.58–0.92 (ort. 0.80) arasında değişmektedir.

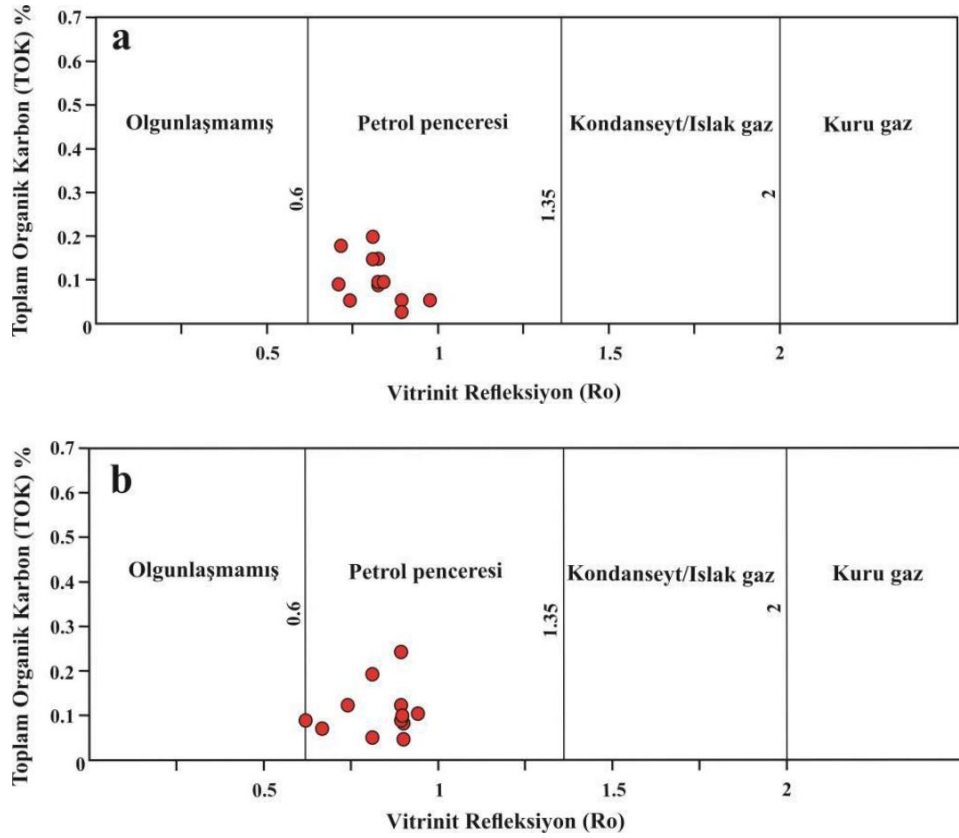
Vitrinit, yüksek bitkilerin lignoselüloz hücre duvarlarından türetildiği düşünülen hümik jellerden oluşturulan bir tür kerojen partikülüdür (Teichmüller, 1989). Vitrinit kömürün ortak bir bileşenidir ve vitrinit partiküllerinin yansıtılmasının ilk önce kömürlerde öngörülebilir bir şekilde artan zaman ve sıcaklıkla arttığı gözlenmiştir (Teichmüller, 1982). Kızılören karbonat örneklerinde hesaplanan vitrinit refleksiyon değerleri, derinlikle ve zamanla artma–azalma şeklinde zikzaklı bir dağılım sergilemektedir (Şekil 6.10). İlaveten, bu vitrinit örnekleri, olgunluk (petrol penceresi) aralığına düşmekte (Şekil 6.11, 6.12) ve Tmax – HI diyagramı (Şekil 6.7) ile uyum sağlamaktadır.



Şekil 6.10. Kızılören formasyonu örneklerinin hesaplanan vitrinit refleksiyo derinlik değişim grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK



Şekil 6.11. Kızılören formasyonu örneklerinin hesaplanan vitrinit refleksiyo na karşı HI grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK

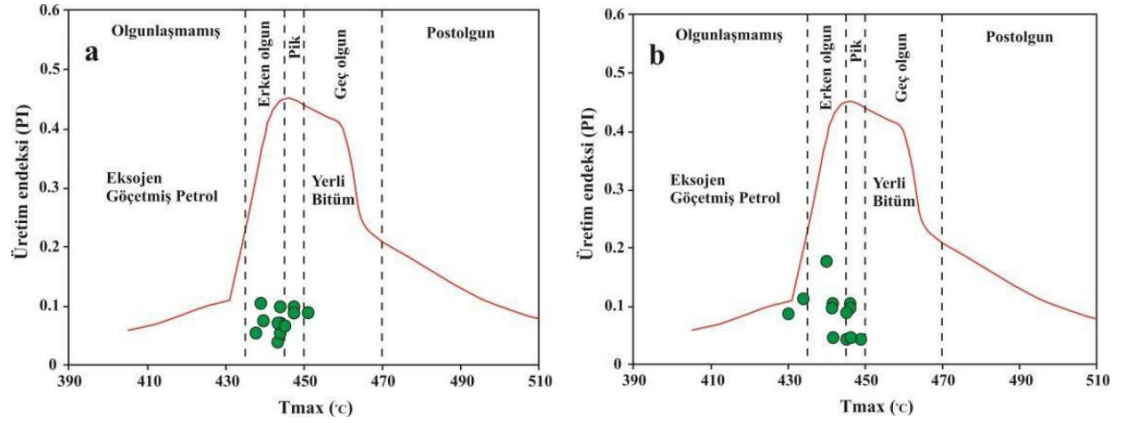


Şekil 6.12. Kızılören formasyonu örneklerinin hesaplanan vitrinit refleksiye karşı TOK grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK

Peters ve Cassa (1994) vitrinit refleksiye değerlerinin, potansiyel bir kaynaktan petrol ve gaz üretiminin potansiyel alanlarını gösteren kaynak kayadaki organik olgunlaşmanın göstergesi olarak başarıyla kullanıldığını vurgulamıştır. İlaveyen, onlar vitrinitin, kompleks, geri dönüşümsüz aromatisasyon reaksiyonları nedeniyle termal olgunlaşma sırasında arttığını da belirtmişlerdir. Ayrıca vitrinit refleksiye, sedimanter kayaların maksimum sıcaklık maruziyetini belirlemek için bir yol sağlayan termal olgunlaşma göstergesi olarak da kullanılır (Héroux ve ark., 1976; Egbobawaye, 2017).

6.6. Kızılören Formasyonu Thermal Olgunluk - Üretim Endeksi (PI)

Kaya - eval analizinden Kızılören formasyonundaki üretim endeksi (PI) verileri, PI'nin çok düşük değerlere sahip olduğunu göstermektedir (Hanönü kesitinde 0.04-0.11, Çizelge 6.1; Küllükgözü kesitinde 0.04-0.18, Çizelge 6.2). Dolayısıyla, inceleme alanındaki PI değerlerinin hepsi 1'den düşük değerlerdedir. Kızılören formasyonundaki üretim endeksi (PI) ve Tmax arasındaki ilişki Şekil 6.13'de gösterilmektedir.



Şekil 6.13. Kızılören formasyonu örneklerinin Tmax'a karşı PI grafiği. a) Hanönü ÖSK, b) Küllükgözü ÖSK

Üretim endeksi (PI) aynı zamanda üretilen hidrokarbon tipini belirtmek için diğer termal olgunluk parametreleriyle birlikte kullanılan bir parametredir (Peters ve Cassa, 1994) ve termal olgunlaşmayı tanımlayan jeokimyasal parametrelere göre yorumlanmıştır (Çizelge 6.6). Kızılören formasyonundaki PI değerleri, Hanönü kesitinde tüm örneklerin olgun alana düştüğünü (çoğu erken olgun ve pik, bir örnek geç olgun), Küllükgözü kesitinde ise çoğunlukla olgun alana (erken olgun ve pik) düşmekle birlikte 2 örneğin olgunlaşmamış alana düştüğünü göstermektedir (Çizelge 6.6, Şekil 6.13).

Çizelge 6.6. Termal olgunlaşma seviyesini tanımlayan jeokimyasal parametreler (Peters ve Cassa, 1994).

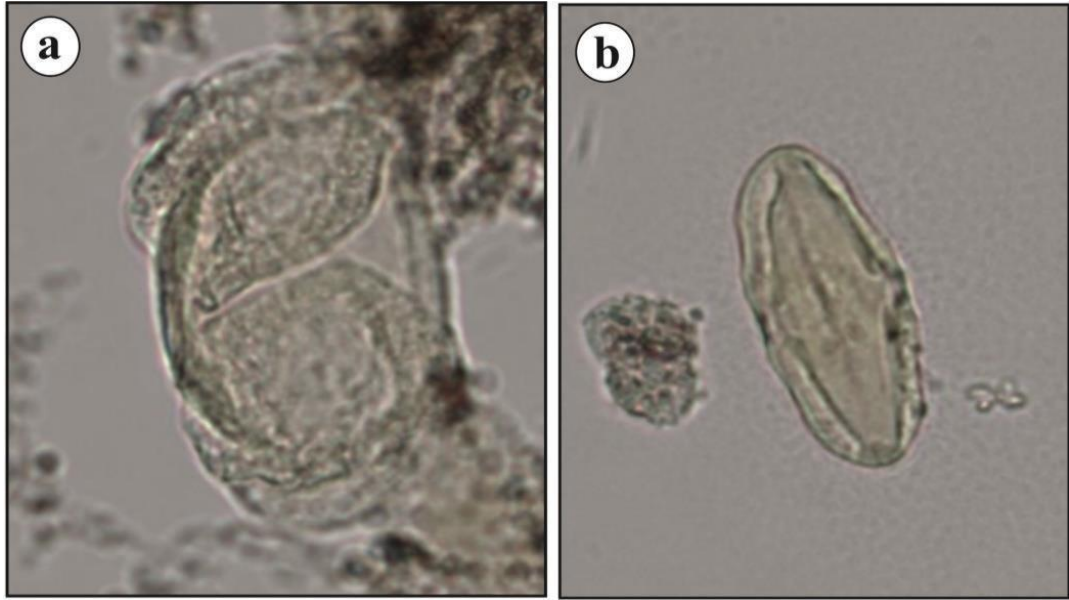
Olgunluk parametreleri			
Termal olgunluk safhası	Ro (%)	Tmax (°C)	PI [S1/(S1+S2)]
Olgunlaşmamış	0.2 – 0.6	<435	<0.10
Olgun	0.6 – 1.35	435 - 470	0.10 – 0.40
Erken olgun	0.6 – 0.65	435 – 445	0.10 – 0.15
Pik olgun	0.65 – 0.9	445 – 450	0.25 – 0.40
Geç olgun	0.9 – 1.35	450 – 470	>0.40
Postolgun	>1.35	>470	-

7. KIZILÖREN FORMASYONU PALİNOFASIYES ÖZELLİKLERİ

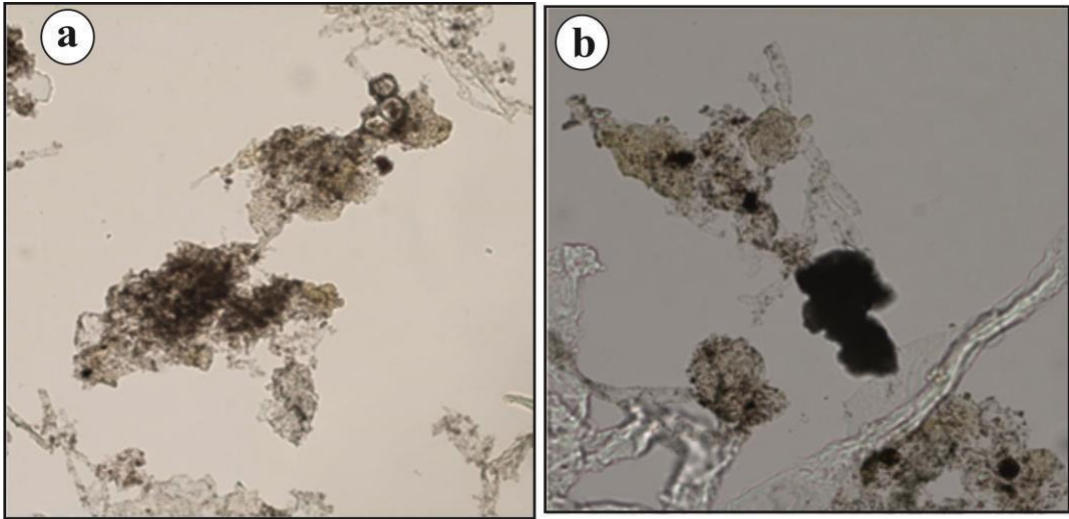
Kızılören formasyonuna ait seçilmiş 10 örnek, alttan aydınlatmalı biyolojik mikroskopta normal ve floresan ışık altında yürütülen palinolojik analizler sonucunda, spor, pollen ve tanımlanamayan palinomorf gruplarına ait topluluğun göreceli bolluk değerleri yarı-kantitatif olarak saptanmış ve örneklerin çökelim yaşı hakkında yorum yapılmaya çalışılmıştır. Palinofasiyes analizleri ise organik madde bileşenlerinin değişen yüzdeleri ve bunlara eşlik eden palinomorf topluluğunun birlikte yorumlanması şeklinde yürütülmüştür.

Çoğunlukla karbonat litolojilerden (kireçtaşı, killi kireçtaşı, dolomitik kireçtaşı gibi) oluşması nedeni ile palinolojik analizler için çok uygun olmayan örneklerde yürütülen palinolojik analizlerde, az da olsa bazı palinomorflar bulunmuştur. Örnekler genel olarak, orta-iyi korunmuş, az miktarda palinomorf ve az-orta-bol mertebesinde organik madde içeriğine sahiptir. Örneklerin tamamında geniş stratigrafik yayılıma (Paleozoyik - Güncel) sahip Bisaccate pollen baskın olarak gözlenmiştir. Bunun haricinde incelenen örneklerde, çalışma alanı civarında yüzlek veren birimlerden yüzey kirlenmesine işaret eden Kretase ve/veya daha genç yayılıma sahip Dipsacaceae ve Tricolpate pollen ile Oligosen ve/veya daha genç çökellerde bulunan Compositae (tubuliflorae-tip) ve Umbelliferae pollenleri tanımlanmıştır. Çalışılan örneklerin çok az fosilli olmaları ve yüzey kirlenmesinin varlığı nedeni ile yaş ve çökelim ortamı hakkında kesin bir yorum yapılamamıştır. Daha sağlıklı değerlendirmelerin yapılabilmesi için, çalışma alanında eğer mevcut ise, palinolojik analizler için daha uygun olan ince klastik litolojilerden (şeyl, marn, silttaşı, kiltası, ince kumtaşı, kömür vb.) ilave örnek alınıp, palinofasiyes analizi yaptırılması tavsiye edilmektedir.

ÖSK A-2'den alınan örnekte; bolluk: organik madde az, palinomorf az, fosil içeriği: 2-5 Bisaccate pollen ve 1 Umbelliferae gözlenmiş, organik madde: %80 amorf, %5 otsu, %15 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir. Örnekte şerit halinde gözlenen ve örnek alımından kaynaklanan yoğun güncel kirlenme mevcuttur (Şekil 7.1, 7.2).



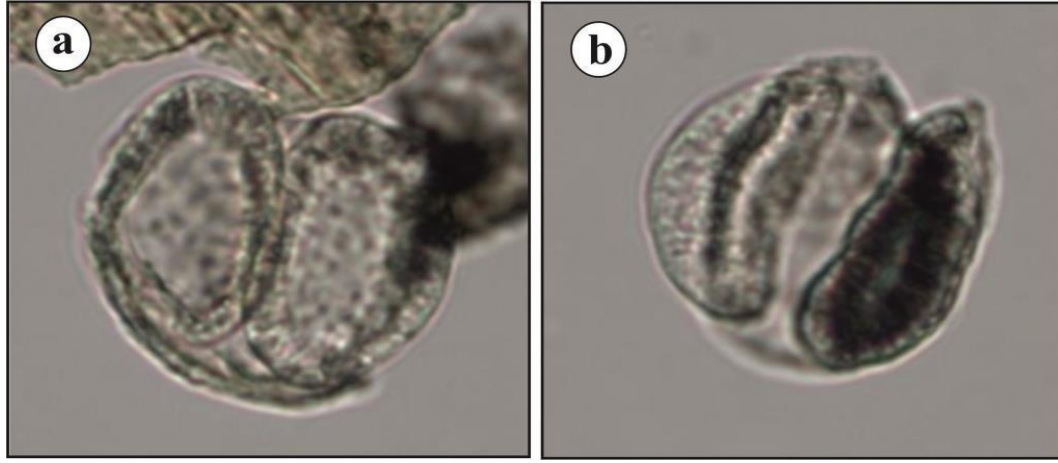
Şekil 7.1. Bisaccate pollen (a), Umbelliferae (b)



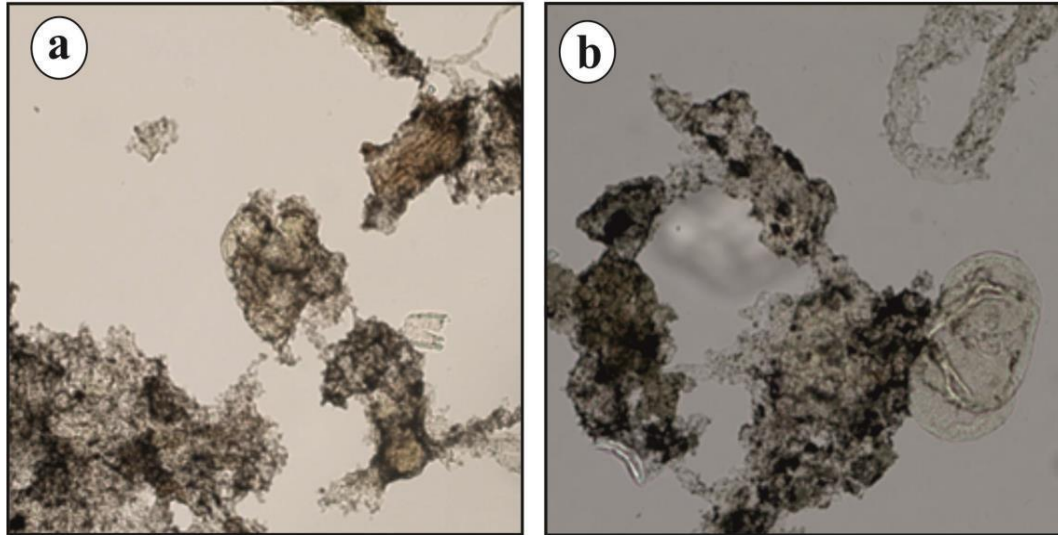
Şekil 7.2. Palinofasiyes (a) ve palinofasiyes (b)

ÖSK A-15'den alınan örnekte; bolluk: organik madde orta-bol, palinomorf az, fosil içeriği: 10-20 Bisaccate pollen gözlenmiş, organik madde: %70 amorf, %10 otsu, %20 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir.

Örnekte şerit halinde gözlenen ve örnek alımından kaynaklanan yoğun güncel kirlenme mevcuttur (Şekil 7.3, 7.4).



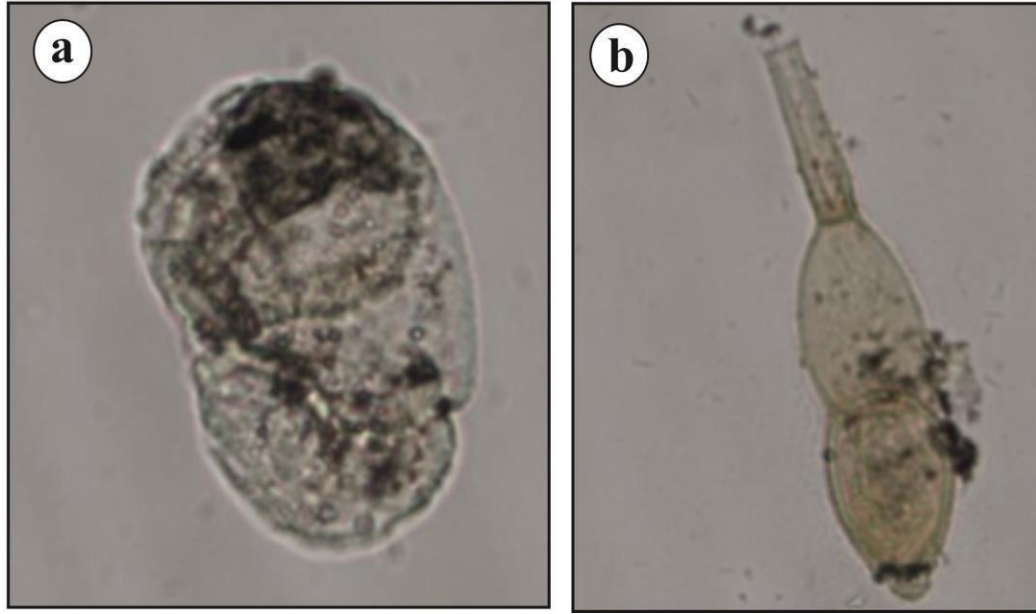
Şekil 7.3. Bisaccate pollen (a ve b)



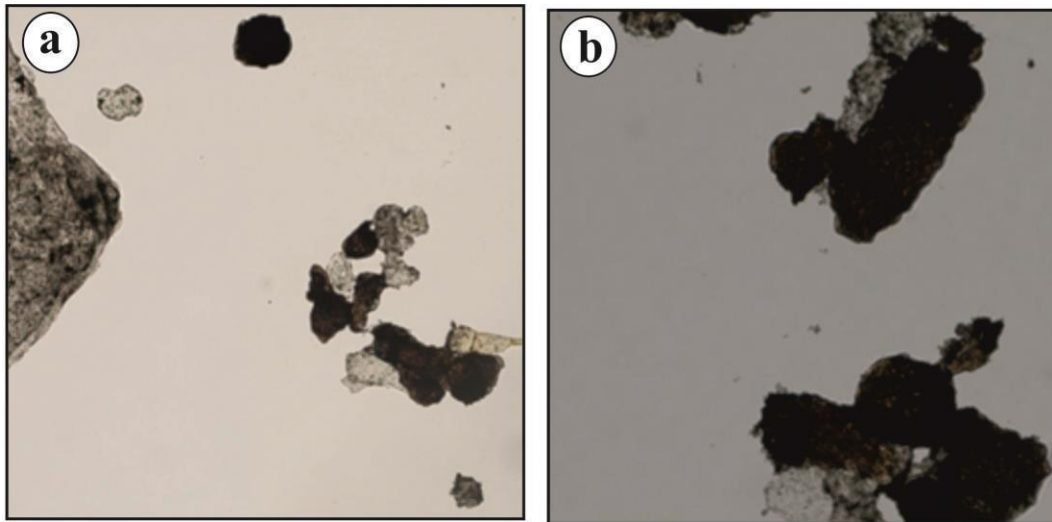
Şekil 7.4. Palinofasiyes (a) ve palinofasiyes (b)

ÖSK A-20'den alınan örnekte; bolluk: organik madde orta-bol, palinomorf az, fosil içeriği: 10-20 Bisaccate pollen 1 tanımlanamayan palinomorf gözlenmiş, organik

madde: %30 amorf, %70 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir (Şekil 7.5, 7.6).

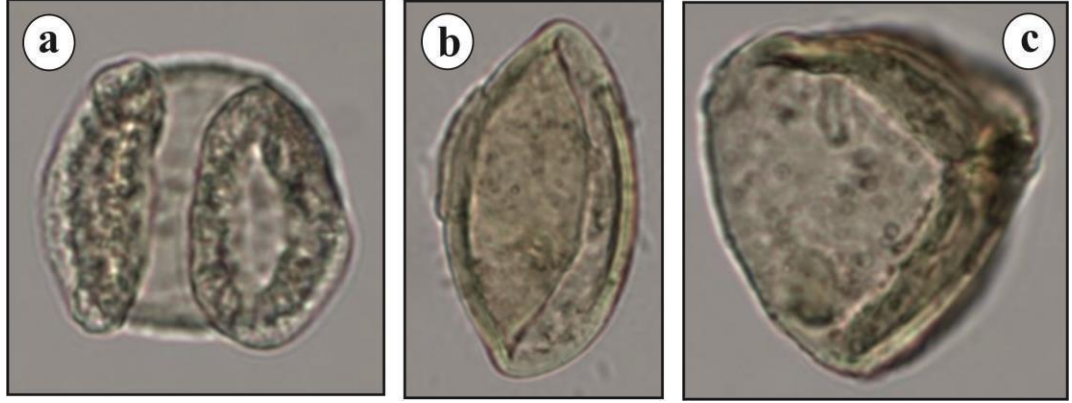


Şekil 7.5. Bisaccate pollen (a), tanımlanamayan palinomorf (b)

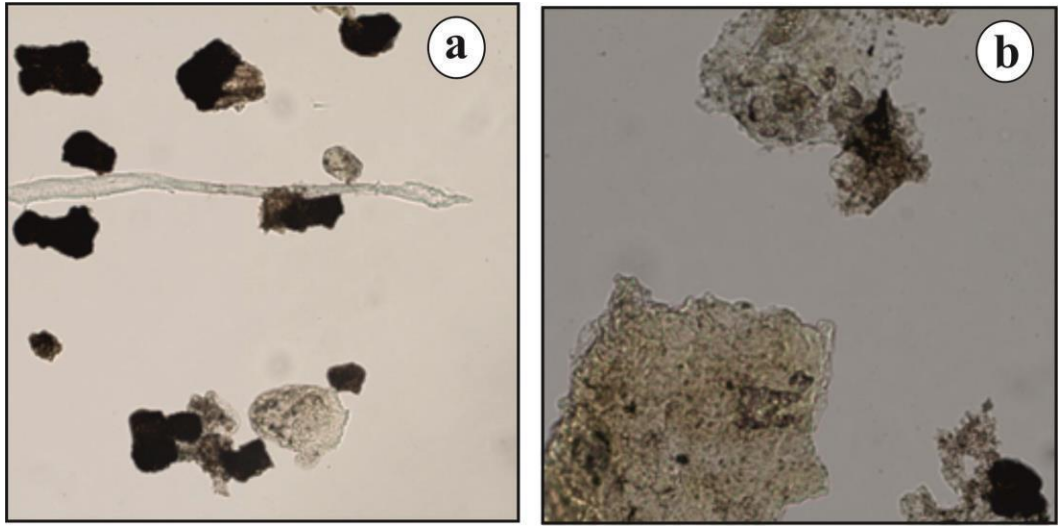


Şekil 7.6. Palinofasiyes (a) ve palinofasiyes (b)

ÖSK A-51'den alınan örnekte; bolluk: organik madde orta-bol, palinomorf az, fosil içeriği: 10-20 Bisaccate pollen 1 Trilete spore ve 1 Monocolpate pollen gözlenmiş, organik madde: %30 amorf, %20 otsu, %50 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir. Örnekte şerit halinde gözlenen ve örnek alımından kaynaklanan yoğun güncel kirlenme mevcuttur (Şekil 7.7, 7.8).

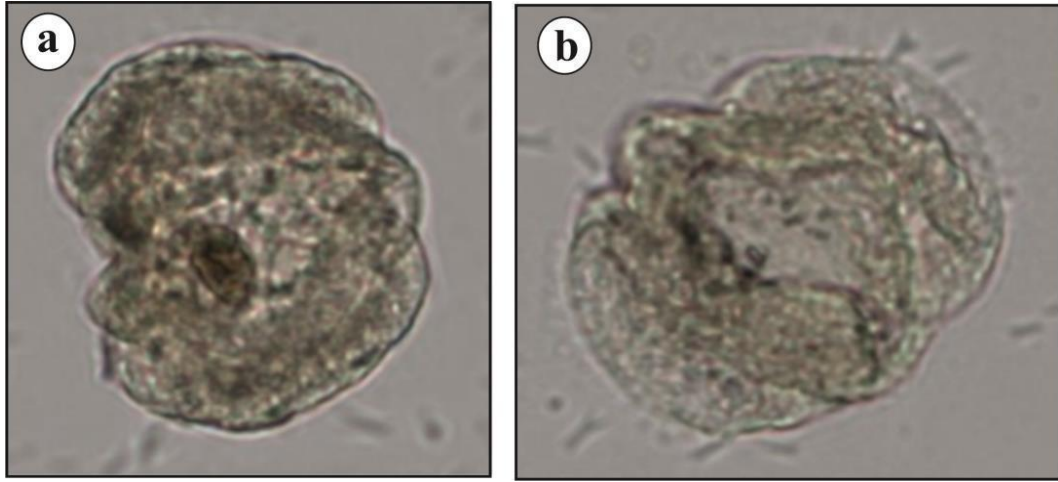


Şekil 7.7. Bisaccate pollen (a), Monocolpate pollen (b), Trilete spore (c)

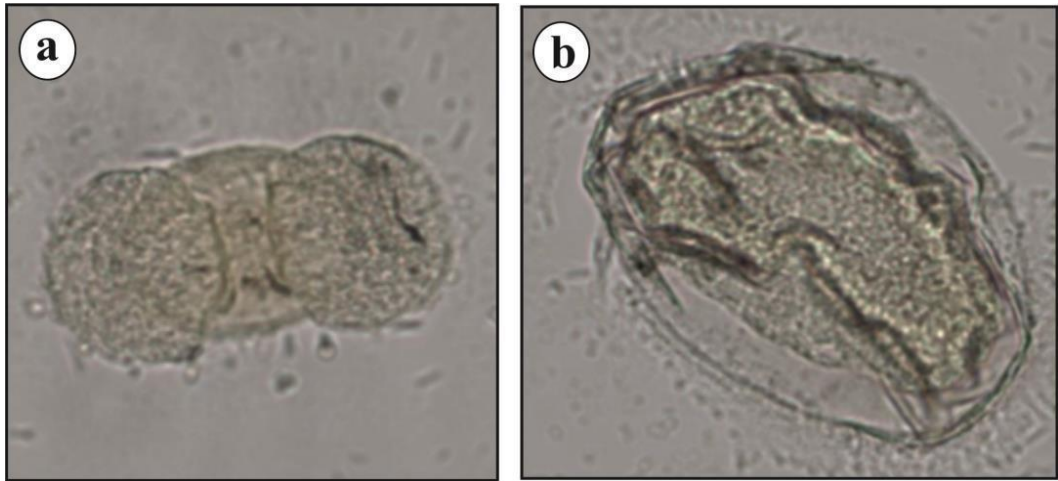


Şekil 7.8. Palinofasiyes (a), palinofasiyes (b)

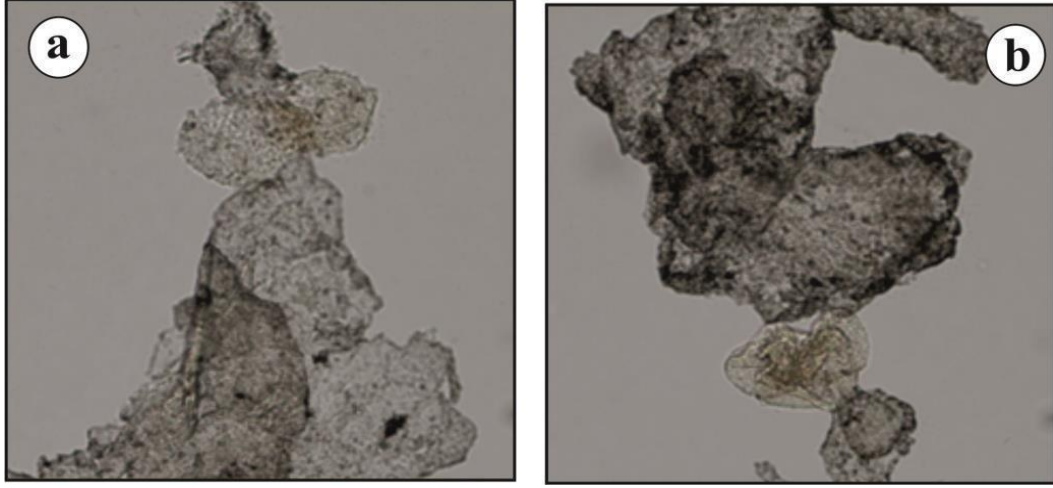
ÖSK B-1'den alınan örnekte; bolluk: organik madde az, palinomorf az, fosil içeriği: 10-20 Bisaccate pollen ve bir adet tanımlanamayan palinomorf gözlenmiş, organik madde: %80 amorf, %15 otsu, %5 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir (Şekil 7.9, 7.10, 7.11).



Şekil 7.9. Bisaccate pollen (a) ve (b)

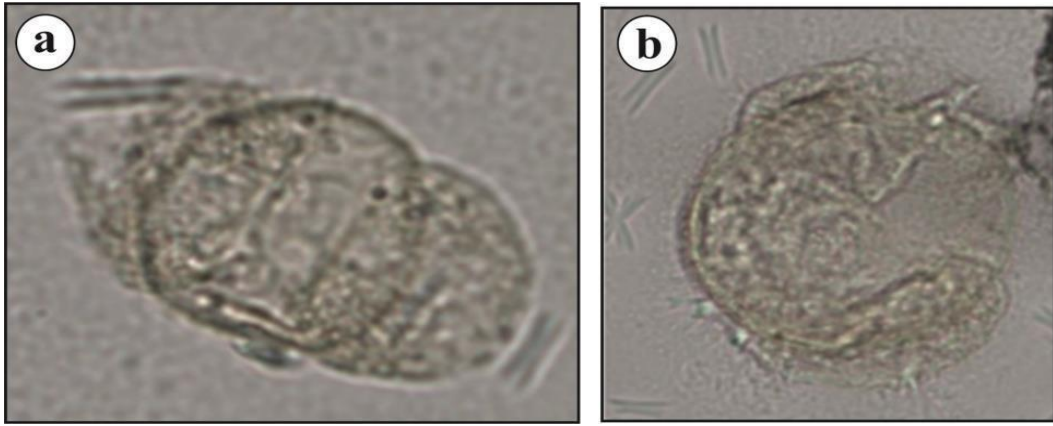


Şekil 7.10. Bisaccate pollen (a), tanımlanamayan palinomorf (b)

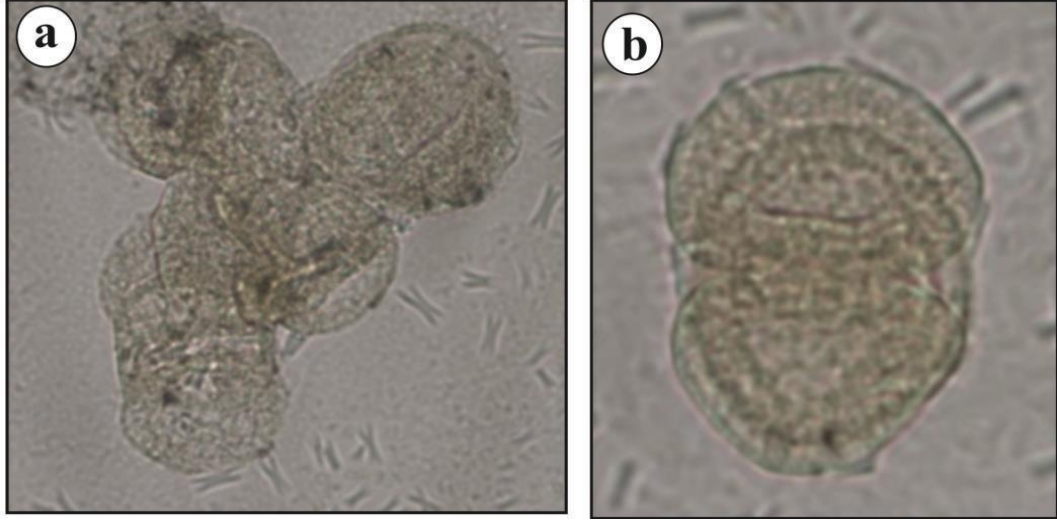


Şekil 7.11. Palinofasiyes (a) ve (b)

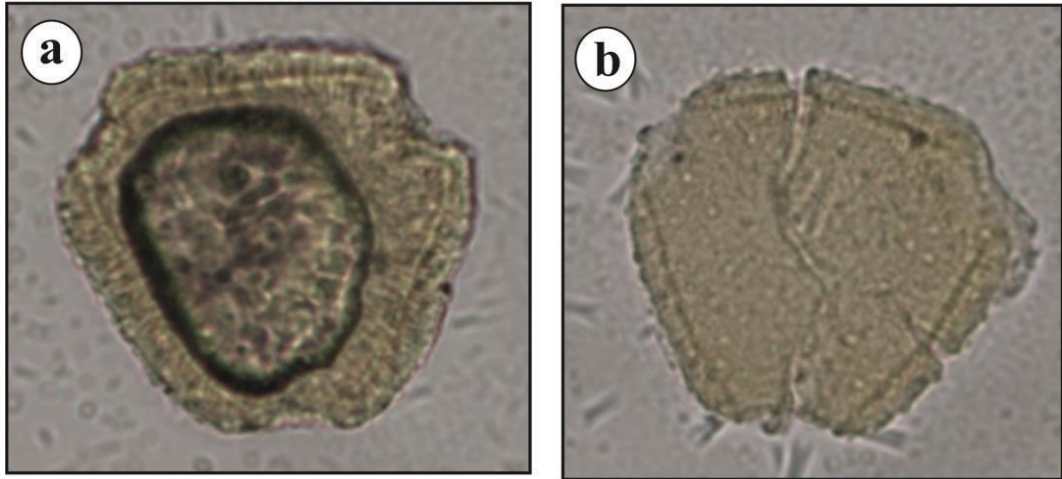
ÖSK B-3'den alınan örnekte; bolluk: organik madde az, palinomorf orta, fosil içeriği: >50 Bisaccate pollen ve 2 adet Dipsacaceae gözlenmiş, organik madde: %65 amorf, %20 otsu, %10 odunsu, %5 kömürsü şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir (Şekil 7.12, 7.13, 7.14, 7.15).



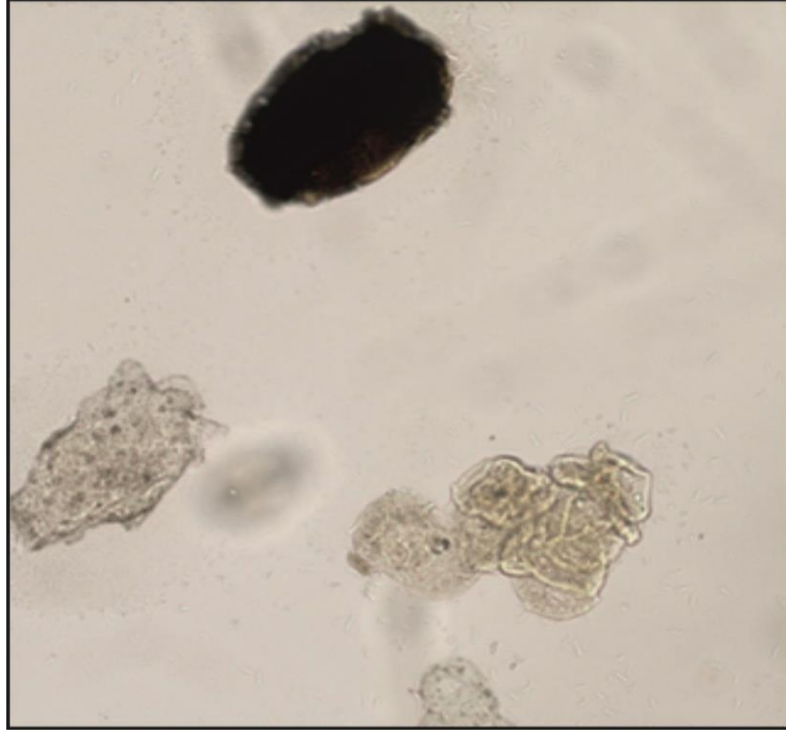
Şekil 7.12. Bisaccate pollen (a) ve (b)



Şekil 7.13. Bisaccate pollen (a) ve (b)

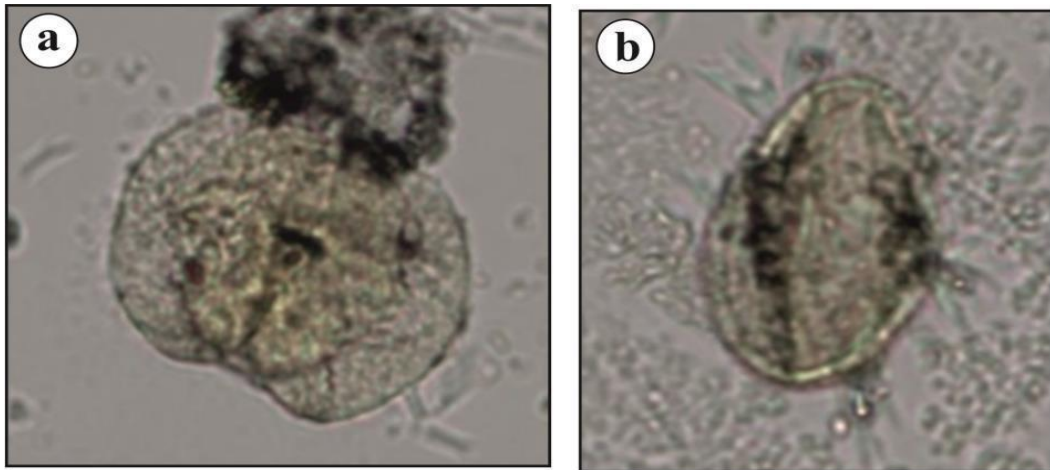


Şekil 7.14. Dipsacaceae (a) ve (b)

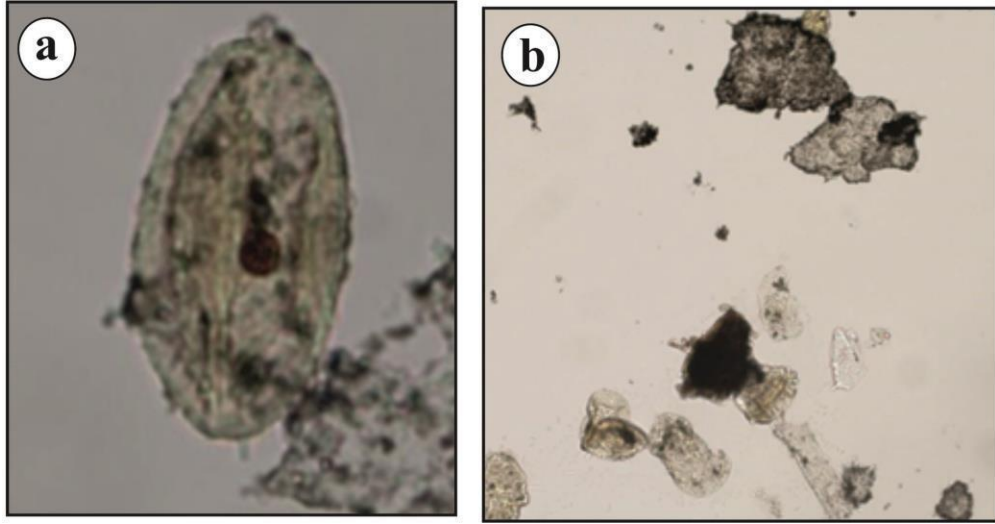


Şekil 7.15. Palinofasiyes

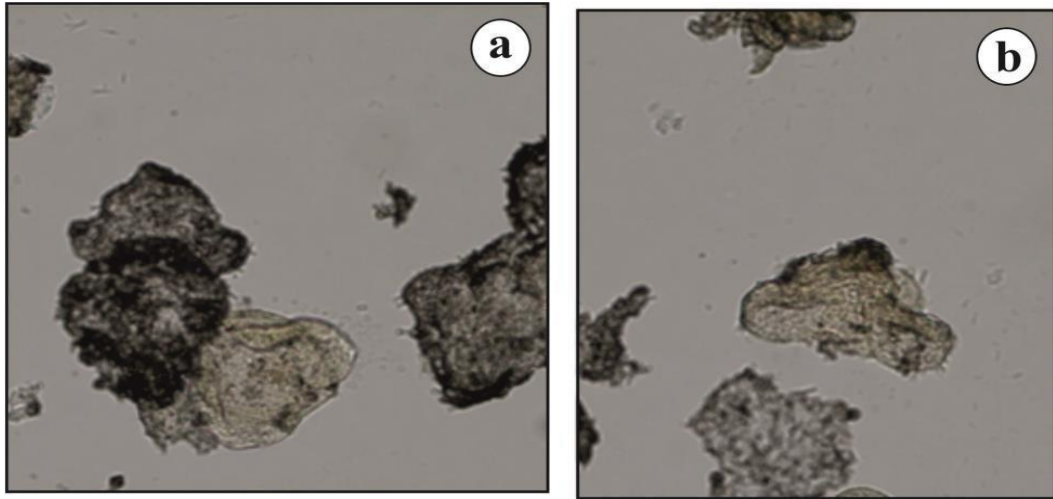
ÖSK B-7'den alınan örnekte; bolluk: organik madde orta, palinomorf orta, fosil içeriği: >100 Bisaccate pollen ve 2 adet Tricolpate pollen gözlenmiş, organik madde: %75 amorf, %20 otsu, %5 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir (Şekil 7.16, 7.17, 7.18).



Şekil 7.16. Bisaccate pollen (a) ve Tricolpate pollen (b)

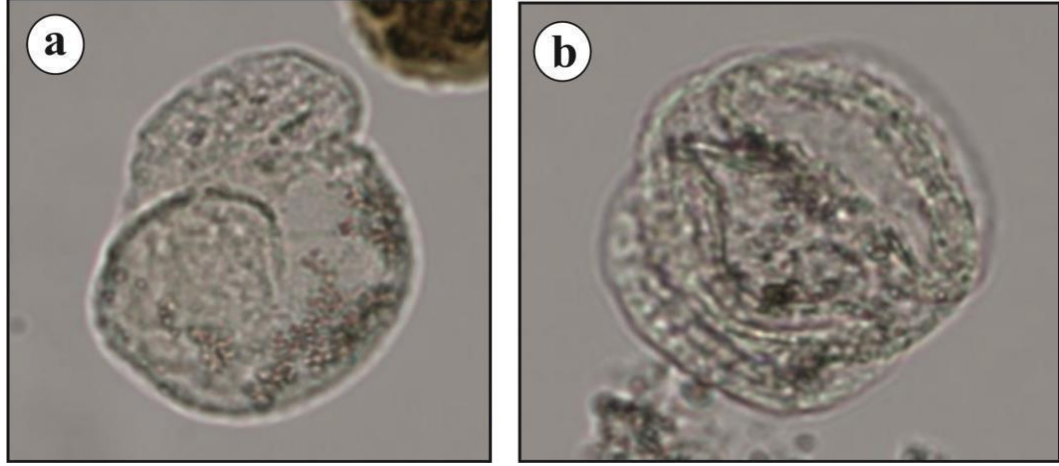


Şekil 7.17. Tricolpate pollen (a), palinofasiyes (b)

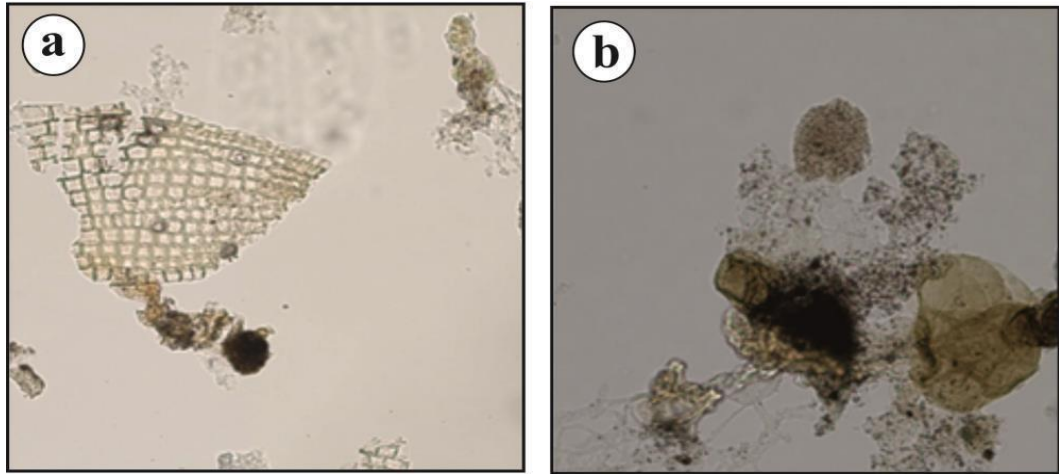


Şekil 7.18. Palinofasiyes (a) ve (b)

ÖSK B-12'den alınan örnekte; bolluk: organik madde orta, palinomorf az, fosil içeriği: 20-30 Bisaccate pollen gözlenmiş, organik madde: %20 amorf, %45 otsu, %35 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir (Şekil 7.19, 7.20).

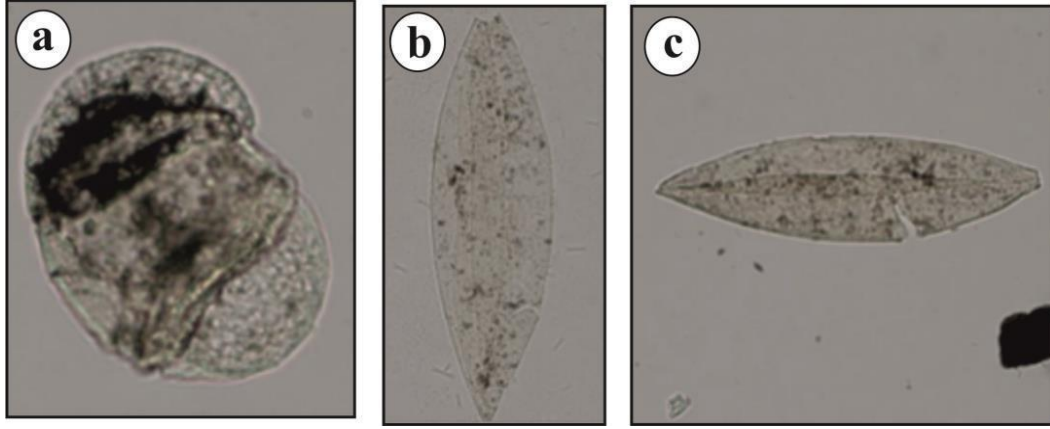


Şekil 7.19. Bisaccate pollen (a) ve (b)

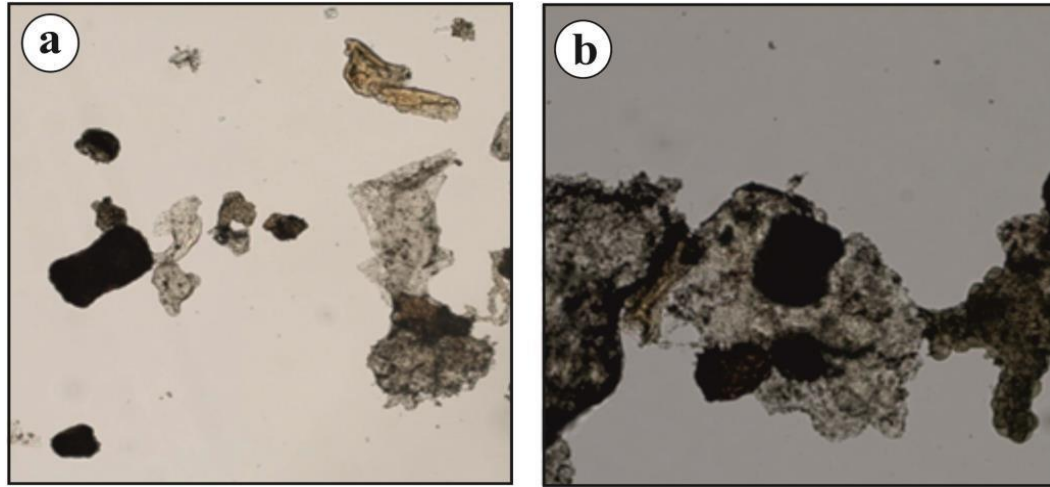


Şekil 7.20. Palinofasiyes (a) ve (b)

ÖSK B-26'den alınan örnekte; bolluk: organik madde orta, palinomorf az, fosil içeriği: 20-30 Bisaccate pollen ve 2 Sucul palinomorf (?Ovoidites) gözlenmiş, organik madde: %40 amorf, %20 otsu, %40 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir (Şekil 7.21, 7.22).

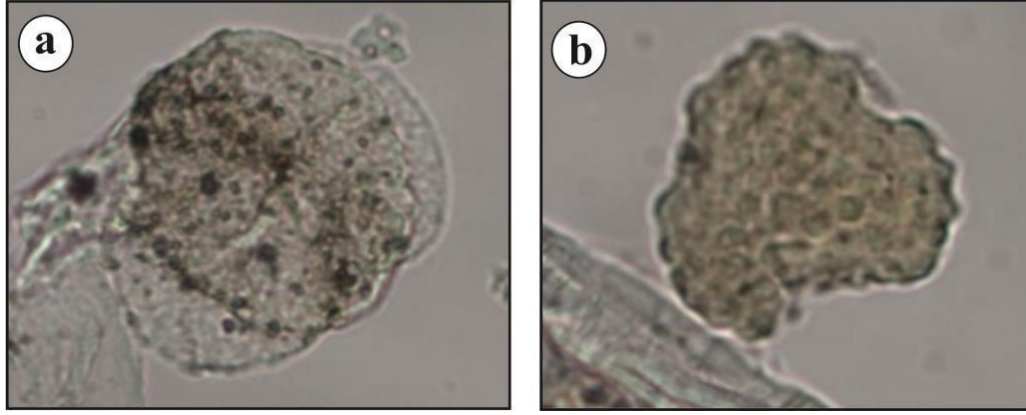


Şekil 7.21. Bisaccate pollen (a), tanımlanamayan sucul palinomorf (b ve c)

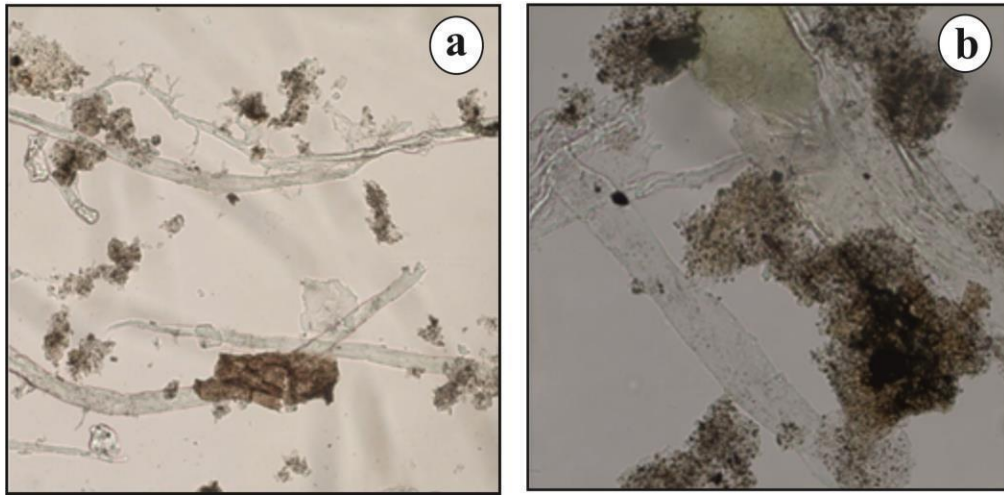


Şekil 7.22. Palinofasiyes (a) ve (b)

ÖSK B-29'den alınan örnekte; bolluk: organik madde orta, palinomorf az, fosil içeriği: 20-30 Bisaccate pollen ve 1 Compositae (tubuliflorae-tip) gözlenmiş, organik madde: %85 amorf, %10 otsu, %5 odunsu şeklinde belirlenmiş ve herhangi bir yaş bulgusu elde edilememiştir. Örnekte şerit halinde gözlenen ve örnek alımından kaynaklanan yoğun güncel kirlenme mevcuttur (Şekil 7.23, 7.24).



Şekil 7.23. Bisaccate pollen (a), Compositae (tubuliflorae-tip) (b)



Şekil 7.24. Palinofasiyes (a) ve (b)

8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

8.1. Sonuçlar

1. Petrografik incelemelere göre Kızılören formasyonu kireçtaşlarının çamurtaşı, vaketaşı ve istifası fasiyeslerinde geliştiği belirlenmiştir.

2. Kaya-eval piroliz sonuçlarına göre Kızılören formasyonu örneklerinin toplam organik karbon içeriği çok düşük ($<5\%$) olup, zayıf kaynak kaya özelliği göstermektedir. Bu durum, Kızılören formasyonu örneklerinin S2 değerlerinin de çok düşük (<2.5 mg/g) olması ile de desteklenmektedir.

3. Kızılören formasyonunun inceleme alanımızdaki kısmında toplam organik karbon miktarının çok düşük olması ($<5\%$), çökelme ortamı şartlarının organik madde birikimi için pek uygun olmadığını göstermektedir. Dolayısıyla Kızılören formasyonunun çökeldiği ortam sığ denizel ve oksijen açısından zengin bir ortamdır.

4. Kızılören formasyonu örneklerindeki hidrojen indeksi değerlerinin düşük (0-150) ve orta (150-300), oksijen indeksi değerlerinin ise orta (150-300) ve yüksek (300-900) olduğu gözlenmiştir. Dolayısıyla, bu değerler Kızılören formasyonu kireçtaşlarının karışık Tip II/III kerojene sahip olduğunu ifade etmektedir.

5. Petrol oluşturma eğilimli olan Tip II kerojen, kara bitkilerinin spor ve polenleri, denizel fitoplankton kistleri, bazı yaprak ve kök kütiküllerinin birikmesinden oluştuğuna göre; kerojen oluşturan materyalin Kızılören formasyonu kireçtaşlarının çökeldiği ortamda ya çok az olduğu ya da materyal fazla ise korunma oranının düşük olduğu sonucuna varılmıştır.

6. Tip III kerojen ise gaz üretme eğiliminde, kara bitkilerinden veya büyük ölçüde odunsu ve selülozik kalıntılardan oluşan hümit kömüre özdeş bir bileşen olup, bu materyallerin de Kızılören formasyonu kireçtaşlarının çökeldiği ortamda ya çok az olduğu ya da materyal fazla ise korunma oranının düşük olduğu düşünülmektedir.

7. Kızılören formasyonu Tmax değerleri Hanönü kesitinde $337-451^{\circ}\text{C}$, Küllükgözü kesitinde $430-449^{\circ}\text{C}$ arasında değişmekte olup, örneklerimiz olgun evreye düşmekte ve bu da numunelerimizin çoğunun petrol penceresinde olduğunu gösterir.

8. Kızılören karbonat örneklerinin hemen hepsi, S1'e karşı TOK diyagramında yerli hidrokarbonlar olarak gözlenirken, S2'ye karşı TOK diyagramında çoğu örnek ikincil (yerli olmayan) hidrokarbonları göstermektedir. Bu da bize, karışık hidrokarbon kaynaklarını düşündürmektedir.

9. Kızılören formasyonu örneklerinin vitrinit değerleri, olgunluk (petrol penceresi) aralığına düşmekte ve Tmax değerleri ile uyum sağlamaktadır.

10. Kızılören formasyonu üretim indeksi düşük (<0.4) olup, Hanönü kesitinde tüm örneklerin olgun alana düşmekte (çoğu erken olgun ve pik, bir örnek geç olgun), Küllükgözü kesitinde ise çoğunlukla olgun alana (erken olgun ve pik) düşmekle birlikte 2 örneğin olgunlaşmamış alana düşmektedir.

11. Palinolojik analizler için çok uygun olmayan örneklerde yürütülen palinolojik analiz sonuçlarına göre, Kızılören formasyonu örnekleri genel olarak, orta - iyi korunmuş, az miktarda palinomorf ve az-orta-bol mertebesinde organik madde içeriğine sahiptir. Örneklerin tamamında geniş stratigrafik yayılıma (Paleozoyik-Güncel) sahip Bisaccate pollen baskın olarak gözlenmiştir. Yine, çalışma alanı civarında yüzlek veren birimlerden yüzey kirlenmesine işaret eden Kretase ve/veya daha genç yayılıma sahip Dipsacaceae ve Tricolpate pollen ile Oligosen ve/veya daha genç çökellerde bulunan Compositae (tubuliflorae-tip) ve Umbelliferae pollenleri belirlenmiştir. Çalışılan örneklerin çok az fosilli olmaları ve yüzey kirlenmesinin varlığı nedeni ile yaş ve çökelim ortamı hakkında kesin bir yorum yapılamamıştır.

8.2. Öneriler

Kızılören formasyonu bitümlü kireçtaşlarının petrol için kaynak kayac olabilirliğinin araştırıldığı bu çalışmada, toplam organik karbon içeriğinin sanılandan çok daha düşük olması hayal kırıklığı yaşatmış olup, bundan sonra bu konuda Kızılören formasyonunu çalışacak araştırmacılara kesinlikle bu formasyondan uzak durmaları önerilir. Yine toplam organik karbonun düşük olması sebebiyle vitrinit refleksiyon analizi yapılamamış, bunun yerine yapılan palinofasiyes çalışmasından da ortamsal yorum ve yaşlandırmada sonuç alınamadığından Kızılören formasyonunun organik jeokimyasal çalışma açısından uygun olmadığını belirtmek isteriz.

Çalışılan örneklerin çok az fosilli olmaları ve yüzey kirlenmesinin varlığı nedeni ile yaş ve çökelim ortamı hakkında kesin bir yorum yapılamamıştır. Daha sağlıklı değerlendirmelerin yapılabilmesi için, çalışma alanında eğer mevcut ise, palinolojik analizler için daha uygun olan ince klastik litolojilerden (şeyl, marn, silttaş, kiltaş, ince kumtaş, kömür vb.) ilave örnek alınıp, palinofasiyes analizi yaptırılması tavsiye edilmektedir.

KAYNAKLAR

- Abeed, Q., Littke, R., Strozyk, F. and Uffmann, A. K., 2013. The Upper Jurassic–Cretaceous petroleum system of southern Iraq: A 3-D basin modelling study. *GeoArabia*, 18 (1), 179-200.
- Akrout, D., Affouri, H., Ahmadi, R., Mercier, E., Montacer, M., 2011. Source Rock Characterization and Petroleum Systems in North Ghadames Basin, Southern Tunisia. *Resource Geology*, 61 (3), 270–280.
- Al- Marsomy, S.W. and Al- Ameri, T.K. 2015. Petroleum System Modeling of Halfaya Oil Field South of Iraq. *Iraqi Journal of Science*, 56 (2B), 1446-1456.
- Aliyev, S., Sarı, A., 2009. Determination of Formation Temperature for the Organic-Material Rich Paleogene Rocks. *Energy Sources-Part A*, 31 (5), 462-472.
- Atta-Peters, D. and Garrey, P., 2014. Source rock evaluation and hydrocarbon potential in the Tano basin, South Western Ghana, West Africa. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 2(5), 66-77.
- Bachu, S. and Burwash, R.A., 1991. Regional-Scale Analysis of the Geothermal Regime in the Western Canada Sedimentary Basin. *Geothermics*, 20, 387-407.
- Bachu, S., 1992. Basement Heat Flow in the Western Canada Sedimentary Basin. *Tectonophysics*, 222, 119-133.
- Bacon, C.A., Calver, C.R., Boreham, C.J., Leaman, D.E., Morrison, K.C., Revill, A.T. and Volkman, J.K., 2000. The petroleum potential of onshore Tasmania: a review. *Mineral Resources Tasmania, Geological Survey Bulletin*, 71, 1-93.
- Behar, F., Beaumont, V., Pentead, H.L. and De, B., 2001. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil and Gas Science and Technology-Revue de l’Institut Francais du Petrole*, 56, 111-134.
- Büyükutku, A., 2003. Adana Havzası KB’sında Miyosen birimlerinin ortamsal analizi ve petrol jeolojisi açısından incelenmesi. Ankara Üniversitesi BAP projesi, No: 20010705043. 140s (yayımlanmamış)
- Dembicki Jr., H., 2009. Three Common Source Rock Evaluation Errors Made by Geologists during Prospect or Play Appraisals. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 93, 341-356.
- Demaison, G.J., and Moor, G.T., 1980. Anoxic Environments and Oil Source Rock Bed Genesis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 64, 1179-1209.

- Dow, W., 1977. Kerogen Studies and Geological Interpretations. Journal of Geochemical Exploration, 7, 79-99.
- Dott, R. H., 1964. Wacke, graywacke and matrix; what approach to immature sandstone classification?. Journal of Sedimentary Research, 34(3), 625-632.
- Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture: American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 1, 108- 121.
- Egobowaye, E. I., 2017. Petroleum Source-Rock Evaluation and Hydrocarbon Potential in Montney Formation Unconventional Reservoir, Northeastern British Columbia, Canada. Natural Resources, 8, 716-756.
- El Diasty, W.Sh., El Beialy, S.Y., Mahdi, A.Q., Peters, K.E., 2016. Geochemical characterization of source rocks and oils from northern Iraq: insights from biomarker and stable carbon isotope investigations. Mar. Petrol. Geol. 77, 1140–1162.
- Eren, Y., 1993. Eldeş-Derbent-Tepeköy-Söğütözü (Konya) arasının jeolojisi. S.Ü., Fen Bil. Ens., Doktora Tezi , 224 s. (yayınlanmamış)
- Espitalié, J., Laporte, J.L. Madec, M., Marquis, F., LePlat, P., Paulet, J. and Boutefeu, A., 1977. Methode rapide de caracterisation des roches meres de leur potentiel petrolier et de leur degre d’evolution. l’Institut Français du Pétrole, 32, 23-42.
- Espitalié, J., Deroo, G. and Marquis, F., 1985. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. Rock-Eval Pyrolysis and Its Applications (Part Two). Rev. Inst. Fr. Pét., 40 (6), 755-784.
- Fowler, M., Snowdon, L. and Stasiuk, V., 2005. Applying petroleum geochemistry to hydrocarbon exploration and exploitation. American Association of Petroleum Geologists Short Course Notes, June 18-19, 2005, Calgary, Alberta, 224 p.
- Göğer, E. ve Kırıl, K., 1969. Kızılören dolayının jeolojisi, MTA, Rapor No: 5204, (yayınlanmamış)
- Görmüş, M., 1984. Kızılören (Konya) dolayının jeoloji incelemesi. S. Ü. Fen Bil. Ens t., Yüksek Lisans Tezi, 67 s. (yayınlanmamış)
- (Google Maps:
<https://www.google.com/maps/@38.0369777,32.4285516,11.25z/data=!5m1!1e4>)

- Hakimi, M.H., Najaf, A.A., 2016. Origin of crude oils from oilfields in the Zagros Fold Belt Basin, Southern Iraq: relation to organic matter input and paleoenvironmental conditions. *Mar. Petrol. Geol.* 78, 547–561.
- Hakimi MH, Abdullah WH, Ahmed AF., 2017. Organic geochemical characteristics of oils from the offshore Jiza-Qamar Basin, Eastern Yemen: new insight on coal/coaly shale source rocks. *J Petrol Sci Eng*, 153, 23–35.
- Héroux, Y.A., Chagnon, A. and Bertrand, R., 1976. Compilation and Correlation of Major Thermal Maturation Indicators. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 63, 2128-2144.
- Hunt, J .M., 1979, *Petroleum geochemistry and geology*: San Francisco, W.H. Freeman, 617 p.
- Jacobson, S.R., 1991. Petroleum Source Rocks and Organic Facies. In: Merrill, R.K., Ed., *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques* , American Association of Petroleum Geologists *Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology*, 3-11.
- 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, The Woodlands, Texas.
- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Rubble, T.E. and Pollastro, R.M., 2007. Unconventional Shale-Gas Systems: Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic shale-Gas Assessment. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 19, 475-499.
- Karakoç, İ., 1996. Hatip - Çayırbağı- Çaldağı (Konya) ve kuzeyinin jeolojisi, Yüksek Lisans Tezi, Selçuk Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Konya, 60 s. (yayınlanmamış)
- Keller, J., Jung, D., Burgath, K., Wolff, F., 1977. Geologie und petrologie des Neogenen kalkalkalivulkanismus von Konya (Erenler Dağı, Alacadağ Massiv, Zentral Anatolian). *Geol. Jb. B* 25, 37-117.
- Killops, S. and Killops, V., 2005. *Introduction to Organic Geochemistry* (ed.). Blackwell Science, Oxford, UK, 393.

- Koca, D., Sarı, A., Koç, Ş., Yavuz, B., Koralay, D. B., 2010. Denizel kaynak kayalarda ana ve iz element zenginleşmelerine Türkiye'den bir örnek: Akkuyu formasyonu (Orta Toroslar). *Gazi Üniv. Müh. Mim. Fak. Dergi*, 25 (2), 243-256.
- Koralay, D. M., Sarı, A., 2007. Ağsaklar yöresindeki (Göynük/Bolu) bitümlü kayaçların organik jeokimyasal incelemesi. *S. Ü. Müh. Mim. Fak. Dergi*, 23 (1-2), 33-45.
- Korkmaz, S., Gülbay, R. K., Demirel, İ., 2008. Source rock characteristics, organic maturity, and hydrocarbon potential of the lower Paleozoic sequences in the Taurus Belt of Turkey. *Petroleum Science and Technology*, 26 (16), 1869-1886.
- Lafargue, E., Espitalié, J. Marquis, F. and Pillot, D., 1998. Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production and in Soil Contamination Studies. *Institut Français du Pétrole, France*, 53 (4), 421-437.
- Nordeng, S. H., Nesheim, T. O., 2010. Resource potential of the Tyler Formation: North Dakota. *Geological Survey, Geological Investigations No. 127*, one plate.
- Obaje, N.G., Wehner, H., Scheeder, G., Abubakar, M.B., and Jauro, A., 2004. Hydrocarbon prospectively of Nigeria's inland basins: organic geochemistry and organic petrology, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 88 (3), 325-353.
- Özçelik, O., 2002. Beypazarı (Ankara) kuzeyinde Miyosen yaşlı bitümlü birimlerin organik jeokimyasal özellikleri. *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 45 (1), 1-17.
- Özkan, A. M., 1998. Konya batısındaki Neojen çökellerinin stratigrafisi ve sedimentolojisi, *S. Ü. Fen Bil. Enst., Doktora Tezi*, 208 s (yayımlanmamış)
- Özkan, A. M., Elmas, A., 2012. Petrographic and geochemical characteristics of the Kızılören Formation (Upper Triassic-Lower Jurassic) in the Akpınar (Konya, Turkey) area. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 86, 1455-1470.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rocks Using Programmed Pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70, 318-329.
- Peters, K. E. and Moldowan, J. M., 1993. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. ISBN 0-13-086752-7; Prentice Hall Englewood Cliffs, N. J., 363 p.

- Peters, K.E. and Cassa, M.R., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. In: Magoon, L.B. and Dow, W.G., Eds., *The Petroleum System — From Source to Trap*, 1994. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60, 93-120.
- Ronov, A.B., 1958. Organic carbon in sedimentary rocks (in relation to the presence of petroleum). *Geochemistry*, 5, 497– 509.
- Sachsenhofer, R.F., Bechtela, A., Gratzera, R., Rainerb, T.M., 2015. Source-rock maturity, hydrocarbon potential and oil-source rock correlation in well Shorish1, Erbil province, Kurdistan Region, Iraq. *J. Petroleum Geol.* 38, 357-382.
- Sarı, A., Koca, D., Döner, Z., 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., Pehlivanlı, B.Y., Koca, D., Koç, Ş., 2012. Organik maddece zengin kayaçlarda ana ve iz element zenginleşmeleri: Taraşçı formasyonu, Orta Toroslar, Türkiye. *TPJD Bülteni*, 23 (2), 67-86.
- 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.
- Senftle, J.T. and Landis, C.R., 1991. Vitrinite Reflectance as a Tool to Assess Thermal Maturity. In: Merrill, R.K., Ed., *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques : AAPG Treatise of Petroleum Geology , Handbook of Petroleum Geology*, 119-125.
- Stach, E., Mackowsky, M. Th., Teichmuller, M., Taylor, G. H., Chandra, D. and Teichmuller, R., 1982. *Stack's Textbook of Coal Petrology* (3rd edition), Gebrüder Borntraeger (Berlin & Stuttgart), 535 p.
- Teichmüller, M., 1982. Application of Coal Petrological Methods in Geology Including Oil and Natural Gas Prospecting. In: Stach, E., Mackowsky, M.-Th., Teichmüller, M., Taylor, G.H., Chandra, D. and Teichmüller, R., Eds., *Stach's Textbook of Coal Petrology*, Gebrüder Borntraeger, Berlin, 381-413.
- Teichmüller, M., 1989. The Genesis of Coal from the Viewpoint of Coal Petrology. *International Journal of Coal Geology*, 12, 1-87.

- Tekin, E., Sarı, A., 2002. Microtextural characteristics and origin of dolomites in the Tepearası Formation, SW of Beyşehir-Konya, Turkey. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 76 (1), 100-109.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration*, Springer-Verlag, Berlin, 538 p.
- Whelan, J. K. and Thompson-Rizer, C., 1993. Chemical methods for assessing kerogen and protokerogen types and maturity: Organic geochemistry principles and applications. In M. H. Engle and S. A. Macko, (eds.), *New York Plenum* 130, 289-353.
- Yurtsever, T. Ş., Gürçay, B., Demirel, İ. H., 2000. Aladağ Birliği'nin Üst Devoniyen-Alt Triyas istifinin çökelme ortamları ve hidrokarbon kaynak kaya değerlendirmesi: Orta Toroslar, Türkiye. *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 43 (1), 33-57.
- Zeinalzadeh, A., Harami, R.M., Mahboubi, A., Sajjadian, V.A., 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 26, 419–426.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Onur GÜNDÜZ
Uyruğu : Türkiye Cumhuriyeti
Doğum Yeri ve Tarihi : Konya, 06.02.1993
Telefon : 0507 690 69 08
Faks : -
E-Posta : onurgunduz42@gmail.com

EĞİTİM

Derece	Adı	Bölüm	İl	Bitirme Yılı
Lise	: Dumlupınar Lisesi	-	Konya	2011
Üniversite	: Selçuk Üniversitesi	Jeoloji Mühendisliği	Konya	2016
Yüksek Lisans	: Selçuk Üniversitesi İş Sağlığı ve Güvenliği		Konya	2017

İŞ DENEYİMLERİ

Yıl	Kurum	Görevi
2018- Halen	Sema İş Sağlığı ve Güvenliği	B sınıfı İş Güvenliği Uzmanı

UZMANLIK ALANI

İş Güvenliği

YABANCI DİLLER

İngilizce

BELİRTMEK İSTEĞİNİZ DİĞER ÖZELLİKLER

Doğa yürüyüşü, yüzmek, kitap okumak,