

**AKGÖL FORMASYONU ŞEYLLERİNİN HİDROKARBON
KAYNAK KAYA POTANSİYELİ (KÜRE, İNEBOLU)**

**HYDROCARBON SOURCE ROCK POTENTIAL OF THE
AKGÖL FORMATION SHALES (KÜRE, İNEBOLU)**

YAĞMUR İNAL

Prof. Dr. İSMAİL HAKKI DEMİREL

Tez Danışmanı

Hacettepe Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim – Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin

JEOLOJİ Mühendisliği Anabilim Dalı İçin Öngördüğü

YÜKSEK LİSANS TEZİ

olarak hazırlanmıştır.

2013

YAĞMUR İNAL'ın hazırladığı “**Akgöl Formasyonu Hidrokarbon Kaynak Kaya Potansiyeli**” adlı bu çalışma aşağıdaki jüri tarafından **JEOLJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Başkan

Prof. Dr. Sadettin KORKMAZ

Üye (Danışman)

Prof. Dr. İsmail Hakkı DEMİREL

Üye

Prof. Dr. Ali İhsan KARAYİĞİT

Üye

Prof. Dr. Abidin TEMEL

Üye

Prof. Dr. Cem SARAÇ

Bu tez Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tarafından **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak onaylanmıştır.

Prof.Dr. Fatma SEVİN DÜZ
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ETİK

Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- tez içindeki bütün bilgi ve belgeleri akademik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- görsel, işitsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçları bilimsel ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda ilgili eserlere bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunduğumu,
- atıfta bulunduğum eserlerin tümünü kaynak olarak gösterdiğimi,
- kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapmadığımı,
- ve bu tezin herhangi bir bölümünü bu üniversite veya başka üniversitede başka bir tez çalışması olarak sunmadığımı

beyan ederim.

14/06/2013

Yağmur İNAL

ÖZET

AKGÖL FORMASYONU ŞEYLLERİNİN HİDROKARBON KAYNAK KAYA POTANSİYELİ (KÜRE, İNEBOLU)

YAĞMUR İNAL

Yüksek Lisans, Jeoloji Mühendisliği Bölümü

Tez Danışmanı: Prof. Dr. İSMAİL HAKKI DEMİREL

Haziran, 2013, 135 sayfa

Akgöl Formasyonu Türkiye'nin Batı Karadeniz bölgesinde yer alan Küre-İnebolu arasında yüzeylemektedir. Bu alan aynı zamanda Alp orojenik kuşağındaki Batı Pontidler olarak da anılmaktadır. Akgöl şeylinin hidrokarbon potansiyelinin belirlenmesi amacı ile anılan bölgede yüzeyleyen stratigrafik istif litolojik özelliklerine ve şeyl-kumtaşı oranlarına göre dört bölümde (Küre A, Küre B, Küre C, Küre D) incelenmiş ve uygun seviyelerden örnekler alınmıştır. Örnekler üzerinde TOK ve Rock-Eval piroliz, C, H, N, S, O ve Kül analizleri ile X-RD tüm kayaç ve kil fraksiyonu analizleri yapılmıştır. Tüm kayaç analiz sonuçlarına göre şeyllerin içerdiği bileşenler kuvars, feldispat, mika ve kil mineralleri ve eser oranda kalsittir. Saptanan kil mineralleri illit, kaolinit ve klorittir. Şeyllerin IC ve SR değerleri sırasıyla 0,30-0,42, 2,40-5,89 arasında olup, "Ankizon"dadır. TOK içeriği 0,16-4,29 arasında olup, ekonomik sınırın üzerinde organik madde içermektedir. Rock-Eval Piroliz sonuçlarına göre; güncel organik madde tipi "Tip IV" kerojen şeklindedir. Görsel kerojen tayini çalışmalarında "kalıntı/ölü organik madde" tespit edilmiştir. Ölçülen random yansıtması değerleri 1,53 ile 2,53 arasında değişmekte olup, ortalama değer "1,92"dir. Tmax bazlı hesaplanan vitrinit yansıtması değerlerine (>2,2%) göre Akgöl şeylleri "aşırı olgun" ve "kuru gaz oluşum zonu"ndadır. Bu çalışmanın ana hedefi, Akgöl şeyllerinin şeyl gaz potansiyelini belirlemektir. Akgöl şeylleriine ait tüm analiz sonuçları şeyl gaz parametrelerine uyarlanmış ve dünyada iyi bilinen, başarılı şeyl gaz sistemleri ile karşılaştırılmıştır. Akgöl şeylleri gerekli TOK miktarına sahip, fakat "kuru gaz oluşum (metajenez) zonu"ndadır (>%1,8 VR_o). Kil bileşenleri oranının %40-50'den fazla olması, silika bileşenlerinin ise %20-23 civarında olması, Akgöl şeylleri için gaz üretiminde dezavantaj olarak görünmektedir.

Anahtar Kelimeler: Akgöl Formasyonu, Hidrokarbon kaynak kaya potansiyeli, Şeyl gaz, Organik jeokimya, Organik petrografi.

ABSTRACT

HYDROCARBON SOURCE ROCK POTENTIAL OF THE AKGÖL FORMATION SHALES (KÜRE, İNEBOLU)

YAĞMUR İNAL

Master of Science, Department of Geological Engineering

Supervisor: Prof. Dr. İSMAİL HAKKI DEMİREL

June, 2013, 135 pages

During evaluation of the hydrocarbon potential of the Akgöl shales, stratigraphic column has been determined as four different parts (Küre A, Küre B, Küre C, Küre D) due to their lithological properties and shale-sandstone ratio. A total of 21 surface samples were analyzed to determine their organic geochemical characteristics. For this, the total organic carbon content (wt%), Rock-Eval Pyrolysis, elemental analysis and whole rock, X-Ray Diffraction analyses were performed. TOC values are between 0,16 and 4,29, Rock-Eval Pyrolysis data show that the organic matter type is “*Type IV*” and thermally over mature. This is consistence with illite crystallinity values and sharpness ratio of chlorites imply the “Anchizone”. Measured vitrinite reflectance values range from 1,53 to 2,53 %R_o and the mean R_o is 1,92%. In addition the calculated Tmax based vitirinte reflectance values are over 2,2% VR_{equivalent} indicating “*dry gas zone*”. All organic geochemical results obtained from Akgöl shales, then have been determined in order to their shale-gas potential and correlated with the best exhibit known shale gas plays of the world. Consequently, although the Akgöl shales have enough TOC contents, their organic maturity values over than 1,8 %VR_o. In addition to this, th high clay mineral contents (~40-50%) and low silica mineral contents (about 20-25%) indicate that the Akgöl shales have some disadvantages for shale-gas production.

Keywords: Akgöl Formation, Hydrocarbon source rock potential, Shale gas, Organic geochemistry, Organic petrography.

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans tez çalışmamın çeşitli dönemlerinde sağladıkları katkılardan dolayı aşağıda adı geçen kişi ve kuruluşlara teşekkür eder, saygılarımı sunarım.

Sayın Prof. Dr. İsmail Hakkı DEMİREL (H.Ü.-Danışman), tez danışmanım olarak her zaman bilimsel katkı ve eleştirileriyle yön vermiş, tezimin yapım aşamasında her türlü olanağı fazlasıyla sağlamışlardır.

Sayın Prof. Dr. Sadettin KORKMAZ (KTÜ), 2011 yılında Batı Karadeniz Bölgesi Hidrokarbon Kaynak Kaya Araştırılması başlıklı KTÜ-BAP destekli projesi kapsamında olmak üzere, bu tez çalışmasının arazi çalışmalarında ve organik jeokimya analizlerinin yaptırılmasını sağlamıştır. Katkıları unutulmazdır.

Sayın Prof. Dr. Abidin TEMEL (H.Ü.), XR-D tüm kayaç ve kil difraktogramlarının çözümlenmesinde bölüm olanaklarını esirgememişler, değerli bilgileriyle tezin gelişimine ışık tutmuşlardır. Analizlerin yapılmasında emeği geçen teknisyenler Sayın Gülay KILINÇ ve Sayın Osman KÜÇÜKKURT'a teşekkür ederim.

Sayın Prof. Dr. Ali İhsan KARAYİĞİT (H.Ü.), C, H, N ve S analizinde ve organik petrografik çalışmaların gerçekleştirilebilmesi için tezimin gelişiminde yardımlarını esirgememişlerdir.

Sayın Prof. Dr. Cemal TUNOĞLU ve Prof. Dr. Uğur Kağan TEKİN alınan örnekler üzerinde yaş tayini yapabilmek için çok çaba sarfetmişlerdir, fakat fosil bulamamışlardır. Ayrıca Prof. Dr. Cemal TUNOĞLU Küre-İnebolu kesit alımında bizzat arazide bulunarak destek olmuşlardır.

Sayın Dr. Daniel M. JARVIE ve ekibi, sınırsız bilgilerini ne zaman ihtiyaç duyulsa paylaşmışlardır.

Sayın Araş. Gör. Alaettin TUNCER (H.Ü.), paleontolojik çalışmalar için örneklerin hazırlanmasında kendi zamanlarından fedakarlık ederek yardımlarını esirgememişlerdir.

Son olarak sevgili ailem yoğun tez hazırlama sürecinde, maddi ve manevi desteklerini eksik etmemişlerdir.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
KABUL VE ONAY SAYFASI.....	i
ETİK.....	ii
ÖZET.....	iii
ABSTRACT.....	iv
TEŞEKKÜR.....	v
İÇİNDEKİLER.....	vi
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	x
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	xiv
EKLER DİZİNİ.....	xvi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xvii
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Amaç ve Kapsam.....	1
1.2. Çalışma Alanının Tanıtımı.....	4
1.3. Önceki Çalışmalar.....	5
2. ÇALIŞMA ALANININ JEOLJİSİ.....	10
2.1. Giriş.....	10
2.2. Çalışma Alanının Stratigrafisi.....	10
2.2.1. Prekambriyen (?) Birimler.....	15
2.2.1.1. Daday Grubu.....	15
a) Gürleyik Formasyonu (dg).....	15
b) Başakpınar Metakarbonatı (db).....	15
c) Sarıçam Formasyonu (ds).....	16
2.2.2. Paleozoyik Birimler.....	16
2.2.2.1. Ballıdağ Formasyonu (Pzb).....	16
2.2.2.2. Akgöl Formasyonu (TrJa).....	16
a) Ofiyolit Üyesi (Mof).....	17
b) Küre Lav Üyesi (TRJak).....	17
c) Kayabaşı Kireçtaşı Üyesi (TRJaka).....	18
2.2.3. Mesozoyik Birimler.....	18
2.2.3.1. Kastamonu Granitoyidi (Jk).....	18

İÇİNDEKİLER (devam ediyor)

	<u>Sayfa</u>
2.2.3.2. Yaralıgöz Grubu	18
2.2.3.2.1. Bürnük Formasyonu (Jkyb)	18
2.2.3.2.2. İnaltı Kireçtaşı (Jkyi)	19
2.2.3.2.3. Ulus Formasyonu (Jkyu)	19
2.2.3.3. Gökçeada Formasyonu (Kg)	19
2.2.3.3.1. İnebolu Volkanik Üyesi (Kgi)	20
2.2.4. Senozoyik Birimler	20
2.2.4.1. Çaylak Formasyonu (Tç)	20
2.2.4.2. Akveren Formasyonu (Ta)	20
2.2.4.3. Ortaköy Formasyonu (To)	21
2.2.4.4. Boyabat Formasyonu (Tb)	21
2.2.4.5. Yukarıköy Formasyonu (Ty)	21
2.2.5. Kuvaterner Birimler	21
2.2.5.1. Yamaç Molozu (Qym)	21
2.2.5.2. Alüvyon (Qal)	22
2.3. Çalışma Alanının Jeolojik Evrimi	22
3. ÇALIŞMA YÖNTEMLERİ	31
3.1. Büro Çalışmaları	31
3.2. Arazi Çalışmaları	31
3.3. Laboratuvar Çalışmaları	31
4. MİNERALOJİK ÇALIŞMALAR	34
4.1. Giriş	34
4.2. Teknik	34
4.3. X-RD Tüm Kayaç Difraktogram Analizi Değerlendirmeleri	34
4.4. X-RD Kil Fraksiyonu Analizi Değerlendirmeleri	40
4.5. İllit ve Klorit Mineralleri Kristalinite ve Keskinlik Oranı Değerlendirmeleri 45	
5. YAŞLANDIRMAYA YÖNELİK PALEONTOLOJİK ÇALIŞMALAR	50
6. HİDROKARBON POTANSİYELİ ÇALIŞMALAR	51
6.1. Organik Jeokimya Analizleri	52
6.1.1. Teknik	53
6.2. TOK, Rock-Eval veya SR Analyzer'da Ölçülen Parametreler	53
6.2.1. TOK (%ağırlık)	53
6.2.2. S ₁ (mg HC/g kaya)	53

İÇİNDEKİLER (devam ediyor)

	<u>Sayfa</u>
6.2.3. S ₂ (mg HC/g kaya)	54
6.2.4. S ₃ (mg organik CO ₂ /g kaya)	55
6.2.5. S ₄ (mg C/g kaya)	55
6.2.6. Tmax (°C)	55
6.3. TOK, Rock-Eval veya SR Analyzer Sonuçlarından Hesaplanan Parametreler	57
6.3.1. HI, (S ₂ /TOK*100, mg HC/g TOK)	57
6.3.2. OI, (S ₃ /TOK*100, mg CO ₂ /g TOK)	58
6.3.3. PI, (S ₁ /(S ₁ +S ₂))	58
6.3.4. Artık Karbon (RC, S ₄ /10).....	59
6.3.5. S ₂ /S ₃	59
6.3.6. S ₁ /TOK (S ₁ /TOK*100, mg HC/g TOK).....	60
6.3.7. S ₁ +S ₂	60
6.3.8. R _o (%), (Tmax bazlı hesaplanan %R _o).....	61
6.4. Hidrokarbon Kaynak Kaya Potansiyeli Analiz Sonuçları ve Değerlendirmeleri.....	61
6.4.1. Analiz Sonuçları.....	61
6.4.2. Akgöl Formasyonu Hidrokarbon Kaynak Kaya Değerlendirmesi	66
6.4.3. Kil Matriksi Etkisi.....	75
6.4.4. Tmax değerinin kil mineralleri ile ilişkisinin araştırılması	80
7. ORGANİK PETROGRAFİK ÇALIŞMALAR	83
8. ELEMENTEL ANALİZ ÇALIŞMALARİ	92
9. ORGANİK FASİYES İNCELEMELERİ	96
10. ŞEYL GAZ POTANSİYELİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ	100
10.1. Giriş.....	100
10.2. Şeyl Gaz	100
10.3. Şeyl gaz karakteristikleri	102
10.4. Şeyl Gaz'ın Genel Özellikleri.....	103
10.4.1. Orijinal Kerojen Tipi	103
10.4.2. Termal Olgunluk	104
10.4.2.1. Tmax Bazlı Hesaplanan Vitrit Yansıması.....	104
10.4.2.2. Organik madde dönüşümü (Transformasyon).....	107
10.4.3. TOK (%ağırlık).....	108
10.4.3.1. GOC (Üretken organik karbon) ve NGOC (Üretken olmayan organik karbon).....	111

İÇİNDEKİLER (devam ediyor)

	<u>Sayfa</u>
10.4.4. Gazın adsorplanması	111
10.4.5. Mineralojik açıdan önemi.....	112
10.5. Türkiye'nin Şeyl Gaz Açısından Dünyadaki Önemi.....	114
10.6. Akgöl Şeyllerinin Şeyl Gaz Potansiyeli.....	115
10.7. Tartışma.....	121
11. SONUÇLAR ve TARTIŞMA.....	123
KAYNAKLAR.....	127
EK.....	136
ÖZGEÇMİŞ	138

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 1.1. (a) Türkiye haritası [2], (b) Çalışma alanı yer bulduru haritası [2].	4
Şekil 2.1. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinin yapıldığı MTA Kastamonu B17 paftası jeoloji haritası [15].	12
Şekil 2.2. Çalışma alanının yer aldığı MTA Kastamonu B-17 paftasından alınan genelleştirilmiş stratigrafik istif [15].	13
Şekil 2.3. Çalışma alanının yer aldığı MTA Kastamonu B-17 paftasından alınan jeolojik kesit [15].	14
Şekil 2.4. Çalışma alanına ait MTA Kastamonu E-31-a3 numaralı, 1/25 000 ölçekli sayısallaştırılmış jeolojisi haritası [46] ve kesit alınan yer.	26
Şekil 2.5. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesiti.	27
Şekil 2.6. Küre A bölümünde yer alan şeyl-kumtaşı ardalanmasından bir görünüm. (a) Bakış yönü: G, (b) Bakış yönü: B, (c) Bakış yönü: B, (d) Bakış yönü: B (e): KB, (f) Bakış yönü: B.	28
Şekil 2.7. Küre B bölümünde yer alan şeyl birimleri (a) Bakış yönü: GB, (b) Bakış yönü: GB, (c) Bakış yönü: B.	29
Şekil 2.8. Küre C bölümünde yer alan şeyl-kumtaşı ardalanmasından bir görünüm. (a) Bakış yönü: KB, (b) Bakış yönü: KB, (c) Bakış yönü: GB, (d) Bakış yönü: KB.	29
Şekil 2.9. Küre D bölümünde yer alan şeyl-kumtaşı ardalanmasından bir görünüm. (a) Bakış yönü: B, (b) Bakış yönü: GB, (c) Bakış yönü: B, (d) Bakış yönü: B.	30
Şekil 3.1. Arazi çalışmaları sonrası alınan örneklerin amaca yönelik analize hazırlanma aşamalarını gösteren iş akış şeması.	33
Şekil 4.1. Örneklerin X-RD tüm kayaç difraktogram bolluk oranlarının yüzde (%) olarak dağılımının grafiksel gösterimi.	38
Şekil 4.2. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin mineral bolluk oranları ve %TOK değişim grafiği.	39
Şekil 4.3. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin kil minerali bolluk oranları ve % TOK değişim grafiği.	43
Şekil 4.4. Simektit mineralinin illit ve klorit mineraline dönüşümü [51].	44
Şekil 4.5. Jeotermometre olarak kullanılan parametreler [52].	46
Şekil 4.6. Akgöl Formasyonu şeyllerinin illit kristalinite (IC) ve klorit kristalinite (ChC) değerleri.	49

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam ediyor)

Sayfa

Şekil 6.1. Tmax ve organik madde türüne göre hidrokarbon türümleri [63].	57
Şekil 6.2. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin HI (mg HC/g TOK), TOK (% ağırlık) grafiği (Peters [69]'dan değiştirilerek alınmıştır).	67
Şekil 6.3. TOK bileşenleri [62].	67
Şekil 6.4. Akgöl Formasyonu örneklerinin ölçülen ve hesaplanan organik jeokimyasal parametrelerinin ve % TOK sonuçlarının grafiksel gösterimi.	69
Şekil 6.5. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin HI (mg HC/g TOK), Tmax (°C) grafiği.	70
Şekil 6.6. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin HI (mg HC/g TOK), OI (mg CO ₂ /g TOK) grafiği.	72
Şekil 6.7. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin PI (S ₁ /(S ₁ +S ₂)), Tmax (°C) grafiği.	73
Şekil 6.8. Küre yöresi Akgöl Formasyonu'na ait ölçülü stratigrafik kesit [19].	74
Şekil 6.9. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin S ₂ pik değerlerine karşılık % TOK içeriği grafiği.	77
Şekil 6.10. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin S ₂ pik değerlerine karşılık % TOK içeriği grafiğinin hazırlanmasında kullanılan verilerin Pearson korelasyonuna göre %95 güven aralıkları.	77
Şekil 6.11. Akgöl Formasyonu ve Boyabat örneklerinin S ₂ pik değerlerine karşılık TOK (%) içeriğinin logaritmik grafiği (Boyabat örneklerine ait TOK (%) içeriği ve S ₂ değerleri Koçyiğit [19] yüksek lisans tezinden alınmıştır) [80].	79
Şekil 6.12. Akgöl Formasyonu örneklerinin Tmax (°C) değerleri ile KI (Kübler İndeksi) değerleri arasındaki ilişki.	81
Şekil 6.13. Akgöl Formasyonu örneklerinin Tmax (°C) değerleri ile I-S türü karışık katmanlı bünyesindeki % illit içeriği arasındaki ilişki.	82
Şekil 7.1. Akgöl Formasyonu kesitinden alınan Küre-05 numaralı örneğe ait optik mikroskop görüntüsü. Her bir fotoğraf boyutu 144×107 µm'dir. a) Mineral matriks içindeki kömürsü organik madde, b) Mineral matriks içinde altere olmuş kömürsü organik madde, c) Amorf organik madde (Vitrinit maserali), d) Mineral matriks içinde amorf organik madde (Vitrinit maseraleri).	85
Şekil 7.2. Vitrinit yansıması (%Ro) ve Tmax (°C) sınır değerlerine göre Akgöl Şeyllerinin termal olgunluk sınır değerleri (Sprinkel and Waanders [88]'den değiştirilerek alınmıştır).	86
Şekil 7.3. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait genel SEM görüntüsü.	87

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam ediyor)

Sayfa

- Şekil 7.4. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait SEM görüntüsü ve EDX grafikleri. OM:organik madde, Spektrum1: Pirit (demir sülfür) ve Spektrum 2: Kuvars (silisyum dioksit)..... 88
- Şekil 7.5. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait SEM görüntüsü ve EDX grafiği. OM:organik madde, Spektrum1: Apatit (kalsiyum fosfat). 89
- Şekil 7.6. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait SEM görüntüleri ve EDX grafiği. OM:organik madde, Spektrum 1: Siderit (kalsiyum magnezyum demir karbonat)..... 90
- Şekil 7.7. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait SEM görüntüsü ve EDX grafikleri. OM:organik madde, Spektrum1: İz oranda Mg içeren K-Al-silikat (illit?)..... 91
- Şekil 8.1. H/C atomik oranına karşılık O/C atomik oranı gösteren Van Krevelen diyagramı [67]..... 94
- Şekil 9.1. Farklı organik fasiyeslerdeki farklı çökelim ortamlarının şematik gösterimi [90]. 97
- Şekil 10.1. Temel doğalgaz kaynaklarının şematik gösterimi (EIA [1]'den değiştirilerek alınmıştır). 101
- Şekil 10.2. Akgöl şeyllerinin vitrinit yansıtma değerlerine göre bulunduğu termal olgunluk (Üretilebilir gaz için vitrinit yansıtma değerinin en az %1,00 R_o olması beklenir [110]..... 105
- Şekil 10.3. Bir örnekteki TOK'nun bünyesinde bulunan GOC ve NGOC'a ait temsili gösterim [111]..... 111
- Şekil 10.4. Akgöl şeyllerinin mineralojik dağılımının üçgen diyagramda görünümü, % (kuvars, kalsit, kil minerali). 113
- Şekil 10.5. 32 ülke içindeki 48 temel şeyl-gaz baseni haritası (Bu haritada kırmızı renkli alanlar; gazın tespit edildiği ve teknik açıdan elde edilebilir kaynaklardır. Sarı renkli alanlar; eksik veriler nedeniyle gazın tespit edilemediği ancak gözden geçirilen alanlardır. Yeşil renkli alanlar; en az bir şeyl gaz basenine sahip olan ülkelerdir. Gri renkli alanlar; şeyl gaz baseni olmayan ülkelerdir) [1]. 115

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam ediyor)

Sayfa

Şekil 10.6. Dünyada üretim yapılan (olgunluk ve organik zenginlikleri iyi bilinen); önemli Barnett şeyli (Missisipiyan yaşlı, Fort Worth Baseni, ABD), Antrim şeyli (Devoniyen yaşlı, Michigan Baseni, ABD), Lewis şeyli (Kretase yaşlı, San Juan Baseni, ABD), Muskwa şeyli (Missisipiyan yaşlı, Horn River Baseni, Kanada), Ohio şeyli (Devoniyen yaşlı, Apalaşiyen Baseni, ABD), Woodford şeyli (Devoniyen yaşlı, Anadarko Baseni, ABD), Caney ve Fayetteville şeyli (Missisipiyan yaşlı, Arkoma Baseni, ABD), New Albany (Devoniyen yaşlı, Illinois Baseni, ABD), Utica şeyli (Ordovisiyen yaşlı, Apalaşiyen Baseni, ABD), Marcellus şeyli (Devoniyen yaşlı, Apalaşiyen Baseni, ABD) ile Akgöl Şeyllerinin (Küre A, B, C, D) maksimum %Ro değerlerine karşılık TOK (% ağırlık) değerlerinin karşılaştırılması [122]; [123].. 118

Şekil 10.7. Barnett şeyli, Akgöl şeyli ve potansiyel bir şeyl gaz sistemi için gereken minimum değerlerin spider risk diyagramında gösterimi [110]; [108]; [126]..... 120

Şekil 10.8. Türkiye’de şu an için muhtemel şeyl gaz potansiyeline sahip formasyonlar [127].122

ÇİZELGELER DİZİNİ

	<u>Sayfa</u>
Çizelge 3.1. Laboratuvar çalışmalarının gerçekleştirildiği yerler.	32
Çizelge 4.1. X-RD Tüm Kayaç Mineral Tanımlamaları.	35
Çizelge 4.2. Akgöl Formasyonu ÖSK'dan alınan örneklerin % mineralojik bileşimleri.	37
Çizelge 4.3. X-RD Kil Fraksiyonu Mineral Tanımlamaları.	41
Çizelge 4.4. Akgöl Formasyonu ÖSK'dan alınan örneklerin kil mineralleri % bolluk dağılımları.....	42
Çizelge 4.5. İllit kristalinite indeksi (IC), keskinlik oranı (SR) ve klorit kristalinite indeksi (ChC) sınır değerlerinin tekabül ettiği zonlar ve sıcaklık (gömülme) aralıkları.....	47
Çizelge 4.6. Akgöl Formasyonu kesitine ait örneklerin kristalinite ve keskinlik oranı değerleri.	48
Çizelge 6.1. Jarvie [65]'e göre sınır TOK değerleri.	53
Çizelge 6.2. S ₂ sınır değerleri [69].	55
Çizelge 6.3. Espitalié et al. [72]; [73] ve [68]'e göre Tmax sınır değerleri.	56
Çizelge 6.4. Espitalié et al. [64]'e göre Tmax (°C) sınır değerleri.	56
Çizelge 6.5. Organik maddenin ısıl olgunlaşma düzeyini gösteren geleneksel yöntemlerin kıyaslamalı sınır değerleri (PI: Üretim İndeksi, R _o : Vitrinit yansıması, TAI: Isıl alterasyon indeksi; Peters and Cassa [61]'den alınmıştır).	57
Çizelge 6.6. HI sınır değerlerine göre kerojen tipleri [74].	58
Çizelge 6.7. PI sınır değerleri [68].	59
Çizelge 6.8. S ₂ /S ₃ sınır değerleri (Clementz et al. [66]'dan alınmıştır).	60
Çizelge 6.9. S ₁ /TOK×100 oranlarına karşılık kayaç türleri [75].	60
Çizelge 6.10. Potansiyel Verim (S ₁ +S ₂) değerlerine karşılık kaynak kaya potansiyel durumu [72].	61
Çizelge 6.11. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre A bölümü örneklerine ait ölçülen organik jeokimyasal analiz sonuçları.	62
Çizelge 6.12. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre A bölümü örneklerine ait ölçülen parametrelerden hesaplanan organik jeokimyasal analiz sonuçları.	62
Çizelge 6.13. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre B bölümü örneklerine ait ölçülen organik jeokimyasal analiz sonuçları.	63

ÇİZELGELER DİZİNİ (devam ediyor)

Sayfa

Çizelge 6.14. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre B bölümü örneklerine ait ölçülen parametrelerden hesaplanan organik jeokimyasal analiz sonuçları.	64
Çizelge 6.15. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre C bölümü örneklerine ait ölçülen organik jeokimyasal analiz sonuçları.	65
Çizelge 6.16. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre C bölümü örneklerine ait ölçülen parametrelerden hesaplanan organik jeokimyasal analiz sonuçları.	65
Çizelge 6.17. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre D bölümü örneklerine ait ölçülen organik jeokimyasal analiz sonuçları.	66
Çizelge 6.18. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre D bölümü örneklerine ait ölçülen parametrelerden hesaplanan organik jeokimyasal analiz sonuçları.	66
Çizelge 6.19. Küre yöresinden alınan TOK ve Rock-Eval piroliz sonuçları [19].	75
Çizelge 8.1. Akgöl şeyllerinin elementel analiz sonuçları ile stokiyometrik hesaplanan H/C ve O/C atomik oranları.	95
Çizelge 9.1. A-D organik fasiyeslerinin genelleştirilmiş jeokimyasal ve mikroskopik karakteristikleri [90].	98
Çizelge 10.1. Vitrit yansıtmasına dayalı olgunluk değerleri [110].	104
Çizelge 10.2. Akgöl Formasyonuna ait Tmax bazlı hesaplanan % R _o değerleri.	106
Çizelge 10.3. TR _{HI} (%)'na göre örneklerin buldukları pencere [110].	108
Çizelge 10.4. Petrol ve gaz TOK değerlerine göre risk aralığı [110].	108
Çizelge 10.5. Kerojen tiplerine karşılık gelen % dönüşebilirlik değerleri [96].	109
Çizelge 10.6. Akgöl şeyllerinin TOK _o değerleri.	110
Çizelge 10.7. Dünyada önemli şeyl gaz basenlerinin şeyl gaz sistemleri ile Batı Karadeniz bölgesi Akgöl şeyli karakteristiklerine ait veriler [109]; [118]; [110]; [1]; [24]; [14].	116
Çizelge 10.8. Küresel Geleneksel Olmayan Gaz Rezervlerinin Üretim Miktarları (trilyon metre küp- Tm ³) [1].	121

EKLER DİZİNİ

	<u>Sayfa</u>
Ek Şekil 1. Küre-12 numaralı örneğin X-RD tüm kayaç difraktogram deseni (M: mika minerali, KM:kil minerali, Q:kuvars, F:feldispat).	136
Ek Şekil 2. Küre-12 numaralı örneğe ait kil fraksiyonu difraktogram deseni (İ:illit, Kl:klorit, Kao:Kaolinit).	137

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

Å	Angstrom
Θ	Teta
α	Alfa
°C	Santigrad derece
°Δ2Θ	Derece delta iki teta
C	Karbon
C _{org}	Organik Karbon
Cu	Bakır
°/dk	Derece/Dakika
H	Hidrojen
I-S	İllit-Simektit
K	Potasyum
KD, KB, GD, GB	Kuzeydoğu, Kuzeybatı, Güneydoğu, Güneybatı
Mg	Magnezyum
N	Azot
Ni	Nikel
R _o	Vitrinit Yansıması
S	Kükürt
S ₁	Serbest Hidrokarbonlar
S ₂	Kaynak Kayanın Aktüel Potansiyeli
S ₃	Oksijenli bileşenler
S ₄	Artık/Okside Olmuş Karbon
Tm ³	Trilyon Metre Küp

Kısaltmalar

ASTM	American Society for Testing and Materials
Bbl	Barrel/Varil
Bkz.	Bakınız
Cal%R _o	Hesaplanmış vitrinit yansıması
ChC	Klorit Kristalinite İndeksi
EDX	Energy Dispersive X-ray Spectroscopy/Enerji dağılımı X-ışını Spektroskopisi
et al.	ve diğerleri
GOC	Üretken Organik Karbon
HCl	Hidrojen klorür
HI	Hidrojen İndeksi
HC	Hidrokarbon
H ₂ O ₂	Hidrojen peroksit
HÜ	Hacettepe Üniversitesi
OI	Oksijen İndeksi
Ö.S.K.	Ölçülü Stratigrafik Kesit
KI/IC	Kübler İndeksi/İllit Kristalinite
KTÜ	Karadeniz Teknik Üniversitesi
µm, mm, m, km	Mikrometre, Milimetre, Metre, Kilometre
mg, g, kg	Miligram, Gram, Kilogram
MTA	Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü
NGOC	Üretken Olmayan Organik Karbon
Tmax	Isısal Olgunlaşma İndeksi
PI	Üretim İndeksi
PY	Potansiyel Verim
RC	Residual Karbon (Artık Karbon)

SEM	Scannig Electron Microscope/Taramalı Elektron Mikroskopu
SR	Keskinlik Oranı
TOK	Toplam Organik Karbon
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TR	Transformasyon/Dönüşüm Oranı
vd.	ve diğerleri
WI	Weaver İndeksi
X-RD	X-Ray Diffraction

1. GİRİŞ

1.1. Amaç ve Kapsam

Bugüne kadar bir ülkenin refah düzeyini belirleyen ve dünyadaki güçlü devlet kavramını deneştiren en önemli faktörlerden biri ülkelerin sahip olduğu enerji kaynaklarıdır.

Jeolojik zamanlarda, denizlerde yaşayan ya da denize sürüklenen hayvan ve bitki kalıntıları anaeorabik ortamda, gerekli koşullar altında ısı, basınç, mikroorganizmaların etkisiyle petrol ve gazı meydana getirmiştir.

Petrol ve gaz dünyada en çok kullanılan enerji kaynaklarının başında gelmektedir. Bugün dünyada fosil yakıtlar termal gücün ana kaynağı olsa da giderek azalmakta ve bu yakıtta duyulan ihtiyaç devamlı artmaktadır. Bu yüzden birçok ülke yenilenebilir (jeotermal, rüzgar enerjisi, güneş, su enerjisi vb.) ve geleneksel olmayan (petrollü şeyl, doğalgaz, şeyl gaz, sıkı kum gazı vb.) kaynaklara yönelmektedir. Günümüzde enerji kaynaklarına artan ihtiyacın karşılanabilmesi için yeni kaynakların araştırılması ülkemizde de zorunlu hale gelmiştir.

Geçmişte enerji kaynağı denildiğinde geleneksel kaynaklar ilk sırada gelmekteydi. Ancak bugün enerji kaynakları denildiğinde yenilenebilir enerji kaynaklarının yanı sıra geleneksel olmayan enerji kaynakları da gelmektedir.

Bu tez çalışması kapsamında daha önce birçok araştırmacı tarafından incelenmiş Akgöl Formasyonu'nun, hidrokarbon kaynak kaya potansiyeli ele alınmıştır. Ancak Akgöl Formasyonu'nun hidrokarbon kaynak kaya potansiyelinin belirlenmesine yönelik olarak gerçekleştirilen önceki çalışmaların önemli bir kısmı, Sinop ili Boyabat ilçesi çevresinde yüzlek veren alanlarda gerçekleştirilmiştir ve formasyonun aşırı olgun seviyede olduğu tespit edilmiştir.

Prof. Dr. İsmail Hakkı Demirel (HÜ) danışmanlığı'nda 2006 yılında Didem Koçyiğit tarafından gerçekleştirilen "*Batı Karadeniz Bölgesi Üst Devoniyen-Turneziyen ve Kretase Siyah Şeyl Fasiyesinin Hidrokarbon Kaynak Kaya Potansiyelinin Belirlenmesi*" adlı yüksek lisans tez çalışması bunlardan biridir. Çalışma kapsamında Akgöl Formasyonu'na ait ölçülü stratigrafik kesit alınmış ve gerçekleştirilen analizler sonucu S₂ pikinin düşüklüğü nedeniyle yorumlanması oldukça zor Rock-Eval piroliz sonuçları saptanmıştır.

Isısal olarak aşırı olgun düzeydeki tüm örneklerde karşılaşılan bu sorunun asgari düzeye indirilebilmesi amacıyla bu tez çalışması kapsamında hidrokarbon kaynak kaya potansiyeli yeniden değerlendirmeye alınmıştır.

Son yıllarda geliştirilen organik jeokimyasal yöntem ve teknikler ile aşırı olgun durumdaki şeylin içinde depolanan gazı elde etme çabaları sonuç vermiş ve dünyada “şeyl gaz” dönemi başlamıştır. Bu kaynak geleneksel olmayan bir hidrokarbon gaz kaynağıdır. Dünyada enerji planlarında ilk sıraya konulan şeyl gaz üretiminin küresel gaz kaynaklarını yaklaşık %40 oranında artıracığı düşünülmekte olup [1], önümüzdeki yıllarda sanayi devrimine neden olabileceğinden ve dünyadaki enerji kaynağı dengelerini değiştirebileceğinden bahsedilmektedir. Dolayısıyla bu durumun jeopolitik konumlara da yansiyabileceği göz ardı edilemez.

Bu yüzden ülkemizdeki şeyl gaz potansiyellerinin belirlenmesi ülkemiz ekonomisine katkı sağlayacaktır. Ülkemizde potansiyel şeyl gaz sistemi olarak öngörülen çeşitli jeolojik yaşlarda çökelmiş şeyl içeren formasyonlar bulunmaktadır. Bu formasyonlara daha sonra değinilecektir.

Akgöl şeyllerinin Batı Karadeniz bölgesindeki yayılım alanı ve olgunluk seviyesi göz önüne alındığında şeyl gaz potansiyelinin değerlendirilmesi gereken bir formasyon olduğu görülmektedir.

Tez çalışması kapsamında Akgöl şeyllerinin kaynak kaya potansiyeline ilişkin elde edilen analiz sonuçları, önceki çalışmalarda elde edilen sonuçlarla karşılaştırılmış ve gerçekleştirilen tüm analizler ile değerlendirmeler belirli bir düzen içinde uygulanmıştır. Öncelik TOK ve Rock-Eval piroliz analizlerine tanınmıştır. Şeyllerin içerdiği organik madde miktarının ve tipinin belirlenmesinin ardından bu sonucun önceki çalışmalar ile uyumluluğu araştırılmış ve diğer analiz sonuçları ile desteklenmiştir. Olgunlaşma değerlendirmelerinde referans alınan tüm yöntemlerden elde edilen sonuçlar karşılaştırılarak kullanılmıştır.

Bu tez çalışmasının hedefleri;

- Akgöl şeyllerinin hidrokarbon kaynak kaya potansiyeli değerlendirmelerinin yeniden ele alınması ve C, H, N, S ve Kül analizleri aracılığı ile H/C ile O/C atomik oranlarından kerojen tipine ulaşılması,

- Şeyllerin bünyesindeki kil mineralleri aracılığıyla bulunduğu gömülme zonu tespit edilmesi ve böylece paleo-gömülme sıcaklığının saptanması,
- Organik jeokimyasal sonuçlarının kil matriksinden ne ölçüde etkilendiğinin belirlenmesi,
- Organik jeokimyasal ve mineralojik bileşime ait veriler baz alınarak geliştirilen yeni karşılaştırmaların ve yöntemlerin bu tür aşırı olgun örneklerde geçerliliğinin denetlenmesi,
- Elde edilen tüm sonuçları kullanılarak organik fasiyes tipinin belirlenmesi,
- Bu sonuçlar ışığında orijinal organik madde içeriği değerlerine ulaşarak şeyl gaz sistem karakteristiklerinin belirlenmesi ve potansiyelinin saptanmasıdır.

Belirtilen hedefler ışığında elde edilen verilerden itibaren Akgöl Formasyonu'nun özellikle şeyl gaz potansiyelinin ortaya konulması çalışmanın en önemli amacıdır.

Bu amaç doğrultusunda; Batı Karadeniz bölgesi, Küre-İnebolu arasında yüzeyleyen Triyas-Jura yaşlı Akgöl Formasyonu'ndan stratigrafik kesit ölçülmüş ve uygun seviyelerden toplam 21 adet örnek alınmıştır. Alınan örnekler üzerinde bileşimlerinde var olan mineral türlerinin belirlenmesi amacıyla tüm kayaç X-RD ve kil fraksiyonu çalışmalarının yanı sıra organik jeokimyasal analizler (TOK ve Rock-Eval Piroliz analizleri) yapılarak söz konusu birimlerin hidrokarbon kaynak kaya potansiyelleri yorumlanmıştır. Bunlara ek olarak kerojen tipi ve organik fasiyes yorumlamaları için C, H, N ve S analizleri ve organik petrografik çalışmalar yapılmıştır.

1.2. Çalışma Alanının Tanıtımı

Çalışma alanı Batı Karadeniz bölgesi, Kastamonu il sınırı içinde yer almaktadır. Çalışma alanı yer bulduru haritası Şekil 1.1'de verilmiştir. Akgöl Formasyonu'na ait kesit alma işlemi Küre-İnebolu arasında yüzeyleyen alanda yapılmıştır.



Şekil 1.1. (a) Türkiye haritası [2], (b) Çalışma alanı yer bulduru haritası [2].

1.3. Önceki Çalışmalar

Akgöl Formasyonu Batı Karadeniz bölgesinde oldukça geniş bir yayılım göstermektedir. Bu birim ilk kez, Ketin ve Gümüş [3] tarafından adlandırılmış olup, Üst Jura ve daha genç birimlere temel oluşturmaktadır.

Fratschner [4], "Amasra-Bartın-Kumluca ve Kurucaşile-Ulus bölgelerinde Etüd" isimli çalışmasında Karbonifer'den Tersiyer'e kadar olan birimleri dokuz kısımda ayırmış ve stratigrafilerini incelemiştir.

Saner [5], "Batı Pontid'lerin ve komşu havzaların oluşumlarının levha tektoniği kuramıyla açıklanması, Kuzey Batı Türkiye" adlı çalışmasında Batı Pontidler'in Üst Jura öncesinde Avrasya kıtasının devamı halinde olduğunu ve Üst Jura'da deniz transgresyonu ile sığ bir şelf haline geldiğini, Alt Kretase sonlarında güneydeki Tetis okyanusunun kuzey kolunun okyanusal kabuğunun Avrasya kıtası altına dalmaya başlamasıyla doğu-batı uzanımlı bir volkanik yay geliştiğini ileri sürmüştür. Sonrasında ise kıtasal kabuktaki incelmeye bağlı olarak Karadeniz'in oluştuğunu belirtmiştir. Üst Kretase'de Pontidler'in güney ucu önünde dalma zonunda yitim karmaşığı geliştiğini ve bununla birlikte ada yayı volkanizmasının da en etkin evresini yaşadığını, Karadeniz'in bu süreç içinde bir kenarsal yay ardı havzası iken, ada yayı güneyinde yay önü havzalar oluştuğunu söylemiştir.

Aydın ve diğ. [6,7], koyu gri-siyah, genel olarak fosilce steril, manganez dendritleri içeren şeyl silttaşı, ince taneli kumtaşı, çok seyrek, ince kireçtaşı bantlı, spilit, diyabaz, gabro, serpantinit (Küre yöresi) gibi litolojileri içeren Akgöl Formasyonu'nu derin denizel-okyanusal oluşumları olarak tanımlamıştır.

Bingöl [8,9], Akgöl Formasyonu'nun Karakaya grubunun eşdeğeri olduğunu ileri sürmüştür.

Gedik ve diğ. [10], "Orta Karadeniz (Samsun-Sinop) Havzasının Jeolojisi ve Volkanik Kayaçların Petrolojisi" adlı çalışmada Orta Karadeniz bölgesinde, temelde yer alan metamorfik kayaçlar üzerine Liyas-Kuvaterner zaman aralığında çökelen kaya birimlerinden bahsedilmiş ve çeşitli evrelerde oluşan volkanik kayaçlar üzerinde gerçekleştirilen petrolojik çalışmalar sunulmuştur.

Gedik ve Korkmaz [11], Batı Karadeniz bölgesinin doğusundaki alanlarda petrol jeolojisi amaçlı yapılan çalışmaların ilki Sinop havzasında, Liyas-Kuvaterner zaman aralığındaki birimler üzerinde gerçekleştirilmiştir. Çalışmada haritalama

çalışmasının yanı sıra kesit ölçümü yapılmış ve tortul kayaçların çökme ortamlarını saptanmaya çalışılmışlardır. Havzada, iyi ana kaya, orta hazne kaya, iyi örtü kaya olabilecek nitelikte düzeylerin varlığına işaret etmişlerdir. Sinop havzasının petrol ve doğalgaz potansiyelini saptamak amacıyla, derin sondajlar yapılması gerektiğini belirtmişlerdir.

Aydın ve diğ. [12], “Ballıdağ–Çangaldağı (Kastamonu) arasındaki bölgenin jeolojisi” isimli çalışmada Prekambriyen’den Senozoyik sonuna kadar devam eden yaşları içeren istifteki stratigrafik aralıkların litolojilerini, yaşlarını, dokanak ilişkilerini inceleyerek, Akgöl Formasyonu’nun Üst Jura ve daha genç birimlere temel oluşturduğunu, Paleotetis’in kapanması ile ortamın yükseldiğini ve karasal birimlerin çökeldiğini belirtmişlerdir. Neotetis’in kuzeye doğru dalmasının başlangıcının Albien öncesi olduğunu ve bu dönemde Karadeniz’in yay gerisi basen olarak riftleşmeye başladığını belirtmişlerdir.

Aydın ve diğ. [13], Çamdağ (Sakarya)-Sünnicedağ (Bolu) yöresinde yaptıkları çalışmada, bölgede yer alan formasyonların stratigrafisini, yapısal jeolojisini ve paleocoğrafyasını ayrıntılı olarak incelemişlerdir. Ayrıca formasyonların dokanak ilişkileri ve litolojileri hakkında bilgi vermişlerdir.

Sonel ve diğ. [14], “Boyabat (Sinop) Havzası Ekinveren Fayının Petrol Aramalarındaki Önemi” adlı çalışmalarında bölgede yüzlek veren formasyonların hidrokarbon kaynak kaya özelliklerini incelemişlerdir. Bu çalışma kapsamında ele alınan formasyonlardan biri de Akgöl Formasyonu olmuştur. Ana kaya fasiyesi olarak ele alınmış ve yapılan organik jeokimyasal analizlerin sonucuna göre birimin yeterli organik madde içeriğine sahip olduğu, yeterli olgunluğa ulaştığı ve metajenez safhasında ve kuru gaz verebileceği öngörülmüştür.

Altun ve diğ. [15] tarafından Kastamonu’da gerçekleştirilen jeolojik haritalama çalışmasında, MTA Enstitüsü aracılığıyla yayınlanan B-17 paftasında, Avrasya’nın aktif kıta kenarında, ofiyolit yerleşimi ile eş zamanlı olarak çökelen Akgöl Formasyonu’nun, en yaşlı birim olan Ballıdağ Formasyonu’nu uyumsuz olarak örttüğünü söylemişlerdir. Akgöl Formasyonu’nu, Alt Triyas veya Orta-Üst Triyas yaşlı kireçtaşı arakatıkları kapsayan, kumtaşı-kiltaşı araldanmasından oluşan, regresif bir formasyon olarak tanımlamışlardır. Bu formasyonun Kastamonu granitoidleri ile kesildikten sonra yükselip aşınarak transgresif olarak Bürnük,

İnaltı ve Ulus, Gökçeagaç, Çaylak, Akveren, Boyabat Formasyonlarından oluşan sürekli bir çökelim başlamış olduğunu ve böylece post-tektonik olarak örtüldüğünü söylemişlerdir.

Şengün ve diğ. [16] Kastamonu yöresinin jeolojik evrimine ilişkin gerçekleştirdikleri çalışmada bölgede mevcut tektonostratigrafik özellikleri incelemiş ve bölgenin jeolojik evrimini levha tektoniği kuramına göre yorumlamışlardır. İnceleme bölgelerindeki en üst kısımda yer alan tektonik dilimin, Paleozoyik yaşlı çökeller ile Akgöl Formasyonu ve bunları kesmekte olan Erken Jura yaşlı granitlerden ve Geç Liyas-Lütesiyen arasında çökelmiş karbonatlı birimlerden oluştuğunu söylemişlerdir. Bu çalışmada Paleotetis'in Pontidler ile Anadolidler'in arasında yer almış olduğunu ve kuzey yönlü bir yitimle, Permo-Karbonifer ile Erken Tersiyer arasında ilerleyen süreçlerle yok olmuş olabileceğini savunmuşlardır.

Sarı [17], Sinop Havzası'nda kaynak kaya niteliğinde olan formasyonları Akgöl, Çağlayan, Gürsökü Formasyonları olarak belirtmiştir. Yapılan organik jeokimyasal analizler ve mikroskopik incelemelere göre Akgöl Formasyonu'nun organik fasiyeslerinin C, CD ve D olduğu, bir miktar petrol ve gaz üretebileceği; Çağlayan Formasyonu'nun organik fasiyeslerinin BC, C, CD ve D olduğu, petrol ve gaz üretebileceği; Gürsökü Formasyonu'nun ise organik fasiyeslerinin CD ve D olduğu ve kısıtlı miktarda gaz üretebileceği ifade edilmiştir.

Harput [18], Batı Karadeniz bölgesi tortullarının kaynak kaya potansiyelini ortaya çıkarmak ve olgunlaşma analizleri gerçekleştirerek petrol oluşumunu belirlemek amacıyla bir doktora tez çalışması yapmıştır. Bu amaçlara uygun olarak bölgede yüzeylenmiş Paleozoyik-Tersiyer yaş aralığındaki birimler, TPAO tarafından açılan 5 kuyuda kesilen birimleri kapsamaktadır.

Koçyiğit [19], "Batı Karadeniz Bölgesi Üst Devoniyen-Turneziyen ve Kretase Siyah Şeyl Fasiyesinin Hidrokarbon Kaynak Kaya Potansiyelinin Belirlenmesi" isimli yüksek lisans tez çalışmasında Tasmaca, İnkum, Amasra (Bartın), Küre (Kastamonu), ve Erfelek-Boyabat (Sinop) yörelerinde 5 ayrı stratigrafik kesit incelenmiş ve toplam 47 şeyl örneği almıştır. Örnekler üzerinde organik jeokimya (TOK içeriği ve Rock-Eval Piroliz), X-RD tüm kayaç ve kil fraksiyonu analizleri yapılmış, hidrokarbon kaynak kaya potansiyelini belirlemeye çalışılmıştır.

Tez bölgesinde yapılmamış ancak konu ile ilgili tez çalışmalarına ışık tutmuş çalışmalara ise aşağıda değinilmiştir. Bunlar:

Şengör ve Yılmaz [20], Karakaya Formasyonu içindeki Triyas yaşlı volkanitlerin, Permian'de başlayan riftleşme ile oluşmuş bir rift volkanizmasının ürünü olduğunu ileri sürmektedir. Henüz bölge olgunlaşmadan yitirme zonunda metamorfizma başladığını, ortamdaki birimlerin kuzeye itilerek, kıta üzerine yerleşmesi esnasında, artan yük ve tektonik etkiler ile yüksek basınç ve düşük ısı etkisinde kaldığını vurgulamışlardır.

Ercan ve Gedik [21] Pontidler'in jeolojik evrimini tam anlamıyla açıklayabilmek amacıyla 9 temel gruba ayırdıkları volkanik kayaların meydana gelişi ile ilgili yaklaşımlarda bulunmuşlardır. Bu tez çalışmasını büyük ölçüde ilgilendiren Jura yaşlı volkanikler için söz konusu volkaniklerin ada yayı özelliği gösterdiğini, tamamen kıtasal karakteristiğe sahip olduğunu ve çarpışma sonrası okyanusal kabuğun kısmi ergimesi ile ortaya çıktığını ileri sürmüşlerdir. Ancak ergimeye uğrayan okyanusal kabuğun Paleotetis okyanusuna mı, yoksa Neotetis okyanusuna mı ait olabileceğini belirleyememişlerdir.

Görür ve diğ. [22], Pontidler'deki Liyas çökellerin, çökeldikleri fasiyesin özelliklerini ortaya koymuşlardır. İki ana fasiyes tipinden bahsetmişlerdir. Birincisinin, genellikle ince ve merceksi geometriye sahip, bol fosilli, sığ denizel, yer yer kondanse kireçtaşlarından, ikincisinin ise kalın malzemeli, sık sık volkanik arakatlı, yer yer kalsitürbiditler halinde birinci fasiyes malzemesini içeren türbiditlerden oluştuğunu söylemişlerdir. Her iki fasiyesin de düzensiz bir topoğrafya üzerinde çökelmiş kömürlü, sığ denizel ve/veya karasal en erken Liyas yaşlı kırıntılılar üzerinde gelişmiş olabileceğinden bahsetmişlerdir. Bu çalışmanın, Pontidler'in güneyinde Neotetis'in kuzey kolunun, Liyas'ta açılmadığı görüşüyle uyumluluk içinde olduğuna değinmişlerdir.

Klemme ve Ulmişek [23], Fanerozoik zamanın 1/3'ünü simgeleyen, dünyanın keşfedilmiş orijinal petrol ve gaz rezervlerinin %90'ından fazlasının elde edildiği hidrokarbon kaynak kayalarını kapsayan altı stratigrafik aralıktan bahsetmişlerdir. Bu altı aralık şunlardır; (1) Siluriyen (dünya rezervlerinin %9'u üretilmiştir.), (2) Üst Devoniyen-Turneziyen (rezervlerin %8'i), (3) Pensilvaniyen-Alt Permian (rezervlerin %8'i), (4) Titoniyen-Kallovien (Üst Jura), (5) Orta Kretase (rezervlerin

%29'u) ve (6) Oligosen-Miyosen (rezervlerin %12,5'i). Kaynak kayaların oluşumlarını etkileyen faktörler her dönem için değişmektedir. Buna göre karşılaşılan problemlerden ilki bahsedilen anoksik dönemlere göre organik maddece zengin Akgöl Formasyonu'nun ileri sürülen yaşının doğru tespit edilmediği şüphesidir. Diğer ise söz konusu dönemler doğru ifade edilmiş ise dünyada Triyas zamanında çökelen organik maddece zengin şeyllerin olmasıdır (Örneğin; organik maddece zengin ve yüksek şeyl gaz potansiyeline sahip Kanada Triyas yaşlı Monterey şeylleri).

Jarvie [24], şeyl gaz karakteristiklerine dair temel özellikleri bir bütün halinde sunmuştur. TOK içeriği, hidrojen indeksi gibi piroliz parametrelerinin şeyl gaz açısından güncel değerlerinin değerlendirilmesinin yanı sıra orijinal değerlerinin tespit edilmesine yönelik olarak geliştirilen yaklaşımlardan bahsetmiştir.

Bölgenin jeolojisini ve tektoniğini aydınlatmaya yönelik çalışmalardan bazıları; Boztuğ [25], Yılmaz ve Boztuğ [26], Yılmaz et al. [27], Tunoğlu [28], Küre-İnebolu yöresinde Kovenko [29], Kastamonu yörelerinde Ataman ve diğ. [30] tarafından çalışılmıştır.

Yılmaz et al. [31] Pontidler'in jeolojik ve tektonik evrimine ilişkin ayrıntılı bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Pontidler'in Permiyen'den Eosen'e kadar geçirdiği tektonik evrimi tasvirleyen bir şema sunmuşlardır.

Geç Jura-Erken Kretase birimlerinin sedimantolojik evrimi Derman [32], Batı Karadeniz bölgesinde Ulus basenindeki karbonat megabreşleri ve diğer kütle akımı çökelleride Derman [33] tarafından çalışılmıştır.

2. ÇALIŞMA ALANININ JEOLJİSİ

2.1. Giriş

Çalışma alanı Alp orojenik kuşağının Türkiye üzerindeki bir uzantısı olan Pontidler üzerinde yer almaktadır. Bu tez kapsamında çalışma alanının jeolojisi ile ilgili özet bilgiler, stratigrafi, yapısal jeoloji ve bölgesel jeoloji evrimi hakkında önceki çalışmalardan derlenen bilgiler ışığında sunulacaktır.

2.2. Çalışma Alanının Stratigrafisi

Çalışma alanının stratigrafisi daha çok Altun ve diğ. [15]'nin hazırlamış olduğu MTA tarafından 1990 yılında basılan 1/100000 ölçekli Kastamonu B17 paftasındaki bilgiler temel alınarak hazırlanmıştır. Ancak buna ilaveten Önceki Çalışmalar (Bölüm 1. 3) bölümünde yer verilen çalışmalar ile bölge ve yakın çevresindeki çalışmalar ışığında ilaveler yapılmıştır. Bu çalışmalardan bazıları; Blumenthal [34]; Göktunalı [35]; Ketin ve Gümüş [3]; Akyol ve diğ. [36]; Ataman ve diğ. [30]; Yılmaz [37]; Ergun [38]; Saner [5]; Yılmaz ve Tüysüz [39]; Aydın ve diğ. [6,12,13]; Bingöl [8, 9]; Şengün ve diğ. [40]'dir.

Çalışma alanında yüzlek veren kayalar yaşı henüz tayin edilememiş Daday Grubu ile başlayıp, Alt Paleozoyik yaşlı birimler ile devam etmektedir. Paleozoyik'ten Tersiyer'e kadar uzanan yaş aralığında yayılan birimler bölgede değişik kalınlıklarda gözlenmektedir.

Daday Grubu ile ilgili herhangi bir yaş bulgusu yoktur. Ancak sahip olduğu litostratigrafik özellikler dolayısı ile yaşının Prekambriyen (?) olduğu tahmin edilmektedir [27]. Bu sebeple çalışma alanı stratigrafisi başlığı altında bu grup Prekambriyen (?) Birimler başlığı altında sunulmuştur.

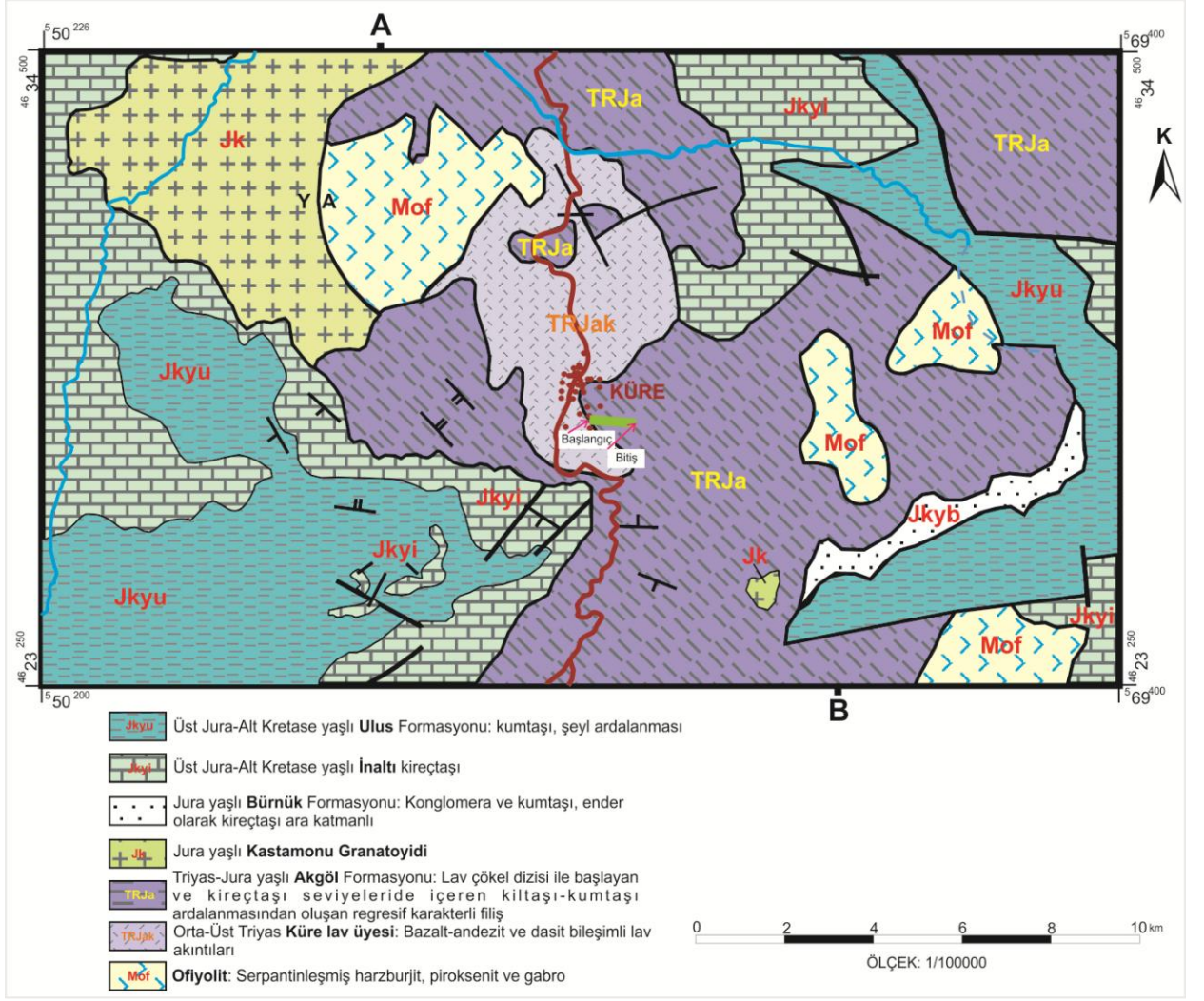
Aydın ve diğ. [12] yılındaki gerçekleştirdikleri çalışmada elde etmiş oldukları veriler doğrultusunda Üst Liyas öncesi birimleri gerek fasiyes ve gerek tektonik konumları açısından "kıtasal kabuğa ait birimler" ve "okyanusal-derin denizel birimler" olmak üzere iki ayrı grupta incelemişlerdir.

Kıtasal kabuğa ait birimler Şengör ve diğ. [41] tarafından "İstanbul Nap'ı" olarak adlandırılan kıtasal kabuk birliklerinden oluşmaktadır. Okyanusal-derin denizel birimler ise yine Şengör ve diğ. [41] tarafından "Küre Nap'ı birimleri" olarak adlandırılmış ve Paleotetis çökelleri olarak ifade edilmiştir.

Bu tez çalışması kapsamında hidrokarbon potansiyeli değerlendirmelerine yönelik ele alınan Akgöl Formasyonu, Aydın ve diğ. [12]'ne göre aynı denizin çeşitli yerlerine çökelmiş, bazı litolojik ve fasiyes farklılıklarının gözlemlendiği dört ana birimden biridir. Oldukça geniş alanda yayılım gösteren bu formasyonu sadece Akgöl Formasyonu olarak nitelendirmek yerine metamorfik özelliğinin baskın olduğu yerlerde Metamorfik Akgöl Formasyonu olarak ayrıca değerlendirmiş ve haritalandırmıştır.

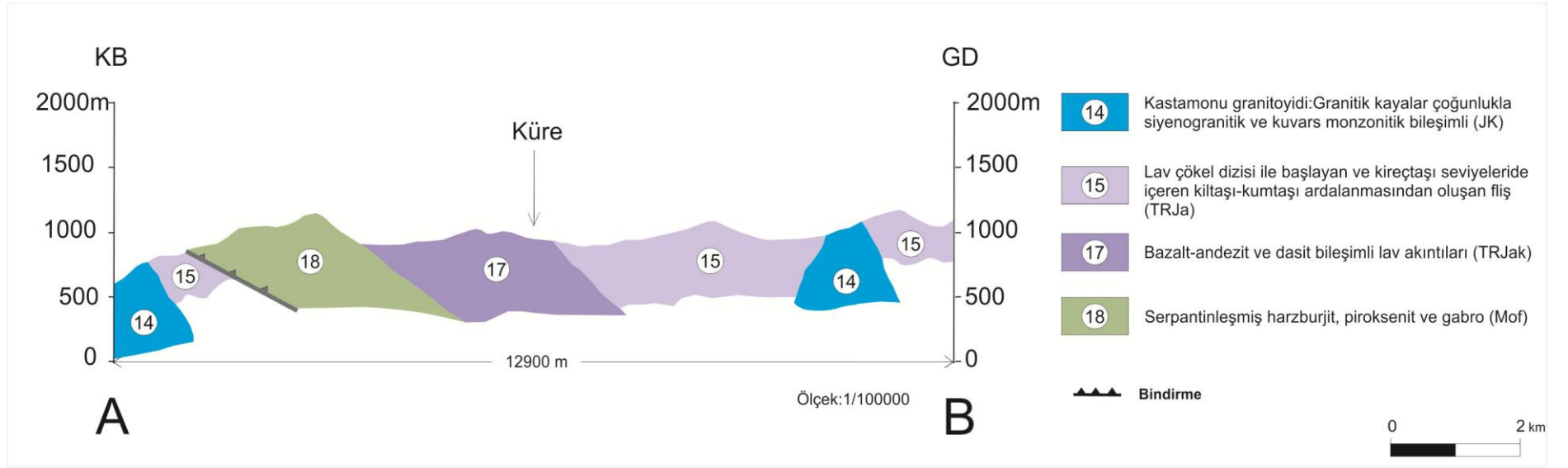
Bu tez çalışması kapsamında Akgöl Formasyonu'ndan örneklemenin yapıldığı yer metamorfik olmayan kısma karşılık etmektedir.

Çalışma alanının yer aldığı MTA Kastamonu B-17 paftasında çalışma alanını kapsayan jeolojik harita Şekil 2.1'de ve alınan genelleştirilmiş stratigrafik istif Şekil 2.2'de, Şekil 2.1'de A'dan B'ye çizilen jeolojik kesit ise Şekil 2.3'te sunulmuştur [15].



ÜST SİSTEM	SİSTEM	SERİ	GRUP	FORMASYON	ÜYE	SİMGE	KAYA TÜRÜ AÇIKLAMASI	
SENOZOYİK	KUVATERNER					Qal	① Alüvyon	
						Qym	② Yamaç Molozu	
	TERSİYER	PALEOSEN-EOSEN	Yukarıköy FM.				Ty	③ Gölsel kireçtaşı
			Boyabat FM.				Tb	④ Killi Biyomikrit ve marn ar dalanması
			Ortaköy FM.				To	⑤ Aglomera, tuf ve genellikle andezitik-bazaltik bileşimde lav akıntıları
			Akveren FM.				Ta	⑥ Marn ve kireçtaşı ar dalanması
			Çaylak FM.				Tç	7 Kumtaşı ve marn arakatlı biyosparit
	MESOZOYİK	KRETASE	Gökçe ağaç FM.				Kg	⑧ Tuf, tüfit, pelajik kireçtaşı, volkanojenik kumtaşı, lav akıntıları, kiltası, killi kireçtaşı
				İnebolu Volkanik Üyesi				Kgl
JURA		YARALIGÖZ GRUBU					JK y	⑩ Karasal çökellerle başlayarak yanal ve düşey yönde karbonat ve flišoid bir dizi ile devam eden çökel kama
			Ulus FM.				JK yu	⑪ Kumtaşı, şeyl ar dalanması
			İnalı FM.				JK yi	⑫ Kireçtaşı
			Bürnük FM.				JK yb	⑬ Konglomera, kumtaşı
							JK	⑭ AÇISAL UYUMSUZLUK Kastamonu granitoyidi:Granitik kayalar çoğunlukla siyenogranitik ve kuvars monzonitik bileşimli
			AKGÖL FM.					TRJa
Kayabaşı kireçtaşı Üyesi						TRJa	⑯ Kireçtaşı	
Küre lav Üyesi						TRJa	⑰ Bazalt-andezit ve dasit bileşimli lav akıntıları	
Oriyolit Üyesi					Mof	⑱ Serpantinleşmiş harzburjit, piroksenit ve gabro		
PALEOZOYİK		Ballıdağ FM.			Pzb	⑲ Şeyl ile grik masif kuvarsit		
YAŞI BİLİNMEYEN	DADAY GRUBU	Sarıçam FM.				ds	⑳ Mikaşist, fillit, kuvars ile epidot-aktinolitşist, glokofon şist ve amfibolit dilimleri içeren düşük mertebeli metamorfik topluluk	
		Başak pınar metakarbonatı				db	㉑ Kalsit ve çok az dolomitten oluşan mezokristalin metakarbonat	
		Gürleyik FM.				dg	㉒ Amfibolit ve beyaz mikalı silimanit gnays ar dalanması Amfibolit gnays ve kalsilikatik gnays seviyeleri kapsar.	

Şekil 2.2. Çalışma alanının yer aldığı MTA Kastamonu B-17 paftasından alınan genelleştirilmiş stratigrafik istif [15].



Şekil 2.3. Çalışma alanının yer aldığı MTA Kastamonu B-17 paftasından alınan jeolojik kesit [15].

2.2.1. Prekambriyen (?) Birimler

2.2.1.1. Daday Grubu

Bu grup, aktif bir kıta kenarının dilimlenmesi ile oluşmuş metamorfik kayaç dilimlerini kapsamaktadır. Yaşı saptanamamıştır. Alttan üste doğru Gürleyik Formasyonu, Başakpınar Metakarbonatı, Sarıçam Formasyonu olarak üçe ayrılmıştır.

a) Gürleyik Formasyonu (dg)

Yılmaz [37] tarafından Gürleyik Gnaysı olarak adlandırılmasına karşın kapsadığı gnays, amfibol gnays ve amfibolit gibi değişik kaya türleri nedeniyle formasyon mertebesinde değerlendirilmiş ve Altun ve diğ. [15] tarafından Gürleyik Formasyonu olarak adlandırılmıştır.

Birim, açık renkli mikaşist, mika-gnays ile koyu renkli amfibol gnays ve amfibolit araldanmasından oluşmuştur. Bu kayaçların genelleştirilmiş parajenezleri;

Kuvars+K-feldispat+Plajiyoklaz+Biyotit+Muskovit+Sillimanit+Granat

Hornblend+Albit+Opak mineral

Hornblend+Plajiyoklaz+Biyotit+Muskovit, olup fiziksel koşullar amfibolit fasiyesi koşullarına karşılık gelmektedir.

Birimin tabanı ile ilgili herhangi bir gözlem yapılamamıştır. Ancak üstte ise Başakpınar Metakarbonatı ile geçişlidir.

b) Başakpınar Metakarbonatı (db)

Birim, Yılmaz [37] tarafından adlandırılmıştır. Devrekani yöresinde yaygın olarak mostra vermektedir. Mermer, dolomitik mermer şisti mermer ve kalkşistlerden oluşur. Mermer ince-orta katmanlı, dolomitik mermerler kalın katmanlı veya masiftir. Kayaçlar genellikle kalsit veya kalsit+dolomit karışımından oluşmakla birlikte, köken kayaç kimya ve mineralojisine bağlı olarak, plajiyoklaz, kuvars, beyaz mika, biyotit, epidot ve tremolit ile ender olarak diyopsit de görülebilmektedir. Birim, altta bulunan Gürleyik Formasyonu ile geçişlidir.

Gürleyik Formasyonu ve Başakpınar Metakarbonatının Prekambriyen yaşlı olduğu önerisine [37] karşın bu birimlerin Alt Paleozoyik yaşlı da olabileceği düşünülmektedir (Yılmaz ve Tüysüz [39]).

c) Sarıçam Formasyonu (ds)

Birim, Şengün ve diğ. [40] tarafından adlandırılmıştır.

Masif örneklerde yaygın olarak kloritleşme, albitleşme ile prehnitleşme izlenmiştir.

Sarıçam Formasyonu büyük olasılıkla Akgöl Formasyonu'nun metamorfik karşılığıdır. İlişkide olduğu tüm birimlerle tektonik dokanaklıdır.

Birim, Apsiyen-Üst Kretase yaşlı flişle uyumsuz olarak örtülmektedir. Bu sebeple yaşının Apsiyen öncesi olduğunu düşünülmektedir.

2.2.2. Paleozoyik Birimler

2.2.2.1. Ballıdağ Formasyonu (Pzb)

Şengün ve diğ. [40] tarafından adlandırılmıştır. Birimin alt seviyeleri kuvarsit ile başlamaktadır. Üstte mor yeşil şeyl aralanması ile devam etmektedir. Bazı yerlerde birkaç metre veya birkaç on metre kalınlık gösteren kuvarsit, yer yer şeyl içinde 1-2m kalınlıkta bantlar olarak da izlenebilmektedir. Kuvarsitlerin ince olduğu yerlerde, mor-yeşil şeyl aralanması, kuvarsitlerin kalın olduğu yerlerde sarı renkli şeyllerle temsil edilmektedir. Kuvarsit masif ve kalın katmanlıdır. Genellikle krem veya beyaz renkli olup demir oksitlerin limonitleşmesi sonucu yer yer pembe renklidir. Kuvars içeriği %90'ın üzerindedir. Şeyl genellikle kil boyutunda kil mineralleri ve çok az miktarda kuvars mineralinden oluşmuştur.

Bölgede birimin alt sınırı belirlenememektedir. Ancak bazı yerlerde Prekambriyen yaşlı metamorfik temel üzerinde uyumsuz olarak bulunmaktadır [42].

Birimin bünyesinde herhangi bir fosil bulgusuna rastlanmamıştır. Daha sonrasında Akyol ve diğ. [36] tarafından yapılan çalışmalar Kambriyen dahil Paleozoyik yaşlı bir çökel paketin varlığını ortaya çıkarmış ve bu tartışmalar doğrultusunda, Alt Paleozoyik-Permiyen (?) yaşlı olduğu söylenmiştir.

2.2.2.2. Akgöl Formasyonu (TrJa)

Birim, Ketin ve Gümüş [3] tarafından Akgöl Formasyonu, Blumental [34] tarafından Börümce şistleri, Göktunalı [35] tarafından Alt Fliş ve Yılmaz [37] tarafından Börümce Formasyonu olarak adlandırılmıştır.

Birim Batı Karadeniz'den Orta Karadeniz'e kadar çok geniş mostralara vermektedir. Üst Jura ve daha genç birimlere temel oluşturmaktadır. Koyu gri-siyah renkli, genel

olarak fosilce steril şeyl, silttaşı, ince taneli kumtaşı, çok seyrek, ince kireçtaşı bantlı gibi litolojileri içeren derin denizel ortam oluşuklarıdır [6, 7].

Formasyon ofiyolit, Küre lav ve Kayabaşı kireçtaşı üyelerine ayırtlanmıştır. Karakaya grubunun [8, 9] eşdeğeri olduğu sanılmaktadır.

Akgöl Formasyonu'nun büyük bölümü kumtaşı-şeyl araldanmasından oluşmaktadır. Kumtaşı esas olarak kuvars ve feldispat kumu, daha az olarak bazik volkanik kayaç parçaları, kireçtaşı kırıntıları kapsar. Alt seviyelerdeki kumtaşlarında hemen hemen hiç karbonat görülmemekte, kireçtaşı seviyelerinde doğru ise karbonat çimento gözlenmektedir. Kil matriks oldukça fazla olup boylanma kötüdür. Taneler köşeli ve yarı köşelidir. Altta ultrabazik kayaçlar ile tektonik (?) ilişkili olup, Yaralıgöz Grubu çökelleri ile uyumsuz olarak örtülmektedir.

Sonel ve diğ. [14]'nin gerçekleştirdikleri çalışmada Akgöl Formasyonu'nun kuvarsit ve kumtaşı-şeyl araldanmasından oluştuğunu şeyl hakimiyetinin yüksek olduğu bir litolojik özellik gösterdiğini belirtmişlerdir. Gözlemlere göre birimdeki kumtaşı ve kuvarsitlerin çok sert, gri-koyu gri renkli, laminalıdır. Şeyllerin ise koyu gri-siyah renkli, çok sert, laminalı, organik madde içeriği oldukça yüksek, yağlı bir görünümde olup, karbonat içeriğinin yok denecek kadar az olduğunu belirtmişlerdir.

Birimin içinde Kastamonu granitoyitlerine ait stok ve dayklara rastlanabilmektedir. Birimin yaşı Kayabaşı kireçtaşı üyesinin kapsadığı foraminifer ve konodontlara göre Triyas olarak saptanmıştır. Ancak bazı çalışmalarda ammonit tanımlamaları ve geniş yaş aralığı veren foraminifer faunalarına dair incelemeler yapılmış ve birimin yaşının Erken Liyas'a kadar çıkabileceğinden bahsedilmiştir.

Aydın ve diğ. [12] Akgöl Formasyonu'nun bahsedilen metamorfik özelliğinin yersel olarak gözlenmesinden dolayı bu özelliğe sahip olan birimleri ayrıca bir formasyon (Metamorfik Akgöl Formasyonu) olarak değerlendirmeye almıştır.

a) Ofiyolit Üyesi (Mof)

Dünit, peridotit ve piroksenit gibi ultrabazik kayaçları kapsamaktadır. Ofiyolitler kuvars bakımından çok zengin granit damarları ile kesilmektedir.

b) Küre Lav Üyesi (TRJak)

Şengün ve diğ. [40] tarafından adlandırılmıştır.

Bu birim bazalt, andezit ve dasit bileşimli kireçtaşından oluşmaktadır. Küre lav üyesi altta ultrabazik kayalarla tektonik ilişkili olup üste doğru Akgöl Formasyonu'nun kumtaşı-silttaşı ardalanması ile geçişli olarak devam etmektedir. Birim üst düzeylerde yer alan Orta-Üst Triyas yaşlı kireçtaşlarından daha yaşlıdır.

c) Kayabaşı Kireçtaşı Üyesi (TRJaka)

Ataman ve diğ. [30] tarafından adlandırılmış olup, pembe, gri, orta-kalın katmanlı kireçtaşlarından oluşmaktadır. Granitlerle kesildiği yerlerde kristalize olmuşlardır.

Birimin yaşı Alt Triyas-Liyas arasında değişmektedir. Önder ve diğ. [43]'un yapmış oldukları konodont çalışmalarına göre birimin yaşı Orta-Üst Triyas'tır.

2.2.3. Mesozoyik Birimler

2.2.3.1. Kastamonu Granitoyidi (Jk)

Boztuğ [42] tarafından adlandırılmıştır.

Granitlerin bileşimi siyeno-granit ile grano-diyorit arasında değişmektedir. Granitlerin yan kayalarında ender olarak hornblend-hornfels fasiyesi koşullarına işaret eden hornfelsler izlenebilmektedir. Granit çeperlerinde afanitik hamuru olan granitler izlenmektedir. Kastamonu granitoyidleri, Akgöl Formasyonu'na ek olarak Alt Paleozoyik yaşlı birimleri de kesmektedir (Şekil 2.2). Yılmaz [37]'a göre yaşı Dogger'dir.

2.2.3.2. Yaralıgöz Grubu

Yaralıgöz grubu Yılmaz [37] tarafından adlandırılmıştır. Alttan üste doğru ve yanal olarak birbirine geçişli olan Bürnük, İnaltı kireçtaşı ve Ulus Formasyonlarından oluşur.

Bürnük Formasyonu; karasal ve sığ denizel kırıntılı birimleri, İnaltı kireçtaşı; karbonatları, Ulus Formasyonu da fliş tipi litolojileri temsil etmektedir. Gruba ait olan formasyonların her biri Liyas öncesi temel üzerine açısız uyumsuzlukla oturabilir. Akgöl Formasyonu, Kastamonu granitoyidi ve daha yaşlı birimleri örtmektedir. Üste doğru Gökçeagaç Formasyonu ile geçişli dokanağa sahiptir.

2.2.3.2.1. Bürnük Formasyonu (Jkyb)

Birim Ketin ve Gümüş [3] tarafından adlandırılmıştır.

Genelde dağlar arası alüvyon yelpazesi ortamında çökelen [38] bu formasyon Kastamonu granitoyidi ve diğer tüm Liyas öncesi temel kayalar üzerinde açısız uyumsuzlukla yerleşmiş konglomera, kumtaşı ve yer yer görülebilen kireçtaşı

seviyelerinden oluşmaktadır. Konglomeralar genellikle granitik, metamorfik ve volkanik kayaç parçalarını kapsamaktadır. Birim kırmızı renklidir ve karasal çökellerde boylanma çok kötüdür.

Bürnük Formasyonu karasal, deltaik ve sığ denizel ortamlarda çökelmiş olup platformda İnaltı kireçtaşları ve Ulus Formasyonu ile eş zamanlı olarak çökelmiştir. Kapsadığı fosillere göre yaşı Üst Jura, alt ve üst dokanak ilişkilerine göre ise Üst Dogger-Alt Malm yaşlı kabul edilmiştir.

2.2.3.2.2. İnaltı Kireçtaşı (Jkyi)

Ketin ve Gümüş [3] tarafından adlandırılmıştır.

Birimin Bürnük ve Ulus Formasyonlarına yanal ve düşey yönde geçiş zonları bulunmaktadır. Bünyesindeki pellet, oolit ve pizolit ortamın tektonikçe aktif olduğunun işareti olarak kabul edilmektedir. Ayrıca bol miktarda foraminifer ve alg içermektedir. Kapsadığı fosillere göre yaşı Üst Jura-Alt Kretase'dir.

2.2.3.2.3. Ulus Formasyonu (Jkyu)

Akyol ve diğ. [36] tarafından adlandırılmıştır. Göktunalı [35] ayrıntılı olarak incelediği bu birim için "Üst fliš" terimini kullanmıştır.

Birimin ortalama kalınlığı 2000-3000 m'dir ve kumtaşı, şeyl ar dalanmasından oluşmaktadır [12]. Kumtaşları kahve, gri renkli olup genel olarak türbiditik özelliktedir. Karbonat çimentoya sahip olmayan örneklerde kil matriks oldukça fazladır. Tane yuvarlılığı ve boylanma kötüdür. Şenpazar yöresinde İnaltı Formasyonu ile açısız uyumsuzluk göstermektedir.

Altta İnaltı kireçtaşı, üstte Gökçe ağaç Formasyonu ile geçişlidir. Altun ve diğ. [15]'ne göre birimin yaşı kapsadığı faunaya (foraminifer ve alglar) göre İnaltı kireçtaşı ile aynıdır. Akyol ve diğ. [36]'nin yapmış oldukları çalışmada makrofosil ve foraminifer bulgularına göre birimin yaşı Apsiyen-Albiyen'dir. Aydın ve diğ. [12] çalışmasında ise saptanan planktonik ve bentonik foraminifer fosil bulgularından birimin yaşının Üst Kretase olduğunu ileri sürmüşlerdir.

2.2.3.3. Gökçe ağaç Formasyonu (Kg)

Yılmaz ve Tüysüz [39] tarafından adlandırılmıştır. İnebolu yöresinde İnebolu Volkanik Üyesi ayırtlanmıştır.

Formasyon Devrekani dolaylarında karbonat ve kırıntılılardan oluşmaktadır. Alt düzeylerini kırmızı, pembe, beyaz bol miktarda mikro fosilli killi kireçtaşları oluşturmaktadır. Kireçtaşı üzerine beyaz renkli marnlar ve türbiditik kumtaşları gelmektedir. Kumtaşlarındaki taneler köşeli ve kötü boylanmış kuvarsit, feldispat ve diğer kayaç parçalarından oluşmaktadır. En üst seviyelerini açık kahve ve krem renkli kumlu kireçtaşı kapsamaktadır.

İnebolu yöresindeki bölümlerde volkanikler üzerine marn, türbiditik kumtaşı ve kireçtaşı gibi litolojileri içeren fliş gelmektedir.

Formasyon altta bulunan Alt Kretase yaşlı Ulus Formasyonu ve üstteki Paleosen yaşlı Akveren Formasyonu ile dereceli geçişlidir. Kapsadığı fosillere göre Üst Kretase yaşlıdır.

2.2.3.3.1. İnebolu Volkanik Üyesi (Kgi)

Şengün ve diğ. [40] tarafından adlandırılmıştır. İnebolu yöresinde yaygın olarak gözlenen lav akıntıları, piroklastikler ve bunlarla ardalanmalı marnlardan oluşmaktadır.

Alt seviyelerinde pembe, gri renkli tuf katmanları içeren birim, volkanik aktivitenin artmasına bağlı olarak şeyl-mikrit ardalanmalı lav akıntıları ve piroklastikler şeklinde devam etmektedir.

İnebolu yöresinde volkaniklerin hemen altında bulunan türbiditlerden alınan örnekler Turoniyen yaşı vermektedir. Elde edilen bu yaşa bağlı olarak volkanik etkinliğin Turoniyen ve sonrasında gerçekleştiği düşünülmektedir.

2.2.4. Senozoyik Birimler

2.2.4.1. Çaylak Formasyonu (Tç)

Şengün ve diğ. [40] tarafından adlandırılmıştır.

Birim kahverengi renkli kumtaşı ile başlamakta ve gri, beyaz renkli kireçtaşı ile devam etmektedir. Alttaki Gökçe ağaç Formasyonu ile üstteki Akveren ve Boyabat Formasyonu dereceli geçişli göstermektedir. İçerdiği fosillere göre yaş Paleosen'dir.

2.2.4.2. Akveren Formasyonu (Ta)

Aydın ve diğ. [12] tarafından adlandırılmıştır.

Birim fliş fasiyesi özellikleri göstermektedir. Gökçeada Formasyonu üzerine karbonat miktarının artmasına bağlı olarak marn ve türbiditik kireçtaşı litolojileri içeren Akveren Formasyonu gelmiştir. Kireçtaşı açık gri, beyaz renkli ve bol fosillidir. Alt seviyesinde bulunan Gökçeada Formasyonu ile geçişlidir. Devrekani yörelerinde resifal karakterli birim yaklaşık 100 m kalınlıktadır [12].

Akveren Formasyonu, üst kesimlerinde, türbiditik kireçtaşı katmanlarının arasına kırmızı renkli marn-çamurtaşı litolojilerinin girmesiyle kılavuz seviye niteliği kazanmıştır.

Kapsadığı fosillere göre yaşı Alt-Orta Paleosen'dir.

2.2.4.3. Ortaköy Formasyonu (To)

Şengün ve diğ. [40] tarafından adlandırılmıştır.

Formasyonu oluşturan litolojiler aglomera, tuf, bazalt ve andezittir. Boyabat Formasyonu ile örtülmüştür. Batı Karadeniz bölgesinde Daday Grubuna ait formasyonlar üzerinde uyumsuz olarak bulunmaktadır.

Birimin yaşı Boyabat Formasyonu'nun yaşına dayalı olarak Lütésiyen kabul edilmiştir.

2.2.4.4. Boyabat Formasyonu (Tb)

Aydın ve diğ. [12] tarafından adlandırılmıştır.

Alt kesimleri gri, beyaz, sarımsı renkte, ince taneli, "*algli bryozolı biyomikrit*"tir. Devamında kireçtaşı seviyeleri arasında marn seviyeleri de gözlenmektedir. Üst seviyeleri kırmızı, pembe renkli, ince tabakalı ve ince taneli, bol mikro fosilli kireçtaşıdır. İçerdiği fosillere göre Alt-Orta Eosen yaşlıdır.

2.2.4.5. Yukarıköy Formasyonu (Ty)

Şengün ve diğ. [40] tarafından adlandırılmıştır.

Birim, beyaz, açık gri renkli, sert gösel kireçtaşlarından oluşmaktadır. İçerisinde yer yer marn seviyeleri bulunan formasyon üzerine geldiği tüm birimleri uyumsuzlukla örtmektedir. Karakteristik fosil kapsamadığından yaş verilememiştir.

2.2.5. Kuvaterner Birimler

2.2.5.1. Yamaç Molozu (Qym)

Çalışma alanının kapsamında incelenen Kastamonu B-17 paftası haritasının oluşturulduğu bölgenin topoğrafik açıdan dik olması sebebiyle yamaç eteklerinde,

yer yer pekişmiş konglomeratik düzeyler olup, köşeli, kötü boyplanmalı çakıllardan oluşan birimdir.

2.2.5.2. Alüvyon (Qal)

Çalışma alanının kapsamında incelenen Kastamonu B-17 paftası haritasının oluşturulduğu bölgede var olan akarsu vadilerinde ve düzlüklerde oluşan çakıl, kum ve çamur depolarıdır.

2.3. Çalışma Alanının Jeolojik Evrimi

Stratigrafik açıdan bölgedeki Üst Liyas öncesi birimleri fasiyes ve tektonik konumları açısından “kıtasal kabuğa ait birimler” ve “derin denizel birimler” olmak üzere Aydın ve diğ. [12] tarafından iki grupta incelenmiştir.

Kıtasal kabuğa ait birimler Prekambriyen, Kambriyen, Üst Paleozoyik-Alt Mesozoyik birimleri içermektedir. Bu birimler Şengör ve diğ. [41] tarafından “İstanbul Napı” olarak adlandırılmış ve Aydın ve diğ. [12]’nin elde ettiği verilere göre Erken Dogger’de, denizel Triyas-Liyas birimleri üzerine güneyden kuzeye doğru itilmişlerdir.

Batı Karadeniz bölgesinde Paleozoyik birimler iki çökeltme dönemi göstermektedirler [13]. Bu dönemlerden ilki Kambriyen (?)’den Silüriyen başlarına kadar kesiksiz bir istif göstermekte olan “birinci regresif dönem”dir. Regresyon, Üst Ordovisiyen-Alt Silüriyen’de sona ermiş ve bölgesel olarak transgresyon başlamıştır. Ordovisiyen sonu (?)’-Silüriyen başında bölge tamamen su altında kalmış, derin denizel sedimanlar çökelmiştir.

Alt Devoniyen’de transgresyonda bir duraksama yaşanmış ve regresyona dönüşmüştür. Alt Devoniyen-Alt Karbonifer döneminde şelf tipi karbonatların ve sığ denizel çökellerin depolandığı bölge Vestfaliyen sonlarına doğru kömür içeren akarsu ve bataklık çökelleriyle doldurulmuştur. Bu birimler bölgede “ikinci regresif seri” olarak adlandırılmıştır [13].

Aydın ve diğ. [12]’ne göre Karbonifer sonunda, karasalların çökeltmesi ile regresyon bitmiştir. Silüriyen’deki derin denizel ortam, Devoniyen-Alt Karbonifer’de, sığ ve enerjisi yüksek bir ortama, Orta Karbonifer’de deltayık, Üst Karbonifer’de karasal bir ortama dönüşmüş ve Permo-Triyas karasalları, açısız uyumsuzlukla çökelmiştir.

Derin denizel birimleri oluşturan grup Şengör ve diğ. [41] tarafından “Küre Napı” birimleri olarak adlandırılan, Paleotetis çökelleridir. Aynı okyanusun farklı yerlerinde çökelmiş olan bu birim, bazı litolojik ve fasiyes farklılıklarının gözlemlendiği dört ana birimden oluşmaktadır. Tez çalışması kapsamında hidrokarbon kaynak kaya potansiyeline ilişkin değerlendirmeler yapılması amaçlanan Akgöl Formasyonu bu birime/Küre Napı’na aittir.

Aydın ve diğ. [12]’ne göre Erken Dogger tektoniğinin neden olduğu Dogger yaşlı intrüzyonlar Akgöl Formasyonu’na metamorfik özellik kazandırmıştır. Yılmaz ve Boztuğ [44]’un gerçekleştirdikleri çalışmada Akgöl Formasyonu’nun tipik illit-klorit parajenezlerine sahip olduğunu belirtmişlerdir. İllit kristalinitesi yöntemi ile metamorfizma derecesini saptamışlardır. Elde ettikleri sonuçlara göre Akgöl Formasyonu’nun ankimetamorfik zonda bulunduğunu ve geniş yayılım gösteren bu birimde genelde aşırı olgunlaşma etkisi gözlemlendiğini söylemişlerdir.

Sonuç olarak yapılan çalışmalarda ([41]; [12]; [16]) Paleotetis’in kapanımı süresince Akgöl Formasyonu’nun çökelimine devam ettiği düşünülmektedir. Gelişen jeolojik süreçler içinde bu formasyon Dogger yaşlı, granit-granodiyorit gibi asidik intrüzifler ile kesilmiştir. Ancak tez çalışma alanını da kapsayan Batı Karadeniz bölgesinde gözlenen ofiyolitik kayaçların ve asidik intrüziflerin her yerde mostra vermemesinden dolayı Akgöl Formasyonu’nun intrüziflerle olan ilişkisini belirleyememişlerdir [12].

Akgöl Formasyonu’nun çökeliminden sonra Üst Liyas ve daha genç birimler (Bürnük, İnaltı ve Ulus Formasyonları) çökelmeye başlamıştır.

Aydın ve diğ. [12]’ne göre İnaltı Formasyonu, Dogger-Alt Malm zamanında, genelde su üstünde kalan ortama, güneyden kuzeye, rejyonel (bölgesel) bir transgresyonla sığ denizel birimler olarak çökelmiştir. Kretase yaşlı birimler ile arasında uyumsuzluk bulunmaktadır. Araştırmalar tarafından İnaltı Formasyonu’nda gözlenen sert seviyeler ve yer yer taban çakıltaşlarının varlığının yanı sıra Alt Kretase yaşlı birimlerde gerçekleştirilen paleoakıntı yönü saptamalarında türbiditik kumtaşlarının genel olarak kuzeybatıdan beslendiklerinin saptanması bu uyumsuzluğun kanıtı olarak öne sürülmüştür.

Şengör ve diğ. [41]'ne göre Pontidler'de Prekambriyen (?) ile Permo-Triyas yaş aralığındaki kıtasal kabuğa ait birimler GB-G'de gözlenmekte olup, denizel, geçiş ve karasal ortamlarda çökelmişlerdir. Liyas sonu-erken Dogger'de, Lavrasya ve Gondvana plakalarının hareketlerine bağlı olarak Paleotetis okyanusu kapanmaya başlamıştır. Kıtasal kabuğa ait birimler doğuda yer alan geç Jura ve daha genç birimlere temel oluşturan, denizel çökellerden oluşan Akgöl Formasyonu üzerine G-GB'dan, K-KD'ya doğru itilmişlerdir. Bu tektonik olay ile Akgöl formasyonu kendi içinde dilimlenerek K'ye doğru itilmiştir.

Daha sonra Dogger tektoniği ile Kretase yaşlı Ulus Formasyonu bu birimleri uyumsuz olarak örtmüştür. Yine bu dönemde Üst Jura ve Kretase yaşlı birimler tarafından transgresif olarak örtülen birimler, Üst Kretase sonunda tekrar kuzeye doğru itilmişlerdir.

Yapılan araştırmalarda Akgöl Formasyonu için bir yaş aralığı söz konusudur. Aydın ve diğ. [12] tarafından birim içinde tespit edilen "*Gymnosperm*" palinomorflarından "*çift hava keseli bissaccate*" polenlerine göre, birimin yaşı Üst Pensilvaniyen (?) - Permiyen (?)'dir. Kutluk ve Bozdoğan [45] tarafından gerçekleştirilen çalışmalara göre Dogger yaşı veren "*dinofilagellatlar*" ile denizel palinomorflar "*Paredonia ceratophora*, *Canningia sporları*" saptanmıştır.

Dolayısıyla Akgöl Formasyonu'nun Paleotetis yakınlaşmasına bağlı gelişen ada yayı volkanizmasının bir ürünü olduğu düşünülmektedir. Bölgede gözlenen diğer bir yapı olan asidik intrüziflerin ise güneye doğru gelişen dalma batma zonunun Liyas öncesi başladığının kanıtı olabileceğini düşünmüşlerdir. İlerleyen süreçte kıta-kıta çarpışması sonucu meydana gelen, bölgesel yükselme sonucu ortam su seviyesinin üzerine çıkmış ve aşınma evrelerinin devamında karasal Bürnük Formasyonu, erken Dogger tektoniğini, Akgöl Formasyonu'nu ve kıtasal kabuğa ait birimleri, açısız uyumsuzlukla örterek çökelmiştir.

Paleotetis'in Triyas'ta veya daha önce kapanmaya başlaması ile güneyde Neotetis riftleşmesi başlamıştır [41]. Neotetis'in iraksamasının durup, yakınsamaya başlaması, erken Alpin orojenik faz'ı içerisinde kalan, Üst Jura-Alt Kretase uyumsuzluğuna ait hiyatüs sürecinde oluşmuştur [12]. Neotetis'in Orta Alpin faz'ında kapanarak, kıta-kıta çarpışmasının başlamasıyla, güneyde, güneye doğru itilmeler, kuzeyde de kuzeye doğru gençleşen ters faylar gelişmiş ve Karadeniz

yay gerisi basen olarak riftleşmeye başlamıştır. Karadeniz'de çökelen sedimanların çökelim hızı, Neotetisin kapanma hızı ile eş değerli olabileceği sonucuna varılmıştır [12]. Neotetis'in kapanması, Üst Paleosen'de kıta kıta çarpışmasını meydana getirmiştir. Böylece güneyde bir yükselme gözlenirken, güneye itilmeli ters faylar oluşmuş, kuzeyde ise kuzeye doğru gelişen ters faylar oluşmuştur.

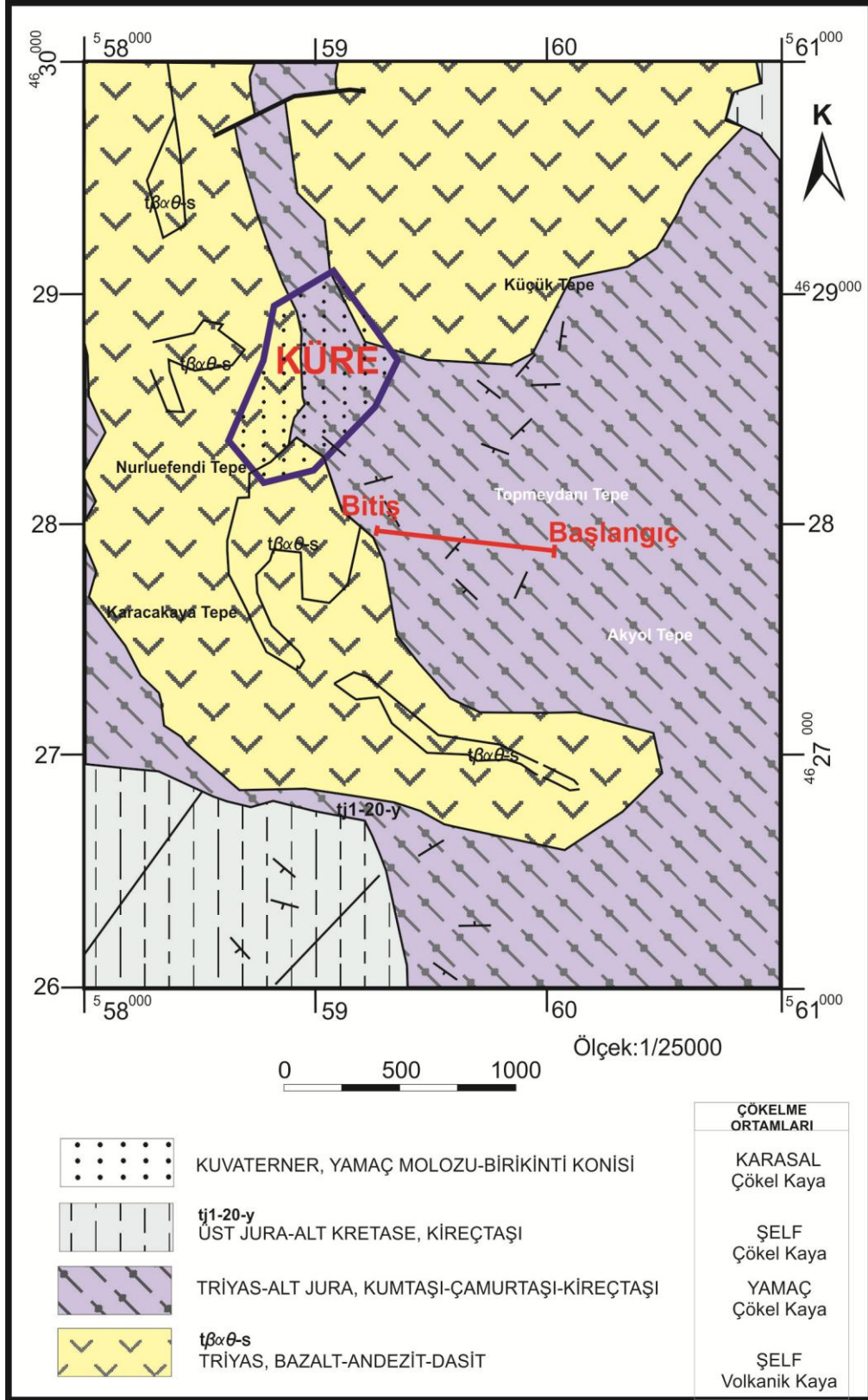
Saner [5]'e göre ise Karadeniz'in oluşumu, Alt Kretase sonlarında güneyde yer alan Tetis okyanusunun kuzey kolunun okyanusal kabuğunun, Avrasya kıtasının altına dalmaya başlamasıyla D-B uzanımlı bir volkanik yay gelişimine sebep olmuştur. Sonrasında ise kıtasal kabuktaki incelmeye bağlı olarak gelmiştir.

Tüm bu jeolojik olaylar aynı yaştaki değişik fasiyeslerin bir arada gözlenmesine sebep olmuştur [12].

Tez çalışma alanını da kapsayan Küre yöresinde mostra veren ofiyolitlerden bahsedilmiştir [15]. Akgöl Formasyonu'nun erken Dogger tektoniği ile bazı yersel kesimlerde (Yaralığöz Dağı, K, KB'sı) Dogger yaşlı intrüzyonlar tarafından kesilerek metamorfik özellik kazandığı tespit edilmiştir [12]. Bu tez çalışması alanında örnekleme yapıldığı Akgöl Formasyonu'nun asidik intrüziflerle ilişkisinin olup olmadığına dair bir yorum, dokanak/ilişki gözlenemediğinden yapılmamıştır. Ancak örnekleme metamorfik olmayan kesimlerden yapılmıştır.

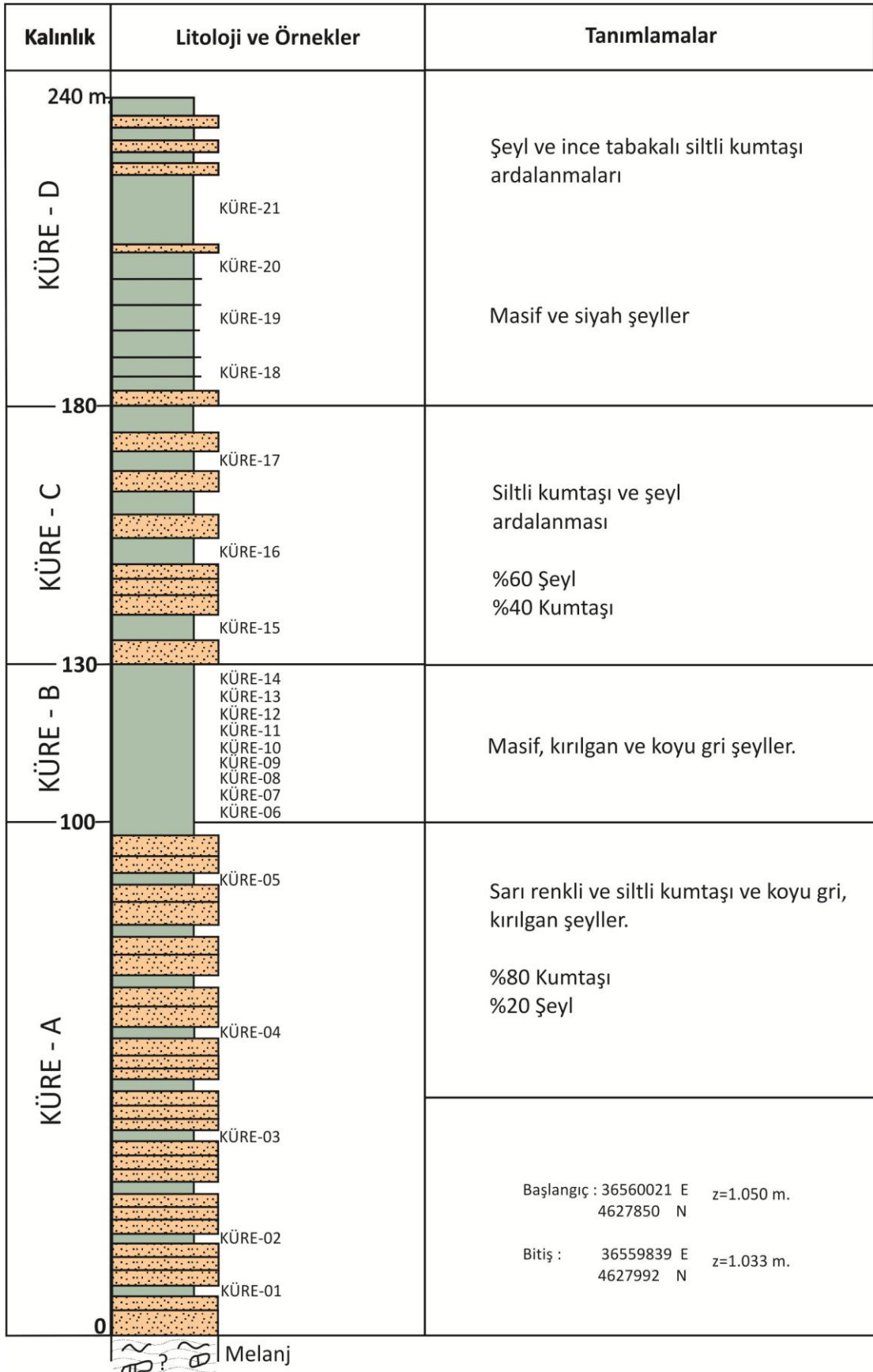
Bu tez çalışması kapsamında çalışma alanı ile sınırlandırılmış Batı Karadeniz bölgesi MTA Kastamonu E-31-a3 numaralı, 1/25 000'lik sayısallaştırılmış jeolojisi haritası Şekil 2.4'te sunulmuştur [46].

Yapılan ölçülü stratigrafik kesitten istifi temsilen 21 adet yaşlıdan gence doğru örnekleme yapılmıştır (Şekil 2.5).



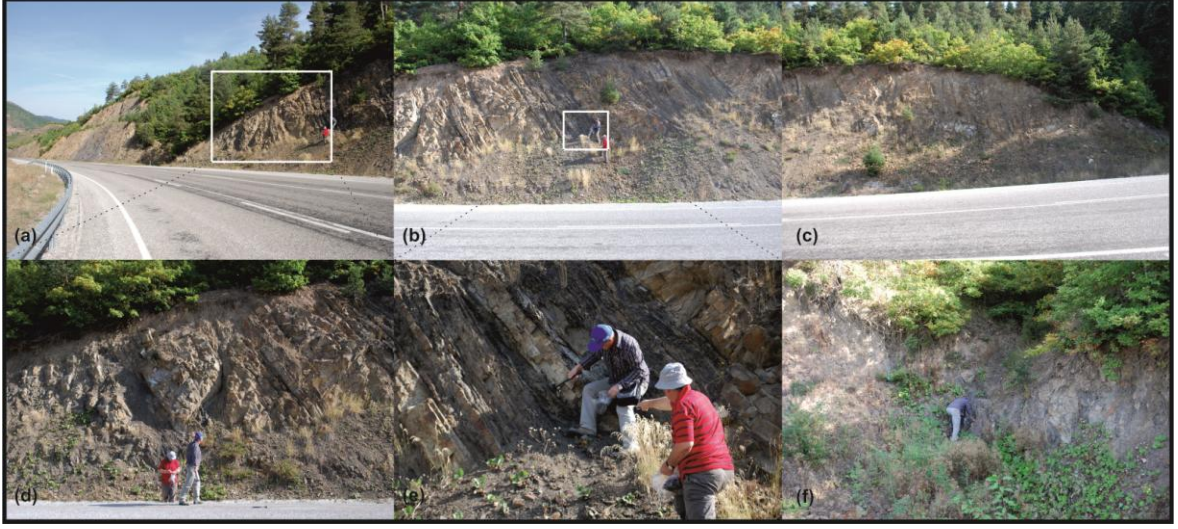
Şekil 2.4. Çalışma alanına ait MTA Kastamonu E-31-a3 numaralı, 1/25 000 ölçekli sayısallaştırılmış jeolojisi haritası [46] ve kesit alınan yer.

AKGÖL FORMASYONU ÖLÇÜLÜ STRATİGRAFİK KESİTİ



Şekil 2.5. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesiti.

Tez çalışması kapsamında yapılan ölçülü stratigrafik kesit litolojik özelliklerine (şeyl-kumtaşı oranlarına) ve birimlerin kalınlıklarına göre 4 farklı bölüme ayrılarak incelenmiştir. Bunlar; Küre A, Küre B, Küre C, Küre D'dir. Kesitte ilk 100 metre (Küre-A) boyunca sarı renkli ve siltli kumtaşı ve koyu gri, kırılğan şeyl ardalanması yer almaktadır (%80 kumtaşı-%20 şeyl). Küre A, 7 ila 9 metre kumtaşı tabakası, ardından 2 ila 2,5 metre şeyl ardalanması olarak devam etmektedir. Küre A kısmından Küre 01-05 numaralı şeyl numuneleri örneklenmiştir (Şekil 2.6).

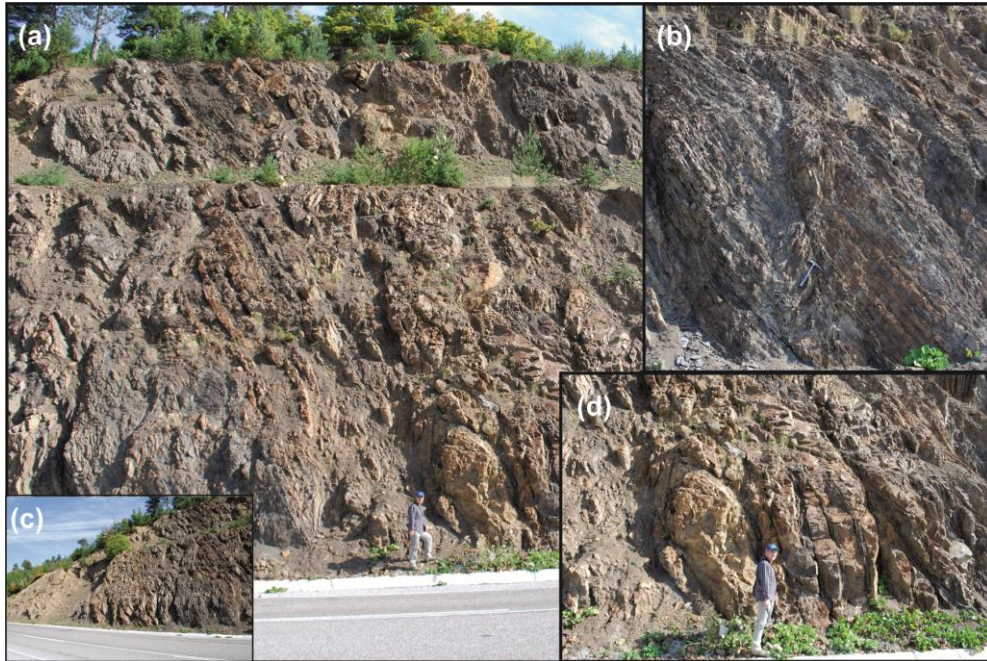


Şekil 2.6. Küre A bölümünde yer alan şeyl-kumtaşı ardalanmasından bir görünüm. (a) Bakış yönü: G, (b) Bakış yönü: B, (c) Bakış yönü: B, (d) Bakış yönü: B (e): KB, (f) Bakış yönü: B.

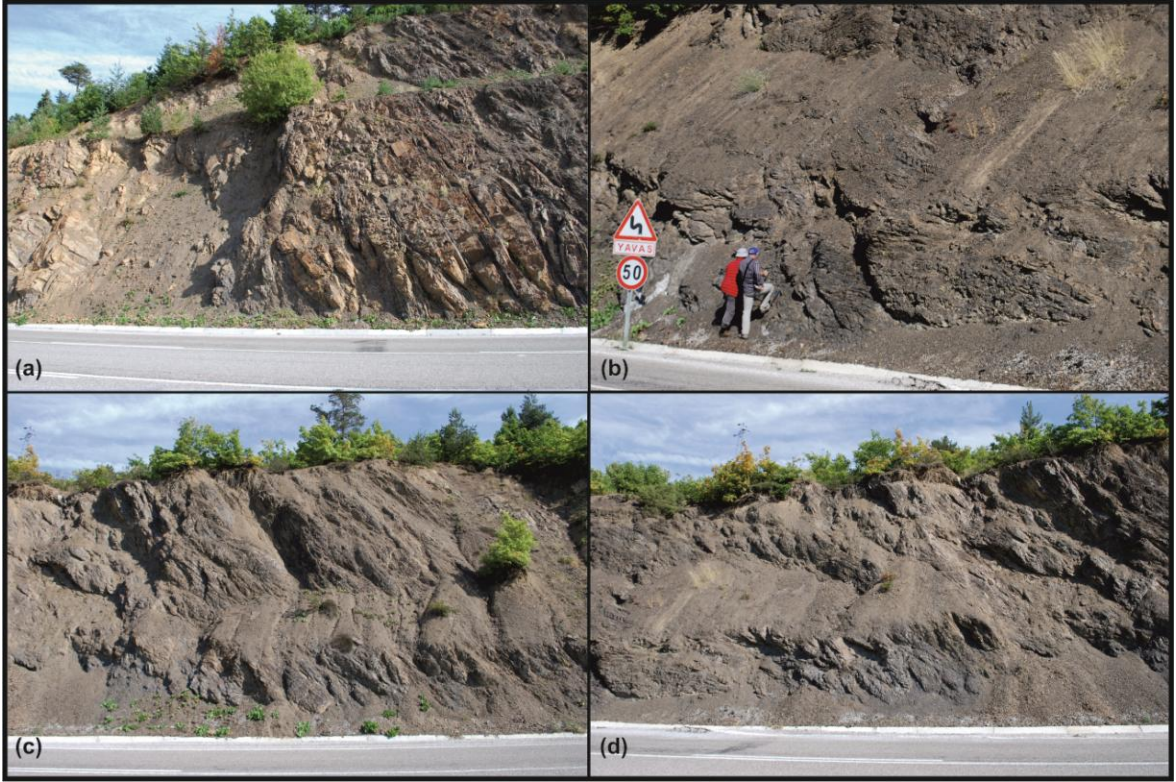
Küre A'dan sonraki 30 metre (Küre B) masif, kırılğan ve koyu gri şeyllerden oluşmaktadır (Şekil 2.7). Küre B kısmından Küre 06-14 numaralı şeyl numuneleri örneklenmiştir. Küre B'den sonraki 50 metrelik (Küre C) kısımda Küre 15-17 şeyl numuneleri örneklenmiş olup, yine şeyl-siltli kumtaşı ardalanmasından oluşmaktadır. Ancak ardalanmada (%60 şeyl-%40 kumtaşı) şeyl yoğunluğunun baskın olarak devam etmektedir (Şekil 2.8). Ardından kesit sonuna kadar devam eden 60 metre (Küre D) şeyl ve ince tabakalı siltli kumtaşı ardalanmasından oluşmaktadır (Şekil 2.9). Küre 18-21 numaralı şeyl örneklemeleri yapılarak, toplamda 240 metrelik ölçülü stratigrafik kesit sona erdirilmiştir.



Şekil 2.7. Küre B bölümünde yer alan şeyl birimleri (a) Bakış yönü: GB, (b) Bakış yönü: GB, (c) Bakış yönü:)B.



Şekil 2.8. Küre C bölümünde yer alan şeyl-kumtaşı ardalanmasından bir görünüm. (a) Bakış yönü: KB, (b) Bakış yönü: KB, (c) Bakış yönü: GB, (d) Bakış yönü:KB.



Şekil 2.9. Küre D bölümünde yer alan şeyl-kumtaşı ardalanmasından bir görünüm. (a) Bakış yönü:B, (b) Bakış yönü:GB, (c) Bakış yönü: B, (d) Bakış yönü:B.

3. ÇALIŞMA YÖNTEMLERİ

Tez çalışması, büro, arazi ve laboratuvar çalışmaları olmak üzere üç aşamada gerçekleştirilmiştir.

3.1. Büro Çalışmaları

Büro çalışmalarında ilk olarak çalışma alanı hakkında bilgi edinmek amacıyla önceki çalışmalara ait bilgiler toplanmış, bölgeye ait jeolojik haritalara MTA harita veri bankasından ulaşılmıştır. Tez konusuna yönelik olarak son yayınlar taranmış ve bazı yeni yöntemler çalışmada kullanılmak üzere araştırılmıştır. Daha sonra elde edilen verilerin (arazi ve laboratuvar aşamaları) bir araya getirilmesi, sonuçların yorumlanması ve tez yazım çalışmaları gerçekleştirilmiştir.

3.2. Arazi Çalışmaları

2011 Eylül tarihinde Batı Karadeniz bölgesinde yer alan Kastamonu iline bağlı Küre-İnebolu ilçeleri arasında arazi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Küre-İnebolu arasında yüzeyleyen Triyas-Jura yaşlı Akgöl Formasyonu'ndan bir adet 240 m'lik kesit ölçümü yapılmıştır. Ölçülü stratigrafik kesitten organik jeokimya, organik petrografi, paleontoloji, tüm kayaç ve kil mineralojisi tayinleri amacıyla istifi temsil edecek uygun aralıklarla 21 adet şeyl numunesi toplanmıştır.

3.3. Laboratuvar Çalışmaları

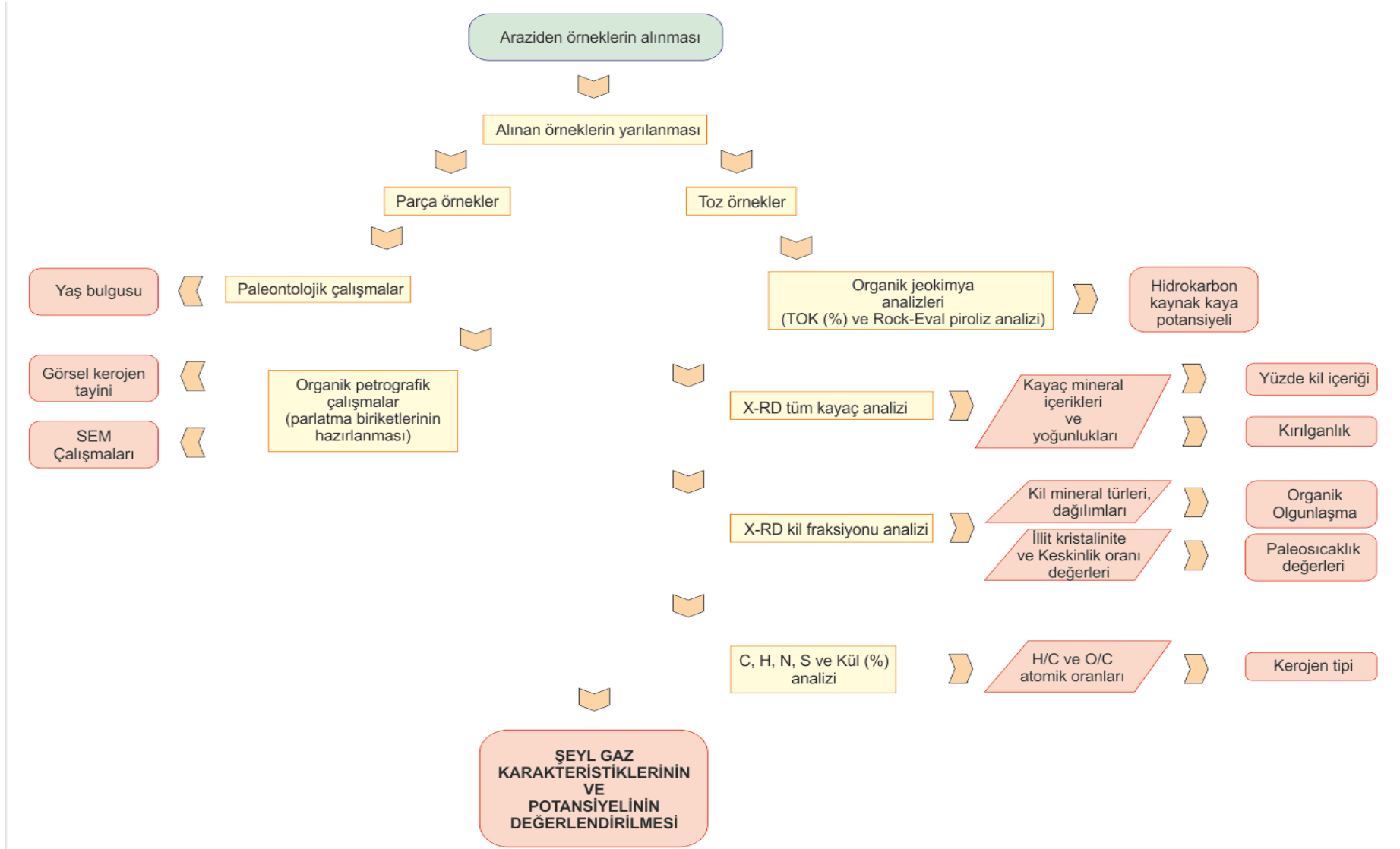
Laboratuvar çalışmaları; tüm kayaç bileşiminin belirlenmesine yönelik olarak X-RD analizleri, kil mineralojisi determinasyonuna yönelik kil fraksiyon çalışmaları, organik jeokimya amaçlı çalışmaları, örneklerin yaşlandırılmasına yönelik paleontolojik çalışmaları, organik petrografi incelemeleri ve elementel analiz çalışmalarını kapsamaktadır. Örneklerle uygulanan işlemler Şekil 3.3'te ve uygulandığı yerlere ait bilgiler ise Çizelge 3.1'de verilmiştir.

Bahsedilen analizler için ilk olarak çalışma kapsamında yapılan ölçülü stratigrafik kesitten alınan örneklerin şahit örnek bırakmak için yarılanma, kırılma ve öğütülme işlemleri sırasıyla gerçekleştirilmiştir. Öğütme işlemi, yarılanan örnekler üzerinde TOK (%), Rock-Eval piroliz analizleri, tüm kayaç bileşimi ile kil mineralojisi analizleri için 250 µm büyüklüğünde gerçekleştirilmiştir. Öğütülen örneklerin Rock-Eval piroliz analizleri TPAO Araştırma Birimi laboratuvarında gerçekleştirilmiştir.

Bu kapsamda elde edilen tüm sonuçlar yöntemleri ile birlikte Bölüm 4, 5, 6, 7, 8, 9 ve 10'da başlıklar halinde verilecektir.

Çizelge 3.1. Laboratuvar çalışmalarının gerçekleştirildiği yerler.

HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ	Örneklerin Öğütülmesi ve Analize Hazırlanması
	X-RD Tüm Kayaç ve Kil Fraksiyonu Analizleri
	Yaşlandırmaya yönelik paleontolojik çalışmalar
	Organik Petrografik Çalışmalar ve SEM Analizleri
	C, H, N, S ve Kül Analizleri
TPAO LABORATUVARI (ANKARA)	Organik Jeokimya Analizleri (TOK, %) ve Rock-Eval Piroliz Analizleri



Şekil 3.1. Arazi çalışmaları sonrası alınan örneklerin amaca yönelik analize hazırlanma aşamalarını gösteren iş akış şeması.

4. MİNERALOGİK ÇALIŞMALAR

4.1. Giriş

Tez çalışması kapsamında alınan örneklerin X-RD tüm kayaç ve kil fraksiyonu toz difraktogramlarının çekimi için 250 µm büyüklüğünde öğütülen örneklerin analizleri Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü'nde yapılmıştır.

Hidrokarbon kaynak kaya potansiyeli olduğu düşünülen kayaç numunelerinin mineralojik bileşimlerinin belirlenmesi amacıyla ilk önce X-RD tüm kayaç difraktogramları gerçekleştirilmiştir. 21 adet örneğin tamamında kil minerali tespit edildiğinden dolayı örneklerin tümüne X-RD kil fraksiyonu analizi uygulanmıştır.

4.2. Teknik

X-RD tüm kayaç analizi H.Ü. Jeoloji Mühendisliği bölümü X-RD Laboratuvarı'nda Rigaku DMAX 2200 PC marka X ışınları ekipmanında gerçekleştirilmiştir. Difraktogram çekim işlemi sırasında CuK α tüp, 40 kV, 40 mA akım, 2°/dk kağıt hızı kullanılmış ve 5-60° 2 θ aralıkta çekim yapılmıştır. Mineral tanımlamaları her bir mineralin karakteristik pik şiddeti göz önünde bulundurularak, ASTM [47] standartlarına göre gerçekleştirilmiştir.

X-RD kil fraksiyonu analizi için öncelikle öğütülmüş örneğin kil ayırma işlemi yapılmaktadır. Öğütülen örneklerin ihtiva ettiği kil minerallerinin süspansiyona geçmesini engelleyen fazları ortadan kaldırmak gerekmektedir [48]. Örneğin; karbonatları yok etmek amacıyla %10 HCl asit kullanılmıştır. Çözme işlemi bittikten sonra örnek saf su ile yıkanmaktadır. Kil minerallerini su ile süspansiyon haline getirme işlemi Hacettepe Üniversitesi Kil Ayırma Laboratuvarı'nda Philips marka santrifüj aletinde yapılmıştır. X-RD kil fraksiyonu çekimleri, Rigaku marka X ışınları aletinde normal, glikollü ve fırınlanmış olarak gerçekleştirilmiştir. Difraktogram çekimlerinde CuK α tüp, 40 kV, Ni filtre, 18 mA akım, 2°/dk goniometre hızı, 2°/dk kağıt hızı kullanılmıştır. Çekimler 3-40° 2 θ aralığında yapılmıştır.

4.3. X-RD Tüm Kayaç Difraktogram Analizi Değerlendirmeleri

Tez çalışması kapsamında ölçülen stratigrafik kesitten alınan 21 adet şeyl örneğinin özellikle kil mineral içeriğinin belirlenmesi amacıyla X-RD tüm kayaç mineralojik bileşimi incelenmiştir. Temsili olarak Küre-12 örneğine ait difraktogram

deseni Ek 1'de verilmiştir. Çizelge 4.1'de 21 adet örnekte tanımlanabilen minerallerin listesi verilmiştir.

Örneklerin tümünde kuvars, feldispat, mika mineralleri ve baskın olarak kil mineralleri gözlenmiştir. Tanımlanabilen diğer bir mineral ise eser oranda kalsittir. Buna ek olarak tüm kayaç analiz tanımlamalarında eser oranda kayaç yüzde içeriğinde yüzde hesaplamasına katılmayan siderit minerali eser oranda tespit edilmiştir.

Çizelge 4.1. X-RD Tüm Kayaç Mineral Tanımlamaları.

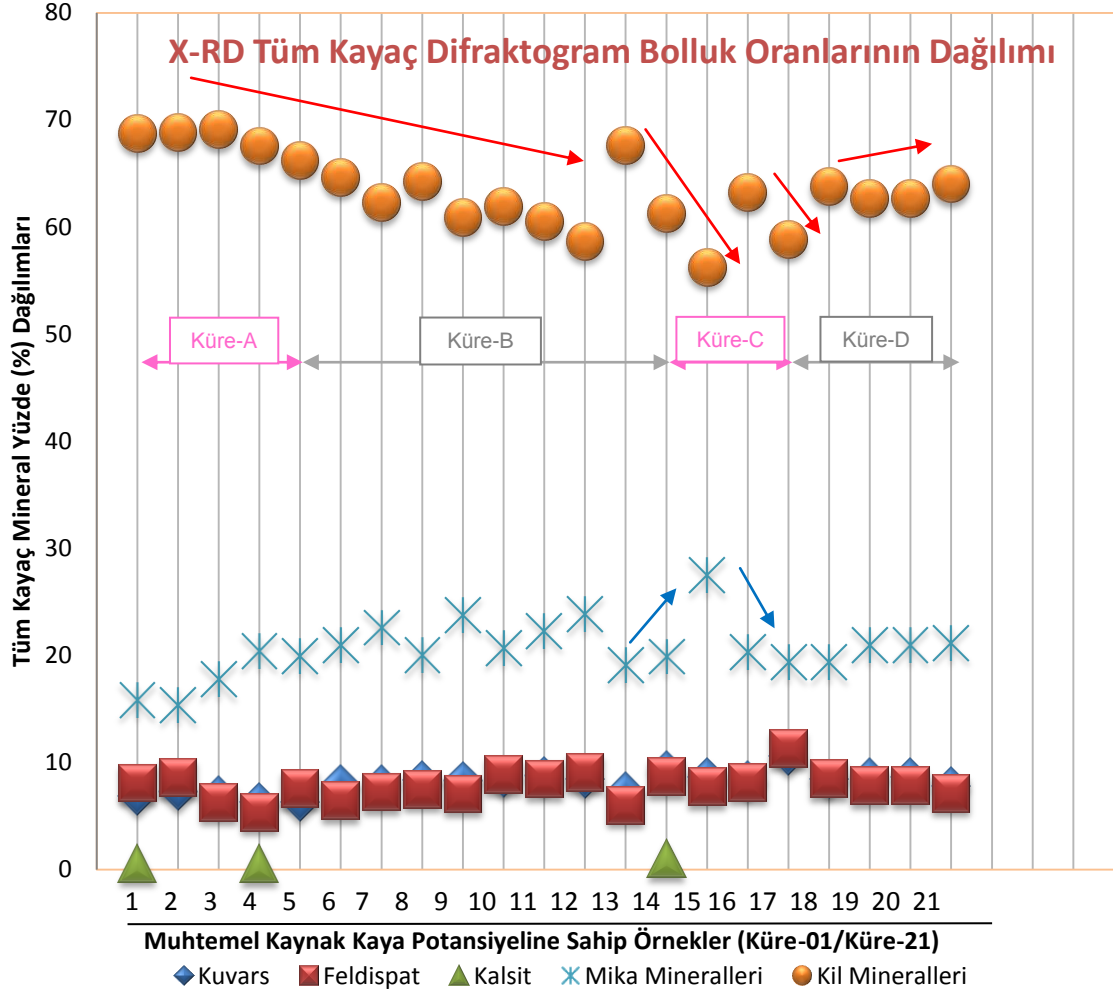
Örnek	Tespit Edilen Mineraller	
KÜRE A	Küre - 01	Kuvars + Kalsit + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 02	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 03	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 04	Kuvars + Kalsit + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 05	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
KÜRE B	Küre - 06	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 07	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 08	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 09	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 10	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 11	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 12	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 13	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 14	Kuvars + Kalsit + Feldispat + Kil Minerali + Mika
KÜRE C	Küre - 15	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 16	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 17	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
KÜRE D	Küre - 18	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 19	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 20	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika
	Küre - 21	Kuvars + Feldispat + Kil Minerali + Mika

Örneklerin X-RD difraktogramlarında tespit edilen minerallerin kayaç içindeki yüzde bolluk oranı Çizelge 4.2'de verilmiştir. Şekil 4.1'de X-RD tüm kayaç bolluk

oranlarının dağılımı görülmektedir. Yapılan hesaplamalara göre kil minerallerinin en düşük ve en yüksek yüzde bolluk oranları sırasıyla %56,19 (Küre-15) ve %69,04 (Küre-3) olup, tüm örnekler için ortalama değeri %63,49'dur. Mika mineralleri için en düşük ve en yüksek yüzde bolluk oranları sırasıyla %15,36 (Küre-2) ve %23,89 (Küre-12) olup, tüm örnekler için ortalama değeri %20,57'dir. Örneklerin bünyesinde tespit edilen kuvars minerali en düşük %6,29 (Küre-5), en yüksek %10,58 (Küre-17) yüzde bolluğa sahiptir ve tüm örnekler için ortalama yüzde bolluk oranı %8,08'dir. Feldispat mineralinin yüzde bolluğu en düşük %5,28 (Küre-4), en yüksek değeri ise %9,03 (Küre-12)'tür. Tüm örnekler için ortalama değeri %7,76'dır. Tespit edilen diğer bir mineral kalsit mineralidir ve eser oranda yalnızca Küre-1, Küre-4 ve Küre-14 numaralı örneklerde sırasıyla %0,53, %0,50 ve %0,95 oranlarında bulunduğu gözlenmiştir.

Çizelge 4.2. Akgöl Formasyonu ÖSK'dan alınan örneklerin % mineralojik bileşimleri.

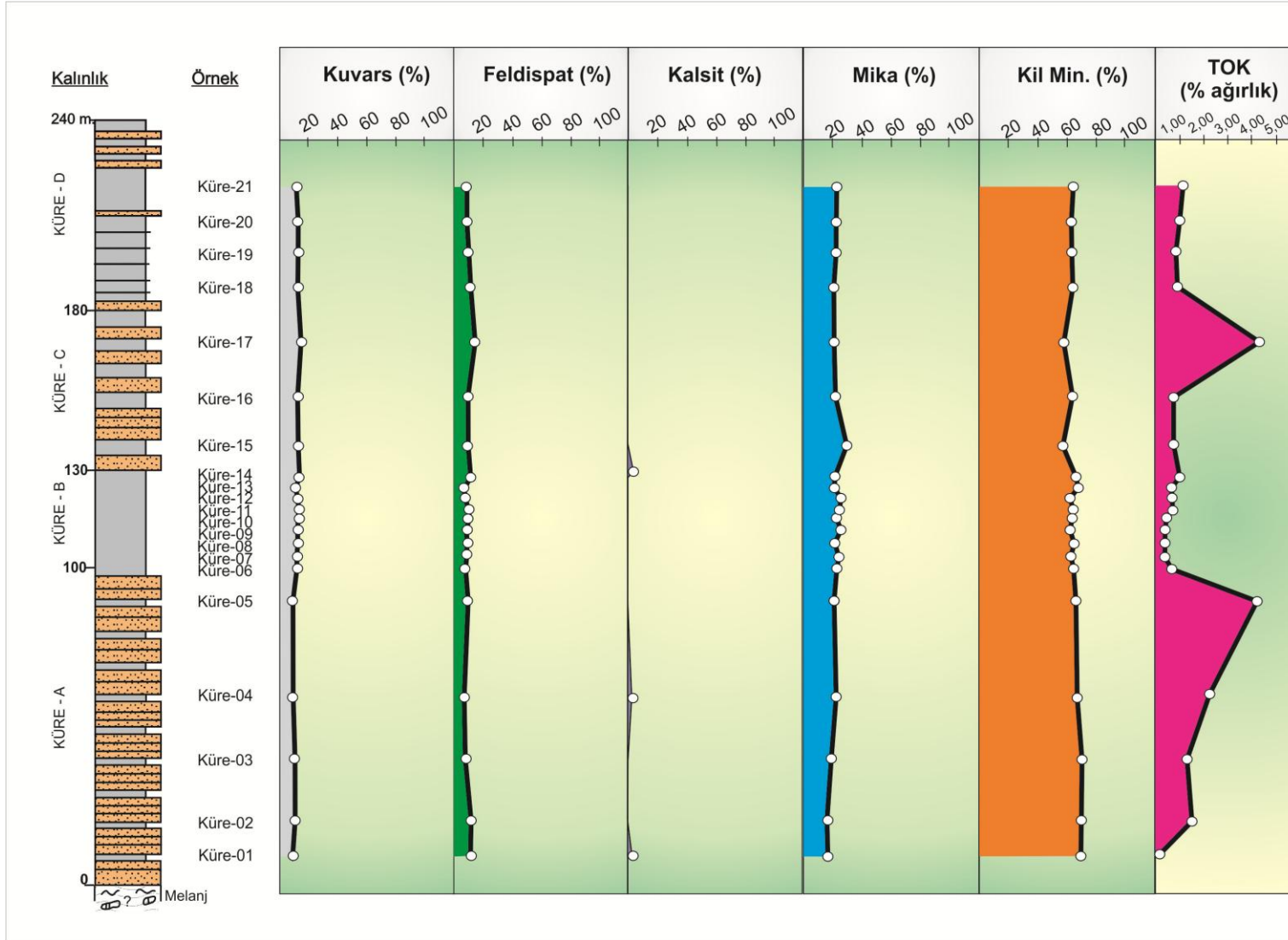
Örnek	Kuvars (%)	Feldispat (%)	Kalsit (%)	Mika min. (%)	Kil Min. (%)	
KÜRE A	Küre - 01	6,88	8,07	0,53	15,80	68,72
	Küre - 02	7,25	8,57	-	15,36	68,82
	Küre - 03	6,96	6,26	-	17,74	69,04
	Küre - 04	6,32	5,28	0,50	20,39	67,52
	Küre - 05	6,29	7,54	-	19,98	66,19
KÜRE B	Küre - 06	8,01	6,40	-	20,97	64,61
	Küre - 07	7,96	7,21	-	22,59	62,24
	Küre - 08	8,33	7,44	-	19,99	64,24
	Küre - 09	8,31	7,02	-	23,78	60,88
	Küre - 10	8,52	8,85	-	20,72	61,91
	Küre - 11	8,80	8,44	-	22,29	60,46
	Küre - 12	8,47	9,03	-	23,89	58,61
	Küre - 13	7,33	5,99	-	19,10	67,59
	Küre - 14	9,32	8,63	0,95	19,87	61,23
KÜRE C	Küre - 15	8,64	7,70	-	27,47	56,19
	Küre - 16	8,35	8,12	-	20,32	63,22
	Küre - 17	10,58	11,3	-	19,33	58,78
KÜRE D	Küre - 18	8,42	8,47	-	19,35	63,76
	Küre - 19	8,61	7,80	-	20,97	62,62
	Küre - 20	8,61	7,80	-	20,97	62,62
	Küre - 21	7,77	7,09	-	21,16	63,98
ORTALAMA	8,08	7,76	0,66	20,57	63,49	



Şekil 4.1. Örneklerin X-RD tüm kayaç difraktogram bolluk oranlarının yüzde (%) olarak dağılımının grafiksel gösterimi.

Şekil 4.1’de görüleceği üzere tüm kayaç bileşiminde kil mineral yüzdesi oldukça yüksektir. Örnekleme yapıldığı başlangıç ve bitiş noktaları arasındaki örneklerin ihtiva ettiği mineral türlerinde farklılık gözlenmemektedir. Ancak Küre B bölümünden Küre C bölümüne geçerken, kil ve mika minerallerinin kütlece yüzdesinde ani bir değişim görülmektedir. Daha önce bahsedildiği gibi Küre B bölümü masif şeyllerden oluşmaktadır. Küre B bölümünde örneklenen Küre-13 numaralı örneğin kil minerali yüzdesinde bir artış saptanmıştır. Kesitin devamında şeyl bileşimindeki kil minerali yüzdesinde düzenli değerlerde değişim görülmektedir.

Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesiti örneklerine karşılık mineral bolluk oranları ile TOK (%) değerlerinin değişim grafiği Şekil 4.2’de sunulmaktadır.



Şekil 4.2. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin mineral bolluk oranları ve %TOK değişim grafiği.

Şekil 4.2'de görüleceği üzere TOK içeriği ile tüm kayaç bileşimi arasında ilişki görülmemektedir.

4.4. X-RD Kil Fraksiyonu Analizi Değerlendirmeleri

Akgöl Formasyonu'ndan alınan toplam 21 adet örneğin X-RD tüm kayaç çekimlerinin sonuçları doğrultusunda içerdikleri kil minerallerinin türlerinin ve oranlarının belirlenmesi amacıyla; normal, glikollü ve fırınlanmış olmak üzere üç ayrı çekim gerçekleştirilmiş ve elde edilen sonuçlar bu kapsamda değerlendirilmiştir. Temsili olarak Küre-12 numaralı örneğin kil fraksiyonuna ait difraktogram deseni Ek 2'de verilmiştir. Çizelge 4.3'te örneklerde tanımlanabilen kil minerali türlerinin örneklere göre listesi verilmiştir.

Çizelge 4.3. X-RD Kil Fraksiyonu Mineral Tanımlamaları.

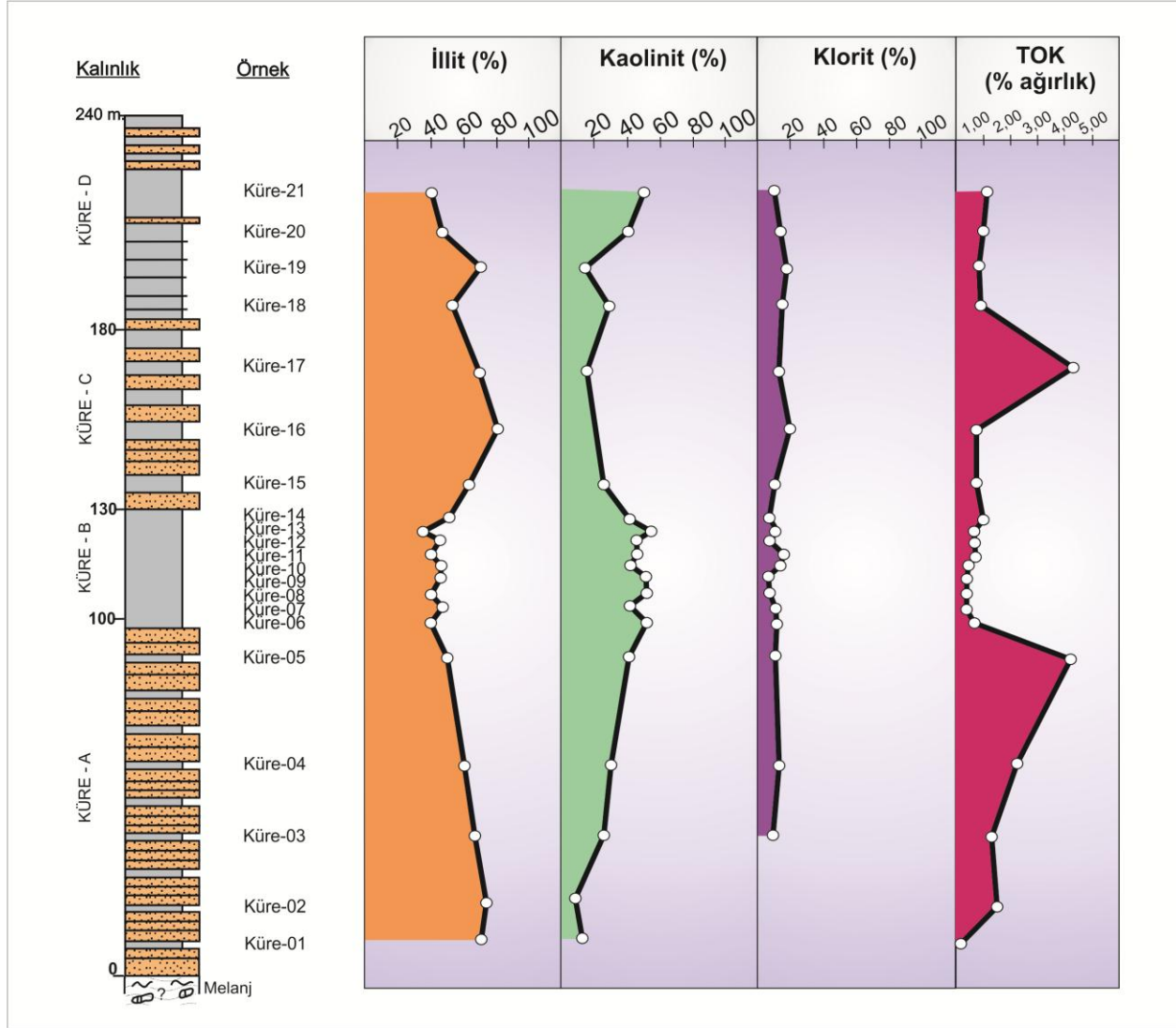
Örnek		Tespit Edilen Mineraller
KÜRE A	Küre - 01	İllit + Kaolinit + Vermikülit
	Küre - 02	İllit + Kaolinit + Verm. - Klorit
	Küre - 03	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 04	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 05	İllit + Kaolinit + Klorit
KÜRE B	Küre - 06	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 07	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 08	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 09	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 10	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 11	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 12	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 13	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 14	İllit + Kaolinit + Klorit
KÜRE C	Küre - 15	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 16	İllit + Klorit
	Küre - 17	İllit + Kaolinit + Klorit
KÜRE D	Küre - 18	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 19	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 20	İllit + Kaolinit + Klorit
	Küre - 21	İllit + Kaolinit + Klorit

Çizelge 4.3'te görüldüğü üzere Akgöl Formasyonu'na ait 21 adet örneğin tamamında illit minerali tespit edilmiştir. Örneklerin genelinde ortalama illit oranı %54,87; ortalama kaolinit oranı %34,93 olarak hesaplanmıştır. Ortalama klorit oranı ise %11,28'dir. Örneklerde bulunan kil minerallerinin % bolluk oranlarına ait tüm değerler Çizelge 4.4'te verilmiştir.

Şekil 4.3'te Akgöl Formasyonu ÖSK örneklerine ait kil minerali bolluk oranlarının, % TOK'na göre değişim grafiği sunulmuştur.

Çizelge 4.4. Akgöl Formasyonu ÖSK'dan alınan örneklerin kil mineralleri % bolluk dağılımları.

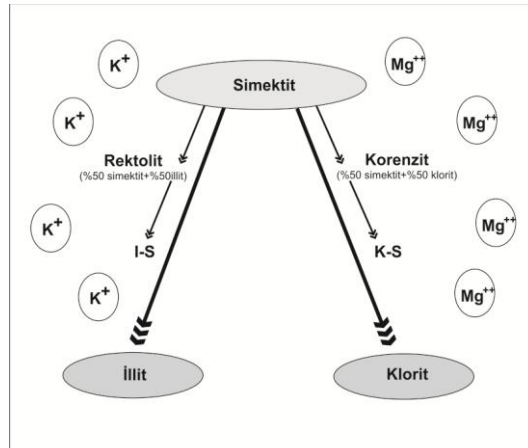
Örnek	İllit (%)	Klorit (%)	Kaolinit (%)	Vermikülit (%)	Vermikülit – Klorit (%)	
KÜRE A	Küre - 01	72,34	-	10,64	17,02	-
	Küre - 02	74,47	-	7,80	-	17,73
	Küre - 03	65,22	9,32	25,46	-	-
	Küre - 04	59,41	12,38	28,21	-	-
	Küre - 05	51,00	9,00	40,00	-	-
KÜRE B	Küre - 06	39,77	9,36	50,87	-	-
	Küre - 07	46,47	10,79	42,74	-	-
	Küre - 08	41,79	6,97	51,24	-	-
	Küre - 09	44,06	6,13	49,81	-	-
	Küre - 10	45,08	12,70	42,21	-	-
	Küre - 11	40,00	15,00	45,00	-	-
	Küre - 12	45,77	8,45	45,77	-	-
	Küre - 13	54,90	10,46	34,64	-	-
	Küre - 14	48,43	9,87	41,70	-	-
KÜRE C	Küre - 15	62,61	10,43	26,91	-	-
	Küre - 16	80,95	19,04	-	-	-
	Küre - 17	70,59	12,60	16,81	-	-
KÜRE D	Küre - 18	53,57	15,47	30,95	-	-
	Küre - 19	69,62	15,82	14,56	-	-
	Küre - 20	46,77	12,44	40,79	-	-
	Küre - 21	39,46	8,11	52,43	-	-
ORTALAMA	54,87	11,28	34,93	-	-	



Şekil 4.3. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin kil minerali bolluk oranları ve % TOK değişim grafiği.

Akgöl şeyllerinde kil minerali olarak illit ve kaolinit mineralleri yüksek oranda bulunmaktadır. Potter et al. [49]'e göre örneklerde simektit mineralinin bulunmayışının nedeni, simektit minerallerinin gömülme süreci sırasında duraysız olmalarıdır (Şekil 4.4). Simektit mineralleri, bünyelerinde barındırdıkları suyu, sıcaklığın ve gömülme esnasındaki toplam basıncın artmasına bağlı olarak tabakalarının arasından dışarı atmaktadırlar. Simektitlerin bünyelerindeki suyu dışarı atmaları, iyon kazanımı (K^+ , Mg^{++}) ve 60-150°C arası sıcaklıklarda mümkün olmaktadır ve genellikle 100°C üzerinde simektit mineraline rastlanmamaktadır. Böylece illit-simektit (I-S) türü karışık katmanlı hale dönüşebilmektedirler. Simektit mineralleri daha sonraki sıcaklıklarda illit mineraline dönüşmektedirler. Bu yüzden simektitler daha yaşlı kayaçlarda az miktarda bulunmaktadır. Yapılan kil fraksiyonu analizlerinde illit miktarında artış gözleniyor ise bu durumun sıcaklığın artmasına bağlı gelişmiş olabileceği düşünülebilmektedir. Simektit mineralinin illit mineraline dönüşümü potasyum (K^+) adsorpsiyonu, silis serbestleşmesi ve sıcaklık artışına bağlı gelişmektedir. Yaklaşık 230°C'den sonra (vermikülitik aşamadan sonra) K-mika oluşumları gerçekleşmektedir [50].

Akgöl Formasyonu örneklerinde simektit minerali bulunmayışının nedeni, örneklerin ısısal olarak aşırı olgunlaşma seviyede bulunuşu ile açıklanabilir. Diğer bir deyişle örneklerdeki illit, kaolinit ve klorit mineralleri, yüzde oranlarına göre, duraysız simektit minerallerinin ortamdaki K^+ iyonlarını kazanımı ile illit mineraline dönüşmesi, Mg^{++} iyon kazanımı ile klorit mineraline dönüşmesi ile açıklanabilir (Şekil 4.4).



Şekil 4.4. Simektit mineralinin illit ve klorit mineraline dönüşümü [51].

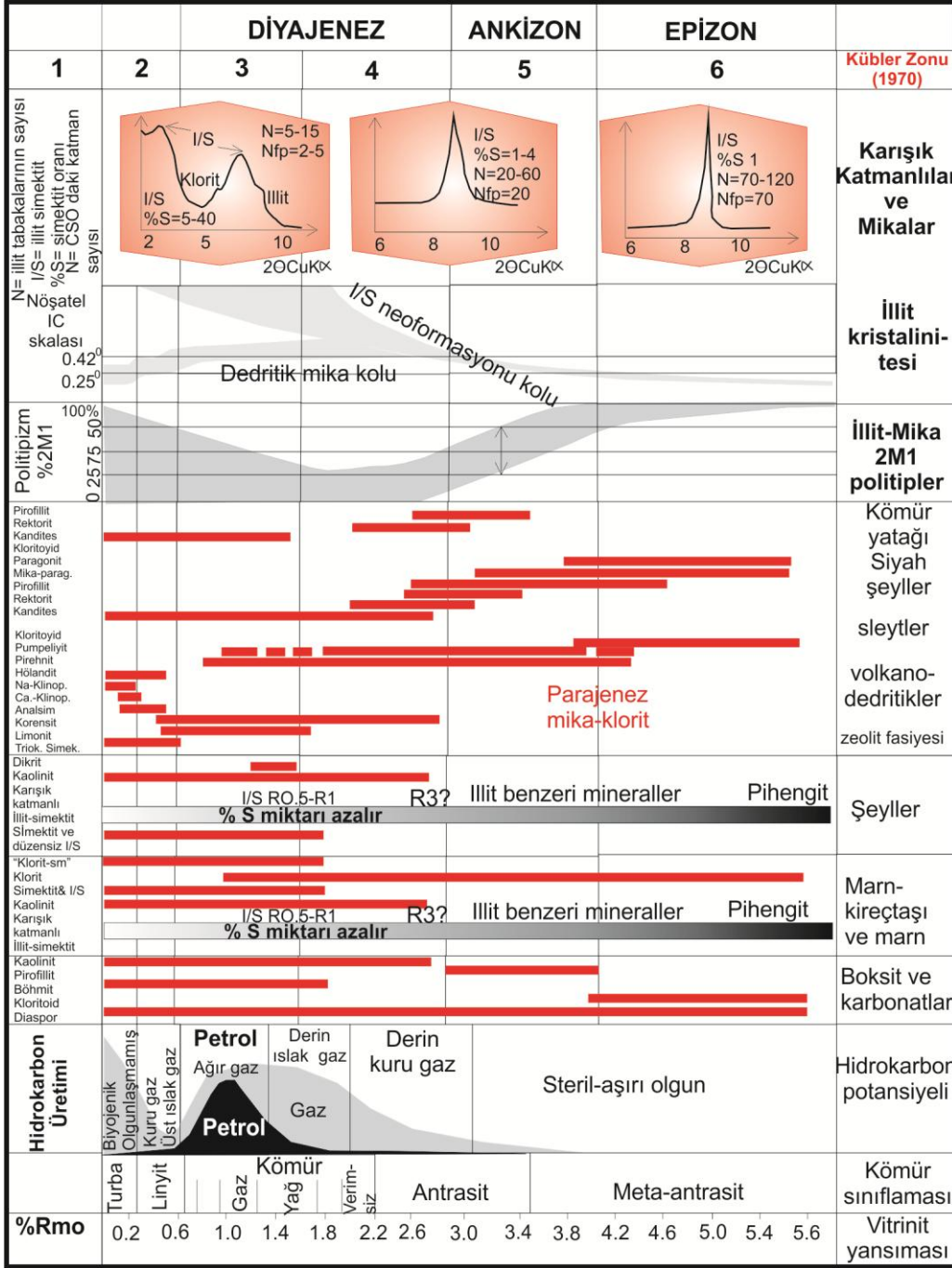
4.5. İllit ve Klorit Mineralleri Kristalinite ve Keskinlik Oranı Değerlendirmeleri

İllit minerali kökeninin şeyllerden kaynaklandığı ve aynı zamanda derin gömülü şeyllerde kloritle birlikte bulunan başlıca kil minerali olduğu bilinmektedir [49]; [52].

İllit kristalinitesi (IC) veya Kübler İndeksi (KI), vitrinit maseraline benzer şekilde termal olgunluk hakkında bilgi vermektedir. Olgunlaşma parametresi olarak kullanılabilinecek parametreler Şekil 4.5'te Kübler and Jaboyedoff [53]'dan alınarak verilmiştir. Bu yöntem sayesinde özellikle vitrinit maseralinin tespit edilemediği durumlarda illit mineralinin düzenli yapısı gereği, geç diyajenez ve ankizonda kristalografik parametreleri bir reaksiyon ölçeği olarak kullanılmakta ve potansiyel kaynak kayacın hidrokarbon türüm aralıklarına ulaşım ulaşmadığı hakkında bilgi edinilebilmektedir. Diğer bir deyişle, İllit kristalinite (IC) derecesi yöntemi özellikle düşük dereceli metamorfizma durumlarında diyajenez-metamorfizma geçişini saptamak amacıyla kullanılan bir yöntemdir [53]; [51].

Kil fraksiyonu analizinde örneğin bünyesindeki illit piki 10 Å şiddetinde pik vermektedir. Kübler [54]'e göre illitin 10 Å şiddetindeki pikinin yoğunluğu ve keskinliği termal metamorfizmayla birlikte artmaktadır. Kübler indeksi (KI), illitin 10 Å'deki pikinin yarı uzunluğunun santimetre olarak genişliği şeklinde ifade edilmektedir. Buna ek olarak Weaver [55], illitin 10 Å şiddetindeki pikinin keskinliği ile şeyllerin metamorfizma derecesi arasındaki ilişkiyi araştırmış ve "keskinlik oranı" olarak ifade edilen Weaver indeksi (WI) keskinlik oranını önermiştir. Keskinlik oranı; illitin 10 Å şiddetindeki pik uzunluğunun 10,5 Å şiddetindeki pik uzunluğuna oranı ile hesaplanmaktadır ve sayısal değeri kristalinitenin artmasıyla birlikte artmaktadır. Kübler indeksi sayısal değeri ise kristalinitenin artmasıyla azalmaktadır.

Arkai [56]'ye göre klorit mineralinin 7 Å veya 14 Å şiddetindeki yarı pik uzunluğunun genişliği de termal olgunluk hakkında bilgi sağlayabilmektedir. Bu tez çalışması kapsamında klorit kristalinite (ChC) değeri olarak ifade edilen bu parametre 14 Å şiddetindeki klorit pikinin yarı genişliği ölçülerek hesaplanmıştır.



Şekil 4.5. Jeotermometre olarak kullanılan parametreler [52].

İllit kristalinite indeksi (IC, KI), keskinlik oranı (SR, WI) ve klorit kristalinite indeksi (ChC) değerlerinin karşılık geldiği zonlar ve bu zonların karşılık geldiği sıcaklık (gömülme) aralıkları Çizelge 4.5'da verilmiştir.

Çizelge 4.5. İllit kristalinite indeksi (IC), keskinlik oranı (SR) ve klorit kristalinite indeksi (ChC) sınır değerlerinin tekabül ettiği zonlar ve sıcaklık (gömülme) aralıkları.

İllit Kristalinite İndeksi (IC), (Kübler [54])	Keskinlik oranı (SR), (Weaver [55])	Klorit Kristalinite İndeksi (ChC), (Arkai [56])	Zon Sınırları	Sıcaklık Aralıkları, (Dunayer de Segonzac [51])
>0,42	>2,3	>0,33	Diyajenetik Zon	<200°C (diyajenez-katajenez)
0,42-0,25	2,3-12,1	0,33-0,26	Ankizon	200-350°C (metajenez)
<0,25	>12,1	<0,26	Epizon	>350°C (metamorfizma)

Akgöl Formasyonu ÖSK'dan alınan örneklerin illit kristalinite ve keskinlik oranı Kübler [54] ve Weaver [55] yöntemi ile klorit kristalinite değerleri ise Arkai [56] yöntemi ile glikollü difraktogramlar kullanılarak hesaplanmıştır. Bu kapsamda değerlendirilen 21 adet örneğin kristalinite değerleri Çizelge 4.6'da verilmiştir.

Çizelge 4.6. Akgöl Formasyonu kesitine ait örneklerin kristalinite ve keskinlik oranı değerleri.

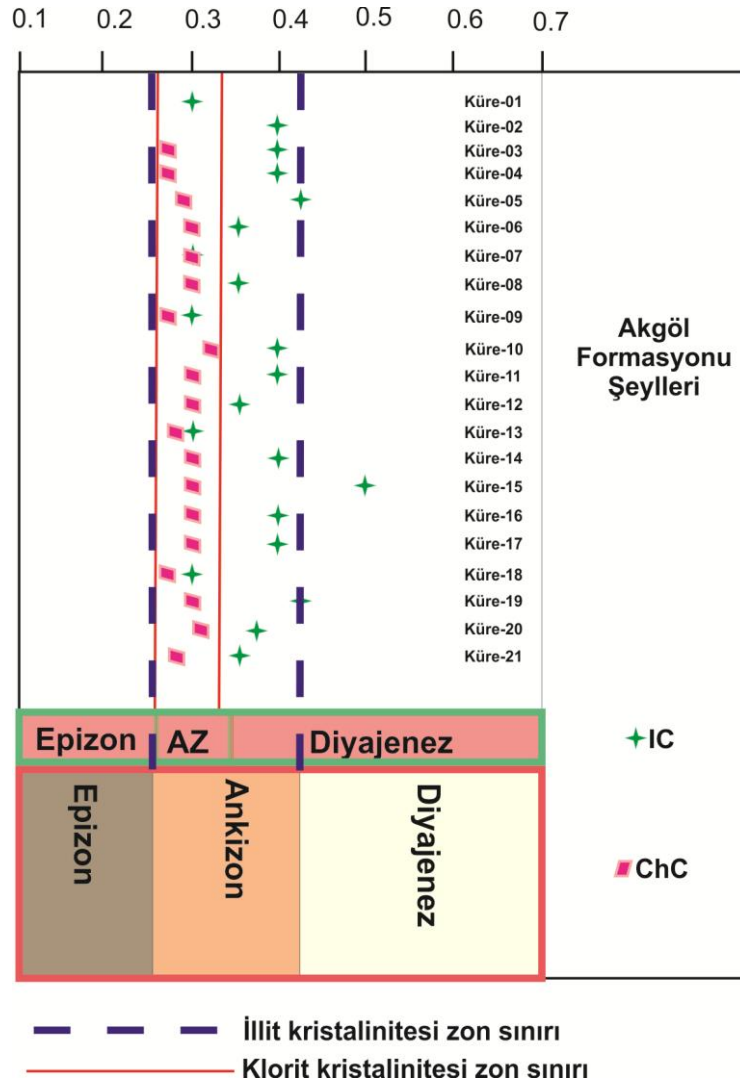
Örnek		IC	SR	ChC
KÜRE A	Küre - 01	0.30 (Ankizon)	3.64 (Ankizon)	-
	Küre - 02	0.40 (Ankizon)	2.48 (Ankizon)	-
	Küre - 03	0.40 (Ankizon)	4.00 (Ankizon)	0.27 (Ankizon)
	Küre - 04	0.40 (Ankizon)	3.96 (Ankizon)	0.27 (Ankizon)
	Küre - 05	0.42 (Ankizon)	4.04 (Ankizon)	0.29 (Ankizon)
KÜRE B	Küre - 06	0.35 (Ankizon)	4.31 (Ankizon)	0.30 (Ankizon)
	Küre - 07	0.30 (Ankizon)	3.32 (Ankizon)	0.30 (Ankizon)
	Küre - 08	0.35 (Ankizon)	5.92 (Ankizon)	0.30 (Ankizon)
	Küre - 09	0.30 (Ankizon)	5.70 (Ankizon)	0.27 (Ankizon)
	Küre - 10	0.40 (Ankizon)	1.73 (Diyajenetik zon)	0.32 (Ankizon)
	Küre - 11	0.40 (Ankizon)	2.40 (Ankizon)	0.30 (Ankizon)
	Küre - 12	0.35 (Ankizon)	4.64 (Ankizon)	0.30 (Ankizon)
	Küre - 13	0.30 (Ankizon)	5.89 (Ankizon)	0.28 (Ankizon)
	Küre - 14	0.40 (Ankizon)	3.21 (Ankizon)	0.30 (Ankizon)
KÜRE C	Küre - 15	0.50 (Diyajenetik Zon)	1.38 (Diyajenetik zon)	0.30 (Ankizon)
	Küre - 16	0.40 (Ankizon)	2.42 (Ankizon)	0.30 (Ankizon)
	Küre - 17	0.40 (Ankizon)	3.15 (Ankizon)	0.30 (Ankizon)
KÜRE D	Küre - 18	0.30 (Ankizon)	5.62 (Ankizon)	0.27 (Ankizon)
	Küre - 19	0.42 (Ankizon)	1.69 (Diyajenetik zon)	0.30 (Ankizon)
	Küre - 20	0.37 (Ankizon)	3.15 (Ankizon)	0.31 (Ankizon)
	Küre - 21	0.35 (Ankizon)	4.23 (Ankizon)	0.28 (Ankizon)

Çizelge 4.6’da sunulan illit kristalinite (IC) değerleri Küre-15 numaralı örnek (diyajenetik zon sınırı) haricinde 0,30-0,42 arasındadır. Çizelge 4.5’te görüleceği üzere Kübler indeksine göre; Akgöl Formasyonu kesitine ait örnekler “ankizon” sınırında bulunmaktadır. Bu zona karşılık gelen sıcaklık aralıkları Dunayer de Segonzac [51]’e göre 200-350°C arasındadır. Küre-10, Küre-15, Küre-19 numaralı örneklerin sırasıyla keskinlik oranı (SR) değerleri; 1,38, 1,69, 1,73’tür ve bu değerler Weaver indeksine göre “diyajenetik zon” sınırını işaret etmektedir. Ancak geri kalan örneklerin keskinlik oranı değerleri 2,40 ile 5,92 arasında değişmekte ve Weaver indeksine göre “ankizon” sınırını göstermektedir. Hesaplanan bir diğer

parametre olan klorit kristalinite değeri ise 0,27 ile 0,32 arasında değişmekte olup “ankizon” sınırına karşılık gelmektedir.

Elde edilen bu sonuçlara göre Şekil 4.6’da illit ve klorit kristalinite ve keskinlik oranı değerlendirmelerinde elde edilen tüm sonuçlar birbirini desteklemektedir. Maksimum petrol oluşum penceresinin 120-150°C sıcaklıkları arasında olduğu göz önünde bulundurulursa, örneklerin bulunduğu zon ve bu zona karşılık gelen sıcaklık aralıklarına göre “aşırı olgun” olduğu söylenebilir.

Diyajenetik zon sınırında kristalinite değerlerine sahip olan örneklerin diğer sonuçlar ile uyum göstermemesi ya analiz hatası ya da illit minerallerinin farklı bir ortamdan taşınmış olabileceğini düşündürmektedir.



Şekil 4.6. Akgöl Formasyonu şeylleri için illit kristalinite (IC) ve klorit kristalinite (ChC) değerleri.

5. YAŞLANDIRMAYA YÖNELİK PALEONTOLOJİK ÇALIŞMALAR

Tez çalışması kapsamında hidrokarbon potansiyelinin belirlenmesi amacıyla ele alınan Akgöl Formasyonu'nun yaşı her ne kadar yaşı önceki çalışmalar tarafından Triyas-Jura aralığında kabul edilmiş olsa da birimin ile ilgili ikilemlere bir katkı sağlayabilmektir. Aslında çökelen şeylerin hangi anoksik döneme ait olabileceğini kesinleştirmek için alınan örneklerde herhangi bir jeolojik döneme ait fosil bulgusuna rastlanması amacıyla bu çalışma gerçekleştirilmiştir.

Bu hedef doğrultusunda Hacettepe Üniversitesi Paleontoloji laboratuvarında Sayın Prof. Dr. Cemal Tunoğlu ve Prof. Dr. Uğur Kaan Tekin danışmanlığında 21 adet örneğin yaşlandırmaya yönelik paleontolojik çalışmaları yapılmıştır.

Bu amaçla araziden alınan örnekler, önce parça örnek olarak ayrılmıştır. Daha sonra %15 oranında seyreltilmiş H₂O₂ (hidrojen peroksit) ile yıkanmıştır. Örneklerin bünyesindeki kilin ve karbonatların giderilebilmesi için 24 saat tepkime sürecinin tamamlanmasından sonra, numuneler 0,25 mm ölçekli elek üzerine su altında yıkanmış ve elek üzerinde kalan malzeme kurumaya bırakılmıştır. Bu işlemler sonrasında kuruyan örnekler 0,50 ve 0,25 mm ölçekli elekten tekrar geçirilmiş ve elek altında kalan malzeme tüplere ayrılmıştır. Elde edilen kırıntı örnekler binoküler mikroskop (üstten aydınlatmalı) kullanılarak incelenmiştir.

Bu çalışmada, herhangi bir fosil bulgusuna rastlanılmamış olması sebebiyle şeylerin yaşı ile ilgili bilgi edinilememiştir (Prof. Dr. Cemal Tunoğlu, sözlü görüşme, 2012).

6. HİDROKARBON POTANSİYELİ ÇALIŞMALARI

Sedimanter kayaçlar mineral ve organik madde içerirler. Petrol türetmiş veya türetebilecek sedimanter kayaçlar “kaynak kayaç” olarak adlandırılırlar [57]. Kayacın organik çözücülerle yıkanmasının ardından kalan organik maddeye “kerojen” adı verilir [58]. Kerojenin miktarı ve tipi, kaynak kayanın sahip olduğu petrol potansiyelini belirlemektedir. Kerojen tipi, organik maddenin kökenine bağlı olarak farklılık göstermektedir.

Kerojen tipleri, atomik H/C ve O/C oranlarına göre, Tip I, II, III (Tissot et al. [59]) ve IV (Demaison et al. [60]) olarak dört farklı tipe ayrılmıştır. Organik maddenin kerojen tipleri ile ilgili açıklama Peter and Cassa [61]’ya göre aşağıdaki şekilde açıklanmıştır.

Tip I: Atomik H/C oranı 1,5’den büyük ancak atomik O/C oranı 0,1’den küçük olan, alifatik yapıda, düşük kükürt (S) içeriğine sahiptir. Genellikle gölsel kökenlidir. Ender gözlenen bir kerojen tipidir.

Tip II: Tip III ve Tip IV kerojen tiplerine göre yüksek atomik H/C (1,2-1,5) ve düşük atomik O/C oranına sahiptir. Fitoplankton, zooplankton ve mikroorganizmalardan oluşmuş, denizel ortamda çökelmiş kaynak kayaçlarda yer almaktadır. Diğer kerojen tiplerine nazaran sedimanter kayaçlarda daha sıklıkla görülmektedir. Göreceli olarak daha yüksek kükürt içermektedir. Kükürt içeriğinin yüksek olduğu ve Tip II/S olarak adlandırılan kerojen, Tip II kerojene oranla daha düşük sıcaklıklarda olgunlaşmaktadır.

Tip III: Çoğunlukla yüksek karasal bitkilerden oluştuğu için gaz üretim potansiyeli yüksek olan, düşük H/C ve yüksek O/C oranına sahip ve karasal kökenden türemiş kerojen tipidir.

Tip IV: Kalıntı veya ölü karbon olarak adlandırılır. Atomik H/C oranı 0,5 ile 0,6 arasındadır. Buna karşılık atomik O/C oranı 0,3’ten büyüktür. Diğer kerojen tiplerinin okside olmasından veya yeniden işlenmesiyle oluşmuştur. Hidrokarbon oluşumu gözlenmemektedir ancak çok sınırlı gaz oluşumu gözlenmektedir.

Bu bölümde hidrokarbon kaynak kayaç özelliklerinin belirlenmesi için gerekli olan analizler hakkında kısa teorik bilgiler verilecektir. Bu çalışma kapsamında alınan ölçülü stratigrafik kesit örneklerinin analiz sonuçları yorumlanacak ve böylece

Triyas-Jura yaşlı Akgöl Formasyonu'nun hidrokarbon kaynak kaya potansiyeli belirlenecektir.

6.1. Organik Jeokimya Analizleri

Potansiyel kaynak kayaç bünyesindeki organik madde ısı etkisiyle petrole ve gaza dönüşür. Bu organik maddenin; miktarı, tipi ve olgunlaşma düzeyi olmak üzere üç parametrenin saptanması gerekir [57].

Hidrokarbon kaynak kayaç potansiyelinin belirlenmesi amacıyla çeşitli organik jeokimyasal analizler yapılmaktadır. Kayaçların hidrokarbon türetmek için yeterli organik madde içeriğinin ve kabiliyetinin araştırılması, olgunluğunun belirlenmesi ve ekonomik açıdan değerlendirilmesini amaçlayan analizler; TOK içeriği, Rock-Eval Piroliz analizi, gaz kromatografi analizi, gibi analizleri kapsamaktadır. Hidrokarbonların kalitesini belirlemek amacıyla ise duraylı izotoplar, biyomarker gibi analizler yapılmaktadır (Jarvie and Tobey, 1999 [62]).

Bahsedilen analizler sonucu aşağıdaki parametreler elde edilebilmektedir [63];

TOK: organik zenginlik (%ağırlık)

S₁: serbest hidrokarbon miktarı (mg HC/g kayaç)

S₂: kalan hidrokarbon potansiyeli (mg HC/g kayaç)

Tmax: ısısal olgunluk (°C)

Kaynak kaya karakteristiklerini belirlemek amacıyla yukarıda elde edilen verilerden hesaplanan parametreler şu şekildedir [63]:

Hidrojen İndeksi (HI): kerojen tipi

Oksijen İndeksi (OI): kerojen tipi, bozunma

S₂/S₃: kerojen tipi,

Üretim İndeksi (PI): kerojen dönüşümü hakkında bilgi verir ($PI = S_1 / (S_1 + S_2)$).

Analizler sırasında çamur kirlenmesi, analitik hatalar ve kötü kalibre edilmiş alet veya ekipman yanlış sonuç alınmasına neden olabilmektedir.

6.1.1. Teknik

Bu çalışmada, TOK (%ağırlık) ve Rock-Eval Piroliz analizleri “TPAO Laboratuvarı”nda yapılmıştır. Analiz sırasında uygulanan teknik bilgi TPAO Laboratuvarı’na aittir.

6.2. TOK, Rock-Eval veya SR Analyzer’da Ölçülen Parametreler

TOK, Rock-Eval ve SR Analyzer analizlerinden elde edilen parametrelere ait tanımlamalar Espitalié et al. [64]’den alınmıştır.

6.2.1. TOK (%ağırlık)

TOK, kaynak kayaç bünyesindeki organik maddenin kütlece yüzdesidir.

Jarvie, (1991) [65]’e göre TOK için referans değerler litoloji de belirtilmek kaydıyla Çizelge 6.1’de belirtilmiştir. Ancak Tissot and Welte [57]’e göre bir sedimanter kayacın kaynak kaya olabilmesi için içermesi gereken en az TOK miktarı şeyller için en az %0,5 ve karbonat kayaçlar için en az %0,3 olarak kabul edilmektedir.

Çizelge 6.1. Jarvie [65]’e göre sınır TOK değerleri.

TOK (%)	Kaynak Kayaç Kalitesi	Litoloji
0,00-0,50	Yetersiz	Şeyl ya da karbonat
0,50-1,00	Marjinal/Ortalama	Şeyl ya da karbonat
> 1,00	Yeterli	Şeyl ya da karbonat

Ölçülen TOK değeri, iki ayrı fraksiyondan oluşmuştur. Bunlardan bir tanesi “dönüştürülebilir fraksiyon” (convertible fraction-CC, S₁, S₂ pik değerleri) diğeri de “kalıntı fraksiyon” (residual fraction-RC, S₄) dur. Kalıntı fraksiyon okside olmuş ölü karbonu temsil ettiğinden hidrokarbon üretme potansiyeli yoktur. Rock-Eval esnasında göre TOK aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır.

$TOK = CC + RC$ ya da $TOK = [k(S_1 + S_2)/10] + [S_4/10]$, burada; k=0,83 atomik ağırlık olarak hidrokarbonlardaki ortalama karbon içeriğidir. Örnek inertinitçe zengin ise “k” değeri 0,89’a kadar çıkabilir.

6.2.2. S₁ (mg HC/g kaya)

Tüm kayaç bünyesindeki serbest halde bulunan ve ısıyla ayrıştırılabilen hidrokarbonları ifade etmektedir.

Clementz et al. [66]'a göre daha ağır serbest hidrokarbonlar ve non-hidrokarbonlar (resin ve asfaltenler) daha yüksek sıcaklıklarda kırılacaklar ve dolayısıyla S₂ piki içerisinde değerlendirileceklerdir.

S₂ piki içerisinde indirgenmiş miktarı analiz etmek amacıyla aşağıdaki eşitlik kullanılmaktadır.

$$“S_2(\text{tüm kayaç})-S_2(\text{ayrıştırılmış/extracted})= S_1”$$

S₁ pik değerlerinin okunmasından sonra hesaplanan diğer parametrelerden bazıları (PI-üretim indeksi ve S₁/TOK) bu faktörlerin etkisiyle yükselmektedir. S₁ pik değeri 1000 ile çarpıldığında ppm cinsinden elde edilir.

6.2.3. S₂ (mg HC/g kayaç)

Kayaçta kalan kerojenin ve S₁ pikinin elde edildiği sırada serbest hidrokarbonlar şeklinde açığa çıkamayan kerojenin parçalanmasıyla S₂ piki açığa çıkmaktadır. S₂ pikinin şekli organik madde tipi için karakteristiktir. 300-600°C arasında kerojen, resin ve asfaltenler gibi ağır bileşenlerin parçalanmaları sırasında CO₂ açığa çıkan S₂ piki (mg HC/g kayaç) olarak kaydedilmekte ve kaynak kayacın sahip olduğu güncel hidrokarbon potansiyelini göstermektedir [66]. S₂ pikinin şekli Tip I kerojen için çok dar, Tip II kerojen için piki biraz daha geniş, Tip III kerojen veya oksijence zengin kerojenlere ait olan pikler çok daha geniş olabilmektedir. Orijinal potansiyel ısıl olgunluğa bağlı olarak daha yüksek olabilmektedir. Ayrıca, olgun ve daha önceden yalnızca petrol potansiyeli bulunan kaynak kayaçlar, düşük güncel potansiyele ve yalnızca gaz üretme potansiyeline sahip olabilmektedir. Atomik H/C oranlarının oksidasyonla indirgendiği gibi S₂ pik değerleri de bozunma etkisiyle indirgenebilir [68]. Buna ek olarak, çok yüksek sıcaklıklarda (>550°C) tuzlu su veya mineral dekompozisyonu sebebiyle açığa çıkan tuz iyonizasyonu da S₂ piklerini etkilemektedir. S₂ pik değerleri de S₁ pik değerlerinde olduğu gibi 1000 ile çarpılarak ppm'e çevrilebilmektedir. Espitalié [68]'ye göre S₂ pikine ait sınır değerleri Çizelge 6.2'de verilmiştir.

Çizelge 6.2. S₂ sınır değerleri [69].

S₂	Kaynak Potansiyeli
0,00-2,00	Zayıf kaynak potansiyeli
2,00-5,00	Orta kaynak potansiyeli
> 5,00	İyi kaynak potansiyeli

6.2.4. S₃ (mg organik CO₂/g kaya)

S₃ pik değeri, düşük piroliz sıcaklığında (390°C) açığa çıkan organik CO₂ miktarıdır. Ancak S₃ piki analiz sonucu bozunma veya mineral-matriks etkileşimine bağlı olarak, inorganik matriksin parçalanmasından etkilenebilmektedir.

6.2.5. S₄ (mg C/g kaya)

S₄ piki, S₂ pikinin okunmasından sonra, 600°C'deki CO₂ miktarı olarak kaydedilen değeri ifade etmektedir. Kaynak kayacın içerdiği organik karbon kalıntılarını temsil etmektedir.

6.2.6. Tmax (°C)

Tmax, S₂ pikindeki hidrokarbonların evriminin maksimum olduğu andaki sıcaklık değeridir [59]. Düşük organik madde içeriğine sahip kayalarda S₂ pikleri de düşük görülür. S₂ değeri, 0,50'den küçük olduğunda S₂ pikinin tanımlanması zordur. Tmax değeri bu durumdan etkilenmektedir [62]. Ayrıca organik maddece fakir S₂ değeri 2,0 civarında olan killi sedimanlarda ölçülen Tmax değerleri de güvenilir olmayabilir [66].

S₂ piki içerisindeki ağır serbest hidrokarbonlardan da Tmax değeri etkilenir ve bu durumda anormal derecede düşük ölçülür (<400°C). Eğer taşınmış organik madde varlığı veya tuz iyonizasyonu söz konusu ise bu sefer de Tmax değerleri anormal şekilde yüksek ölçülür (>550°C).

Peters [68]'a göre Tmax, organik maddenin tipine bağlıdır. Organik madde tipine göre petrolün olduğu Tmax sıcaklık aralıkları değişiklik göstermektedir. Bordenave [63] tarafından gerçekleştirilen çalışmada Tmax değerlerinin organik madde tiplerine göre hidrokarbon türlerine ait gösterim Şekil 6.1'de sunulmuştur.

Tmax değerleri ve gerçek Tmax sıcaklıkları sıcaklık programlama hızına göre değişir [70]. Tmax, kalibre edilmiş bir sıcaklıktır ve gerçek (mutlak) sıcaklığı temsil etmez [64].

Tip I kerojenin aktivasyon enerjisi dar bir dağılıma sahiptir. Tip III kerojenlerde ise aktivasyon enerjileri geniş dağılımlıdır ve petrol penceresi 435°C’de başlayıp 465-470°C’de biter. Bu durum Tip II kerojenlerde ise oksijen ve kükürt içeriklerine bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Monterey şeyleri gibi yüksek kükürtlü/oksijenli kerojenler, 390-410°C Tmax değerlerinde olgun değil iken 425°C’lik Tmax değerlerinde %50 oranında petrole dönüşürler [71]. Ortalama kükürt içeren kerojenler petrol oluşumuna yaklaşık Tmax, 425°C’de başlarlar ve Tmax, 450°C’de %90 oranında petrole dönüşürler. Kükürtçe fakir olan Tip II kerojenler ise petrol oluşturmaya 430-435°C’de başlarlar ve 450-460°C’de hala türüm için potansiyel mevcuttur. Tüm bu değerlendirmeler göz önünde bulundurulduğunda Tmax değerleri kerojen tipine göre değerlendirilmelidir. Çizelge 6.3 ve 6.4’te Espitalié et al. [72]; [73]; [68] ve [64]’e göre sınır Tmax değerlerine karşılık olgunluk düzeyleri sunulmuştur. Ayrıca organik maddenin olgunluk düzeyine karar vermede kullanılan sınır değerleri Çizelge 6.5’te verilmiştir.

Çizelge 6.3. Espitalié et al. [72]; [73] ve [68]’e göre Tmax sınır değerleri.

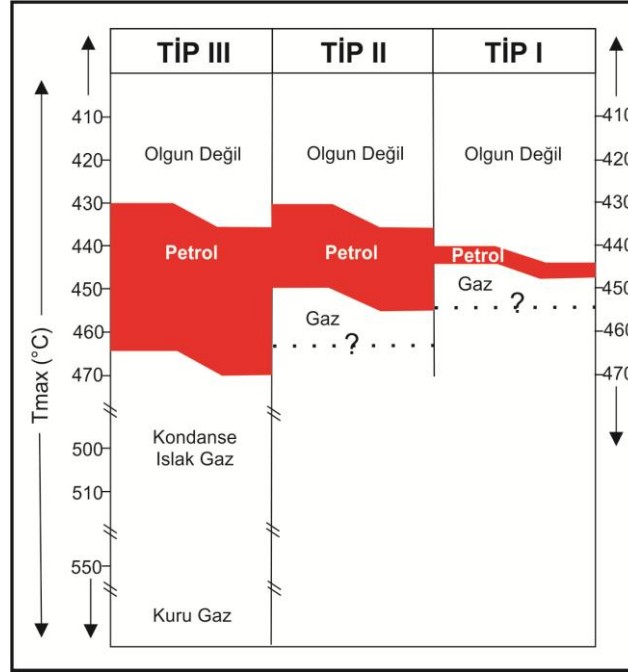
<u>Tmax</u>	<u>Olgunluk</u>
< 430-435°C	Olgunlaşmamış ($R_o < 0,50$)
430-460°C	Petrol Penceresi ($0,50 < R_o < 1,30$)
> 455-465°C	Gaz Penceresi ($R_o > 1,30$)

Çizelge 6.4. Espitalié et al. [64]’e göre Tmax (°C) sınır değerleri.

<u>Tip I</u>	<u>Tip II</u>	<u>Tip III</u>	<u>Olgunluk</u>
	<425°C	<435°C	Olgunlaşmamış
440-448°C	425-450°C	435-465°C	Petrol Penceresi
	>450°C	>465°C	Gaz Penceresi

Çizelge 6.5. Organik maddenin ısıl olgunlaşma düzeyini gösteren geleneksel yöntemlerin kıyaslamalı sınır değerleri (PI: Üretim İndeksi, R_o: Vitrinit yansıması, TAI: Isıl alterasyon indeksi; Peters and Cassa [61]'den alınmıştır).

Olgunlaşma Düzeyi	Tmax (°C)	PI	R _o (%)	TAI
Olgun değil	<435	<0,10	0,20-0,60	1,5-2,0
Olgun	435-445	0,10-0,15	0,60-0,65	2,6-2,7
Erken Olgun	445-450	0,25-0,40	0,65-0,90	2,6-2,7
İleri Olgun	450-470	>0,40	0,90-1,35	2,9-3,3
Aşırı Olgun	>470		>1,35	>3,3



Şekil 6.1. Tmax ve organik madde türüne göre hidrokarbon türümleri [63].

6.3. TOK, Rock-Eval veya SR Analyzer Sonuçlarından Hesaplanan Parametreler

6.3.1. HI, (S₂/TOK*100, mg HC/g TOK)

Hidrojen İndeksi (HI), S₂ pikinin % ağırlık olarak kaydedilen TOK değerine oranı şeklinde ifade edilmektedir [71]. Kerojen tipi HI parametresinden itibaren elde edilir. Tip I kerojenler hidrojen zengin, Tip III kerojenler hidrojen fakir, Tip II kerojen ise Tip I ve Tip III arasında bir değerde hidrojen zengindir. Örnek

olgunluğu arttıkça HI değeri azalır. Bozunma veya mineral matriks etkisi sonucu azalan S₂ değeri, düşük HI değerine neden olur. Çizelge 6.6'da Jones [74]'a göre Hidrojen İndeksi değerlerine göre organik madde sınıflaması görülmektedir.

Muhtemel hidrokarbon oluşumunun kalitesini kontrol eden etken, organik maddenin hidrojen içeriğidir. Organik olgunluk arttıkça, organik madde hidrojenle fakir hale gelmektedir. Dolayısıyla, HI değeri azalmaktadır.

Çizelge 6.6. HI sınır değerlerine göre kerojen tipleri [74].

HI	Kerojen Tipi
< 50	Tip IV (yalnız gaz)
50-200	Tip III (gaz/petrol, çoğunlukla karasal)
200-350	Tip II/Tip III karışık (petrol/gaz)
350-700	Tip II (yalnız petrol, çoğunlukla denizel)
>700	Tip I (yalnız petrol, sıklıkla gölsel)

6.3.2. OI, ($S_3/TOK \times 100$, mg CO₂/g TOK)

Oksijen İndeksi, S₃ pik değerinin TOK (% ağırlık) içeriğine oranının yüzde olarak ifadesidir [72]. OI, kerojen içerisindeki oksijen miktarına bağlıdır. Tip III kerojen, Tip I ve Tip II kerojene göre daha yüksek OI değerine sahiptir. OI değeri mineral matriksin bozunarak parçalanması ve S₃ değerinin artmasıyla yüksek değerlere ulaşır [62]. TOK değerinin % 0,5'den az olduğu durumlarda OI değeri anlamsız olabilir [68]. OI değerinin 200 mg CO₂/g TOK'dan yüksek olduğu durumlarda OI değeri anormal kabul edilmektedir. Öte yandan S₃ değeri, karbonat minerallerinin sebep olabileceği veya örneğin öğütüldüğü sırada meydana gelebilecek oksidasyondan etkilendiğinden çok güvenilir sonuçlar vermediği düşünülmektedir. Bu yüzden diğer Rock-Eval piroliz parametreleri kadar güvenilir değildir. Bu değerlerin güvenilir olmadığı durumlarda HI'ne karşı Tmax grafiği kullanılır [73].

6.3.3. PI, ($S_1/(S_1+S_2)$)

Üretim İndeksi (PI), kayaktan atılmamış serbest hidrokarbon dönüşümünün bir göstergesidir [72]. Gömülmeye dayalı ısıl evrim sırasında, olgunlaşma öncesindeki toplam hidrokarbon potansiyelinin (S₁+S₂), ne kadarının henüz

kayaçtan atılmamış serbest hidrokarbonlara (S_1) dönüşmüş olabileceğinin göstergesidir.

PI, ısıl olgunluk arttıkça artar [72]. PI değerlerindeki gözlenen anomaliler organik fasiyes farklılaşmalarından veya sediman örneğinden/örneğine hidrokarbon göçü olmasından kaynaklanabilir. PI ile ilgili sınır değerleri Çizelge 6.7'de verilmiştir.

Çizelge 6.7. PI sınır değerleri [68].

PI	Olgunluk
0,00-0,08	Olgunlaşmamış
0,08-0,50	Petrol Penceresi
>0,50	Gaz Penceresi

6.3.4. Artık Karbon (RC, $S_4/10$)

Artık karbon, kerojenin bünyesindeki hidrokarbon türetme potansiyeline sahip olmayan karbon miktarını göstermektedir.

S_4 piki hesaplandıktan sonra artık karbonun elde edilmesi $RC=S_4/10$ şeklinde hesaplanır. TOK'nun hesaplanmasında, ($TOK = CC+RC$) işlemin ikinci kısmını oluşturmaktadır (Bkz. Bölüm 6.2.1 ve 6.2.5).

TOK içerisindeki artık karbonun yüzdesi Tip I kerojenden Tip III kerojene doğru artmaktadır. Geçmişte artık karbon miktarının kerojen tiplerinde veya farklı olgunluklarda sabit olduğu düşünülmüşse de Tip II kaynak kayalarda % 20, Tip I kaynak kayalarda da % 50 gibi oranlarda artış gösterebildiği düşünülmektedir [61].

6.3.5. S_2/S_3

Clementz et al. [66] tarafından TOK verisinin olmadığı durumlarda kerojen tipinin belirlenmesinde kullanılmaktadır. Bu oran HI'nin OI'ne oranına benzer şekilde hidrojenin oksijenine oranının göstergesidir. Çizelge 6.8'de S_2/S_3 değerlerine karşılık kerojen tipinin ve hidrokarbon potansiyelinin değerlendirilmesinde kullanılan sınır değerleri verilmiştir.

Çizelge 6.8. S_2/S_3 sınır değerleri (Clementz et al. [66]'dan alınmıştır).

S_2/S_3	Kerojen Tipi
0,00-2,50	Tip III, gaz potansiyelli
2,50-5,00	Tip III, gaz/petrol potansiyelli
>5,00	Tip I veya Tip II, petrol potansiyeli

6.3.6. S_1/TOK ($S_1/TOK \times 100$, mg HC/g TOK)

S_1 pik değerinin % TOK değerine oranı rezervuar kayaçları veya geçirimsizliği düşük kaynak kayaçları belirlemede kullanılmaktadır [75]. Olgun kaynak kayalarda S_1/TOK oranı olgun olmayan kaynak kayalara göre daha yüksektir. Rezervuarlar ise genellikle 100 mg petrol/g TOK'yi geçen çok yüksek S_1/TOK oranına sahiptirler.

Jarvie and Baker [75]'e göre S_1/TOK değerleri ve olgunluk/kaya türleri karşılaştırması Çizelge 6.9'da verilmiştir.

Çizelge 6.9. $S_1/TOK \times 100$ oranlarına karşılık kayaç türleri [75].

$(S_1/TOK) \times 100$	Kayaç Türü/Potansiyeli
0-50	Verimsiz
50-100	Kirlenme olabilir, olgun kaynak kayayı gösterir
>100	Rezervuar kayaç veya bulaşma

6.3.7. S_1+S_2

Piroliz analizi ile elde edilen bir diğer parametre "potansiyel verim (PY)"dir. Genetik potansiyelin veya başka bir deyişle kayaçtan türeyebilecek hidrokarbonların toplamının ölçüsüdür [72]. Potansiyel verim ile kaynak kaya potansiyeli arasındaki ilişki Çizelge 6.10'da verilmiştir. Bölüm 6.2.2 ve Bölüm 6.2.3'te bahsedildiği gibi S_1 ve S_2 değerlerini 1000 ile çarparak ppm cinsinden elde edilebilmek mümkündür. Potansiyel verim de ppm cinsinden ifade edilmektedir.

Çizelge 6.10. Potansiyel Verim (S_1+S_2) değerlerine karşılık kaynak kaya potansiyel durumu [72].

Potansiyel Verim (ppm)	Kayaç Türü/Potansiyeli
<2000	Kaynak kaya potansiyeli yok
2000-6000	Orta derecede kaynak kaya potansiyel
>6000	İyi kaynak kaya potansiyeli

6.3.8. R_o (%), (T_{max} bazlı hesaplanan $\%R_o$)

Vitrinit yansıtmasına eşdeğer olarak T_{max} bazlı hesaplanan yansıtma değeri aşağıdaki eşitliğe göre hesaplanmaktadır [76].

$$\text{Cal. } \% R_o (T_{max} \text{ bazlı}) = (0.0180 \times T_{max}) - 7.16$$

T_{max} bazlı hesaplanan vitrinit yansıtması değeri, geleneksel olmayan enerji kaynaklarından şeyl gaz potansiyeli değerlendirmelerinde termal olgunlaşma göstergesi olarak kullanılmaktadır [24].

6.4. Hidrokarbon Kaynak Kaya Potansiyeli Analiz Sonuçları ve Değerlendirmeleri

Bu bölümde, bu tez çalışması kapsamında alınan örneklerle ait organik jeokimyasal analiz sonuçları verilecek ve bu sonuçlar ışığında hidrokarbon potansiyelleri değerlendirmeye alınacaktır.

6.4.1. Analiz Sonuçları

Litolojik özelliklerine (şeyl-kumtaşı oranlarına) göre 4 kısımda ele alınan Akgöl şeylleri için TOK (%ağırlık) ve Rock-Eval piroliz analiz sonuçları aşağıdaki gibidir.

a) Küre A: Litolojik olarak kumtaşı yoğunluğunun baskın olduğu Küre-1/5 numaralı örnekleme yapıldığı bölüme karşılık gelmektedir. TOK değerleri en düşük %0,16, en yüksek %4,18 arasında olup, ortalama değer (%1,88) olarak ekonomik sınırın üzerinde organik madde içermektedir. S_1 değerleri 0,01 ile 0,03 mg HC/g kaya arasında, S_2 (piroliz sonucu oluşmuş hidrokarbon miktarları) 0,06 ile 1,05 mg HC/g kaya değerinde olup “*zayıf kaynak kaya potansiyeli*”ne sahip olduğunu işaret etmektedir. T_{max} değerleri 530-564°C arasındadır. Bu değerler Akgöl Formasyonu kesitinin Küre A bölümünün ısısal olarak aşırı derecede olgunlaşmış ve “*kuru gaz penceresi*”nde bulunduğu

işaret etmektedir. HI değerleri 8-38 mg HC/g TOK arasındadır. HI, Tmax ve OI değerlerine göre kerojen tipinin Tip IV (verimsiz, çok az gaz türetmeye eğilimli organik madde) olduğu tespit edilmiştir. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesiti Küre A bölümüne ait jeokimyasal analizlerden elde edilen parametreler (TOK, S₁, S₂, S₃, Tmax değerleri) Çizelge 6.11'de, bu parametrelerden itibaren hesaplanan parametreler (HI, OI, PI, S₂/ S₃, S₁/TOK değerleri) ise Çizelge 6.12'de verilmiştir.

Çizelge 6.11. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre A bölümü örneklerine ait ölçülen organik jeokimyasal analiz sonuçları.

Örnek		TOK	S ₁	S ₂	S ₃	Tmax
		(% ağırlık)	(mg HC/g kaya)	(mg HC/g kaya)	(mg CO ₂ /g kaya)	(°C)
KÜRE A	Küre-1	0,16	0,01	0,06	0,84	530
	Küre-2	1,51	0,01	0,12	1,09	564
	Küre-3	1,28	0,03	0,24	0,35	543
	Küre-4	2,25	0,03	0,40	0,80	537
	Küre-5	4,18	0,03	1,05	0,74	530
Ortalama		1,88	0,02	0,37	0,76	541

Çizelge 6.12. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre A bölümü örneklerine ait ölçülen parametrelerden hesaplanan organik jeokimyasal analiz sonuçları.

Örnek		HI ¹	OI	PI	PV ¹	RC ²	S ₂ /S ₃	S ₁ /TOK
		(mg HC/g TOK)	(mg CO ₂ /g TOK)	(S ₁ /(S ₁ +S ₂))	(S ₁ +S ₂)	(S ₄ /TOK)		(S ₁ /TOK)*100
KÜRE A	Küre-1	38	525	0,14	70	0,12	0,07	6,25
	Küre-2	8	72	0,08	130	1,46	0,11	0,66
	Küre-3	19	27	0,11	270	1,24	0,69	2,34
	Küre-4	18	36	0,07	430	2,19	0,50	1,33
	Küre-5	22	15	0,03	1080	4,69	1,42	0,72
Ortalama		21	135	0,09	396	1,94	0,56	2,26

¹: ppm, ²: mg/g

b) Küre B: Yalnızca masif, kırılğan ve koyu gri şeylerden oluşan bu bölümde (Küre-6/14) TOK içeriği ortalama %0,62'dir. Örneklerin bünyesindeki S₁ değerleri 0,01 ile 0,04 mg HC/g kaya arasında değişirken, piroliz sonucu oluşmuş hidrokarbon miktarları (S₂ pik değerleri) en düşük 0,06 ve en yüksek 0,18 mg HC/g kaya olup “*zayıf kaynak kaya potansiyeli*”ne sahip olduğunu işaret etmektedir. Tmax değerleri ortalama 553°C'dir. Bu değerler Akgöl Formasyonu kesitinin Küre B bölümünün ısısal olarak aşırı derecede olgunlaşmış ve “*kuru gaz penceresi*”nde olduğunu göstermektedir. HI değerleri 9-26 mg HC/g TOK arasında değişmektedir. HI, OI ve Tmax değerlerine göre Küre B bölümü için kerojen tipinin Tip IV (verimsiz, çok az gaz türetmeye eğilimli organik madde) olduğunu saptanmıştır. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesiti Küre B bölümüne ait jeokimyasal analizlerden elde edilen parametreler (TOK, S₁, S₂, S₃, Tmax değerleri) Çizelge 6.13'te, bu parametrelerden itibaren hesaplanan parametreler (HI, OI, PI, S₂/ S₃, S₁/TOK değerleri) ise Çizelge 6.14'te verilmiştir.

Çizelge 6.13. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre B bölümü örneklerine ait ölçülen organik jeokimyasal analiz sonuçları.

Örnek		TOK	S ₁	S ₂	S ₃	Tmax
		(% ağırlık)	(mg HC/g kaya)	(mg HC/g kaya)	(mg CO ₂ /g kaya)	(°C)
KÜRE B	Küre-6	0,67	0,02	0,06	1,10	569
	Küre-7	0,43	0,02	0,09	0,25	558
	Küre-8	0,42	0,02	0,08	0,15	550
	Küre-9	0,42	0,01	0,08	0,36	563
	Küre-10	0,48	0,01	0,07	0,23	557
	Küre-11	0,72	0,02	0,11	0,14	546
	Küre-12	0,70	0,04	0,18	0,23	543
	Küre-13	0,69	0,02	0,12	0,27	545
	Küre-14	1,01	0,02	0,15	0,29	548
Ortalama		0,62	0,02	0,10	0,34	553

Çizelge 6.14. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre B bölümü örneklerine ait ölçülen parametrelerden hesaplanan organik jeokimyasal analiz sonuçları.

Örnek	HI	OI	PI	PV ¹	RC ²	S ₂ /S ₃	S ₁ /TOK	
	(mg HC/g TOK)	(mg CO ₂ /g TOK)	(S ₁ /(S ₁ +S ₂))	(S ₁ +S ₂)	(S ₄ /TOK)		(S ₁ /TOK)*100	
KÜRE B	Küre-6	9	164	0,27	80	0,63	0,05	2,99
	Küre-7	21	58	0,16	110	0,41	0,36	4,65
	Küre-8	19	36	0,21	100	0,40	0,53	4,76
	Küre-9	19	86	0,16	90	0,40	0,22	2,38
	Küre-10	15	48	0,14	80	0,46	0,30	2,08
	Küre-11	15	19	0,13	130	0,70	0,79	2,78
	Küre-12	26	33	0,18	220	0,67	0,78	5,71
	Küre-13	17	39	0,12	140	0,67	0,44	2,90
	Küre-14	15	29	0,12	170	0,98	0,52	1,98
Ortalama	17	57	0,17	124	0,59	0,44	3,36	

¹: ppm, ²: mg/g

c) Küre C: ÖSK’da şeyl yoğunluğunun baskın olduğu (%60 şeyl-%40 kumtaşı) Küre C bölümü (Küre-15/17) örneklerinin TOK değerleri sırasıyla %0,76, %0,76, %4,29 olup, ekonomik sınırın oldukça üzerinde organik madde içermektedir. S₁ değerleri ortalama 0,04 mg HC/g kaya arasında, S₂ değerleri ortalama 0,28 mg HC/g kaya değerinde olup “*zayıf kaynak kaya potansiyel*”ne sahip olduğunu işaret etmektedir. Tmax değerleri sırasıyla 430, 575, 551°C’dir. Küre-15 numaralı örneğin Tmax değeri “petrol penceresi” alt sınırına karşılık gelmektedir. Küre-16 ve Küre-17 numaralı örneğe ait Tmax değerleri şeyllerin aşırı derecede olgunlaşmış ve “*kuru gaz penceresi*”nde olduğunu göstermektedir. HI değerlerinin 50 mg HC/g TOK’dan düşük olması (ortalama 19 mg HC/g TOK) olması kerojen tipinin Tip IV (verimsiz, çok az gaz türetmeye eğilimli organik madde) olduğunu göstermektedir. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesiti Küre C bölümüne ait jeokimyasal analizlerden elde edilen parametreler (TOK, S₁, S₂, S₃, Tmax değerleri) Çizelge 6.15’te, bu parametrelerden itibaren

hesaplanan parametreler (HI, OI, PI, S₂/ S₃, S₁/TOK değerleri) ise Çizelge 6.16'da verilmiştir.

Çizelge 6.15. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre C bölümü örneklerine ait ölçülen organik jeokimyasal analiz sonuçları.

Örnek	TOK	S ₁	S ₂	S ₃	T _{max}	
	(% ağırlık)	(mg HC/g kaya)	(mg HC/g kaya)	(mg CO ₂ /g kaya)	(°C)	
KÜRE C	Küre-15	0,76	0,03	0,24	0,35	430
	Küre-16	0,76	0,03	0,09	0,61	575
	Küre-17	4,29	0,05	0,52	2,29	551
Ortalama	1,94	0,04	0,28	1,08	519	

Çizelge 6.16. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre C bölümü örneklerine ait ölçülen parametrelerden hesaplanan organik jeokimyasal analiz sonuçları.

Örnek	HI	OI	PI	PV ¹	RC ²	S ₂ /S ₃	S ₁ /TOK	
	(mg HC/g TOK)	(mg CO ₂ /g TOK)	(S ₁ /(S ₁ +S ₂))	(S ₁ +S ₂)	(S ₄ /TOK)		(S ₁ /TOK)*100	
KÜRE C	Küre-15	32	46	0,10	270	0,72	0,69	3,95
	Küre-16	12	80	0,21	120	0,73	0,15	3,95
	Küre-17	12	53	0,09	570	4,18	0,23	1,17
Ortalama	19	60	0,13	320	1,88	0,35	3,02	

¹: ppm, ²: mg/g

d) Küre D: TOK değerleri en düşük %0.88, en yüksek %1,13 arasında olup, ekonomik sınırın üzerinde organik madde içermektedir. S₁ değerleri 0.02 mg HC/g kaya, S₂ değerleri Küre-18 örneği haricinde (0,11 mg HC/g kaya) 018 mg HC/g kaya değerinde olup “*zayıf kaynak kaya potansiyeli*”ne sahip olduğunu işaret etmektedir. T_{max} değerleri ortalama 545°C'dir. Bu değerlere göre Akgöl Formasyonu şeyllerinin aşırı derecede olgunlaşmış ve “*kuru gaz penceresi*”ndedir. HI değerleri 12 ile 20 mg HC/g TOK arasında değişmektedir. HI, T_{max} ve OI değerleri Küre C bölümü şeyllerinin kerojen tipinin Tip IV (verimsiz, çok az gaz türetmeye eğilimli organik madde) olduğunu

göstermektedir. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesiti Küre D bölümüne ait jeokimyasal analizlerden elde edilen parametreler (TOK, S₁, S₂, S₃, Tmax değerleri) Çizelge 6.17’de, bu parametrelerden itibaren hesaplanan parametreler (HI, OI, PI, S₂/ S₃, S₁/TOK değerleri) ise Çizelge 6.18.’de verilmiştir.

Çizelge 6.17. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre D bölümü örneklerine ait ölçülen organik jeokimyasal analiz sonuçları.

Örnek		TOK	S ₁	S ₂	S ₃	Tmax
		(% ağırlık)	(mg HC/g kaya)	(mg HC/g kaya)	(mg CO ₂ /g kaya)	(°C)
KÜRE D	Küre-18	0,92	0,02	0,11	0,63	579
	Küre-19	0,88	0,02	0,18	0,31	545
	Küre-20	1,01	0,02	0,18	0,31	540
	Küre-21	1,13	0,02	0,18	0,47	544
Ortalama		0,99	0,02	0,16	0,43	552

Çizelge 6.18. Akgöl Formasyonu ÖSK Küre D bölümü örneklerine ait ölçülen parametrelerden hesaplanan organik jeokimyasal analiz sonuçları.

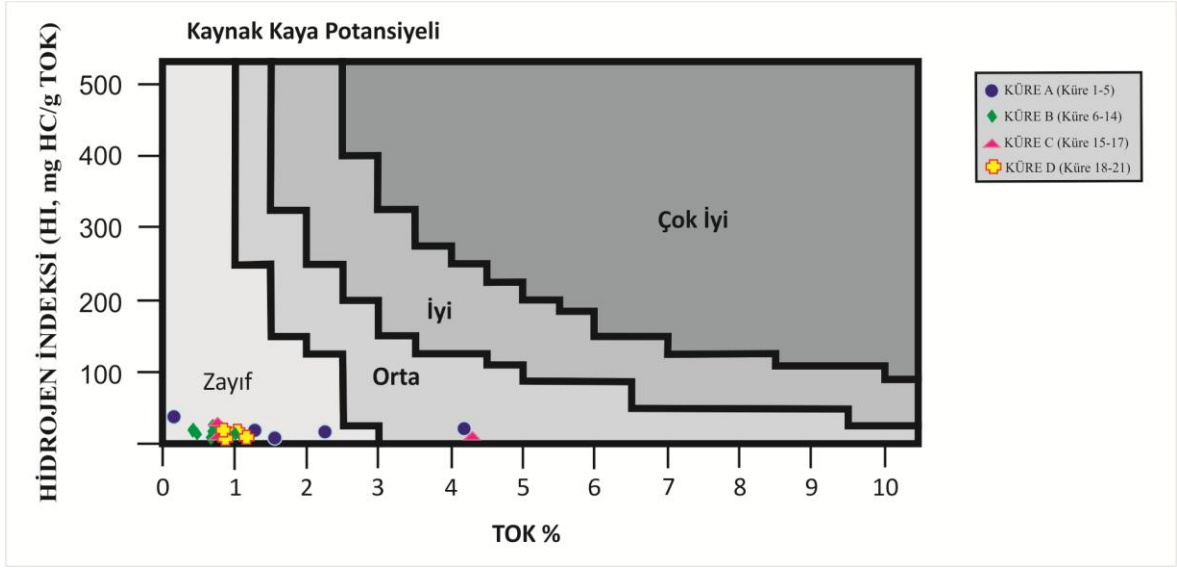
Örnek		HI	OI	PI	PV ¹	RC ²	S ₂ /S ₃	S ₁ /TOK
		(mg HC/g TOK)	(mg CO ₂ /g TOK)	(S ₁ /(S ₁ +S ₂))	(S ₁ +S ₂)	(S ₄ /TOK)		(S ₁ /TOK)*100
KÜRE D	Küre-18	12	68	0,18	130	0,89	0,17	2,17
	Küre-19	20	35	0,10	200	0,85	0,58	2,27
	Küre-20	18	31	0,10	200	0,98	0,58	1,98
	Küre-21	16	42	0,11	200	1,10	0,38	1,77
Ortalama		17	44	0,12	183	0,96	0,43	2,05

¹: ppm, ²: mg/g

6.4.2. Akgöl Formasyonu Hidrokarbon Kaynak Kaya Değerlendirmesi

Ölçülen kalınlığı 240 m olan Akgöl Formasyonu ÖSK’den alınan örneklerin ortalama TOK içeriği, bir sedimanter kayacın kaynak kaya olabilmesi için sahip

olması gereken en az TOK miktarı % 0,5'ten büyük olduğundan ekonomik sınırın üzerinde yeterli miktarda organik karbon içermekte olduğu söylenebilir. HI değerlerine karşılık TOK (% ağırlık) değerleri grafiği Şekil 6.2'de sunulmuştur.



Şekil 6.2. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin HI (mg HC/g TOK), TOK (% ağırlık) grafiği (Peters [69]'dan değiştirilerek alınmıştır).

Espitalié et al. [64]'e göre üç kısımda incelenen TOK bileşenleri, Jarvie and Tobey [62]'den alınarak Şekil 6.3'te sunulmuştur.

TOPLAM ORGANİK KARBON			
Gaz/Petrol	Kerojen		
Petroldeki karbon	Petrol üreten karbon	Gaz Üreten karbon	İnert karbon
S ₁	S ₂		S ₄

Şekil 6.3. TOK bileşenleri [62].

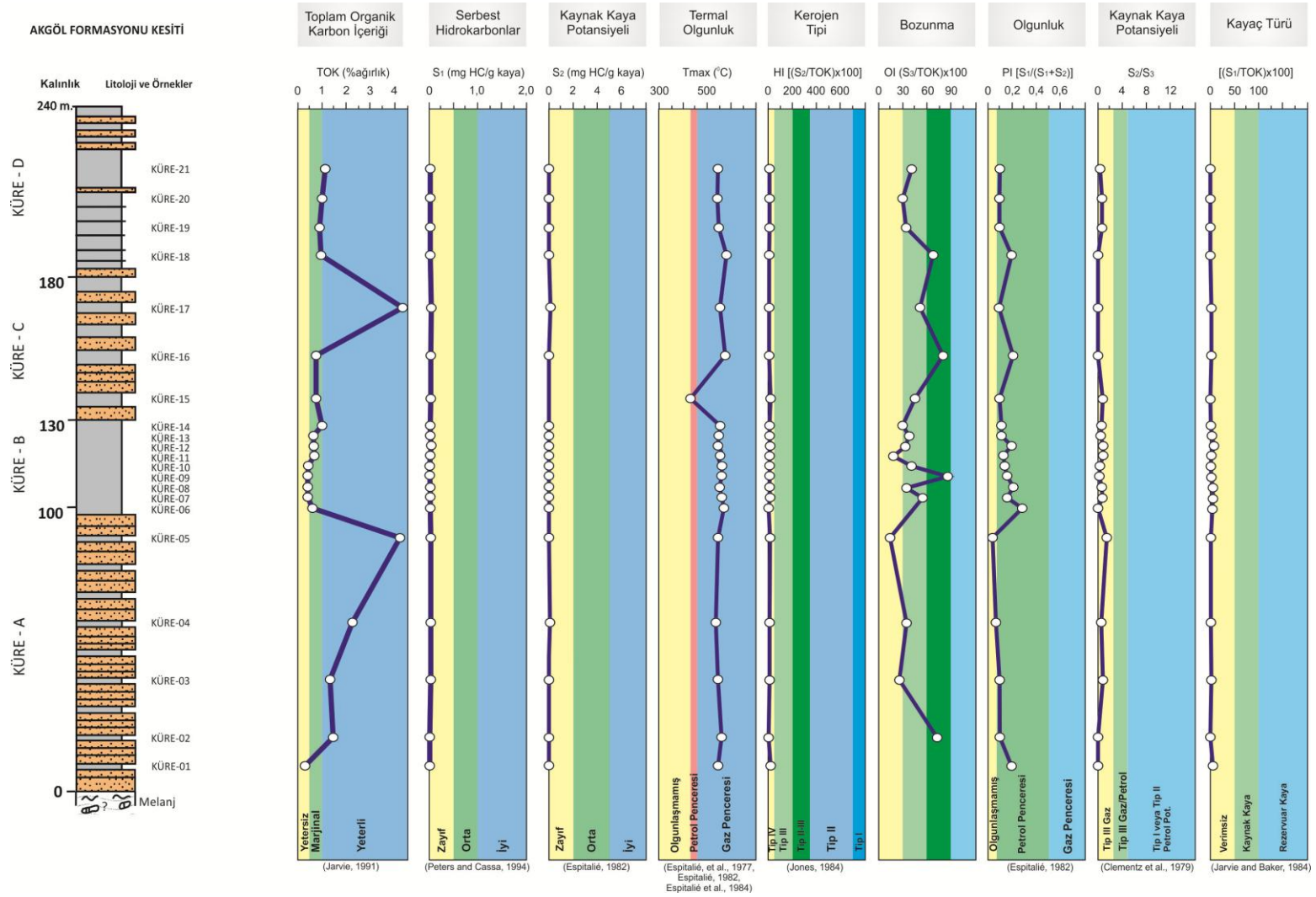
Bölüm 6.4.1'de de belirtildiği üzere bu kesitten alınan örneklerin S₁ ve S₂ pik değerleri çok düşüktür. S₁ pikinin düşük olması, kaynak kayaçtan türemiş ancak dışarı atılmamış, yani serbest haldeki hidrokarbonların yok denecek kadar az olduğunu göstermektedir. Piroлиз sonucu oluşan hidrokarbon miktarını gösteren S₂ pik değerleri, Akgöl örneklerinin güncel potansiyeli yani bugünkü türeyebilecek hidrokarbonları göstermektedir. Bu değerler 2,00'den küçük olduğundan Jarvie

[65]'ye, Bordenave [63]'ya ve Tissot and Welte [57]'ye göre örneklerin alınmış olduğu düzeylerin, bünyesinde bulunan petrolü vermediği kabul edilirse, “*zayıf kaynak kayaç*” potansiyeline sahip olduğu söylenebilir. Bu durumun hedeflerinden birisinin olarak kil matrisi etkisi olabileceği düşünülmüştür (Bkz. Bölüm 6.4.3).

S₃ piki değerleri (organik maddenin oksijenli bileşiklerce zenginliğini gösteren pik değeri) en düşük 0,14 ile en yüksek 2,29 mg CO₂/g kayaç (sırasıyla Küre–11 ve Küre–17 örnekleri) arasında değişmektedir.

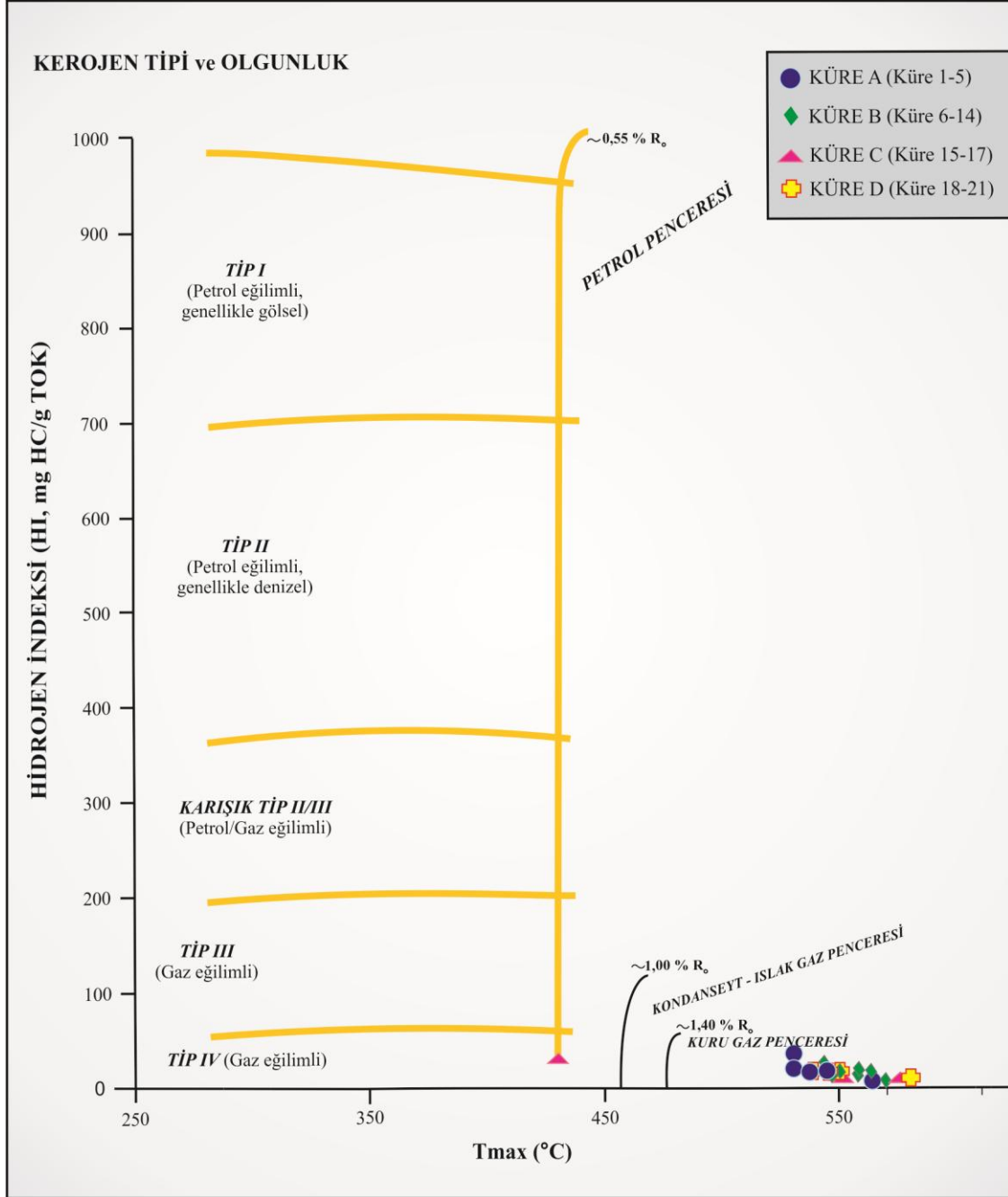
S₁ (serbest hidrokarbon) ve S₂ (türeyebilecek hidrokarbon) değerleri çok düşük olmasına rağmen ölçülebilen Tmax (°C) değerlerine göre kerojen tipinin daha önce belirlendiği gibi Tip IV kerojen olduğundan, olgunlaşma derecesinin “*aşırı olgun*” olduğunu söyleyebiliriz. Ancak örneklerin Tmax değerleri, S₂ pikinin maksimum olduğu noktadaki sıcaklığı göstermekte ve Triyas-Jura yaşlı Akgöl Formasyonu örneklerinin S₂ (türeyebilecek hidrokarbon) değerleri çok düşük olması nedeniyle ölçülen Tmax değerlerinin güvenilir olmadığı göz önünde bulundurulmaktadır.

Akgöl Formasyonu örneklerin ölçülen ve hesaplanan organik jeokimyasal parametreleri ve %TOK sonuçları grafiksel olarak Şekil 6.4'te sunulmuştur.



Şekil 6.4. Akgöl Formasyonu örneklerinin ölçülen ve hesaplanan organik jeokimyasal parametrelerinin ve % TOK sonuçlarının grafiksel gösterimi.

Örneklerin hesaplanan HI değerleri Jones [74]'a ve Peters and Cassa [61]'ya göre Tip IV kerojen içerdiğini göstermektedir. Şekil 6.5'te görülen HI değerlerine karşılık Tmax değerlerini gösteren kerojen sınıflandırma ve ısıl olgunlaşma grafiği de örneklerin Tip IV kerojen içerdiğini belirtmektedir.

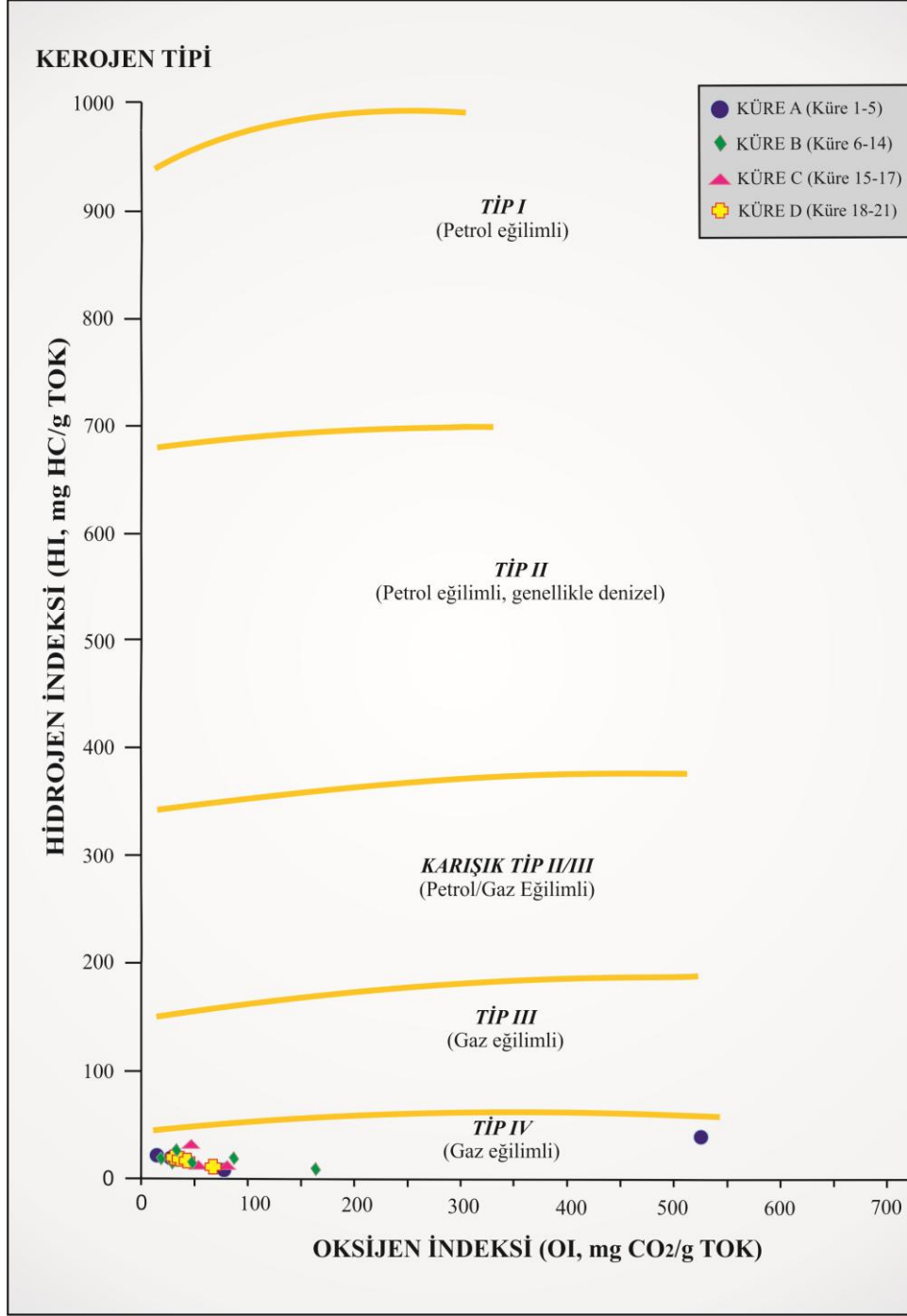


Şekil 6.5. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin HI (mg HC/g TOK), Tmax (°C) grafiği.

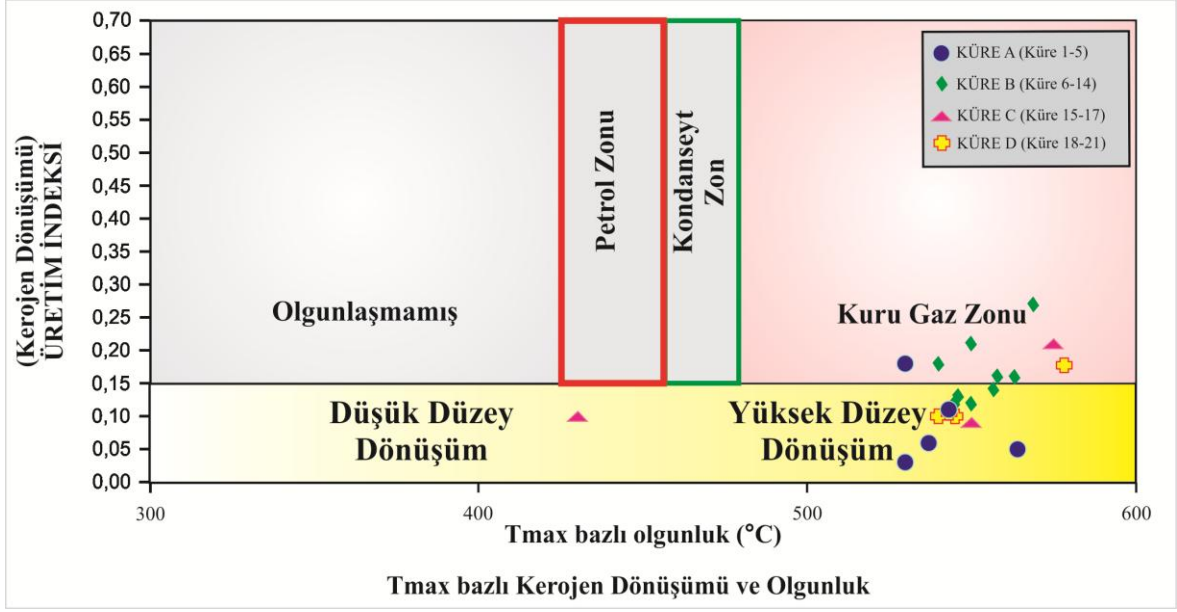
OI değerleri örneklerin bünyesinde bulunan kerojenin içermekte olduğu bileşiklerin O/C atomik oranına yaklaşımı ifade etmekte ve Akgöl Formasyonu örneklerinin OI değerleri 15 ile 525 mg CO₂/g TOK (sırasıyla Küre-05 ve Küre-01 örnekleri) arasında değişmektedir. Ancak yüksek OI değerleri piroliz analizi sonucu elde edilen S₃ değerlerinden hesaplanmaktadır. Espitalié [68]'ye göre TOK içeriğinin % 0,5'den az olduğu durumlarda OI değeri anlamsız olabilir. Bu sebeple Küre B bölümünden alınan bazı örnekler OI değerinin anlamsız olduğu düşünülebilir. Bölüm 6.3.2'de bahsedildiği gibi herhangi bir oksidasyon durumunda S₃ piki etkilenmekte bu sebeple de güvenilir olmayabilmektedir. Bu çalışmada kerojen tipinin belirlenmesinde HI'ne karşılık Tmax grafiği kullanılmıştır. Ancak HI'ne karşılık OI değerleri grafiği de kerojen tipini desteklemektedir (şekil 6.6).

Hidrokarbon kaynak kayaç değerlendirilmesinde ve kerojen tipinin belirlenmesinde genellikle atomik H/C oranı kullanılmaktadır (Bkz. Bölüm 8). Ayrıca S₂ pik değerinin S₃ piki değerine oranı ya da HI değerinin OI değerine oranı da kullanarak değerlendirme yapılabilir. Ancak Akgöl Formasyonu örneklerinin S₂ pik değerlerinin düşük olması hassas sonuçlar vermeyecektir.

Gömülmeye dayalı ısıl evrim sırasında, olgunlaşma öncesindeki toplam hidrokarbon potansiyelinin (S₁+S₂), ne kadarının henüz kayaçtan atılmamış serbest hidrokarbonlara (S₁) dönüşmüş olabileceğinin göstergesi olan üretim indeksi (PI), Küre-05 örneğinde en düşük 0,03 değerindedir. PI ortalama değeri ise 0,10'dur. Bu da, Akgöl Formasyonu örneklerinin, Peters and Cassa [61] tarafından önerilen olgunlaşma sınıflandırmasına göre "*aşırı olgun*", Espitalié [68]'ye göre "*gaz penceresinde*" hidrokarbon kaynak kayaç olduğunu göstermektedir. şekil 6.7'de PI karşılık Tmax değerleri grafiğinde görüleceği üzere örnekler "*yüksek düzey dönüşüm/gaz penceresi*"de bulunmaktadır.



Şekil 6.6. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin HI (mg HC/g TOK), OI (mg CO₂/g TOK) grafiği.



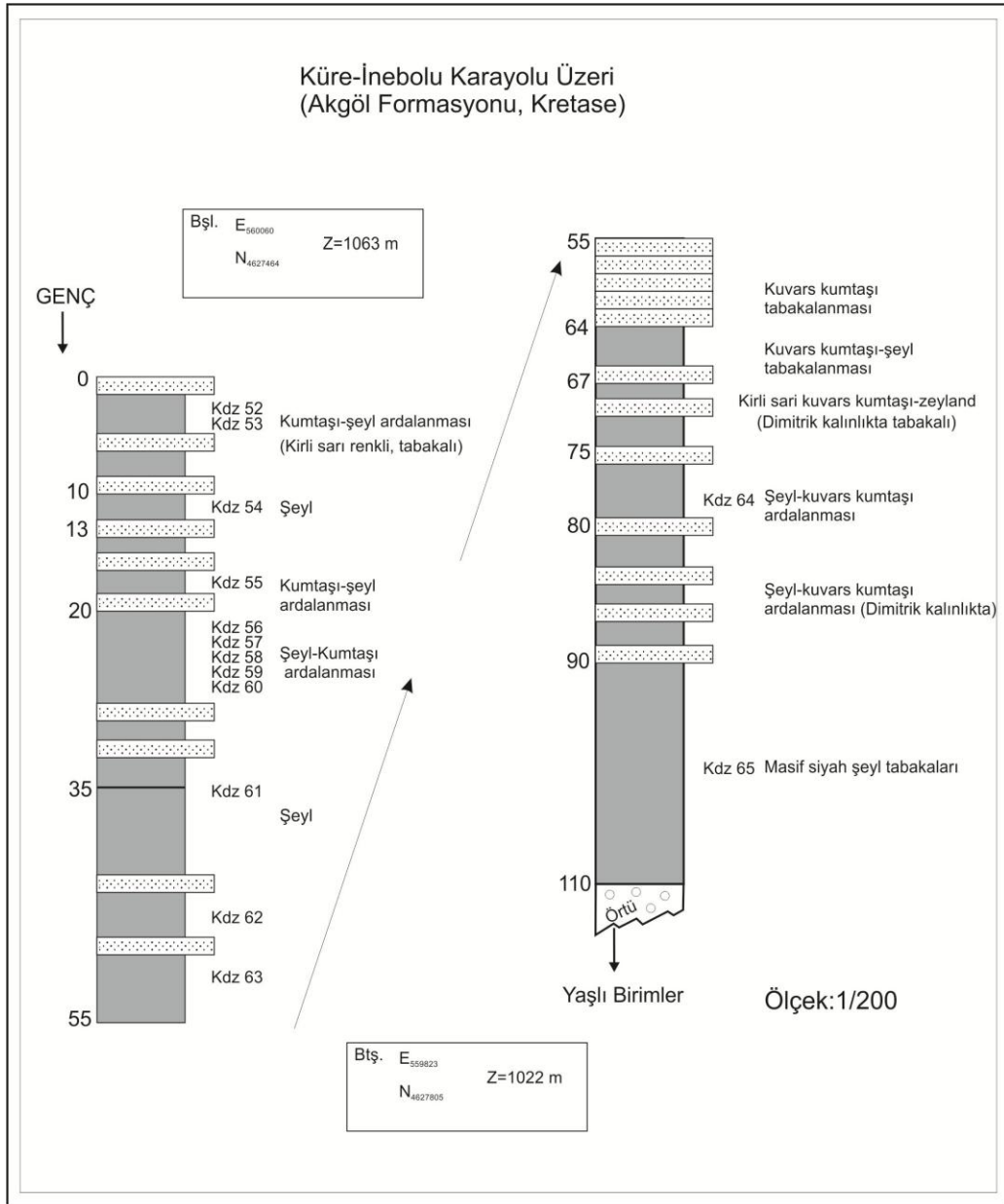
Şekil 6.7. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin PI (S₁/(S₁+S₂)), Tmax (°C) grafiği.

Daha önceki çalışmalarda Akgöl Formasyonu'nun Triyas-Jura döneminde çökelindiği kabul edilmiştir. Çökelen bu formasyonun jeolojik açıdan denizel kökenli olduğu düşünüldüğünde, geçmişte bünyesindeki organik madde tipi başlıca Tip II/III kerojendir. Ancak tez kapsamında elde edilen analiz sonuçları ve yapılan değerlendirmelere göre Akgöl Formasyonu örneklerinin güncel organik madde tipinin Tip IV kerojen olduğu görülmektedir. Bu durum örneklerdeki organik karbonun dönüştüğünü, bozunduğunu ya da yeniden işlendiğini göstermektedir.

Çalışma alanının paleocoğrafik konumu, jeolojik evrimi göz önünde bulundurulduğunda kaynak kayaçların oldukça derinde bulunması, geçmişten günümüze kadar deformasyona uğramış olması muhtemeldir. Örneklerin düşük TOK ve S₂ değerleri ve yüksek Tmax değerleri, yüzeyde geçen uzun jeolojik zaman boyunca atmosferik koşullarda bozunabileceği ve organik maddenin parçalanabileceği de düşünülmelidir.

Sonuç olarak; Akgöl Formasyonu örneklerinin alınmış oldukları seviyelerin organik jeokimyasal analiz sonuçlarının, örneklerin aşırı olgun olmasından dolayı güvenilir olmadığı görülmektedir. Ancak; önceki hidrokarbon kaynak kaya potansiyelini belirleme amacı ile gerçekleştirilen çalışmaların sonuçlarını doğrular nitelikte olup, benzer sonuçlar elde edilmiştir.

Prof. Dr. İsmail Hakkı Demirel danışmanlığında 2006 yılında Didem Koçyiğit tarafından yapılmış “Batı Karadeniz Bölgesi Üst Devoniyen-Turnezilyen ve Kretase Siyah Şeyl Fasiyesinin Hidrokarbon Kaynak Kaya Potansiyelinin Belirlenmesi” adlı yüksek lisans tez çalışmasında (H.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü) ele alınan stratigrafik istiflerden biri Küre kesitidir (Şekil 6.8). Bu çalışmada Küre-İnebolu karayolu üzerinde yüzeyleyen Akgöl Formasyonu’na ait 14 adet örnek alınmıştır. TOK değerlerine göre örneklerin “zayıf, orta ve iyi derecede kaynak kaya” gibi değişken aralıklarda potansiyele sahip olduğu tespit edilmiştir. Rock-Eval piroliz analizlerinde “zayıf derecede kaynak kaya” potansiyeli olduğu ve Tip IV ve Tip III kerojen içerdiği saptanmıştır.



Şekil 6.8. Küre yöresi Akgöl Formasyonu’na ait ölçülü stratigrafik kesit [19].

Koçyiğit [19]'e göre örneklerin TOK ve S₂ değerlerinin aşırı düşük olması, hesaplanan parametrelerin düşük olmasına neden olmuştur. Birimin metamorfizma (>200°C) safhasına girmiş olabileceğini ve organik jeokimya verilerinin güvenilir olmadığını belirlenmiştir [19]. Çalışmada elde edilen TOK ve Rock-Eval piroliz değerlendirmelerine ait sonuçlar Çizelge 6.19'da sunulmuştur.

Çizelge 6.19. Küre yöresinden alınan TOK ve Rock-Eval piroliz sonuçları [19].

	TOK	S₁	S₂	S₃	T_{max}	PI	HI	OI	S₂/S₃	S₁/TOK
	(% ağırlık)	(mg HC/g kaya)	(mg HC/g kaya)	(mg CO ₂ /g kaya)	(°C)	(S ₁ /(S ₁ +S ₂))	(mg HC/g TOK)	(mg CO ₂ /g TOK)		(S ₁ /TOK)*100
Akgöl-01	0,34	0,01	0,00	0,29	-1	1,00	0	85	0	3
Akgöl-02	0,27	0,03	0,01	0,32	423	0,75	4	119	0	11
Akgöl-03	1,79	0,08	0,29	0,22	539	0,22	16	12	1	4
Akgöl-04	0,96	0,03	0,04	0,11	437	0,43	4	11	0	3
Akgöl-05	1,04	0,02	0,06	0,14	449	0,25	6	13	0	2
Akgöl-06	1,30	0,06	0,20	0,36	533	0,23	15	28	1	5
Akgöl-07	1,38	0,07	0,11	0,51	543	0,39	8	37	0	5
Akgöl-08	1,58	0,05	0,14	0,50	547	0,26	9	32	0	3
Akgöl-09	1,31	0,06	0,15	0,47	539	0,29	11	36	0	5
Akgöl-10	0,76	0,07	0,20	0,02	315	0,26	26	3	10	9
Akgöl-11	0,95	0,07	0,15	0,07	497	0,32	16	7	2	7
Akgöl-12	0,96	0,07	0,15	0,13	512	0,32	16	14	1	7
Akgöl-13	0,89	0,05	0,09	0,10	438	0,36	10	11	1	6
Akgöl-14	1,01	0,06	0,15	0,14	542	0,29	15	14	1	6
Ortalama	1,04	0,05	0,12	0,24	451	0,38	11	30	1	5

6.4.3. Kil Matriksi Etkisi

Kil mineralleri hidrokarbonlar için bir adsorban olabilmekte ve hesaplanan piroliz parametre değerleri üzerinde önemli rol oynamaktadırlar.

Katz [77]'e göre Rock-Eval pirolizindeki S₂ değerinin elde edilmesi esnasında üretilmiş hidrokarbonlar kayaç matriksi tarafından alıkonulmaktadır. Bu yüzden hesaplanan HI değeri gerçek değeri vermemektedir. Diğer bir parametre ise OI

değeri $[(S_3/TOK)*100]$ 'dir. Bu parametre ise bünyesindeki karbonat minerallerinin (özellikle siderit) parçalanmasıyla yanlış sonuçlar verebilmektedir. Peters [69]'ya göre S_3 değeri düzeltilmediği takdirde OI ve S_3 parametreleri kullanılmamalıdır.

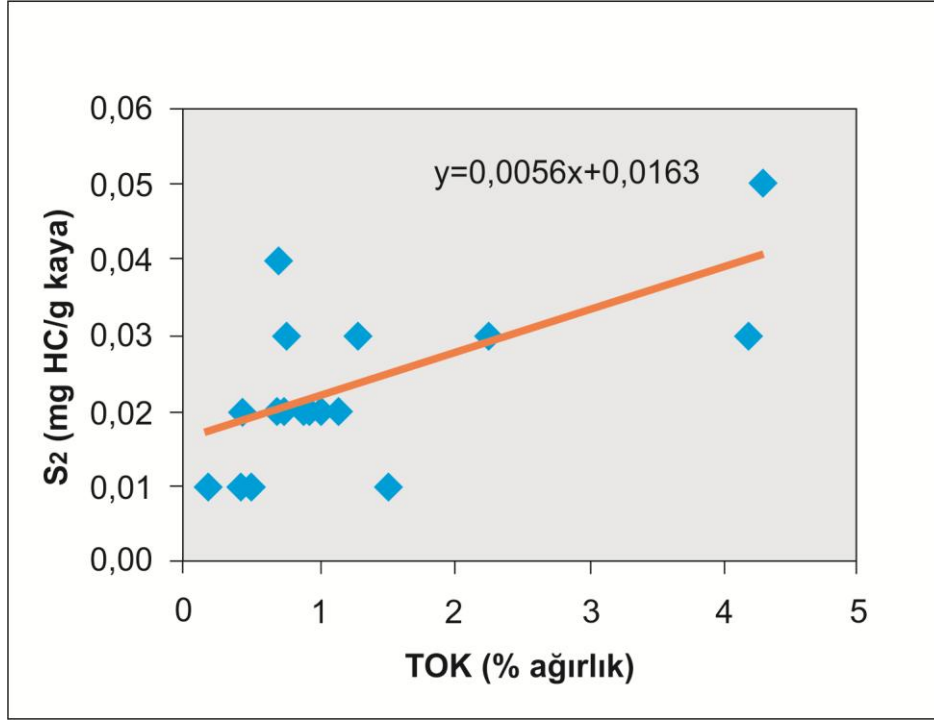
Langford and Valleron [78]'e göre TOK içeriği ve Rock-Eval piroliz parametrelerinden S_2 piki iki önemli değerdir. Kerojen tipinin belirlenmesi amacıyla S_2/TOK grafiğindeki regresyon çizgisinin konum ve eğimini kullanarak, orijinal hidrojen indeksine ve kil matriksi tarafından adsorplanan hidrokarbon miktarına yaklaşımda bulunmanın mümkün olduğunu ortaya koymuşlardır. S_2 piki değerlerine karşılık % TOK değerleri bir grafik üzerinde işlendiğinde elde edilen doğrunun eğimi ortalama orijinal hidrojen indeksine (HI) karşılık gelmektedir.

Dahl et. al. [79]'e göre kil matriks etkisi özellikle S_2 pik değeri 0 ile 3 mg HC/g kaya olan zayıf örneklerde etkili olmaktadır. Buna karşın organik açıdan zengin örneklerde daha azdır.

Bu çalışma kapsamında alınan 21 adet örneğin Langford and Valleron [78]'e göre (kil matriksi etkisinin piroliz esnasında hatalı sonuçlara neden olabileceği yaklaşımı ile) S_2 pik değerlerine karşılık TOK içeriği grafiği çizilmiş ve Şekil 6.9'da sunulmuştur. Grafikte elde edilen regresyon çizgisinin denklemi " $y=ax+b$ " şeklindedir. Bu denklemdeki $y=TOK$ ve $x= S_2$ 'dir. Denklemdeki " b " değeri, ortalama inert/ölü (inert) karbon değerini vermektedir. " a " değeri ise doğrunun eğimini ($a=TOC/S_2$ (y/x)= $100/HI$) yani HI değerini ifade etmektedir. Eğer regresyon çizgisi grafiğin orijinden geçiyorsa " b " değeri "0" olacaktır. Bazı istisnai durumlar haricinde doğru TOK'un pozitif ekseninden geçmektedir. Dolayısıyla regresyon çizgisi orijinden geçmiyorsa gerçek HI değeri, aritmetik HI değerinden farklıdır. Bu durumda kil matriks etkisi doğrunun eksenini kestiği noktanın okunması ile ya da doğrusal regresyon çizgisinin eğimi ile hesaplanır [78].

Şekil 6.9'da Akgöl Formasyonu kesitine ait S_2/TOK grafiği sunulmuştur. SPSS programında parametrik ve eşleştirilmiş t-testi olarak uygulanan (iki parametrenin ortalama değerleri karşılaştırılarak) HI değerine ulaşılması amaçlanmıştır. Öngörülen HI değerinden farklı olup olmadığının belirlenmesi amacıyla Pearson korelasyon yöntemi ile %95 güven aralığında hesaplanmış ve elde edilen sonuçlar Şekil 6.10'da sunulmuştur.

Bu grafiğe ve korelasyona göre %5 anlamlılık seviyesinde (veya %95 güven aralığında) istatistiksel açıdan öngörülenden anlamlı bir derecede sapma olduğu tespit edilmiştir. Bu durum sonucun önem (2-yönlü anlamlılık) değerinin kritik değer olan 0,01'den küçük olması sebebi ile açıklanabilir. 21 adet örneğin Pearson korelasyonu, %95 güven aralığında önemi iki yönlü anlamlılık olarak "0,620" hesaplanmıştır.



Şekil 6.9. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin S₂ pik değerlerine karşılık % TOK içeriği grafiği.

Korelasyon			
		S2	TOK
S2	Pearson Korelasyonu	1,000	,620**
	Sig. (2-yönlü anlamlılık)	,	,003
	N	21	21
TOK	Pearson Korelasyonu	,620**	1,000
	Sig. (2-yönlü anlamlılık)	,003	,
	N	21	21

**Korelasyon 0,01 düzeyinde önemlidir (2-yönlü anlamlılık)

Şekil 6.10. Akgöl Formasyonu ölçülü stratigrafik kesitinden alınan örneklerin S₂ pik değerlerine karşılık % TOK içeriği grafiğinin hazırlanmasında kullanılan verilerin Pearson korelasyonuna göre %95 güven aralıkları.

Langford and Valleron [78]'a göre S_2 pik değerine karşılık % TOK içeriği grafiği regresyon çizgisinin x eksenini pozitifte kesiyor olması, piroliz esnasında yeterli güncel hidrokarbon içeriği olması ile mümkündür. Adsorpsiyon miktarının saptanabilmesi için bahsedilen şartların sağlanması gerekmektedir.

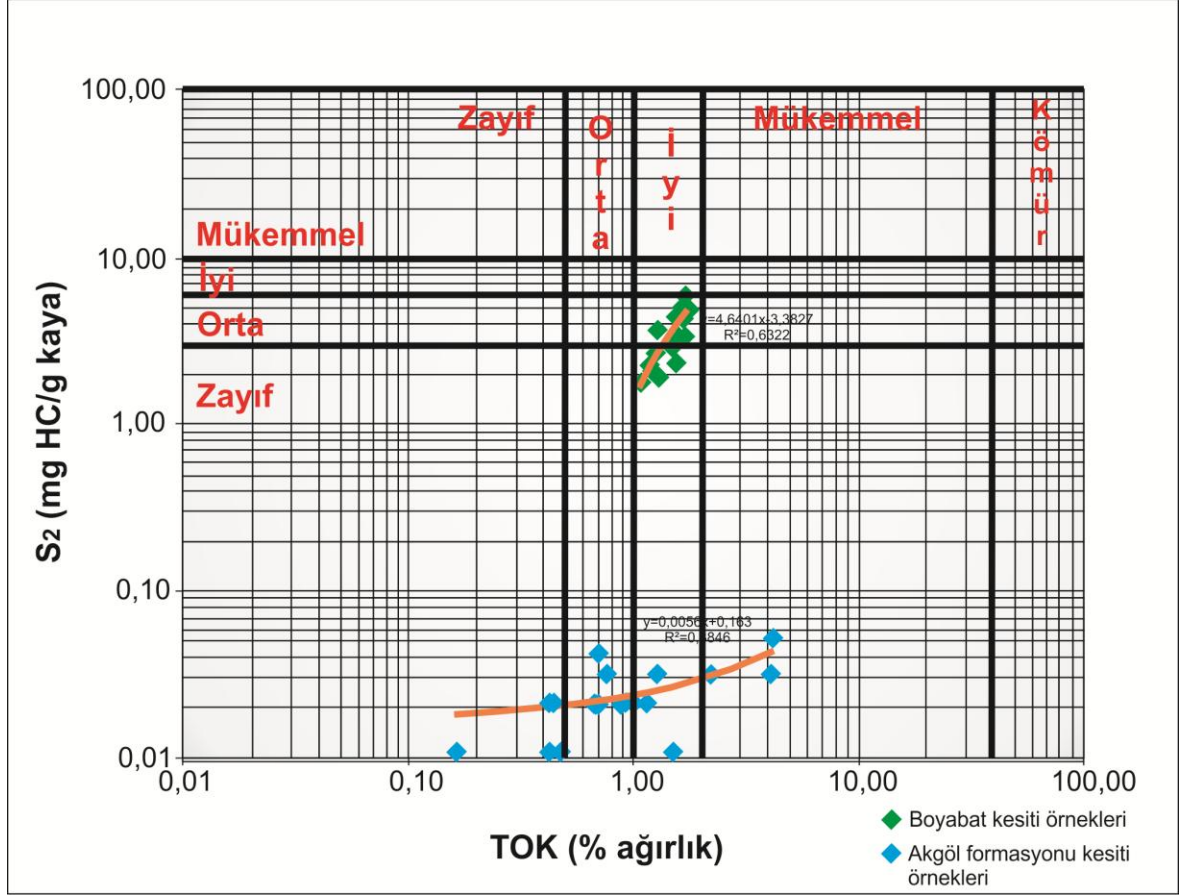
Bu tez kapsamında bu değerlendirmeyi gerçekleştirmenin amacı, Van Krevelen yöntemiyle önceki hidrokarbon potansiyeline yönelik çalışmalarda da saptanan Tip IV kerojenin orjinal tipini belirleyebilmektir. Şekil 6.9'da görüleceği üzere regresyon çizgisi TOK eksenini pozitif ekseninde kesmemektedir. Bu durumun örneklerin ısısal olarak aşırı olgun olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir. Elde edilen sonuçlara göre aşırı olgun örneklerde bu yöntemle orijinal kerojen tipinin belirlenmesi zor hatta olanaksızdır.

Dembicki [80]'ye göre organik maddenin bünyesindeki karbon ve hidrojenin, hidrokarbon üretim potansiyeli ile doğrudan ilişkilidir. Araştırmacı Katz [77] ile Langford and Valleron [78]'un teoremlerinin yeterli olmadığını ileri sürmüştür. Orijinal kerojen tipinin belirlenmesi için hidrojen içeriği elementel analiz ile ölçülmelidir [81]. Ancak bunun için analiz öncesi kerojen kayaçtan izole edilmelidir. Bu işlem oldukça uzun zaman gerektiren ve pahalı bir yöntemdir.

Kesit boyunca alınan 21 adet örneğin ortalama TOK değeri ise %1,17'dir. Dembicki [80]'e göre sadece TOK içeriği hidrokarbon kaynak kaya potansiyelini belirlemek için yeterli değildir. Örneğin, "gaz eğilimli" karasal organik maddeler ya da daha önceki sedimanter döngülerle yeniden işlenen ve depolanan organik maddeler eski denizel sedimanlarda yanıtıcı olarak yüksek seviyede organik karbon birikimi meydana getirirler. Bu nedenle Dembicki [80] yeni bir yaklaşımda bulunmuştur. Rock-Eval piroliz analizinde ölçülen S_2 (mg HC/g kaya) değeri zaten organik madde bünyesindeki hidrojen içeriğini vermektedir. Bu yaklaşımda da yine S_2 değerine karşılık TOK içeriği (%) grafiği kullanmıştır. Ancak bu değerlendirme S_2 ve TOK içeriğinin her ikisi içinde sabit potansiyel aralıkları içermekte olan logaritmik bir grafikdir.

Bu yaklaşımı Akgöl Formasyonu örneklerine uyarladığımızda korelasyon amacıyla TOK içeriği miktarları benzerlik gösteren, buna karşın S_2 değerleri farklı olan Boyabat kesiti örnekleri (Koçyiğit [19] yüksek lisans tezinden alınmıştır) kullanılmıştır. Şekil 6.11'de sunulan grafikte görüleceği üzere sadece TOK

içeriğine göre Akgöl Formasyonu örnekleri de “orta-iyi derecede kaynak kaya” potansiyeline sahip görülmektedir. Ancak her iki parametreye göre ele alındığında (TOK ve S₂-serbest hidrokarbon miktarı) “zayıf kaynak kaya potansiyeli”ne sahip olduğu görülmektedir.



Şekil 6.11. Akgöl Formasyonu ve Boyabat örneklerinin S₂ pik değerlerine karşılık TOK (%) içeriğinin logaritmik grafiği (Boyabat örneklerine ait TOK (%) içeriği ve S₂ değerleri Koçyiğit [19] yüksek lisans tezinden alınmıştır) [80].

Şekil 6.11’de de görüleceği üzere Akgöl Formasyonu TOK içeriği miktarlarına benzer içeriğe sahip Boyabat örneklerinin S₂ serbest hidrokarbon değerlerinin Akgöl’e göre daha yüksek olması kaynak kaya potansiyeli açısından farklı aralıklar çıkmasına neden olmuştur. Dolayısıyla S₂ pik değerlerinin en az TOK (%) içeriği değerleri kadar önemli olduğu anlaşılmaktadır.

Dolayısıyla yüksek organik karbon içeriği her zaman zorunlu olarak potansiyel hidrokarbon kaynak kayaya işaret etmeyebilirler. TOK içeriği, diğer piroliz parametreleri ile birlikte değerlendirildiğinde örneklerin zayıf kaynak kaya potansiyeline sahip oldukları görülmektedir.

6.4.4. Tmax değerinin kil mineralleri ile ilişkisinin araştırılması

Kil mineralleri ile Tmax değişimi arasındaki ilişki uzun yıllardır araştırılmış ve tartışılmıştır. Bu konu ilk kez Burtner and Warner [82] tarafından petrol penceresindeki (Tmax değerleri 435 ile 460°C arasında değişen ve illit-simektit (I-S) karışık katmanlı bünyesindeki illit miktarının %60 ile %90 arasında olan) örnekler için araştırılmış ancak doğrusal bir ilişki bulunamamıştır. Scotchman [83] illitleşme reaksiyonunun gözenek suyu kimyasından ve K⁺ mevcudiyetinden dolayı kil minerallerinin değişimini dikkate almanın bazı kimyasal sıkıntılar yaratacağından bahsetmiştir.

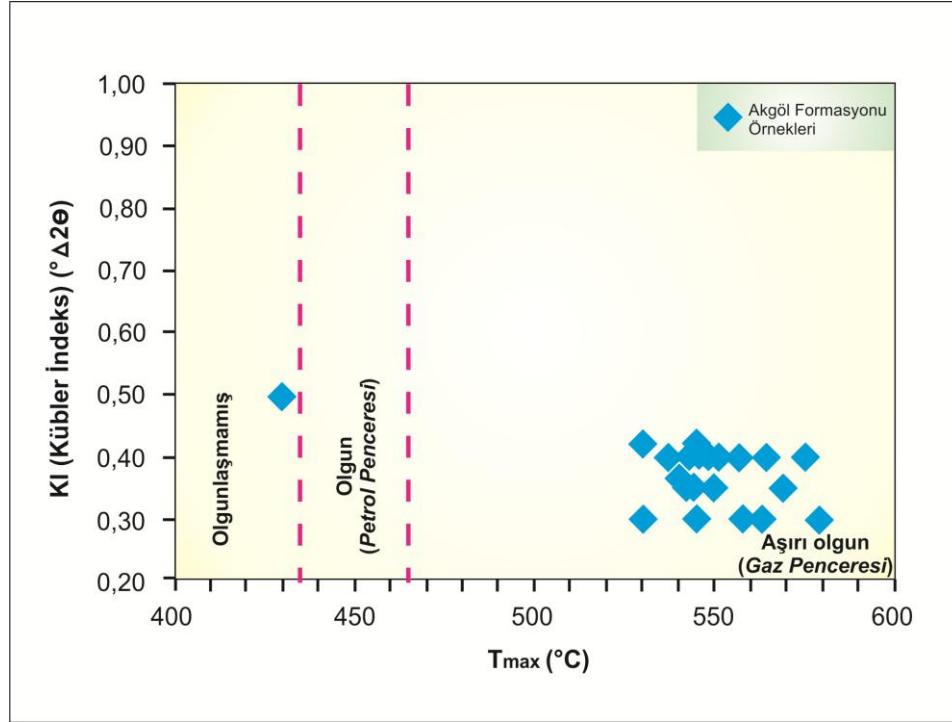
Velde and Espitalié [84] bu parametreler arasında düzenli eğilimler gözlemlemişlerdir. Bu yöntemin olgunlaşmamış ya da daha çok simektit içeren I-S türü için çok doğru sonuçlar vermeyeceğinden, I-S türü karışık katmanlı içeriğinin en az %90 illit (illitleşmenin son reaksiyonları) içerdiği durumlar için daha uygun olacağından bahsetmişlerdir.

Ancak Dellisanti et al. [52]'a göre Rock-Eval piroliz parametrelerinden biri olan Tmax değerinin, illit içeriği ve Kübler İndeksi ile güçlü bir ilişkisi vardır. Kerojen olgunluk seviyelerine göre, petrol penceresinde bulunan örneklerin Tmax değerleri 434 ile 454°C arasında olup, I-S (illit-simektit) türü karışık katmanlı mineral içindeki illit yüzdesi %60 ila 80 arasında değişmektedir. KI (Kübler İndeksi) ise 0,85 ile 0,65 arasındadır ($^{\circ}\Delta 2\Theta$). Ancak aşırı olgun örnekler >465°C'den yüksek Tmax değerleri ile karakterize edilmekte olup, I-S içinde illit içeriği >%85'ten yüksektir. KI değerleri ise 0,65 ile 0,45 arasındadır ($^{\circ}\Delta 2\Theta$). İki mineralojik parametre ve Tmax (°C) değerlerinin arasındaki bu ilişkinin, sedimanter kayaçlar için paleotermometre olarak kullanılabilmesinin yanı sıra hidrokarbon araştırmalarında petrol potansiyelini değerlendirmek için yararlanılabilir bir yöntem olduğu görüşündedirler.

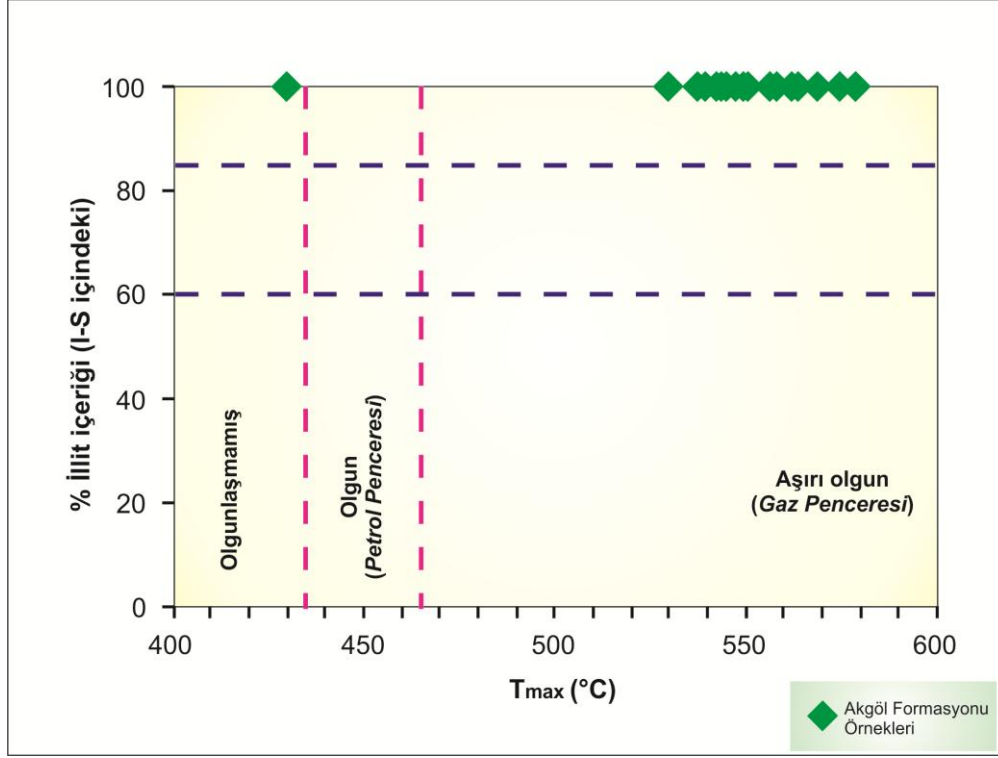
Bu tez çalışması kapsamında Dellisanti et al. [52] önerdiği bu yöntem ile Akgöl Formasyonu örneklerinin Tmax ve illit yüzdesi ile KI/IC (illit kristalinite) derecesi ve I-S türü karışık katmanlı bünyesindeki % illit içeriği arasında karşılaştırmaya gidilmiş ve örneklerin olgunluk değerleri ile ilgili bilgi üretilmiştir (Şekil 6.12 ve Şekil 6.13).

Şekil 6.12’de görüldüğü üzere illit kristalinite (IC/KI) değerlerine karşılık Tmax (°C) değerleri arasındaki ilişki örneklerin “aşırı olgun/gaz penceresi”nde olduğu tespit edilmiştir. Dolayısıyla KI değerlerinin de doğru hesaplandığı kanıtlanmıştır.

Daha öncesinde bahsedildiği gibi simektit minerallerinin örneklerde saptanmamasını nedeni bu minerallerin gömülme sürecinde duraysız olmalarıdır [49] (Bkz. Bölüm 4.5). Akgöl Formasyonu’nun kil fraksiyonu sonuçlarında I-S türüne rastlanılmamıştır. Simektitten türeyen illit ve klorit mineralleri karışık katmanlı halde değil, düzenli ve kararlı yapı olarak gözlenmiştir. Örneklerdeki illit miktarının artışının sıcaklığın artmasına bağlı olarak geliştiği düşünülmektedir. Bu sebeple kil fraksiyon analiz sonuçlarına göre I-S türü karışık katmanlı mineralin yapısında simektit tamamen tamamen tükenip, %100 illit dönüşümünün gerçekleştiği söylenebilir.



Şekil 6.12. Akgöl Formasyonu örneklerinin Tmax (°C) değerleri ile KI (Kübler İndeksi) değerleri arasındaki ilişki.



Şekil 6.13. Akgöl Formasyonu örneklerinin Tmax (°C) değerleri ile I-S türü karışık katmanlı bünyesindeki % illit içeriği arasındaki ilişki.

Bu yüzden Dellisanti et al. [52] çalışmasında sunulan iki grafiğe Akgöl Formasyonu örnekleri yerleştirilmiş ve olgunluk seviyesi tespit edilmiştir. Örneklerin I-S içindeki %illit değerlerinin %100 oluşu ve Tmax (°C) değerlerinin Küre-15 numaralı örneği haricinde 530 ile 579°C arasında değişmesi örneklerin “gaz penceresi”nde olduğunu göstermektedir. Aynı şekilde KI derecelerine göre de örnekler “gaz penceresi”nde bulunmaktadır.

Uygulanan bu yöntemle Akgöl Formasyonu örneklerinin düşük S₂ piklerinden (<0,1 mg HC/g kaya) dolayı güvenilir olmayan Tmax (°C) değerlerine rağmen “aşırı olgun-gaz penceresi”nde olduğu tespit edilmiş ve Dellisanti et al. [52]’un gerçekleştirdiği çalışmanın doğruluğu ve aşırı olgun örnekler içinde uygunluğu kanıtlanmıştır.

7. ORGANİK PETROGRAFİK ÇALIŞMALAR

Akgöl şeyllerinin bileşiminde yer alan ve hidrokarbon oluşturan orijinal/ilksel organik maddenin tanımlanması ve bolluk oranlarının belirlenebilmesi amacıyla organik petrografi çalışmaları yapılmıştır. Optik mikroskopik yöntemlerle kerojen tipi tayini için ince kesit veya parlatma briketleri hazırlanmakta ve üstten aydınlatmalı mikroskop aracılığıyla inceleme yapılmaktadır. Organik petrografi çalışmalarının bir amacı da kerojen tiplerinin kayaç içindeki hacimce yüzde değerlerini belirlemektir.

Sedimanter kayaçlar içerisinde masif veya saçınımlı halde yer alan karasal ve denizel kökenli organik maddelerin kerojen tipleri, hidrokarbon türetme potansiyellerine göre 4 temel gruba ayrılmaktadır [85]; [61]; [86]; [57];

Tip I kerojen (Gösel kökenli algal, amorf): Alifatik bağlara sahip özellikle gösel kökenli basit yapılu alglerden ileri gelmektedirler. Petrol üretme yetenekleri çok yüksektir.

Tip II kerojen (Karışık denizel kökenli): Denizel kökenli spor, polen, kütikül, bakteri kalıntılarında ve denizel planktonlardan oluşan organik maddelerdir. Kimyasal yapılarında H/C atomik oranı Tip kerojene oranla az, O/C atomik oranı fazladır ve yapılarındaki aromatik bileşikler Tip I kerojene göre daha fazladır. Tip II kerojen denizel ve karasal kökenli organik maddelerin birlikte bulunması ile meydana gelmektedirler. Tip I kerojene göre petrol üretme yetenekleri daha azdır.

Tip III kerojen (Karasal kökenli odunsu/kömürsü): Karasal kökenli bitkilerin selüloz, lignin gibi odunsu kısımlarından oluşmaktadır. Kimyasal yapılarında aromatik bileşikler hakimdir. Tip I ve Tip II kerojenlerin petrol türetme yeteneğine göre Tip III kerojenin petrol türetme yeteneği daha azdır. Genellikle gaz türetmektedirler.

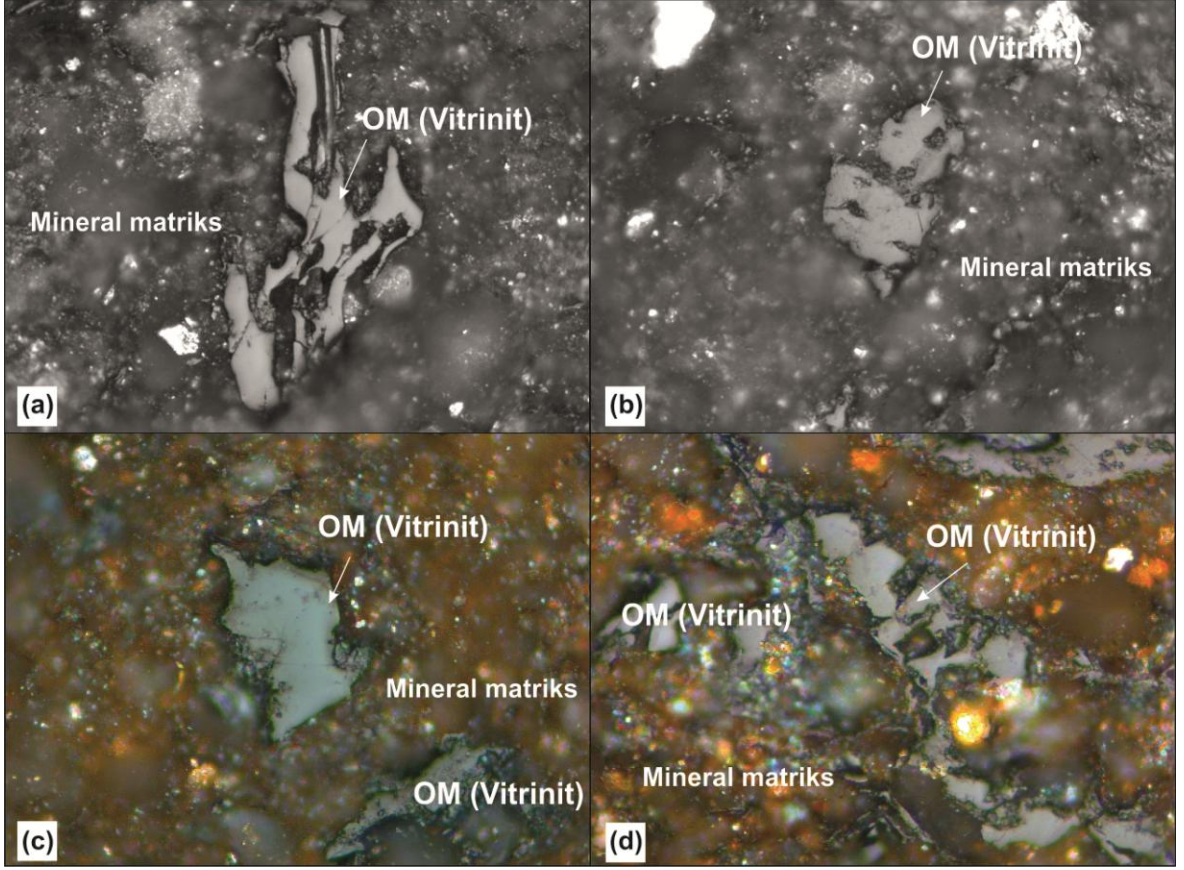
Tip IV kerojen (Kalıntı/Ölü organik madde): Biyokimyasal etki ile bozunmuş veya aşırı ısı etkisi altında kalmış organik maddelerdir. Petrol ve gaz türetme yeteneği yok denecek kadar az olmasına karşın sınırlı kuru gaz türetebilmektedir.

Organik petrografi çalışmaları için 21 adet örneğin içinden TOK (%) içeriği en yüksek örneklerden biri (Küre-05) seçilmiştir. Organik petrografik çalışmalar H.Ü. Kömür Laboratuvarı'nda gerçekleştirilmiştir. Örneğe ait parçalar epoksi resin ve sertleştirici kullanılarak parlatma briketleri hazırlanmıştır. ICCP 1971 [87]

standartlarına uygun olarak 4 aşamada parlatılmış ve analize hazır hale getirilmiştir. Normal ve mavi ışık kaynaklı Leica DM 4000 M tip yansıtma mikroskobu kullanılmıştır.

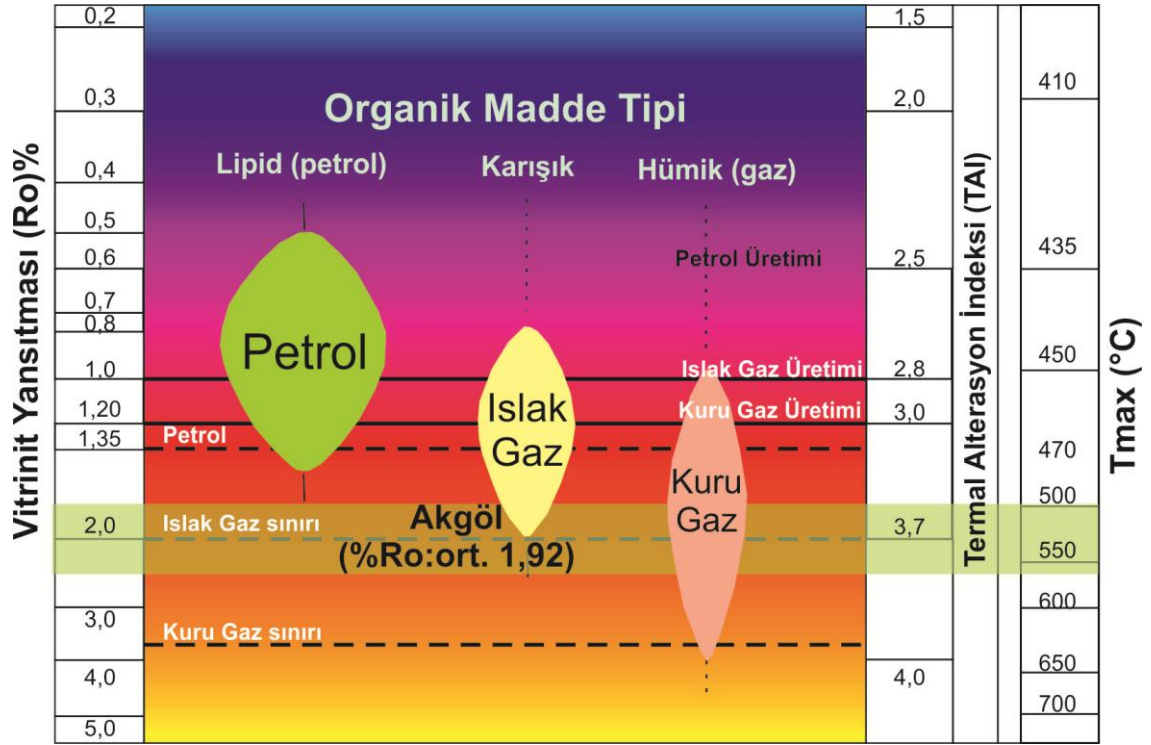
Petrografik çalışmalar sırasında gözlenen kerojen tipi %100 kalıntı/ölü organik maddedir. İnceleme sırasında çekilen maseral fotoğrafları Şekil 7.1'de sunulmuştur. İlgili fotoğraflar üzerinde, maserallerin gerekli açıklamaları yapılmıştır.

Akgöl Formasyonu'nu temsilen organik petrografik açıdan incelenen Küre-05 numaralı örneğin içerdiği organik madde miktarının oldukça yüksek oranda olduğu gözlenmiştir (Küre-05 numaralı örneğin TOK (%) içeriği 4,18'dir). Gözlenen amorf madde (vitrinit maseralleri) üzerinde gerçekleştirilen 30 adet random yansıtma ölçümlerine göre ortalama random yansıtma değeri "1,92" olarak belirlenmiştir. Ancak mikroskop çalışması sırasında vitrinit yansıması değerleri için ön görülen yaklaşık değer 2,20'dir. Ölçüm sonuçlarının öngörülenden farklı olmasının nedeni örneklerin altere olmasıdır (Prof. Dr. Ali İhsan Karayığit sözlü görüşme, 2013).



Şekil 7.1. Akgöl Formasyonu kesitinden alınan Küre-05 numaralı örneğe ait optik mikroskop görüntüsü. Her bir fotoğraf boyutu $144 \times 107 \mu\text{m}$ 'dir. a) Mineral matriks içindeki kömürsü organik madde, b) Mineral matriks içinde altere olmuş kömürsü organik madde, c) Amorf organik madde (Vitrinit maserali), d) Mineral matriks içinde amorf organik madde (Vitrinit maseralleri).

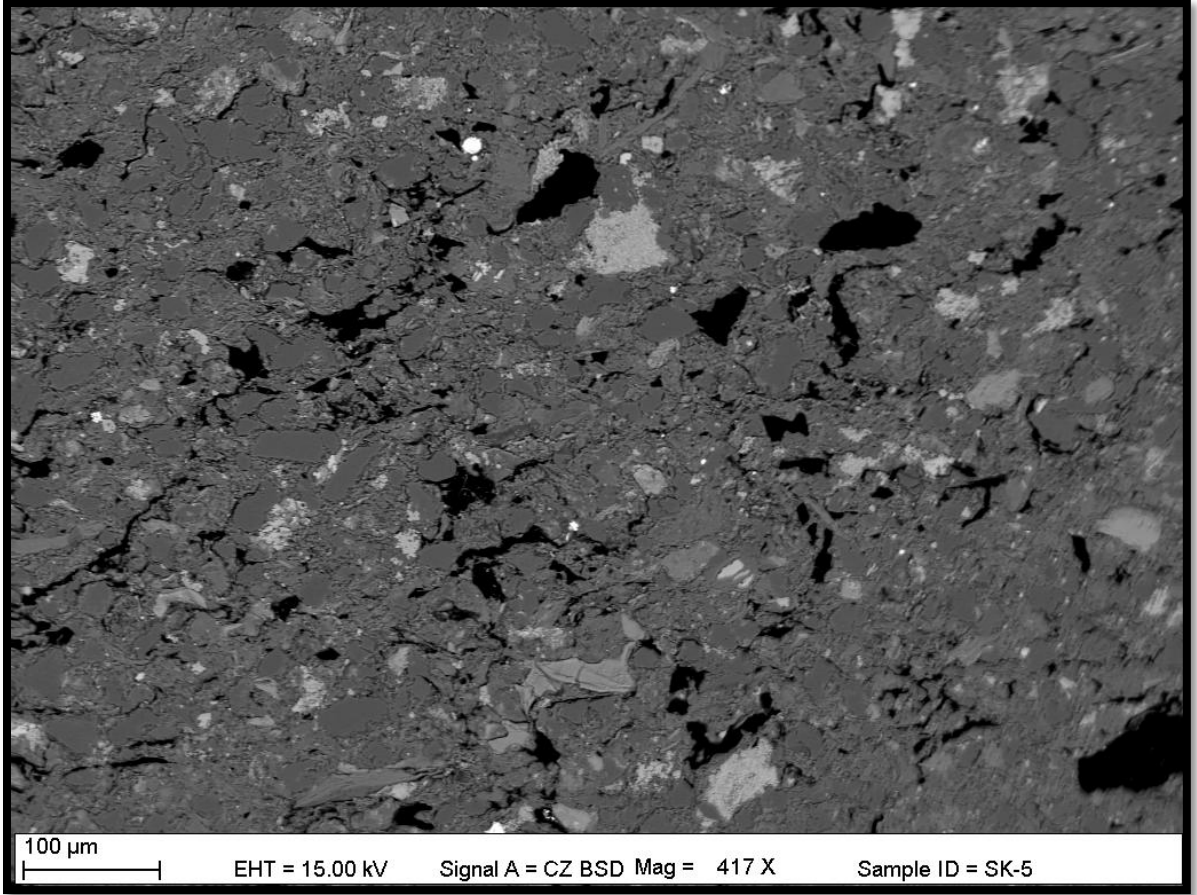
Şekil 7.2'de vitrinit yansıtması ($\%R_o$) ve T_{max} ($^{\circ}\text{C}$) sınır değerlerinin şematik gösterimi görülmektedir. Akgöl şeylerinin vitrinit yansıtması ölçümüne göre termal olgunluk sınır değerlerinin "*kuru gaz penceresi*"nde olduğu tespit edilmiştir. Örneğin içerdiği amorf organik maddelerin belirgin anizotrop göstermediği tespit edilmiştir.



Şekil 7.2. Vitrinit yansıması (%Ro) ve Tmax (°C) sınır değerlerine göre Akgöl Şeyllerinin termal olgunluk sınır değerleri (Sprinkel and Waanders [88]'den değiştirilerek alınmıştır).

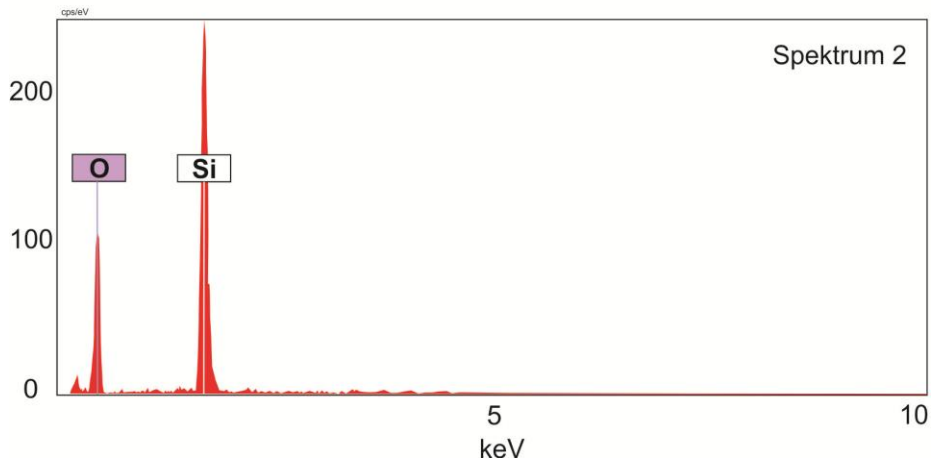
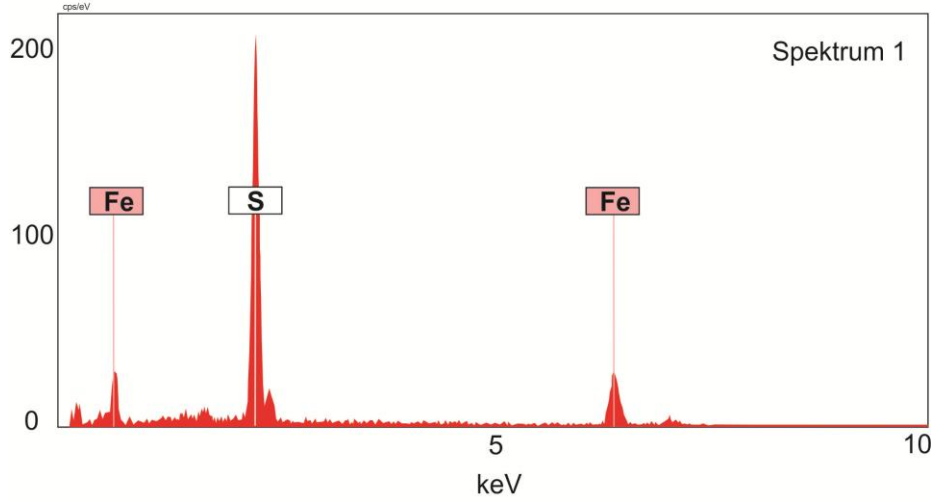
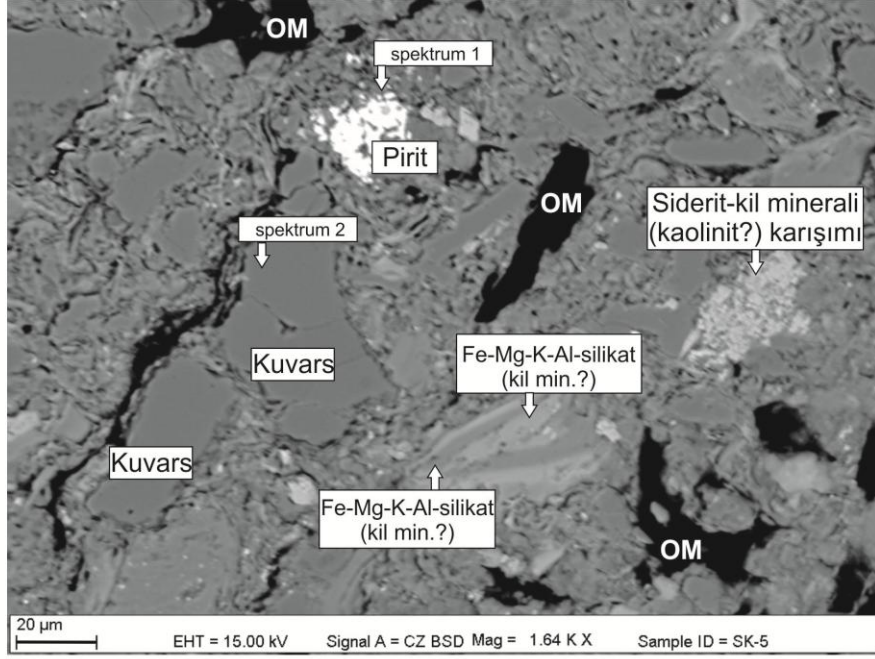
Akgöl Formasyonu şeyllerinin aşırı olgun olduğu ve kalıntı/ölü organik madde yani Tip IV kerojen içerdiği tespit edilmiştir. Bu sonucun, illit ve klorit kristalinite değerlendirmeleri ve Rock-Eval piroliz sonuçları ile de uyum gösterdiği görülmektedir (Bkz. Bölüm 4 ve Bölüm 6).

Organik petrografi çalışmaları kapsamında Küre-05 numaralı örneğe ait parça örneklerden hazırlanan parlatma briketi karbonla kaplanarak Hacettepe Üniversitesi Elektron mikroskobu Laboratuvarı'nda Zeiss marka taramalı elektron mikroskobunda incelenmiştir. Çalışma sırasında elde edilen görüntülerden bazıları Şekil 7.2, 7.3, 7.4, 7.5, 7.6 ve 7.7'de verilmiştir. Tespit edilen minerallere ve organik maddeye ait gerekli açıklamalar fotoğraf üzerinde yapılmıştır. Gözlenen minerallerin kimyasal bileşimi hakkında bilgi veren grafikler ise beraberinde sunulmuştur.

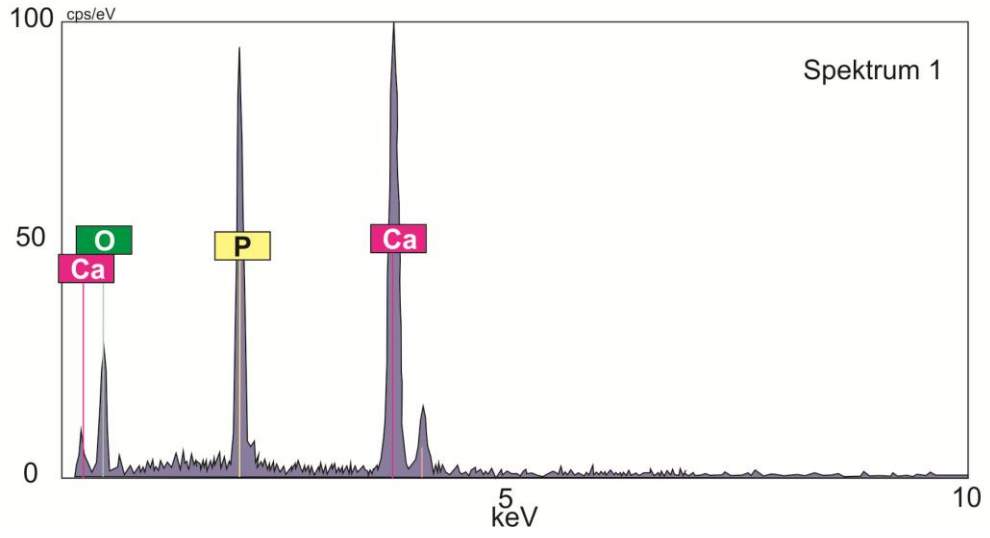
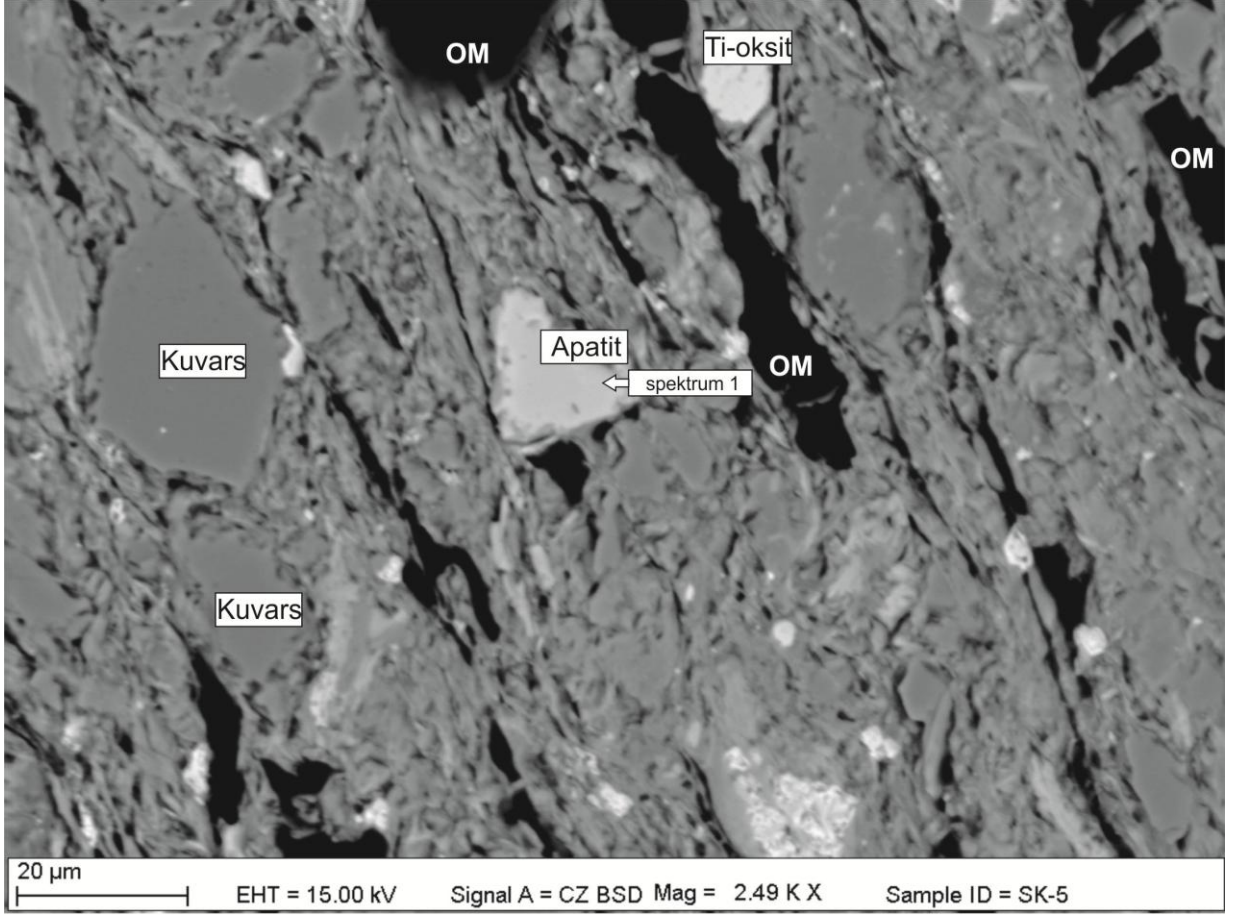


Şekil 7.3. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait genel SEM görüntüsü.

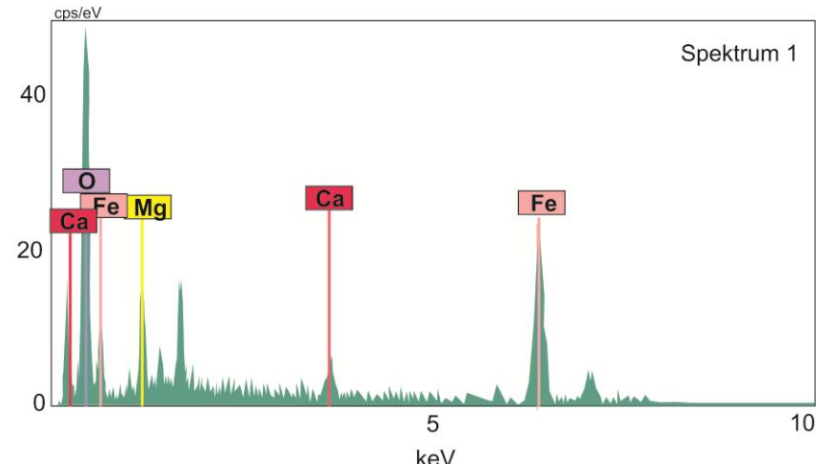
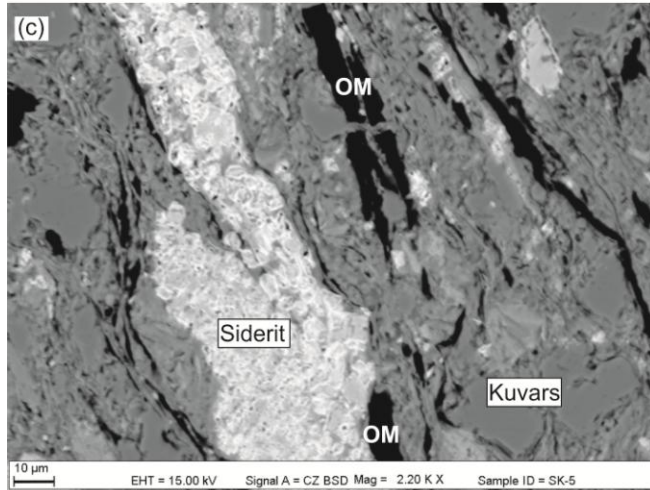
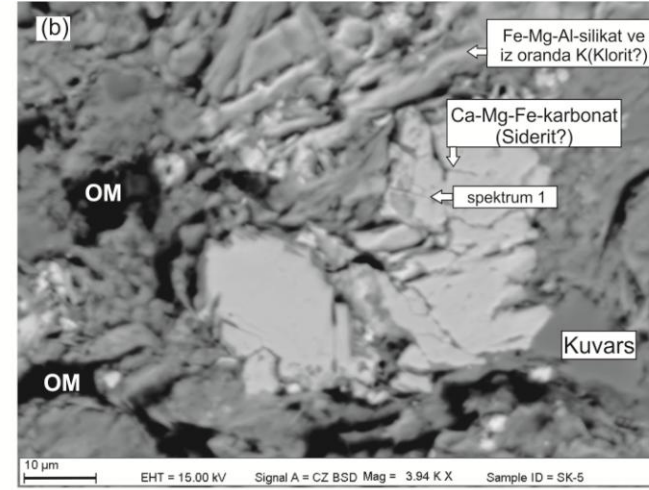
SEM-EDX çalışmaları sonucunda şeyl örneğinin genelinde malzemenin iyi paketlenmiş olduğu gözlemlenmiştir. Organik madde saçınımlı/dissemine haldedir. Örneğin içerdiği organik madde dışında saptanan silika (kuvars), feldispat, mika ve kil minerallerinin, X-RD tüm kayaç difraktogramında tespit edilen mineraller ile aynı olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca siderit, eser oranda apatit ve titanyum oksit (rutil veya titanit/sfen) içerdiği saptanmıştır.



Şekil 7.4. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait SEM görüntüsü ve EDX grafikleri. OM:organik madde, Spektrum1: Pirit (demir sülfür) ve Spektrum 2: Kuvars (silisyum dioksit).

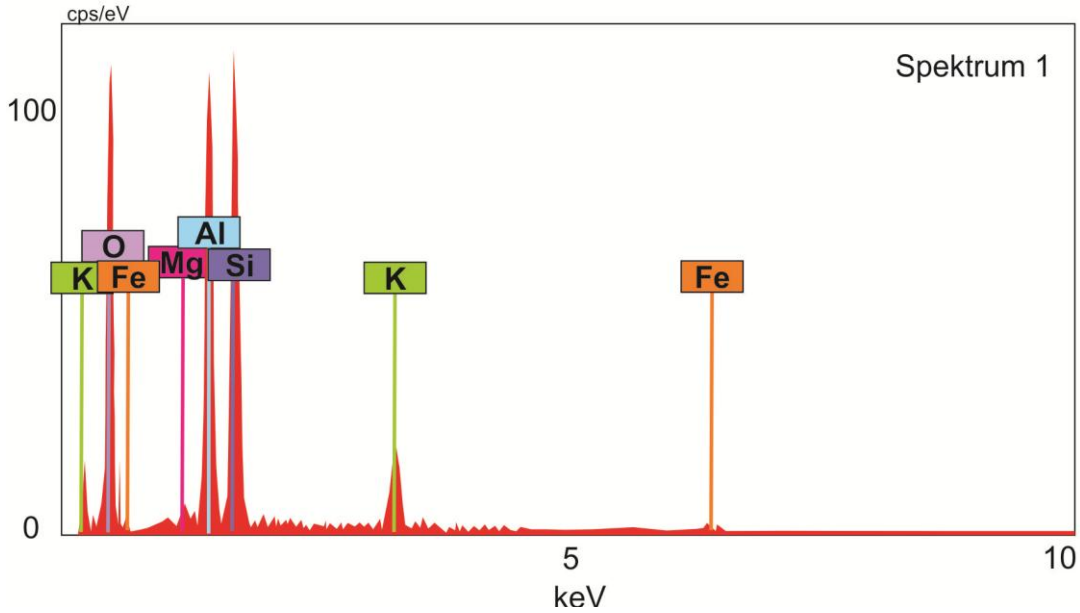
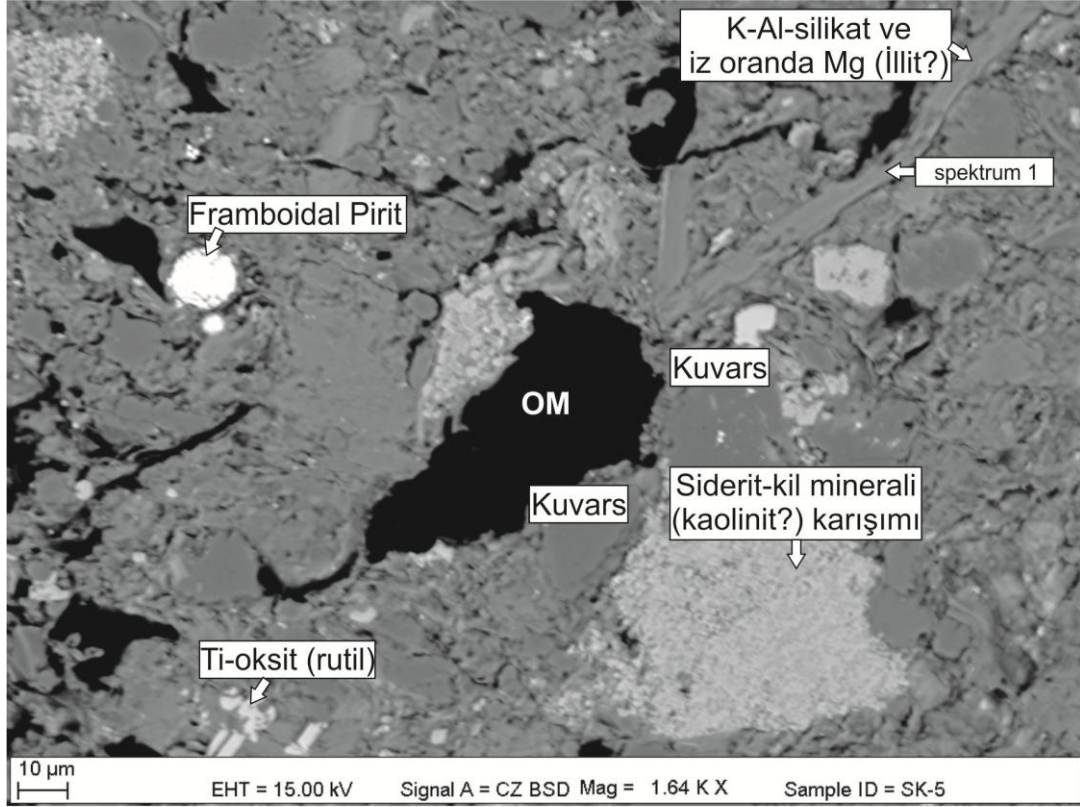


Şekil 7.5. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait SEM görüntüsü ve EDX grafiği. OM:organik madde, Spektrum1: Apatit (kalsiyum fosfat).



Şekil 7.6. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait SEM görüntüleri ve EDX grafiği. OM:organik madde, Spektrum 1: Siderit (kalsiyum magnezyum demir karbonat).

Şeyl örneğinin içerdiği kil minerallerinin yüzdece hacmi oldukça yüksek olup, kayaç matriksinin büyük oranda illitten oluştuğu gözlenmiştir. Bazı illit minerallerinin diğer illit minerallerine göre Fe içeriğinin daha yüksek olmasının yanı sıra daha açık renkli olduğu gözlenmiştir.



Şekil 7.7. Akgöl Formasyonu'ndan alınan Küre-05 numaralı örneğe ait SEM görüntüsü ve EDX grafikleri. OM:organik madde, Spektrum1: İz oranda Mg içeren K-Al-silikat (illit?).

8. ELEMENTEL ANALİZ ÇALIŞMALARI

Bir kaynak kayanın petrol üretilebilmesi için en önemli faktör kerojen içindeki hidrojen içeriğidir [89]; [86]. Yani hidrojen zengin bir kayaç hidrojen zengin bir kayaca göre daha fazla petrol üretebilmektedir.

Organik madde türünü belirlemenin yollarından biri de kerojenin bünyesindeki H/C atomik oranıdır [90]. H/C atomik oranı; termal olgunluk, organik madde dönüşümü ve muhtemel hacimsel hidrokarbon miktarı hakkında bilgi sağlayabilmektedir. Hesaplanmasının kolay, hızlı ve ekonomik olması sebebiyle organik maddenin türünün belirlenmesinde çoğunlukla Rock-Eval piroliz analizi tercih edilmektedir. H/C atomik oranının Rock-Eval parametrelerindeki karşılığı HI (mg HC/g kaya) değeridir. Fakat bu iki değeri entegre etmek zordur [88]. Daha önce bu karşılaştırmanın yapıldığı çalışmalarda iki değer arasında bir bağlantı görülememiştir [91]; [77]; [90]; [92].

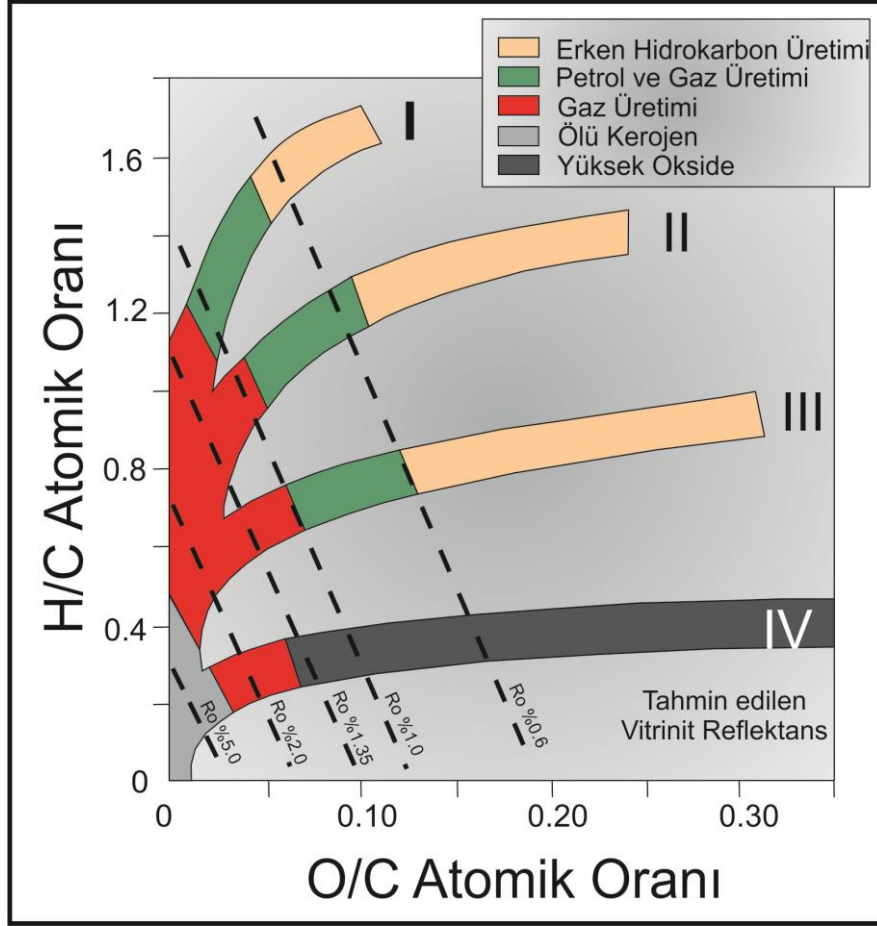
Baskin [93]'e göre elementel analiz çalışmalarının gerçekleştirilebilmesi için kayacın bünyesindeki kerojenin kayaçtan izole edilmesi gerekmektedir. Fakat bu işlem esnasında kayacın bünyesinde bulunan silikatların ortamdaki uzaklaştırılması sonucu problemler açığa çıkmaktadır. Bunlardan biri, Whelan and Thompson-Rizer [94]'e göre kerojen izole edilirken yanma esnasında hidrojen kazanan ortamın hidrosilikat minerallerinin (kaolinit vb.) çökmesine sebebiyet vermesidir. Dolayısıyla işlem sonucunda H/C atomik oranlarında anormal yüksek değerler elde edilmektedir. Karşılaştırılması muhtemel diğer sorunlardan bazıları; mikroskopik olarak tespit edilen silika jellere sıcak hidroklorik (HCl) asit uygulanmasının, fillosilikatlara ise diğer asit yöntemleri uygulanmasının gerekliliğidir. Ancak kimyasal çözücülerle yapılan bu işlemin bitümeni parçalama olasılığı vardır. Bu nedenle Akgöl şeyleri elementel analize hazırlanırken, hem örneklerin aşırı olgunluğu (gaz penceresi) göz önünde bulundurulmuş ve hem de bu işlemlerin risklerinden dolayı kerojen izolasyonu yapılmamıştır.

Bu yöntemin Rock-Eval piroliz analizinden daha az hata payı ile sonuç verdiği düşünülmektedir [93]. Çünkü TOK (% ağırlık) kayaç içindeki toplam karbon değeridir. Kayaç içindeki kayaç matriks etkisi bu değeri etkilemekte ve veriler üzerinde düzeltme yapmayı gerektirmektedir. Ancak olgun ve aşırı olgun örnekler bu düzeltme için güvenilir sonuçlar vermemektedir (Bkz. Bölüm 6.4.3). Mineral matriks etkisi Orr [91]'unda vurguladığı gibi, H/C ve O/C atomik oranlarını

kullanarak kerojen tipinin belirlenmesi özellikle organik açıdan zayıf kaynak kayalar için, bir sorun teşkil etmektedir.

Baskin [93]'ne göre organik maddenin hidrokarbonlara dönüşümünün hesaplanabilmesi için kerojenin ilksel ve güncel H/C atomik oranını bilmek gerekmektedir. Güncel H/C ölçülebilir ve ilksel değer ise görsel kerojen tayini ile hesaplanabilir. Üretilen hacimsel miktar hakkında bilgiye ise H/C atomik oranı ve TOK (%) içeriği kullanılarak yaklaşık tahminde bulunarak elde etmek mümkündür. Ancak, kerojen içindeki hidrojen miktarı tükendiğinde, üretim, karbon bolluk miktarı ne olursa olsun durmaktadır.

Kerojen içindeki karbon kaybı, ürünlerin içindeki hidrojen ve karbon oranlarına eşit, sürekli tükenen kerojen aracılığıyla teorik olarak hesaplanabilir [95]; [94]. Petrol için tipik H/C atomik oranı 1,80 ile 1,85 arasındadır [97]; [86]. İhmal edilen çok az erken metan üretimi miktarı sürecinde kerojen; yaklaşık her 100 karbon atomu için 185 hidrojen atomunu (H/C=1,85), sıvı hidrokarbon üretim zonunda; yaklaşık her 100 karbon atomu için 300 hidrojen atomunu (H/C=3,0), ıslak gaz sürecinde; yaklaşık her 100 karbon atomu için 400 hidrojen atomunu kaybetmektedir (Baskin [93]). Stokiyometrik yöntemle hesaplanan H/C ve O/C atomik oranları kerojen tiplerinin organik karbonunu seviye seviye yitirildiği aralıkları gösteren, tipik Van Krevelen [67] diyagramı Şekil 8.1'de verilmiştir.



Şekil 8.1. H/C atomik oranına karşılık O/C atomik oranı gösteren Van Krevelen diyagramı [67].

Bu tez çalışması kapsamında 250 μm büyüklüğünde öğütülen Akgöl şeylerinin elementel analizi Hacettepe Üniversitesi Kömür Laboratuvarı'nda LECO TruSpec marka C, H, N ve S analiz cihazı ve kül analizi ise CARBOLİTE cihazında gerçekleştirilmiştir. Elde edilen sonuçlar Çizelge 8.1'de verilmiştir.

Çizelge 8.1'de görüldüğü üzere Akgöl şeylerinin H/C atomik oranları olgunlaşmamış örnekler göre yüksektir. Bunun nedeni kayacın içerisinde bulunan hidrojen miktarının karbon miktarına kıyasla çok düşük olmasıdır. Bu durum örneklerin bünyesindeki üretilebilir hidrokarbonların yüksek oranda tüketildiğine işaret etmektedir. Şekil 8.1'de sunulan Van Krevelen diyagramında da örneklerin bulunduğu bölüm ciddi ölçüde organik karbon kaybının yaşandığı Tip IV kerojen bölümüne karşılık gelmektedir.

Çizelge 8.1. Akgöl şeyllerinin elementel analiz sonuçları ile stokiyometrik hesaplanan H/C ve O/C atomik oranları.

Bölüm	Örnek Adı	S (%)	C(%)	H(%)	N(%)	Kül (%)	O (%)	H/C	O/C
KÜRE A	Küre-1	0,01	0,95	0,46	0,02	93,94	4,62	5,84	3,65
	Küre-2	0,02	1,75	0,46	0,01	93,23	4,52	3,16	1,94
	Küre-3	0,02	2,07	0,39	0,01	91,98	5,53	2,27	2,00
	Küre-4	0,02	3,08	0,55	0,03	92,20	4,12	2,13	1,00
	Küre-5	0,06	6,21	0,54	0,11	89,47	3,61	1,05	0,44
KÜRE B	Küre-6	0,02	0,45	0,45	0,03	94,00	5,06	12,08	8,50
	Küre-7	0,01	0,79	0,43	0,04	94,60	4,14	6,48	3,93
	Küre-8	0,01	0,52	0,43	0,02	94,57	4,44	9,99	6,40
	Küre-9	0,04	0,55	0,44	0,02	94,42	4,54	9,60	6,20
	Küre-10	0,02	0,53	0,43	0,03	94,60	4,39	9,77	6,19
	Küre-11	0,02	0,76	0,46	0,02	94,02	4,72	7,29	4,68
	Küre-12	nd	0,97	0,43	0,01	94,18	4,41	5,24	3,40
	Küre-13	0,01	0,60	0,47	0,03	94,14	4,75	9,32	5,93
	Küre-14	0,12	0,96	0,41	0,01	94,15	4,35	5,18	3,40
KÜRE C	Küre-15	0,01	1,13	0,41	0,02	93,62	4,81	4,41	3,21
	Küre-16	0,01	1,13	0,44	0,02	93,90	4,51	4,68	3,01
	Küre-17	0,08	3,76	0,34	0,02	93,30	2,51	1,10	0,50
KÜRE D	Küre-18	0,00	0,87	0,50	0,02	93,52	5,09	6,83	4,38
	Küre-19	0,09	2,83	0,38	0,01	89,82	6,88	1,59	1,82
	Küre-20	0,00	1,24	0,44	0,02	93,50	4,80	4,30	2,91
	Küre-21	0,02	1,32	0,46	0,02	93,41	4,76	4,22	2,71
Ortalama		0,03	1,54	0,44	0,02	93,36	4,60	5,55	3,63

Baskin [93]'ne göre kuru gaz penceresindeki örneklerin H/C atomik oranları >4,00'ten büyüktür. Şekil 8.1'deki diyagramda ıslak ve kuru gazın üretimi, H/C atomik oranı (y) ekseninin 1,00 veya 0,75 değerinden itibaren başlar. Akgöl şeyllerinin elementel analiz sonuçlarına göre atomik oranlarının düştüğü aralık, H/C oranının >4,00'ten büyük olduğu kuru gaz penceresinde Tip IV kerojene karşılık gelmektedir.

9. ORGANİK FASIYES İNCELEMELERİ

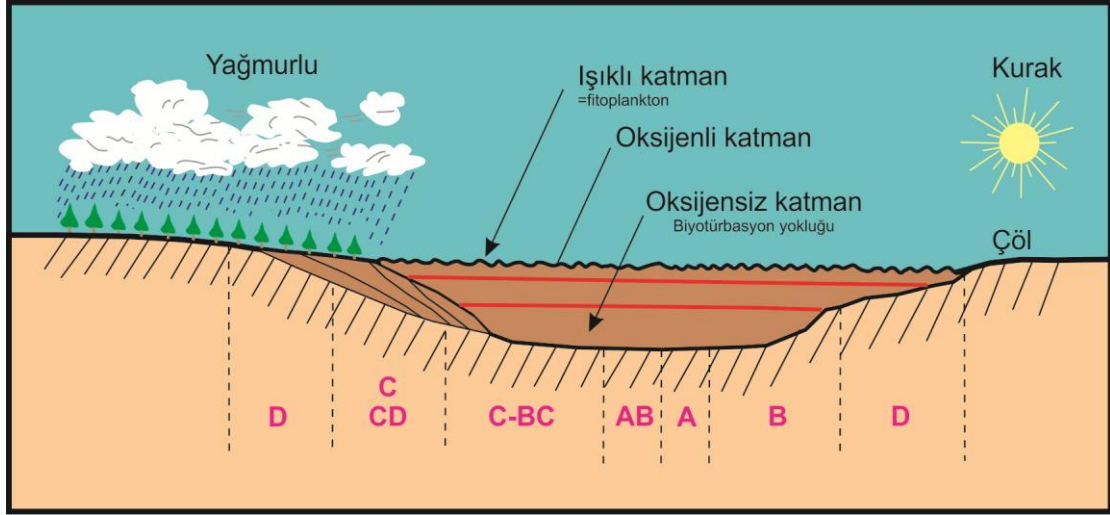
Organik fasiyes terimi, sedimanların inorganik özellikleri dikkate alınmadan belirli stratigrafik birimlerin haritalanabilir alt grupları olarak tanımlanmış ve organik özelliklerine göre alt gruplara ayrılmıştır [98]. Tissot and Welte [99]'ye göre rezervuarlar içindeki gaz ve petrol birikimleri yalnızca ana kayanın organik fasiyesine değil, farklı jeolojik yerleşimlerde organik maddenin olgunluk düzeyine de bağlıdır.

Jones and Demaison [98], atomik H/C oranı, Rock-Eval piroliz verileri ve vitrinit yansıma değerlerinden faydalanarak organik fasiyesleri, A, B, B-C, C ve D olmak üzere 5 grupta incelemiştir.

Jones [90], H/C oranı, hidrojen indeksi (HI), oksijen indeksi (OI) ve egemen organik madde türlerine göre 7 ayrı organik fasiyes ayırtlamıştır. Bunlar;

1. A organik fasiyesi
2. AB organik fasiyesi
3. B organik fasiyesi
4. BC organik fasiyesi
5. C organik fasiyesi
6. CD organik fasiyesi
7. D organik fasiyesi

Jones [90] tarafından organik fasiyeslerin şematik gösterimi Şekil 9.1'de gösterilmiştir.



Şekil 9.1. Farklı organik fasiyeslerdeki farklı çökeltim ortamlarının şematik gösterimi [90].

Bahsedilen organik fasiyeslerin özellikleri aşağıda kısaca özetlenmiştir [90];

A organik fasiyesinin dünyadaki yayılımı kısıtlıdır. TOK değerleri %5 ile 20 arasında değişmektedir. En iyi örneği Amerika Birleşik Devletleri'nde bulunan ve göl ortamını karakterize eden Eosen yaşlı Green River Formasyonu'dur.

A ve AB organik fasiyesleri genellikle ince taneli denizel ve gölsel kökenli sedimanların hakim olduğu kesimlerde gözlenmektedir. Birçok petrol alanı AB ve B organik fasiyesi özelliklerine sahiptir.

B ve BC organik fasiyeslerinde TOK değerleri genellikle %1 ile 3 arasında değişiklik göstermektedir. Daha çok denizel birimler B organik fasiyesinde çökelmektedir. Deltalarda da BC ve C organik fasiyeslerinin çökelediği gözlenmektedir.

C organik fasiyesi genellikle gaz oluşturmaya meyillidir. Bu fasiyeste oksidasyona uğramış ve karasal kökenli organik maddeler çökelir.

CD fasiyesi az miktarda gaz oluşturabilmektedir ve oluşumunu karakterize eden özellikleri az sayıdadır.

D organik fasiyesi ise yalnızca korelasyon amacı ile kullanılmaktadır. TOK içeriği %0,5'ten daha küçüktür.

Çizelge 9.1.'de sunulan %R_o 0,5'de H/C değerleri, organik fasiyes tanımlamalarının temel taşıdır. HI ve OI değerleri farklı organik fasiyesler için yaklaşık en iyi aralıkları temsil etmektedir [90].

Çizelge 9.1. A-D organik fasiyeslerinin genelleştirilmiş jeokimyasal ve mikroskopik karakteristikleri [90].

Organik Fasiyes	H/C (%R _o =0,5'de)	Piroliz parametreleri		Egemen Organik Madde
		HI ¹	OI ²	
A	≥ 1,45	> 850	10-30	Amorf
AB	1,35-1,45	650-850	20-50	Amorf; çok az karasal
B	1,15-1,35	400-650	30-80	Amorf; genellikle karasal
BC	0,95-1,15	250-400	40-80	Karışık; bazen okside
C	0,75-0,95	125-250	50-150	Karasal; bazen okside
CD	0,60-0,75	50-125	40-150+	Okside; yeniden işlenmiş
D	≤ 0,60	< 50	20-200+	Yüksek okside; yeniden işlenmiş

¹: hidrojen indeks, mg HC/g TOK; ²: oksijen indeks, mg CO₂/g TOK

Akgöl Formasyonu için organik fasiyes değerlendirmesi yapılırken, Rock-Eval piroliz analizi verileri (HI, OI, TOC), H/C, O/C atomik oranlarının Van Krevelen diyagramında Baskin [93]'ye göre karşılık geldiği aralık, organik maddenin diyajenetik durumu dikkate alınmış ve Jones [90] organik fasiyes sınıflaması kullanılmıştır.

Akgöl Formasyonu'nda TOK değeri ortalama %1.17'dir. Dolayısıyla örnekler Jones and Demaison [98]'nin CD ve D organik fasiyesleri için önermiş olduğu TOK içeriği sınırını (<%0,5) geçmektedir. Organik petrografik çalışmalar sırasında Küre-05 numaralı örnekte egemen organik maddenin kalıntı/ölü olduğu saptanmıştır. Rock-Eval piroliz analizi ile hidrojen indeksi (HI) 18 mg HC/g kaya, oksijen indeksi (OI) 73,4 mg CO₂/g TOK olarak elde edilmiştir.

Ölçülü stratigrafik kesitin alt seviyelerinde (Küre A) ortalama TOK içeriği (ortalama %1,88) daha yüksektir. Bu değer üst seviyelere (Küre B) doğru azalmakta (ortalama %0,62), kesitin üst seviyesinde (Küre C ve D) ise tekrar artmaktadır (ortalama sırasıyla %1,94, %0,99) yükselmektedir. Belki de Küre B bölümünün TOK içeriğinin bazı numunelerde %0,5'ten küçük olması ve aynı şekilde HI değerlerinin 50 mg HC/g TOK düşük hesaplanmış olması gibi sebeplerden dolayı D fasiyesi olarak ele almak daha doğru olacaktır. Bu veriler yardımıyla Akgöl şeyllerinin organik fasiyesinin, C ile D organik fasiyesine kadar değişiklik göstermekte olduğu sonucu ortaya çıkmaktadır. Çoğunlukla gaz üretme yeteneği olan C ve CD fasiyesi derin denizel ortamlar ile kötü boylanmış sedimanların çökeldiği karasal alanlarla karakterize edilmektedir. Ancak orijinal kerojen tipinin Tip II/III olduğu düşünülürse, derin denizel ve karasal kökenli organik madde ile temsil edilen C, CD veya D fasiyesinde çökelmiş olması mümkün görünmemektedir.

Dolayısıyla aşırı olgun örnekler üzerinde Jones [90] organik fasiyes ayrımlarını uygulamak sadece güncel/halihazırdaki (tüketilmiş) TOK miktarına göre bir değer/fasiyes belirtmektedir. Oysa orijinal/ilksel organik maddenin fasiyes modellenmesi önem taşımaktadır.

10. ŞEYL GAZ POTANSİYELİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

10.1. Giriş

Doğalgaz kaynakları; geleneksel ve geleneksel olmayan kaynaklar olmak üzere iki kategoriye ayrılmaktadır.

Geleneksel gaz kaynakları, permeabiliteleri 1 milidarcy'den büyük rezervuar kayaçlardan geleneksel yöntemlerle elde edilen kaynaklardır. Dünyada gaz üretiminin büyük bir kısmı kolay ve ekonomik olduğu için geleneksel kaynaklardan karşılanmaktadır. Ancak geleneksel olmayan gaz kaynakları düşük permeabilitiye (<1 milidarcy) sahiptir ve geleneksel yöntemlerle üretilmemektedirler [100].

Geleneksel olmayan gaz kaynakları; sıkı kum gazı (tight sand gas), basen merkezli gaz (basin-centered gas), kömür gazı (coal bed methane), şeyl gaz, petrolü şeyller (shale oil) olarak bilinen ve geleneksel olmayan yöntemlerle üretim yapılan kaynaklardır (Şekil 10.1).

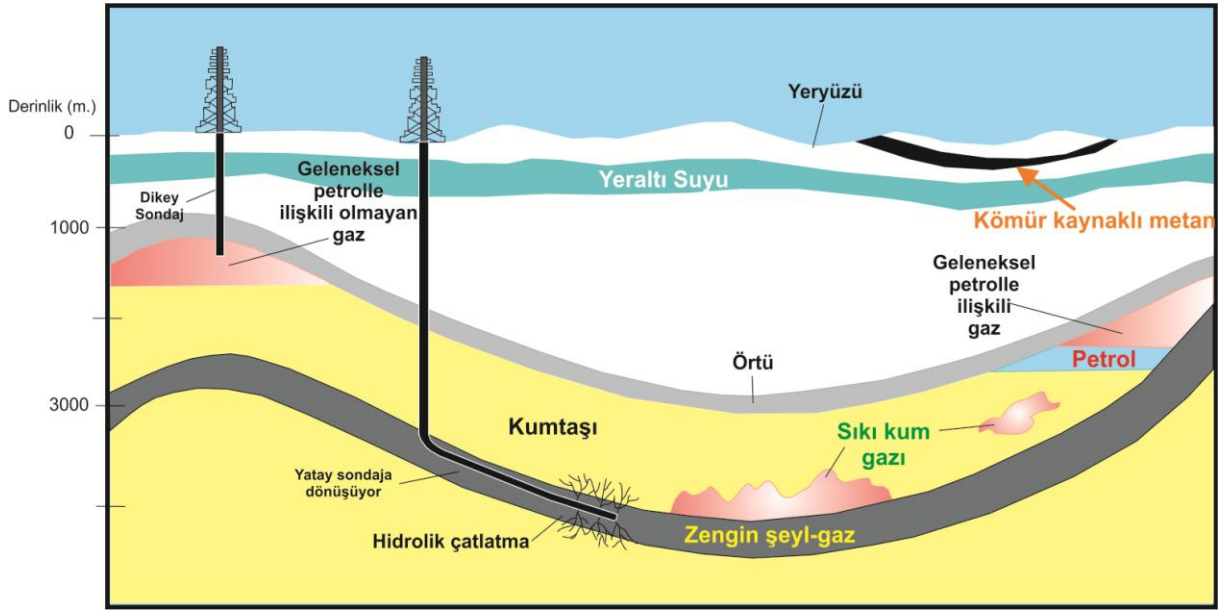
Bu bölümde Akgöl Formasyonu şeyllerinin şeyl gaz potansiyeli olup olmadığı tartışılacak ve dünyada bilinen ve üretim yapılan şeyl gaz bölgeleri ile karşılaştırma yapılacaktır.

10.2. Şeyl Gaz

Şeyl, ince taneli, organik maddece zengin, hidrokarbon kaynağı kayaçlar olarak bilinmektedir. Ancak jeolojik zaman içerisinde petrol ve gazın büyük bir bölümü şeyllerden çıkarak daha gözenekli ve geçirgen kumtaşı rezervuarlarına göç etmiştir. Günümüzde halk arasında "kaya gazı" olarak bilinen "şeyl gaz"; şeyl formasyonu içinde kapanlanmış bir doğalgaz oluşumudur. "Şeyl gaz devrimi" olarak nitelendirilen 2000 yılı sonrası dönemde bazı araştırmacılara göre şeyl gazı yakın gelecekte dünyada tüketilen önemli enerji kaynaklarından biri haline gelmesi beklenmektedir [1].

Şeyl gaz, düşük permeabilite nedeniyle geleneksel olmayan üretim teknikleri ile elde edilmektedir. Şeyl gaz üretiminde kullanılan yöntemler; dikey sondaj, yatay sondaj ve hidrolik çatlatma yöntemleridir. Hidrolik çatlatma, formasyona geleneksel yöntemle dikey sondaj işlemi gerçekleştirildikten sonra, kayaçları kırmak ve gazı serbest bırakmak amacı ile içine kimyasallar ile kum katılan büyük miktarda suyun, çok yüksek basınçla kaynak kayaya yatay sondajlarla uygulanması işlemidir.

Çatlatma işlemi sonrası dikey çatlaklar oluşmaktadır. Ancak bu uygulama, havayı kirletme (sera gazı salınımı vb.), uygulama sırasında kullanılan kimyasalların başka alanlara sızması (içme suyunu zehirlenme vb.) potansiyeli taşıdığı için eleştirilse de fosil yakıtların tüketilmesi sırasında açığa çıkan zarara oranla daha az zararlı olduğu düşünülmektedir [100]. Buna ek olarak, şeyl gaz üretimi yapılan ve sismik açıdan etkin olmayan bölgelerde küçük çaplı depremlere sebep olduğu iddia edilmektedir. Bu sebeple bazı ülkelerde şeyl gaz üretimi yasaklanmıştır [101]; [102].



Şekil 10.1. Temel doğalgaz kaynaklarının şematik gösterimi (EIA [1]'den değiştirilerek alınmıştır).

Şekil 10.1'de de görüldüğü üzere yeraltı suyu tablası yerin en fazla 300 m kadar altında bulunmaktadır. Hidrolik çatlatma yönteminde kullanılan kimyasalların hem derinlik (yaklaşık 3000-4000m), hem geçirimsiz şeylin varlığı hem de kumtaşının düşük poroziteye sahip oluşu nedeniyle yer altı suyuna karışma olasılığı son derece düşüktür [103]. Ancak, bu kaynakların doğada her zaman ideal durumda bulunamayacağı göz önünde bulundurulursa kullanılan kimyasalların yer altı suyuna karışması muhtemeldir. Buna ek olarak, hidrolik çatlatma esnasında kullanılan yardımcı malzemelerin %90'ından fazlası sudan oluşmaktadır [104]. Kullanılan kimyasallar ile kirlenen bu suyun arıtılması durumunda ortaya çıkan yüksek maliyet sebebiyle doğaya bırakılması söz konusu olduğunda çevre kirliliği açısından yüksek bir risk oluşturmaktadır [105].

10.3. Şeyl gaz karakteristikleri

Şeyl gaz sistemleri tipik olarak ya organik açıdan zengin kaynak ve rezervuar kaya görevi gören çamurtaşı ya da organik açıdan zayıf fasiyes içinde sıralanmış halde bulunan kaynak olarak tanımlanmaktadır [24]. Üretimde başarılı olan sistemler genellikle ekstra düşük permeabilite (nanodarcys) ve düşük poroziteye (<%15'ten) sahip rezervuarlardır. Bunun nedeni bünyelerindeki gazı iyi muhafaza etme kapasitesine sahip olmalarıdır.

Claypool [106]'a göre şeyl gaz sistemlerine ait gaz tipleri, biyojenik ve termojenik gaz tipi veya bu iki gaz tipinin karışımı şeklinde olabilmektedir. Biyojenik gaz; bakteriyel faaliyet sonucu meydana gelmektedir (Michigan Baseninde yer alan Üst Devoniyen yaşlı Antrim Şeylleri (Martini et al., [107])). Termojenik gaz ise; şeyl içindeki organik maddenin derinlere gömülmesiyle ortaya çıkan ısı sonucu oluşmaktadır (Fort Worth Baseninde yüksek termal olgunluk gösteren Mississippiyen yaşlı Barnett Şeylleri). Bu iki gaz tipinin her ikisini de bünyesinde bulunduran Illinois Baseninde yer alan Üst Devoniyen-Mississippiyen yaşlı New Albany şeyl gaz sistemleri örnek olarak verilebilir [108].

Akgöl şeylleri, içerisinde bulunması olası gaz; kayaç içindeki organik maddenin derinlere gömülmesiyle ortaya çıkan ısı sonucu oluştuğu için termojenik gaz tipinde olmalıdır.

Jarvie [24]'ye göre bu sistemler için üç tip porozite vardır. Bunlar matriks porozitesi, organik maddenin bozunması sonucu oluşan organik porozite ve çatlak porozitesidir. Termojenik şeyl gaz sistemleri için çatlak porozitesinin önemli bir depolanma mekanizması sağladığı kanıtlanmamıştır ve kaynağın porozitesi ortalama %15'ten küçük olmalıdır, ancak tipik birçok sistem için bu değer yaklaşık %4-7 arasında değişmektedir.

Şeyl gaz sistemlerini sınıflamak çok zordur. Çünkü her sistem birbirinden farklı karakteristiklere sahiptir. Gaz tipi ve sistem karakteristikleri gibi birbirinden ayırt edilebilen özellikleri olsa da farklı jeolojik alanlarda bulunuyor olmaları aralarında karşılaştırma yapabilmeye durumunu en az düzeye indirmektedir. Bir şeyl gaz sisteminde; organik madde tipi, termal olgunluk, jeokimyasal özellikler, mineralojik bileşim, etkilendiği tektonik kuvvetler, basınç, toplam ve hatta üretilebilir yayılım alanı gibi parametrelere ulaşılarak, bu sistemden elde edilebilecek gaz miktarına

dair tahminde bulunulabilir. Bu parametreler şeyl gaz sistemlerinin araştırılmasında her basen için kendine özgü parametreleri var etmektedir.

10.4. Şeyl Gaz'ın Genel Özellikleri

10.4.1. Orijinal Kerojen Tipi

Rock-Eval pirolizi sonucu elde edilen S₂ pikinin TOK (%ağırlık)'na oranı ile elde edilen hidrojen indeksi (HI) kerojen tipi hakkında bilgi vermektedir [72]. Kaynak kaya olgunlaştıkça bugünkü HI (HI_{pd}) değeri azalmaktadır. Çünkü S₂ değeri bozunma etkisiyle indirgenebilmektedir [67]. HI_{pd} (güncel hidrojen indeksi) orijinal kerojen tipini göstermemektedir. Bu sebeple görsel kerojen tayini sonucu belirlenecek kerojen tipinin, kaynak kayada bulunma yüzdesine göre orijinal HI (HI_o) hesaplanabilmektedir. HI_o, kaynak kayanın hidrokarbon oluşturmaya başlamadan önce sahip olduğu orijinal değeri vermektedir ve üretilebilir birincil hidrokarbon ürünlerinin bir göstergesidir [108].

HI_o ortalama değeri, görsel kerojen tayini sonucu tespit edilen kerojen tipi yüzdesinin belirlenmesinin ardından aşağıdaki eşitliğe göre hesaplanmaktadır [108].

$$HI_o = \left(\frac{\% \text{Tip I}}{100} \times 750 \right) + \left(\frac{\% \text{Tip II}}{100} \times 450 \right) + \left(\frac{\% \text{Tip III}}{100} \times 125 \right) + \left(\frac{\% \text{Tip IV}}{100} \times 50 \right)$$

Bu eşitliğe göre; bir kaynak kaya üzerinde yapılan kerojen tayinine göre % 70 Tip II ve %30 Tip III kerojen içerdiği varsayılırsa HI_o değeri 352,5 mg HC/g TOK olarak bulunur. Ancak Akgöl Formasyonunun yaşı ve bulunduğu konumun jeolojik geçmişi sebebiyle alınan örneklerin daha öncesinde bahseldiği gibi denizel kökenli olduğu düşünülmektedir. Bulduğu jeolojik konum ve yaşı gereği, alınan örneklerin orijinal halinde Tip II/III kerojen olduğu bilinmektedir. Bu varsayımla kerojen tip yüzdeleri Tip II kerojen için %50 ve Tip III kerojen için %50 olarak alınmıştır. Yukarıdaki eşitliğe göre Akgöl şeyllerinin orijinal HI değeri 287,5 mg HC/g TOK olarak bulunmuştur.

Ayrıca Rock-Eval piroliz verileri olan S₂ ve TOK değerleri ile çizilen S₂ pikine karşılık TOK grafiğinde en iyi hattın eğimi HI_o değerini vermektedir. Ancak örneklerin aşırı olgun olmasından dolayı bu grafikten orijinal HI_o değeri ile ilgili veri türetilmemiştir.

10.4.2. Termal Olgunluk

10.4.2.1. Tmax Bazlı Hesaplanan Vitrinit Yansıtması

Peters [69]'a göre Tmax değerleri; olgunlaşma, organik madde tipi, kirlilik ve mineral matriksinden etkilenmektedir. Organik açıdan zayıf ancak kil açısından zengin örnekler düşük HI ve yüksek Tmax değerlerine sahip olmaktadır. Bunun nedeni bünyedeki kerojenin killer tarafından adsorplanması olmasıdır. Düşük S₂ pikleri için okunan Tmax değerleri çok doğru değildir.

Jarvie et al. [109]'e göre Tmax termal olgunluk için kimyasal bir indikatördür. Bu nedenle Tmax bazlı hesaplanan vitrinit yansıtması, Tip I kerojen (aktivasyon enerjilerinin dar bir dağılıma sahip olması sebebiyle) hariç diğer kerojen tipleri için aşağıdaki eşitlik kullanılarak hesaplanabilmektedir [109].

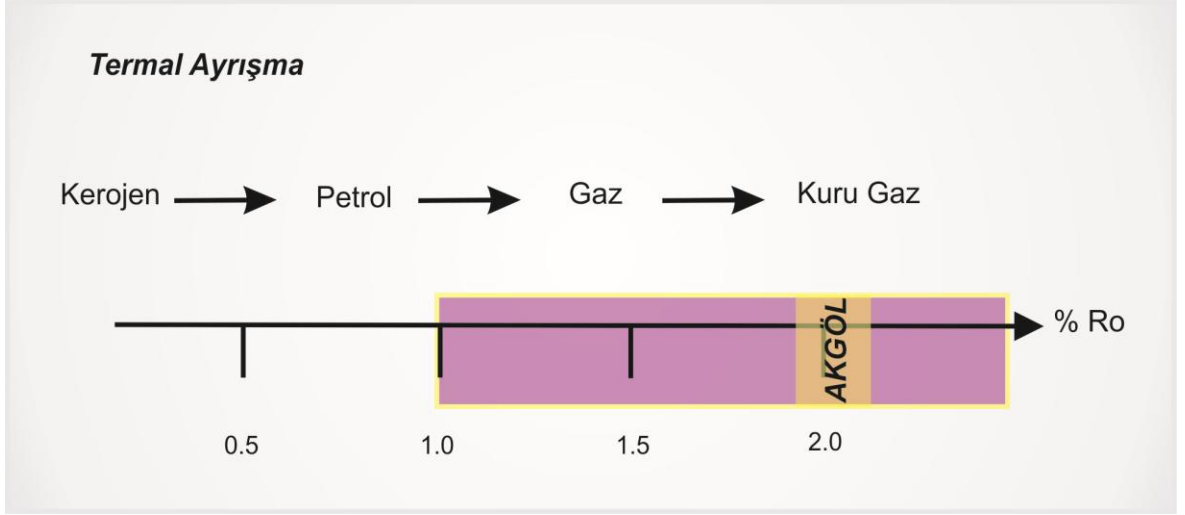
$$\text{Cal. \% Ro (Tmax bazlı)} = (0.0180 \times \text{Tmax}) - 7.16$$

Tmax bazlı hesaplanan % Ro değerleri Küre A, B, C, D bölümleri için ortalama %2.65 Ro'dir. Bu değer örneklerin aşırı termal olgunluğa sahip olup, kuru gaz penceresinde bulunduğunu göstermektedir (Çizelge 10.1 ve Şekil 10.2).

Çizelge 10.1. Vitrinit yansıtmasına dayalı olgunluk değerleri [110].

% Ro	Olgunluk
<0.60	Olgunlaşmamış
0.60-1.00	Petrol Penceresi (0.90 % Ro petrol piki)
1.00-1.40	Kondanseyt(yoğuşma)-ıslak gaz penceresi
>1.40	Kuru gaz penceresi

Yukarıdaki eşitliğe göre yapılan hesaplama ait Akgöl şeyllerinin Tmax bazlı vitrinit yansıtma değerleri Çizelge 10.2'de verilmiştir.



Şekil 10.2. Akgöl şeylerinin vitrinit yansıtma değerlerine göre bulunduğu termal olgunluk (Üretilabilir gaz için vitrinit yansıtma değerinin en az %1,00 R_o olması beklenir [110]).

Çizelge 10.2. Akgöl Formasyonuna ait Tmax bazlı hesaplanan % Ro değerleri.

Örnek Adı		Tmax bazlı % Ro
KÜRE A	Küre-1	2,38
	Küre-2	2,99
	Küre-3	2,61
	Küre-4	2,51
	Küre-5	2,38
Ortalama		2,57
KÜRE B	Küre-6	3,08
	Küre-7	2,88
	Küre-8	2,74
	Küre-9	2,97
	Küre-10	2,87
	Küre-11	2,67
	Küre-12	2,61
	Küre-13	2,65
	Küre-14	2,70
Ortalama		2,80
KÜRE C	Küre-15	0,58
	Küre-16	3,19
	Küre-17	2,76
Ortalama		2,17
KÜRE D	Küre-18	3,26
	Küre-19	2,65
	Küre-20	2,56
	Küre-21	2,63
Ortalama		2,78
Tüm Bölümler Ortalama		2,65

Şeyl gaz sisteminde olması beklenen termal olgunluk değeri; minimum %1,00 veya %1,0 Ro'dan büyük olmasıdır [108]. Ancak bazı araştırmacılar minimum değer (sondaj örnekleri vb.) %1,2 Ro'dan büyük olması gerektiğini ileri sürmektedir [109]. Termal olgunluk açısından gaz penceresine dahil olduğunu

gösteren eşik değeri >%1,4 Ro'tür [110]. Elde edilebilecek gaz potansiyeli riski açısından düşüktür. Ancak [110]'e göre hesaplanmış vitrinit yansıtma değerinin %2,1'den büyük olması durumunda yüksek basınç nedeniyle rezervuar tahribinin söz konusu olabileceğini, aşırı olgunlaşma, organik maddenin dönüşümünün yüksek oranda gerçekleşmesi gibi durumların var olması sonucu ortamda CO₂ miktarında artış meydana gelmesi CO₂ riskinin söz konusu olabileceğinden bahsetmiştir. Ancak bir şeyl gaz sisteminde Tmax bazlı hesaplanan vitrinit yansıtması değerinin %3 ile %4 R_o değerine ulaşması mümkündür [111]. Optik mikroskopi çalışması sonucunda random vitrinit yansıtması ölçümlerine göre örneklerin termal olgunluğu ortalama 1,92 olarak belirlenmiştir.

10.4.2.2. Organik madde dönüşümü (Transformasyon)

Jarvie et al. [108]'ye göre transformasyon oranı (TR_{HI}), organik madde dönüşümünü ifade eder. Orijinal üretim indeksi (PI_o) ve bugünkü üretim indeksi (PI_{pd})'den itibaren erken serbest petrol içeriği için yapılan düzeltmeyi içermektedir. Organik madde dönüşümü kaynak kaya porozitesinde artışa sebep olur. TR_{HI} aşağıdaki eşitliğe göre hesaplanmaktadır.

$$TR_{HI} = 1 - \frac{HI_{pd}[1200 - HI_o(1 - PI_o)]}{HI_o[1200 - HI_{pd}(1 - PI_{pd})]}$$

Bugünkü üretim indeksi (PI_{pd}) ise $S_1/(S_1 + S_2)$ şeklinde elde edilmektedir [72]. Ancak aşırı olgun örneklerin S₁ ve S₂ değerlerinin düşük olması sebebiyle örneklerin transformasyon oranını PI etkeni olmadan hesaplamak mümkündür [110]. HI dayalı hesaplama aşağıdaki gibidir.

$$TR_{HI} = \frac{(HI_o - HI_{pd})}{HI_o} \times 100$$

Örneklerin gaz penceresinde bulunmaları için organik madde dönüşümünün en az %80 oranında gerçekleşmesi gerekir (Çizelge 10.3). Ancak şeyl gaz sistemi için minimum TR_{HI} değeri %80 ve üzeridir [110]. Akgöl Formasyonu şeyllerinin HI_{pd} değerlerinin tüm bölümler için ortalaması 18 mg HC/g TOK'dur. Yukarıdaki eşitliğe göre organik madde dönüşümü %94 oranında tamamlanmıştır ve kuru gaz penceresindedir.

Çizelge 10.3. TR_{HI} (%)’na göre örneklerin buldukları pencere [110].

TR _{HI} (%)	Bulduğu pencere
0-50	erken petrol
50-80	petrol ve gaz karışık
80-90	erken gaz
>90	erken kuru gaz

10.4.3. TOK (%ağırlık)

Jarvie et al. [108]’ye göre herhangi bir kaynak kayanın organik zenginliği TOK değerlerine göre saptanmaktadır. Organik jeokimyasal analiz sonucu elde edilen TOK kaynak kayanın bugünkü termal olgunluk değerlerini göstermektedir. Aynı zamanda söz konusu kaynak kaya potansiyelinin saptanması hidrojen içeriği veya organik maseralin kimyasal ve görsel kerojen yüzdesi ile desteklenmelidir. TOK değerine göre risk aralığı Çizelge 10.4’te verilmiştir.

Çizelge 10.4. Petrol ve gaz TOK değerlerine göre risk aralığı [110].

TOK (%ağırlık)	Petrol ve gaz için risk
0,0-2,0	yüksek risk
>2,0	düşük risk

Organik madde dönüşümü yüzünden termal olgunlaşmanın bir fonksiyonu olarak TOK_{pd} değerinde bir düşüş yaşanır [24]. Düşük olgunluğa sahip örneklerin TOK_o değerini hesaplamak için aşağıdaki eşitlik kullanılmaktadır [108].

$$TOK_o = \frac{HI_{pd} \left(\frac{TOK_{pd}}{1+k} \right) (83.33)}{\left[HI_o (1 - TR_{HI}) \left(83.33 - \left(\frac{TOK_{pd}}{1+k} \right) \right) \right] - \left[HI_o \left(\frac{TOK_{pd}}{1+k} \right) \right]}$$

Bu eşitlikte kullanılan “83,33” değeri hidrokarbon bünyesinde bulunan ortalama karbon miktarının yüzdesidir [112]. k ise örneğin bünyesinde bulunan ölü/kalıntı organik karbonun (C_R , %ağırlık) yarattığı karbon zenginleşmesini düzeltme faktörüdür [113]. Düzeltme faktörü, $k = TR_{HI} \times C_R$ şeklinde hesaplanmaktadır. C_R miktarı Tip II kerojen için (yüksek olgunluklarda) %15, Tip I için %50, Tip III için %0’dır [108]. Örneğin; Akgöl şeyllerinin bulunduğu jeolojik konum ve yaşı itibariyle %50 Tip II ve %50 Tip III kerojen içerdiği varsayıldığında, %50 Tip II kerojen için

C_R miktarı %15, %50 Tip III kerojen için ise C_R miktarı %0'dır. Bu durumda C_R miktarı %7,5'dir. Ancak aşırı olgun örneklerde TOK_o bu eşitliğe göre hesaplanamaz. Çünkü hidrokarbon bünyesinde bulunan ortalama karbon miktarının yüzdesi aşırı olgun örneklerde değişkendir.

Aşağıdaki eşitliğe göre aşırı olgun örneklerin kerojen tipi biliniyorsa, TOK_o değerini yeniden hesaplamak mümkündür [109].

$$TOK_o = \frac{TOK_{pd}}{(1 - \%dönüşebilirlik)}$$

Dönüşebilirlik yüzdesi; kerojen tiplerine göre Daly and Edman [93] tarafından sabit yüzdelere ayrılmıştır (Çizelge 10.5). Örneğin; Fort Worth Baseni'nde yer alan Mississipiyan yaşlı Barnett şeyli örnekleri için dönüşebilirlik %36'dır. Akgöl Formasyonu şeylleri %50 Tip II ve %50 Tip III kerojen içerdiği varsayıldığından, yukarıdaki eşitliğe göre % dönüşebilirlik %35'tir. Yukarıdaki eşitliğe göre Akgöl Formasyonu şeyllerinin TOK_o değerlerine ait Çizelge 10.6'da verilmiştir.

Çizelge 10.5. Kerojen tiplerine karşılık gelen % dönüşebilirlik değerleri [96].

Kerojen Tipi	% dönüşebilirlik
Tip I	80
Tip II	50
Tip III	20

Çizelge 10.6. Akgöl şeyllerinin TOK_o değerleri.

Örnek Adı		TOK _{pd} (%ağırlık)	TOK _o (%ağırlık)
KÜRE A	Küre-1	0,16	0,25
	Küre-2	1,51	2,32
	Küre-3	1,28	1,97
	Küre-4	2,25	3,46
	Küre-5	4,18	6,43
Ortalama		1,88	2,89
KÜRE B	Küre-6	0,67	1,03
	Küre-7	0,43	0,66
	Küre-8	0,42	0,65
	Küre-9	0,42	0,65
	Küre-10	0,48	0,74
	Küre-11	0,72	1,11
	Küre-12	0,70	1,08
	Küre-13	0,69	1,06
	Küre-14	1,01	1,55
Ortalama		0,62	0,95
KÜRE C	Küre-15	0,76	1,17
	Küre-16	0,76	1,17
	Küre-17	4,29	6,60
Ortalama		1,94	2,98
KÜRE D	Küre-18	0,92	1,42
	Küre-19	0,88	1,35
	Küre-20	1,01	1,55
	Küre-21	1,13	1,74
Ortalama		1,46	1,52
Tüm Bölümlere ait Ortalama		1,17	1,81

Çizelge 10.6'da görüldüğü üzere organik madde dönüşümü yüzünden TOK içeriğinde düşüş yaşanan Akgöl şeylleri için ortalama TOK_o %1,81'dir.

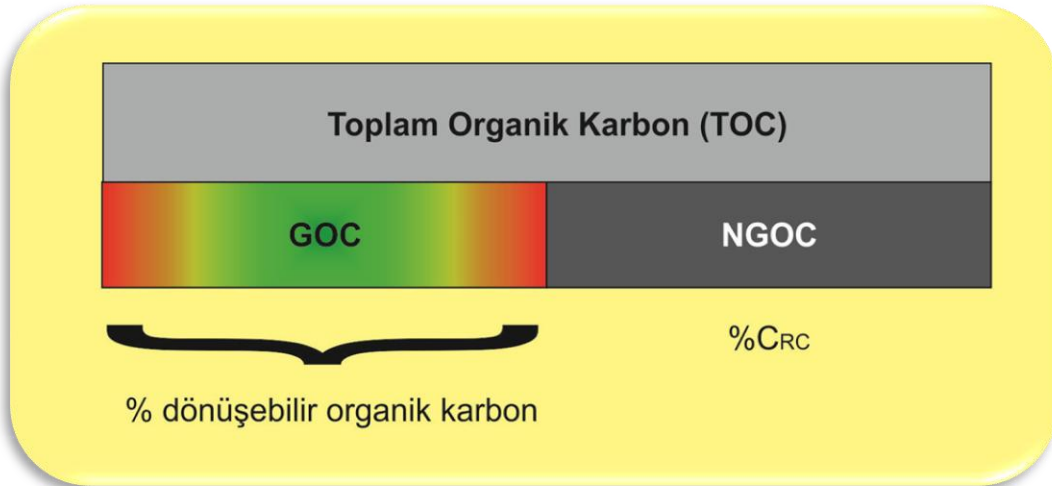
Akgöl şeylleri Jarvie [110]'e göre potansiyel bir şeyl gaz sistemi için gerekli olan TOK içeriği sınır değerini (>%1,00) sağlamaktadır. Ancak organik madde miktarını

gösteren TOK, üretilebilir petrol ve gazın miktar oranı olduğundan elde edilebilecek gazın verimliliği ve adsorplama kapasitesini etkilemektedir. Bu yüzden TOK_{pd} ve TOK_o değerlerine göre Akgöl şeylleri <%2,0 olduğundan yüksek risk aralığında bulunmaktadır (Çizelge 10.5).

10.4.3.1. GOC (Üretken organik karbon) ve NGOC (Üretken olmayan organik karbon)

TOK değeri; GOC ve NGOC'nun toplamıdır (Şekil 10.3). Aşırı olgun bir örnekte TOK'nun tamamı NGOC'dan oluşabilir [111].

Kaynak kaya potansiyeline sahip örneğin içerdiği organik maddenin bileşiminin %85'nin karbon olduğu varsayılmaktadır [108]. Bu durumda karşılıklı olarak maksimum HI, 1/0,085 veya diğer bir deyişle 1177 mg/g TOK'dir. Herhangi bir orijinal HI için TOK bünyesinde bulunan üretken organik karbon, %GOC = $(HI_o/1177) \times 100$ şeklinde hesaplanabilir. Bu eşitliğe göre Akgöl Formasyonu şeylllerinin GOC miktarı %24'dür.



Şekil 10.3. Bir örnekteki TOK'nun bünyesinde bulunan GOC ve NGOC'a ait temsili gösterim [111].

10.4.4. Gazın adsorplanması

Jarvie et al., [108]'ye göre kaynak kayanın içinde gaz iki temel yolla depolanır. Bunlardan ilki; organik madde içinde gazın adsorplanması (kimyasal) ve absorplanması (fiziksel veya fizikokimyasal durumlar) şeklindedir. Organik zenginlik, kerojen tipi ve termal olgunluk organik maddenin emme kapasitesini etkileyen faktörlerdir [114]; [115]. Diğeri ise; organik madde çökeline bağlı

gelişen serbest gazın gözenek veya diğer diyajenetik veya tektonik süreçler sonucu oluşan çatlaklar içinde depolanmasıdır.

Akgöl şeylleri yüksek miktarda (%63,48) kil içermektedir. Kil iyi bir gaz adsorplayıcıdır. Kil matris etkisi olarak da değerlendirilen bu depolanma yolu Akgöl şeylleri için değerlendirmeye alınmış fakat örneklerin aşırı olgun olmasından dolayı sonuca ulaşamamıştır (Bkz. Bölüm 7.4.3). Fakat formasyonun maruz kaldığı jeolojik evrimi göz önünde bulundurulduğunda, Akgöl şeyllerinin muhtemel çatlakları içinde de kapanlanmış olabileceği de söylenebilir. Ancak konu daha ayrıntılı incelenmeye muhtaçtır.

10.4.5. Mineralojik açıdan önemi

Organik jeokimyasal analizler, mineralojik analizler içermese de şeyl gaz sistemleri için göz önüne alınması gereken önemli faktörlerden biridir [108]. Barnett Şeyli'nden bugünkü teknoloji ile çok fazla üretim yapılmasının nedenlerinden birisi, kırılğanlığının yüksek olmasıdır [116]; [117]. Çünkü bu faktör ekonomikliği kontrol eden önemli bir faktördür. Kırılğanlık arttıkça üretim kolaylaşmaktadır.

Sistemden ekonomik üretim yapılabilmesi için önemli oranda silika içeriğinin (kuvars, feldispat, kalsit vb.) (>%30) yanı sıra bazı karbonat minerallerini içermesi de beklenmelidir [24]. Bunun yanı sıra üretim tekniklerini aksatmaması için içerdiği kil minerallerinin şişmeyen kil minerali (illit vb.) türlerini ihtiva etmesi beklenir [24].

Bowker [118] ve [119]'a göre şeylerde uygulanacak sondaj yönteminin başarılı ve ekonomik bir biçimde gerçekleştirilebilmesi için mineralojik bileşim en önemli faktörlerden birisidir. Şeylin kırılğanlığı, hidrolik çatlatma yöntemi sonucu oluşan çatlama ağının gelişimini kontrol etmektedir.

Jarvie et al. [108]'ye göre sondaj uygulanacak birimin bünyesinde bulunan tüm kayaç mineral tanımlamaları ve bolluk oranları tespit edilmelidir. Örneğin; Barnett Şeyl gaz üretiminin en verimli yapıldığı zonun %45 kuvars ve sadece %27 kil minerali içeren zon olduğuna dikkat çekmektedir. Bu durumda en önemli mineral, kırılğanlığı kontrol eden kuvars mineralidir.

Üretim verimini ekonomik açıdan etkileyen kayacın kırılğanlığının tespit edilebilmesi için Jarvie et al. [108] tarafından kayacın bünyesinde bulunan başlıca kuvars, karbonat ve kil mineral bolluk oranlarını kullanarak geliştirilen kırılğanlık faktörü (%) aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır;

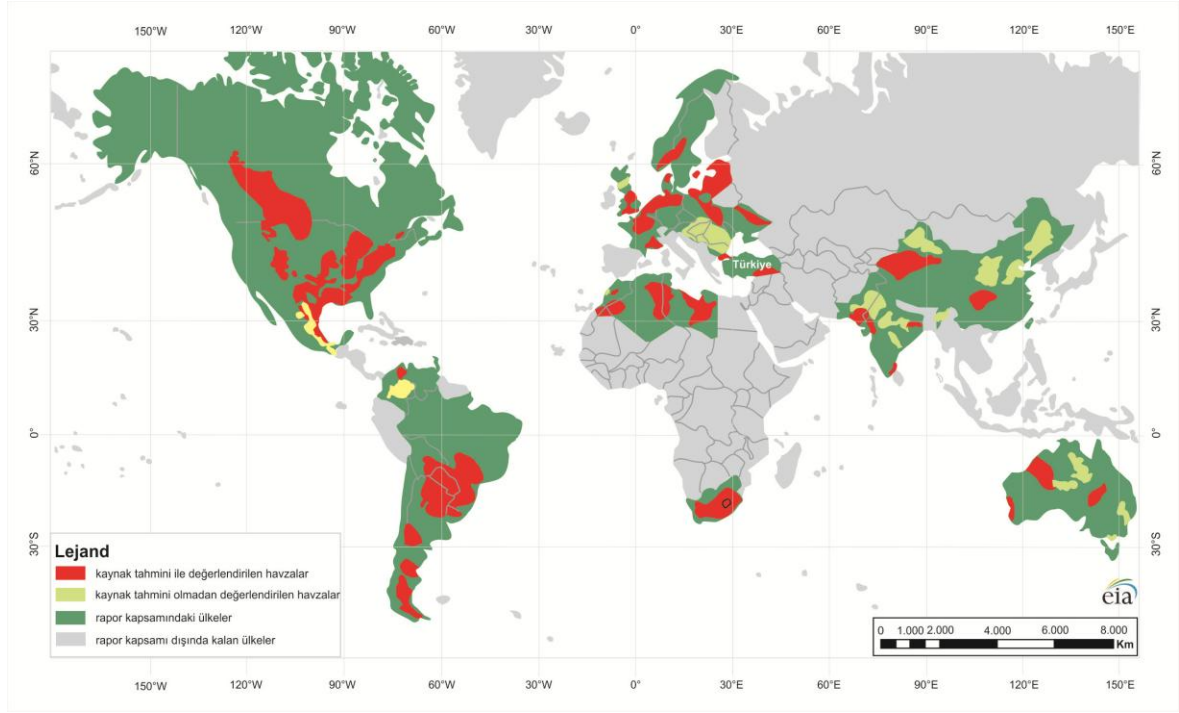
Çünkü Martineau [116]'e göre şeyl gaz sisteminde stratigrafik olarak, şeyl formasyonunun altında veya üstünde bulunan litolojiler de önemlidir. Örneğin; kireçtaşı, şeyl kırılgenliğine göre daha iyi bir kırılgenliğine sahiptir. Bu durum gazlı şeylin çatlaması için maksimum bariyeri sağlamaktadır. Bu sayede yatay sondaja gerek kalmamaktadır [120]; [121].

10.5. Türkiye'nin Şeyl Gaz Açısından Dünyadaki Önemi

1990'ların başında Teksas'ta geliştirilen derinlerdeki şeyllerden doğalgaz çıkarma teknolojisi o zamandan bu yana başka bölgelerde de arama faaliyetlerine neden olmuştur. Dünyada şu anda 32 ülkede kullanılabilir şeyl gaz rezervi bulunmaktadır. Şeyl gaz kaynak tahmini ile değerlendirilen havzalara ait harita Şekil 10.5'te sunulmuştur.

Şeyl gaz potansiyeline olan ilgi Amerika Birleşik Devletleri başta olmak üzere Kanada, Avrupa, Asya ve Avustralya gibi ülkelerde de yayılmaya başlamıştır. Bu yüzyılın başından itibaren Amerika Birleşik Devletleri için şeyl gaz önemli bir enerji kaynağı haline gelmiştir. Bugün Amerika Birleşik Devletleri gaz ihtiyacının üçte birden fazlasını şeyllerden sağlamaktadır. 2035 yılında şeyl gazdan doğalgaz elde etme çalışmalarının, gaz üretiminin %46'yı karşılayacağı tahmin edilmektedir [1].

Rogner [99], dünyadaki tüm şeyl gaz formasyonlarının birer geleneksel gaz formasyonu olduğundan ve bu formasyonlarda sıkı kum ve şeyl gazının çoğunlukla birlikte gözlendiğinden bahsetmiştir. Dünyada bilinen şeyl gaz potansiyeli taşıyan şeyl formasyonları arasında benzerlikler bulunmakla birlikte farklılıklar da vardır. Jeolojik açıdan karşılaştırılması çok mümkün görünmeyen, önemli şeyl gaz potansiyeline sahip olduğu kanıtlanmış şeyller ile Akgöl şeylleri karşılaştırılmış ve bu şeyllere göre sahip olabileceği şeyl gaz potansiyeli aşağıda tartışılmıştır.



Şekil 10.5. 32 ülke içindeki 48 temel şeyl-gaz baseni haritası (Bu haritada kırmızı renkli alanlar; gazın tespit edildiği ve teknik açıdan elde edilebilir kaynaklardır. Sarı renkli alanlar; eksik veriler nedeniyle gazın tespit edilemediği ancak gözden geçirilen alanlardır. Yeşil renkli alanlar; en az bir şeyl gaz basenine sahip olan ülkelerdir. Gri renkli alanlar; şeyl gaz baseni olmayan ülkelerdir) [1].

10.6. Akgöl Şeyllerinin Şeyl Gaz Potansiyeli

Daha önceki bölümlerde elde edilen şeyl gaz parametreleri kullanılarak, bu bölümde, Akgöl şeyllerinin dünyada iyi bilinen şeyl gaz sistemlerine göre benzerlik gösterip göstermediği tartışılacaktır.

Yüksek potansiyele sahip bazı şeyl gaz rezervlerine ait karakteristikler Çizelge 10.7'de verilmiştir.

Çizelge 10.7'de görüldüğü üzere Akgöl şeyllerinin yayılım alanı, önceki çalışmalardan elde edilen yaklaşık derinlik, kalınlık ve en önemlisi yayılım alanı gibi fiziksel özellikleri, dünyada iyi bilinen şeyl gaz sistemlerine benzerlik göstermektedir.

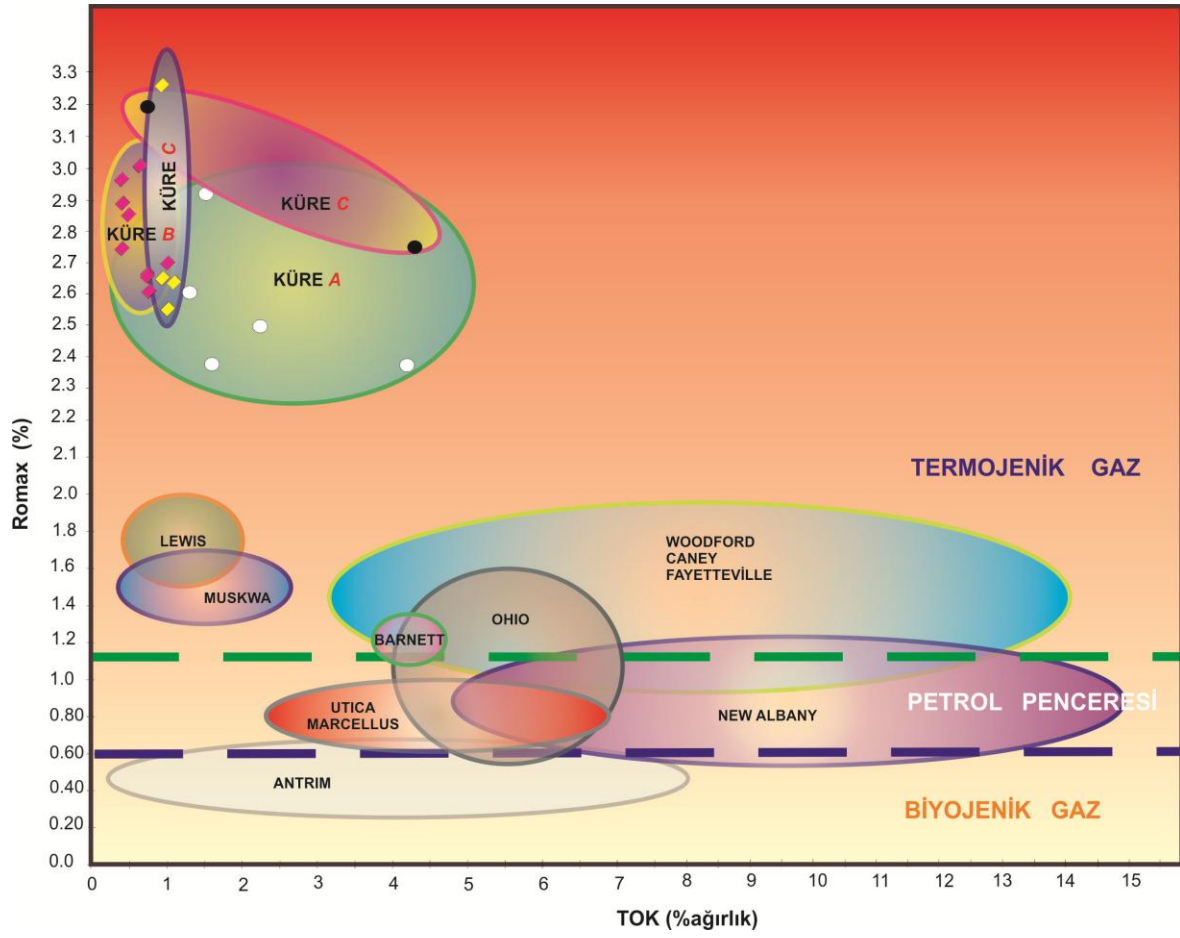
Çizelge 10.7. Dünyada önemli şeyl gaz basenlerinin şeyl gaz sistemleri ile Batı Karadeniz bölgesi Akgöl şeyli karakteristiklerine ait veriler [109]; [118]; [110]; [1]; [24]; [14].

Basen/Alan	Apalaşiyen (ABD)	Fort Worth Baseni (ABD)	Deep Baseni (Kanada)	Apalaşiyen Kıvrım Kuşağı (ABD)	Burgos Baseni (ABD)	Salt Baseni (ABD)	Burgos Baseni (ABD)	Batı Karadeniz (Türkiye)
Şeyl Formasyonu	<i>Marcellus</i>	<i>Barnett</i>	<i>Montney</i>	<i>Utica</i>	<i>Eagle Ford</i>	<i>Haynesville</i>	<i>Bossier</i>	<i>Akgöl</i>
Jeolojik Yaş	Devoniyen	Mississippiyen	Triyas	Ordovisiyen	Erken-Orta Kretase	Geç Jura	Geç Jura	Triyas-Jura
Kapladığı Alan (km²)	246050	12950	64750	6475	19425	23310	23310	~2800
Derinlik (m)	1220-2600	2000-2600	1100-2750	700-1830	1220-3050	3200-4120	3550	~4500-9500
Kalınlık (m)	100	90	110	152	92	80	75	~240
Gaz Tipi	Termojenik	Termojenik	Termojenik	Termojenik	Termojenik	Termojenik	Termojenik	Termojenik
Ortalama TOK (%ağırlık)	2.0-13.0	3.0-12.0	0.2-11.0	0.8-5.0	2.0-8.5	0.5-4.0	0.5-4.2	0.16-4.29
Termal Olgunluk (%Ro)	1,50	1,60	1,50	2,00	1,20	1,50	1,50	1,92
HI (mg HC/g TOK)	20	45	17	27	80	14	15	18
S₂ (mg HC/g kaya)	40	26	10	7	17	56	11	0,20
Silika İçeriği (%)	37	45	40	12	15	30	25	8
Kil İçeriği (%)	35	25	15	20	15	30	45	63
TR (%)	96	90	95	93	79	98	96	94
Bulunduğu pencere	Kuru Gaz	Kuru Gaz	Kuru Gaz	Kuru Gaz	Kuru Gaz	Kuru Gaz	Kuru Gaz	Kuru Gaz

S₂ pikinin aşırı düşük olması örneklerin organik jeokimyasal parametrelerini etkilemiştir. Yapılan değerlendirmelerde “aşırı olgun, gaz penceresi”nde olduğu tespit edilen şeylerin güncel kerojen tipi “*Tip IV*”dür. Ancak şeyl gaz değerlendirmelerinde önemli olan orijinal kerojen tipinin ve orijinal jeokimyasal parametre değerlerine ulaşabilmektir. Çünkü orijinalinde sahip olduğu potansiyel bugün gaz halini almıştır. Şeyllerin ürettiği bu gaz ile ilgili ihtimaller arasında; killer tarafından adsorplanmış olması ve formasyondaki birimlerin gözeneklerinde veya çatlaklarında depolanmış olma olasılığı muhtemeldir.

Dünyada olgunluk ve organik zenginlikleri bilinen ve şu anda üretim yapılan önemli şeyleri birbiri ile karşılaştırırken bir şeyl gaz sistemi için önemli olan parametrelerden % TOK ve termal olgunluk göstergesi %R_o'dır [122]; [123]. Akgöl şeylerinin (Küre A, Küre B, Küre C, Küre D) dünyada iyi bilinen şeylere göre hangi aralıkta olduğunu gösteren diyagram Şekil 10.6'da sunulmuştur.

Akgöl şeyleri termojenik gaz tipindedir. Potansiyel bir şeyl gaz sisteminin organik açıdan sahip olması gereken eşik değerleri söz konusudur (Bkz. Bölüm 10.3). Ancak Şekil 10.6'da görüldüğü üzere şeyl gaz sistemlerinin TOK içeriği için bir değer bulunmamakla birlikte her sistem kendi içinde dahi değişken değer aralığında TOK içeriğine sahip olabilmektedir. İşte bu sebeple Karadeniz bölgesinde yüzeyleyen Akgöl Formasyonu'na ait şeyller sık aralıklarla örneklenmeli ve potansiyel açısından dikkatli bir şekilde değerlendirmeye alınmalıdır.



Şekil 10.6. Dünyada üretim yapılan (olgunluk ve organik zenginlikleri iyi bilinen); önemli Barnett şeyli (Mississippiyen yaşlı, Fort Worth Baseni, ABD), Antrim şeyli (Devoniyen yaşlı, Michigan Baseni, ABD), Lewis şeyli (Kretase yaşlı, San Juan Baseni, ABD), Muskwa şeyli (Mississippiyen yaşlı, Horn River Baseni, Kanada), Ohio şeyli (Devoniyen yaşlı, Apalaşiyen Baseni, ABD), Woodford şeyli (Devoniyen yaşlı, Anadarko Baseni, ABD), Caney ve Fayetteville şeyli (Mississippiyen yaşlı, Arkoma Baseni, ABD), New Albany (Devoniyen yaşlı, Illinois Baseni, ABD), Utica şeyli (Ordovisiyen yaşlı, Apalaşiyen Baseni, ABD), Marcellus şeyli (Devoniyen yaşlı, Apalaşiyen Baseni, ABD) ile Akgöl Şeyllerinin (Küre A, B, C, D) maksimum %Ro değerlerine karşılık TOK (% ağırlık) değerlerinin karşılaştırılması [122]; [123]).

Jarvie tarafından “Spider risk diyagramı” olarak adlandırılan şeyl gaz potansiyelini ve yapılan korelasyonu özetleyen bir yaklaşım geliştirilmiştir. Bu yaklaşım Akgöl şeylerine de uyarlanmıştır (Şekil 10.7). Diagramda beklenen; Amerika Birleşik Devletleri Teksas eyaletindeki Fort Worth Baseninde yer alan ve ülke için önemli bir potansiyele sahip Mississippiyen yaşlı Barnett Şeyli ile potansiyel şeyl gaz sistemi için gerekli olan minimum parametre değerleri içinde Akgöl şeylinin potansiyelini görebilmektir.

Şekil 10.7'ye göre Akgöl şeyli % kırılma haricinde tüm parametreler için minimum değeri sağlamaktadır. Aşırı olgun olmasından dolayı TR_{HI} %94 oranında

tamamlamış olması söz konusu şeyden elde edilebilecek üretim miktarını hesaplamasını gerektirir. Bu sebeple orijinal değerlere ulaşılması önem teşkil etmektedir. Jarvie [110]'ye göre muhtemel potansiyele sahip alanlardaki sistem tarafından üretilmiş hidrokarbon miktarına ilişkin hesaplamaları aşağıdaki eşitliğe göre hesaplamak mümkündür.

$$\text{HCG (kg HC)} = R \times M \times 10^{-6} \text{ kg/mg}$$

Kullanılan terimlere ait açıklamalar aşağıdaki gibidir.

R: TOK'nun her bir gramındaki hidrokarbon kütlesi ($R = HI_o - HI_{pd}$) (mg HC/g TOK)

M: organik karbonun kütlesi ($M = V \times d \times TOK_o$) (g TOK)

10^{-6} : miligramdan kilograma dönüştürme katsayısı (kg/mg)

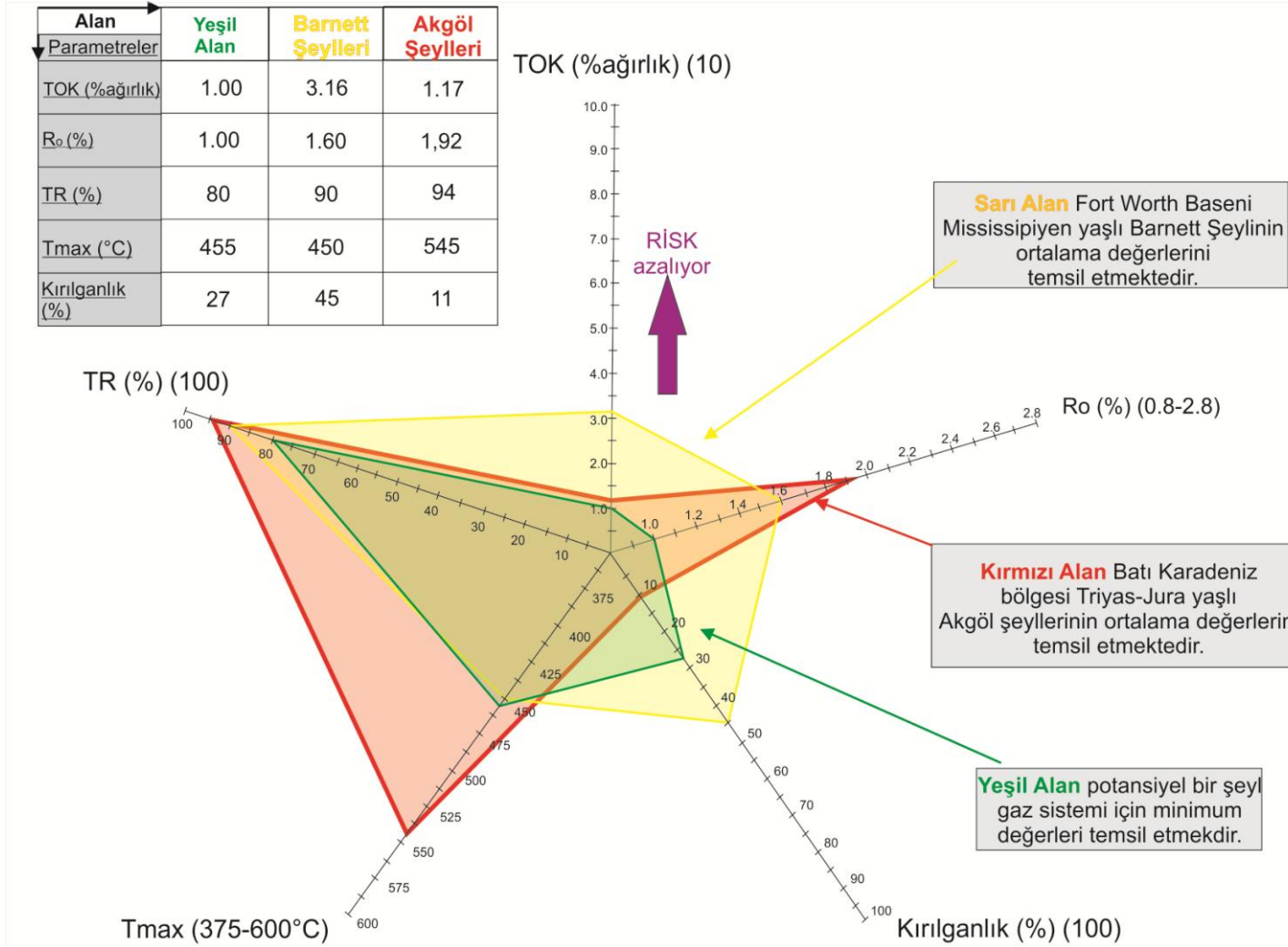
HCG (üretilmiş hidrokarbon miktarı)'nı hesaplamak için, öncelikle yayılım alanının genişliği, kalınlığı, yoğunluğu, güncel ve orijinal HI değerlerinin bilinmesi gerekmektedir.

Akgöl şeyllerinin HCG miktarı;

$$\text{HCG (kg HC)} = (287,5 - 18) \times (24000 \times 2,8 \times 10^{14} \times 2,4) \times (1,81 \times 10^{-2}) \times 10^{-6}$$

$$\text{HCG (kg HC)} = 7,86716 \times 10^{12} \text{ kg HC}$$

Akgöl şeyllerinden bugüne kadar üretilen hidrokarbon miktarı, $7,86716 \times 10^{12}$ kg HC'dur. Örneklerin aşırı olgun olması sebebiyle hesaplanan miktar olduğundan daha düşük sonuç vermiştir. Elde edilen bu miktarın hacmi ise, 6×10^{11} bbl (varil) olarak hesaplanmıştır (petrolün yoğunluğu 820 kg/m^3 [124], birim dönüşüm katsayısı petrol için 6,29 bbl (varil) [125] kullanılmıştır).



Şekil 10.7. Barnett şeyli, Akgöl şeyli ve potansiyel bir şeyl gaz sistemi için gereken minimum değerlerin spider risk diyagramında gösterimi [110]; [108]; [126].

10.7. Tartışma

Geleneksel olmayan gaz kaynakları; sıkı kum gazı, basen merkezli gaz, kömür gazı, şeyl gaz, petrolü şeyller bilinen ve üretim yapılan kaynaklardan bazılarıdır. Dünyada geleneksel olmayan gaz kaynaklarının toplam üretim miktarlarına bakılacak olursa (kömür kaynaklı metan-(%9,051 tm^3), şeyl gaz-(%16,103 tm^3), sıkı kum gazı-(%7,406 tm^3)) en fazla üretim miktarının şeyl gaza ait olduğu görülmektedir [1] (Çizelge 10.8).

Ülkemiz şu anda keşfedilmiş muhtemel potansiyel taşıyan geleneksel olmayan gaz kaynakları ile dünya istatistiklerine göre çok küçük bir paya sahiptir. Bu payı büyütmek, ülkemizde ekonomik sınırın üzerinde organik maddece zengin birimleri şeyl gaz potansiyeli açısından değerlendirmek ile mümkün olabilir. Ayrıca bugüne kadar aşırı olgun ve zayıf kaynak kayaç niteliği taşıyan, göz ardı edilmiş birimlerin bu kapsamda yeniden değerlendirmeye alınması daha geniş bir potansiyel yaratacaktır.

Çizelge 10.8. Küresel Geleneksel Olmayan Gaz Rezervlerinin Üretim Miktarları (trilyon metre küp- Tm^3) [1].

Bölge	Kömür kaynaklı metan (Tm^3)	Şeyl Gaz (Tm^3)	Sıkı Kum Gazı (Tm^3)	Toplam
<i>Kuzey Amerika</i>	3017	3840 (%46.67)	1371	8228
<i>Latin Amerika</i>	39	2116 (%61.37)	1293	3448
<i>Batı Avrupa</i>	157	509 (%49.95)	353	1019
<i>Orta ve Doğu Avrupa</i>	118	39 (%16.60)	78	235
<i>SSCB</i>	3957	627 (% 11.43)	901	5485
<i>Orta Doğu & Kuzey Afrika</i>	0	2547 (%75.58)	823	3370
<i>Sahra altı Africa</i>	39	274 (%24.98)	784	1097
<i>Asya & Çin</i>	1215	3526 (%69.22)	353	5094
<i>Pasifik OECD</i>	470	2312 (%66.30)	705	3487
<i>Diğer Pasifik Asya</i>	0	313 (%36.11)	549	862
<i>Güney Asya</i>	39	-	196	235
<i>Türkiye*</i>	3	0.4 (%10.26)	0.5	3.9
<i>Dünya</i>	9054	16103	7406	32584

*: Türkiye için keşfedilmiş muhtemel potansiyele sahip olduğu düşünülen kaynaklardan elde edilebilecek üretim miktarlarına ait oranlar.

Çizelge 10.8'de muhtemel potansiyele sahip olduğu düşünülen kaynaklar; kaynak kaya potansiyeline ilişkin tüm verilerinin mevcut olması, petrol ve gaz üretimi faaliyetleri devam eden Trakya basenindeki Oligosen yaşlı Mezardere – Eosen yaşlı Hamitabat Formasyonu ile Güneydoğu Anadolu basenindeki Silüriyen-Devoniyen yaşlı Dadaş Formasyonu'dur [1]. Türkiye için söz konusu miktar, şeyl gaz üretimi yapılması durumunda elde edilebilecek miktarı göstermektedir. Ülkemizde şeyl gaz kaynaklarının tespit edilmesi ve değerlendirilmesine yönelik henüz kapsamlı bir çalışma yapılmamıştır. Ancak şu an için potansiyel şeyl gaz kaynağı olarak değerlendirmeye alınabilecek formasyonlar Şekil 10.8'de görüldüğü gibidir.



Şekil 10.8. Türkiye’de şu an için muhtemel şeyl gaz potansiyeline sahip formasyonlar [127].

11. SONUÇLAR ve TARTIŞMA

Bu tez çalışması kapsamında Batı Karadeniz bölgesi Küre-İnebolu arasında yüzeyleyen Akgöl Formasyonu'ndan ölçülü stratigrafik kesit yapılmış ve uygun seviyelerden örnek alınmıştır. Alınan örnekler üzerinde gerçekleştirilen analiz sonuçları aşağıda özetlenmiştir.

- 240 m uzunluğundaki Akgöl Formasyonu ÖSK'dan alınan örneklerin ortalama TOK içeriği tüm bölümler için ortalama değeri %1,17'dir. TOK içeriği diğer piroliz parametreleri ile birlikte değerlendirildiğinde örneklerin "zayıf kaynak kaya" potansiyeline sahip olduğu, organik madde tipinin ise Tip IV olduğu görülmektedir.
 - İncelenen örneklerin S_1 ve S_2 pikleri çok düşüktür. Dolayısıyla serbest haldeki hidrokarbonların (S_1) ve bugünkü türeyebilecek hidrokarbonları (S_2) yok denecek kadar az olduğunu görülmektedir. Yine bu piklere bağlı hesaplanan PI değerine göre Akgöl şeylleri "yüksek düzey dönüşüm/gaz penceresi"ndedir.
 - S_1 ve S_2 pikinin düşük olması kil matriks etkisinden kaynaklanabilmektedir. Bu sebeple kil matriks etkisi araştırılmıştır. Ancak aşırı olgun örneklerde orijinal kerojen tipini saptamaya yönelik bu yöntemin aşırı olgun örnekler için geçerli olmadığı görülmüştür.
 - Şeyllerin ihtiva ettiği simektit ve I-S türü minerallerin dönüşümünü %100 oranında illite dönüşerek tamamlamış olduğu ve düşük S_2 piklerinden dolayı güvenilir olmadığı düşünülen Tmax değerleri kullanılarak örneklerin gaz penceresinde olduğu belirlenmiştir.
- Orijinal kerojen tipinin belirlenmesine yönelik gerçekleştirilen elementel analiz çalışmaları sonucunda olgunlaşmamış örnekler için kullanılan (%0,5R_o) Van Krevelen diyagramında Baskin (1997)'ye göre kerojen tipinin "Tip IV kerojen" olduğu ve buna göre "kuru gaz penceresi"ne tekabül ettiği tespit edilmiştir.
- Tüm kayaç X-RD çalışmaları sonucu tüm örneklerde tespit edilen mineraller; kuvars, feldispat, mika ve kil mineralleridir. Tespit edilen diğer bir mineral ise örneklerde az oranda kalsit mineralidir.
- Kil fraksiyonu analizleri aracılığıyla kil mineral tanımlamaları gerçekleştirilmiş olup, bolluk oranı en yüksek illit mineralidir. Örneklerde simektit veya I-S

türü karışık katmanlı minerale rastlanmamasının sebebi örneklerin aşırı olgunlaşma seviyesi ile açıklanabilir. İllit kristalinite (IC) değerleri 0,30-0,42 arasında olup “ankizon”dadır. Bu zona karşılık gelen sıcaklık aralıkları Dunayer de Segonzac [51]’e göre 200-350°C arasındadır. Örneklerin keskinlik oranı değerleri 2,40 ile 5,92 arasında değişmekte ve Weaver indeksine göre “ankizon” sınırını göstermektedir. Hesaplanan bir diğer parametre olan klorit kristalinite değeri ise 0,27 ile 0,32 arasında değişmekte olup “ankizon” sınırına karşılık gelmektedir. İllit ve klorit kristalinite ile keskinlik oranı değerlendirmelerinde elde edilen tüm sonuçlar birbirini desteklemektedir. Petrol oluşum penceresinin 120-150°C sıcaklıkları arasında hatta maksimum 175°C olduğu göz önünde bulundurulursa, örneklerin bulunduğu zon ve bu zona karşılık gelen sıcaklık aralıklarına göre aşırı olgun olduğu söylenebilir. Diyajenetik zon sınırında kristalinite değerlerine sahip olan örneklerin diğer sonuçlar ile uyum göstermemesi ya analiz hatası ya da illit minerallerinin farklı bir ortamdan taşınmış olabilme durumuyla açıklanabilir.

- Akgöl Formasyonu’nu temsilen organik petrografik açıdan incelenen Küre-05 numaralı örneğin ihtiva ettiği organik madde miktarının oldukça yüksek oranda olduğu gözlenmiştir. Yansıtma ölçümlerine göre ortalama random yansıtma değeri “1,92” ve Akgöl Formasyonu şeyllerinin aşırı olgun olduğu tespit edilmiştir. Bu sonucun, illit ve klorit kristalinite değerlendirmeleri ve Rock-Eval piroliz sonuçları ile uyum gösterdiği görülmektedir.
- SEM-EDX çalışmaları sonucunda saçınımlı organik madde tespitinin haricinde X-RD çalışmalarıyla uyumlu kuvars, feldispat, mika ve kil mineralleri saptanmıştır. Bu minerallerin yanı sıra iz miktarda siderit, apatit ve titantum oksit tespit edilmiştir. Örnek içindeki organik maddenin saçınımlı oluşu ve siderit vb. minerallerin mevcudiyeti örneklerin denizel kökenli olduğu fikrini desteklemektedir.
- Orijinal organik madde tipinin Tip II/III olduğu düşünülürse, Akgöl şeyllerinin karasal kökenli sedimanların çökeldiği C, CD veya D fasiyesinde çökmesi mümkün değildir. Bu nedenle aşırı olgun örneklerde organik jeokimyasal analiz sonuçları ile organik fasiyes tanımlamalarının yapılması uygun olmadığı düşünülmektedir.

- TOK (%ağırlık) içeriği ve Rock-Eval piroliz analiz sonuçlarının birlikte değerlendirilmeye alınması sonucunda Akgöl şeyllerinin “zayıf kaynak kaya” potansiyeline sahip olduğu tespit edilmiş ve hidrokarbon potansiyelini belirlemek amacıyla gerçekleştirilen önceki çalışmalarda ulaşılan sonuçlar ile uyum gösterdiği sonucuna varılmıştır. TOK_o içeriği tüm bölümler için ortalama %1,81’dir. TOK_{pd} içeriği ile TOK_o içeriğinin arasındaki farkın beklenen farktan oldukça az olmasının sebebi; bugün itibariyle örneklerin bünyesindeki organik madde dönüşümünün çok büyük oranda tamamlanmış olmasıdır. Şeyllerin aşırı olgun olması, yüksek organik madde dönüşümü (TR_{HI}) değerine sebep olmuştur. Tmax bazlı hesaplanan %R_o değerlerine göre Akgöl şeylleri “*kuru gaz penceresi*”ndedir. TOK içindeki GOC miktarı %24’tür.

Akgöl şeyllerinin bünyesindeki kuvars içeriği düşük, karbonat içeriği ise yok denecek kadar azdır. Buna karşılık kil içeriği ise oldukça yüksektir. Akgöl şeyllerinin kırılabilirliği ancak kilin kırılabilirliği ve sünümlü yapısı ile kontrol edilebilir. Bu duruma göre örneklerin bulunduğu derinlik ve benzeri faktörlerin etkisi de düşünüldüğünde, üretim teknikleri açısından çok sayıda sondaj ve hidrolik çatlatma gerektirmesi nedeniyle ekonomik olduğu söylenemez. Bunu yanı sıra formasyonun yayılım alanının geniş olması çok sayıda sondajın yapılmasına elverişlidir. Dolayısıyla gaz üretim miktarının bu problemi ortadan kaldırabilecek seviyeye ulaşması durumunda göz ardı edilebilir. Ayrıca gelişen teknoloji ile üretim tekniklerinde maliyetin azaltılmasına dair yaşanacak bir gelişme ve yüksek miktarda gerçekleşen üretimin olması durumunda göz ardı edilmesi mümkün olabilir.

Bu yüzden söz konusu şeylden elde edilebilecek üretim miktarını hesaplamak uygun olacaktır. Akgöl şeyllerinden bugüne kadar muhtemel üretilmiş hidrokarbon miktarı, $7,86716 \times 10^{12}$ kg HC’dur. Örneklerin aşırı olgun olması sebebiyle hesaplanan miktar olduğundan daha düşük sonuç vermiştir. Elde edilen bu miktarın hacmi ise, 6×10^{11} bbl (varil) olarak hesaplanmıştır.

Akgöl şeylleri termojenik gaz tipindedir. Potansiyel şeyl gaz sisteminin organik açıdan sahip olması gereken eşik değerleri söz konusudur. Şeyl gaz sistemlerinin TOK içeriği için bir değer aralığı bulunmamakla birlikte her

sistem kendi içinde dahi değişken değer aralığında TOK içeriğine sahip olabilmektedir. İşte bu sebeple potansiyelin tam olarak belirlenmesi amacıyla Karadeniz bölgesi'nde yüzeyleyen Akgöl Formasyonu'na ait őeyler sık aralıklarla örneklenmeli ve gerçekleştirilecek analiz sonuçlarından elde edilen parametreler ışığında gerekli değerlendirmeler yapılmalıdır.

KAYNAKLAR

- [1] United States The Energy Information Administration (EIA) Report, *World Shale Gas Resources; An initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, 365, **2011**, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>
- [2] <https://maps.google.com/> (Kasım, **2012**).
- [3] Ketin, İ. ve Gümüş, Ö., *Sinop, Ayancık ve güneyinde, III. Bölgeye dahil sahaların jeolojisi hakkında rapor*, TPAO Arama Grubu, Rapor No.213, Ankara, **1962**.
- [4] Fratschner, W.Th., *Azdavay, Bartın, Kumluca ve Kurucaşile, Ulus bölgelerinde 19 Mayıs-24 Ekim arasında yapılan etüdlere dair ilk rapor*, Yayınlanmamış, Maden Tetkik Arama Enstitüsü, Rapor No.1960, **1953**.
- [5] Saner, S., Batı Pontidler'in ve Komşu Havzaların Oluşumlarının Levha Tektoniği Kuramıyla Açıklanması, Kuzeybatı Türkiye, *Maden Tetkik Arama Enstitüsü Dergisi*, 93/94, 1-19, **1980**.
- [6] Aydın, M., Üngör, A. ve Kasar, S., *Azdavay, Ağlı, Küre, İnebolu, Cide yöreleri çalışmaları hakkında ön jeoloji raporu*, Yayınlanmamış, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Arama Grubu, Rapor No. 1538, **1980**.
- [7] Aydın, M., Şahintürk, Ö., Özçelik, Y. ve Çokuğraş, R., *Cide, Ulus, Azdavay, Araç, Daday ilçeleri ile sınırlı sahanın jeolojisi*, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Arama Grubu, Rapor No. 1644, **1982**.
- [8] Bingöl, E., Prekambriyen-Jura arasında Türkiye'nin olası jeotektonik evrimi, *Türkiye Jeoloji Kurumunun 37. Türkiye Jeoloji Kurultayı Bülteni, Bildiri Özetleri*, 36-38, **1983**.
- [9] Bingöl, E., Evolution Geotectonique de la Turquie, *Congres Int. De Geologie*, Moscow, Add. Abs, 9, 2, p.143, **1984**.
- [10] Gedik, A., Ercan, T. ve Korkmaz, S., Orta Karadeniz (Samsun-Sinop) Havzasının Jeolojisi ve Volkanik Kayaçların Petrolojisi, *Maden Tetkik Arama Enstitüsü Dergisi*, 99-100, 34-51, **1983**.
- [11] Gedik, A. ve Korkmaz, S., Sinop havzasının jeolojisi ve petrol olanakları, *Jeoloji Mühendisleri Dergisi*, 19, 53-79, **1984**.
- [12] Aydın, M., Şahintürk, O., Serdar, H.S., Özçelik, Y., Akarsu, İ., Üngör, A., Çokuğraş, K. ve Kasar, S., Ballıdağ-Çangaldağı (Kastamonu) arasındaki bölgenin jeolojisi, *Türkiye Jeoloji Kurultayı Bülteni*, c.29, Sayı 2, 1-16, **1986**.
- [13] Aydın, M., Serdar, H.S., Şahintürk, Ö., Yazman, M., Çokuğraş, R., Demir, O. ve Özçelik, Y., Çamdağ (Sakarya)-Sünnicedağ (Bolu) yöresinin jeolojisi, *Türkiye Jeoloji Kurultayı Bülteni*, 30, 1-14, **1987**.
- [14] Sonel, N., Sarı, A., Coşkun, B. ve Tozlu, E., Boyabat (Sinop) Havzası Ekinveren Fayının petrol aramalarındaki önemi, *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 32, 39-49, **1989**.
- [15] Altun, E.İ., Şengün, M., Keskin, H., Akçören, F., Sevin, M., Deveciler, E. ve Akat, U., *1/100000 Ölçekli Türkiye Jeoloji Haritaları Serisi, Kastamonu B-17*

- Paftası*, Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü Jeoloji Etütleri Dairesi, **1990**.
- [16] Şengün, M., Keskin, H., Akçaören, F., Altun, I., Sevin, M., Akat, U., Armağan, F. ve Acar, Ş., Kastamonu Yöresinin Jeolojisi ve Paleotetisin Evrimine İlişkin Sınırlamalar, *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 33, 1-16, **1990**.
- [17] Sarı, A., Boyabat (Sinop) yöresi (Triyas-Kretase) birimlerinin organik fasiyes incelemesi, *Türkiye Jeoloji Bülteni*, 37, Sayı 2, 111-118, **1994**.
- [18] Harput, O.B., *Batı Karadeniz Bölgesi Tortullarının Kaynak Kaya ve Olgunlaşma Yöntemiyle İncelenmesi*, Doktora Tezi, Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 133, **1997**.
- [19] Koçyiğit, D., *Batı Karadeniz Bölgesi Üst Devoniyen-Turnezilyen ve Kretase Siyah Şeyl Fasiyesinin Hidrokarbon Kaynak Kaya Potansiyelinin Belirlenmesi*, Yüksek Lisans Tezi, Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 84, **2006**.
- [20] Şengör, A.M.C. and Yılmaz, Y., Tethyan evolution of Turkey: A plate tectonic approach, *Tectonophysics*, 75, 181-241, **1981**.
- [21] Ercan, T., Gedik, A., Pontidler'deki Volkanizma, *Jeoloji Mühendisliği Dergisi*, 18, 3-22, **1983**.
- [22] Görür, N., Şengör, A.M.C., Akkök, R. ve Yılmaz, Y., Pontidlerde Neo-Tetis'in açılmasına ilişkin sedimentolojik veriler, *Türkiye Jeoloji Kurumu Bülteni*, 26, 11-20, **1983**.
- [23] Klemme, H.D. and Ulmishek, G.F., Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 75, No. 12, 1809-1851, **1991**.
- [24] Jarvie, D.M., Shale resource systems for oil and gas: Part I, Shale-gas resource systems, *Shale reservoir-Giant resources for the 21st century*, (eds: J.A. Breyer) The American Association of Petroleum Geologists Memoir, 97, 69-87, **2012**.
- [25] Boztuğ, D., Clay mineralogy and vitrinite reflectance of the Paleozoic and Mesozoic shales forming the epicontinental cover of Eurasian plate in Kastamonu region, western Pontides, Turkey, *Terra Abstracts*, 1, 311, **1989b**.
- [26] Yılmaz, O. and Boztuğ, D., Kastamonu granitoid belt of northern Turkey: First arc plutonism product related to the subduction of the Paleo-Tethys, *Geology*, 14, 179-183, **1986**.
- [27] Yılmaz, O., Boztuğ, D. ve Bonhomme, M.G., Daday-Devrekani Masifi ve Çevresinde (Kastamonu, Kuzey Türkiye) K-Ar Jeokronolojisi ile belirlenen Erken-Orta Jurasik ve Erken Kretase yaşlı Metamorfizmalar, İstanbul Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, *Yerbilimleri Dergisi*, 10, 15, **1997**.
- [28] Tunoğlu, C., Orta Pontidler'de Devrekani Havzası'nın (Kastamonu kuzeyi) litostratigrafi birimleri, *Suat Erk Jeoloji Sempozyumu Bildiriler Kitabı*, 183-191, **1991**.

- [29] Kovenko, V., Küre'deki eski bakır yatağı ile yer keşfedilen Aşıköy yatağının ve Karadeniz orta ve doğu kesimleri sahil bölgesinin metallojenisi: *Maden Tetkik Arama Dergisi*, 2/32, 180-212, **1944**.
- [30] Ataman, G., Yılmaz, O. ve Ertürk, O., Diyajenez-ankimetamorfizma geçişinin illitin kristallik derecesi ile araştırılması (Batı Pontidlerde bir deneme), *Yerbilimleri Dergisi*, 3. (1-2), 145-160, Ankara, **1977**.
- [31] Yılmaz, Y., Tüysüz, O., Yiğitbaş, E., Genç, Ş.C. and Şengör, A.M.C., Geology and tectonic evolution of the Pontides, (eds: Robinson, A.G.), *Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Region*, American Association of Petroleum Geologists Memoir 68, 183-226, **1997**.
- [32] Derman, A.S., Batı Karadeniz bölgesinin geç Jura ve erken Kretase'deki jeolojik evrimi, *Türkiye 8. Petrol Kongresi, Bildiriler, Jeoloji*, 328, 339, **1990**.
- [33] Derman, A.S., *Cretaceous megabreccias and other mass flow deposits in the eastern Ulus Basin, western Black Sea Region of Turkey*, Ph. D. Thesis, The Graduate School of Naturel and Applied Sciences, Unpublished, Middle East Technical University, Ankara, 229, **1995**.
- [34] Blumenthal, M., *Geology of North Anatolian Series Between Bolu and Lower Kızılırmak*, Maden Tetkik Arama Enstitüsü Raporu, Ankara, **1948**.
- [35] Göktunalı, K., *Devrekani-Daday-Küre ilçeleri arasında kalan Ağılpazar-Seydiler bölgesi jeoloji raporu*, Maden Tetkik Arama Derleme Raporu, 2533, Ankara, Yayınlanmamış, **1955**.
- [36] Akyol, Z., Arpat, E., Erdoğan, B., Göger, E., Şaroğlu, F., Şentürk, İ., Tütüncü, K. ve Uysal, Ş., *Cide-Kurucaşile dolayının jeoloji haritası ve açıklaması (1/50000)*, Maden Tetkik Arama Enstitüsü, Ankara, **1974**.
- [37] Yılmaz, O., *Daday-Devrekani masifi Kuzeydoğu kesimi metamorfik petrolojisi*, Tez, Hacettepe Üniversitesi, Ankara, 176, **1979**.
- [38] Ergun, O.N., *Sinop, Samsun Havzası, Gerze, Dikmen Dolayları Tortul İstifinin Sedimentolojik İncelenmesi*, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Raporu, 1496, Türkiye, Yayınlanmamış, **1980**.
- [39] Yılmaz, Y., Tüysüz, O., *Kastamonu-Boyabat-Vezirköprü-Tosya arasındaki bölgenin jeolojisi*, Maden Tetkik Arama Derleme No. 7838, Ankara, Yayınlanmamış, **1984**.
- [40] Şengün, M., Akçaören, F., Keskin, H., Akat, U., Altun, İ.E., Deveciler, E., ve Sevin, M., *Daday-Kastamonu-İnebolu yöresinin jeolojisi*, Maden Tetkik Arama Derleme Rapor No. 8994, Ankara, Yayınlanmamış, **1988**.
- [41] Şengör, A.M.C., Yılmaz, Y. and Ketin, İ., Remnants of a pre-late Jurassic ocean in northern Turkey: fragments of Permian-Triassic Paleo-Tethys, *Geological Society America Bulletin*, 91 (Part I), 499-609, **1980**.
- [42] Boztuğ, D., *Daday-Devrekani masifi güneybatı kesiminin jeolojisi hakkında ön rapor*, Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü Jeoloji Etüdları Dairesi, 268, Ankara, Yayınlanmamış, **1986**.

- [43] Önder, F., Boztuğ, D., and Yılmaz, O., Batı Pontidler'deki Göynükdağı-Kastamonu yöresi Alt Mesozoyik kayaçlarında yeni paleontolojik (konodont) Bulgular, Batı Pontidler, Türkiye, *Melih Tokay Jeoloji Sempozyumu, Bildiri Özleri*, 127-128, **1987**.
- [44] Yılmaz, O., ve Boztuğ, D., İllitin kristallik derecesi yöntemiyle Büyükçay-Elmalıçay granitik sokulumundaki dokanak (Kontakt) metamorfizmasının incelenmesi, *Doğa Bilimleri Dergisi*, B, 8, 3, **1986**.
- [45] Kutluk, H. ve Bozdoğan, N., *IV. Bölge Üst Paleozoyik-Alt Mesozoyik çökelleri palinoloji ön raporu*, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Araştırma Grubu, 1545, yayımlanmamış, **1981**.
- [46] MTA, *1/25000 Ölçekli Türkiye Sayısal Jeoloji Haritaları Serisi, Kastamonu E31-a3 paftası*, Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü Jeoloji Etüdlere Dairesi, Bilgin, A.Z. (düzenleyen), **2012**.
- [47] ASTM, Inorganic index to the powder diffraction file, Joint Committee on Powder Diffraction Standards, Pennsylvania, 1432, **1972**.
- [48] Gündoğdu, M.N. ve Yılmaz, O., Kil mineralojisi yöntemleri, *Ulusal Kil Sempozyumu*, Çukurova Üniversitesi, Adana, 319-330, **1982**.
- [49] Potter, P.E., Maynard, J.B., and Pryor, W.A., *Sedimentology of shale*, Springer-verlag New York Inc., U.S.A., 306, **1980**.
- [50] Dypvik, H., Clay mineral transformations in Tertiary and Mesozoic sediments from North Sea, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 67, 160-165, **1983**.
- [51] Dunoyer de Segonzac, G., *Les minéraux argileux dans la diagenèse. Passage au métamorphisme*, Mém. Serv. Carte géol. Alsace Lorraine, 29, 321, **1970**.
- [52] Dellisanti, F., Pini, G.A., and Baudin, F., Use of Tmax as a thermal maturity indicator in orogenic successions and comparison with clay mineral evolution, *Clay Minerals*, 45, 115-130, **2010**.
- [53] Kübler, B., and Jaboyedoff, M., Illite Crystallinity, *Earth and Planetary Sciences*, 331, 75-89, **2000**.
- [54] Kübler, B., Evaluation quantitative du métamorphisme par la cristallinité de l'illite, *Bulletin Centre Rech.*, Pau-S.N.P.A.2, 385-397, **1968**.
- [55] Weaver, C.E., Possible uses of clay minerals in search for oil, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 44, 1505-1518, **1960**.
- [56] Arkai, P., Mata, P., Giorgetti, G., Peacor, D.R., and Toth, M., Comparison of diagenetic and low-grade metamorphic evolution of chlorite in associated metapelites and metabasites: an integrated TEM and XRD study, *Journal of Metamorphic Geology*, 18, 531-550, **2000**.
- [57] Tissot, B.P., and Welte, J., *Petroleum Formation Occurrence*, 2.ed., Heidelberg: Springer-Verlag, 538, **1984**.
- [58] Durand, B., Sedimentary organic matter and kerogen, Definition and quantitative importance of kerogen, B. Durand (Ed.), *Kerogen: Insoluble*

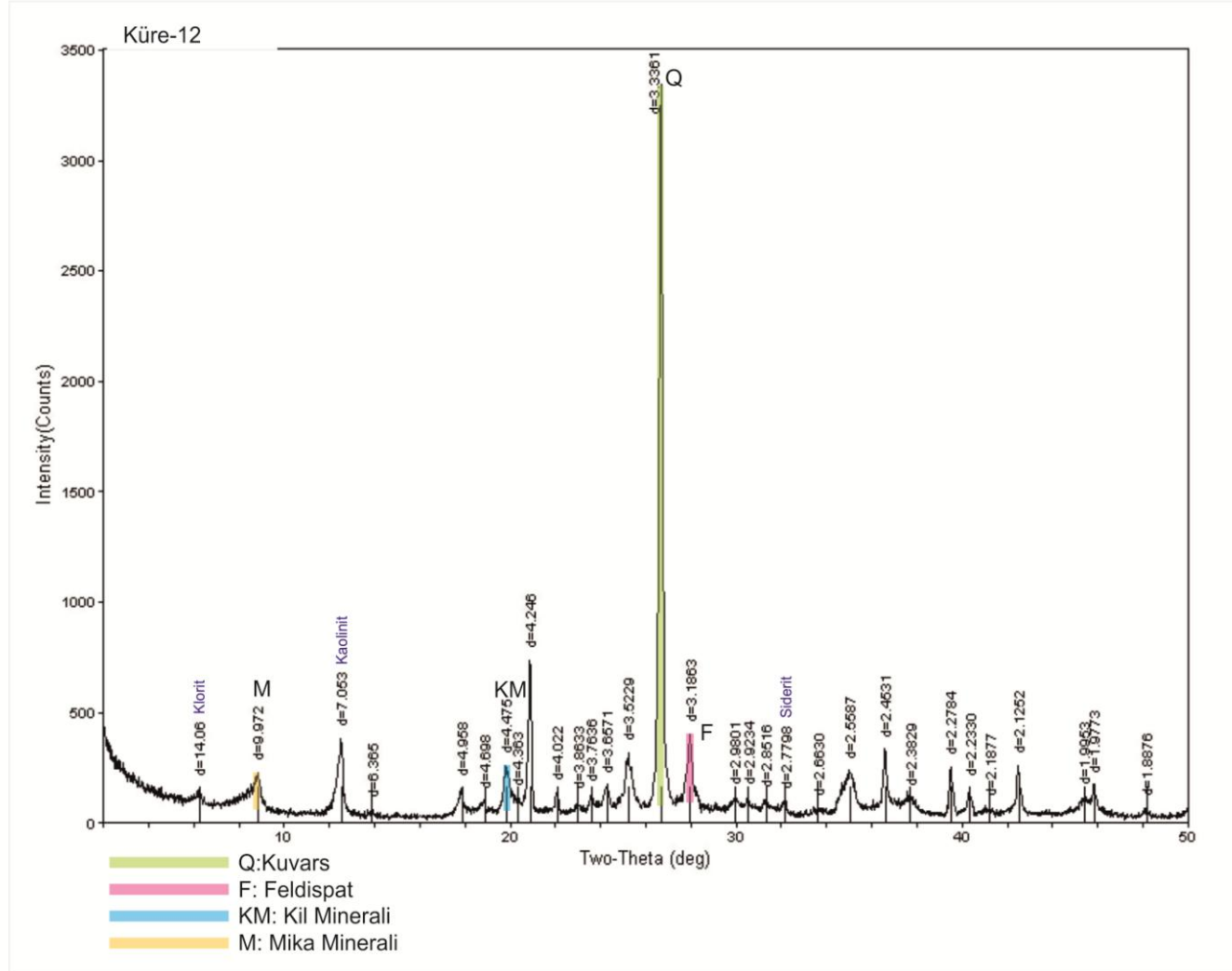
- Organic Matter From Sedimentary Rocks*, Editions Technip, Paris, 13-35, **1980**.
- [59] Tissot, B.P., Durand, B., Espitalié, J. and Combaz, A., Influence of the nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 58, 499-506, **1974**.
- [60] Demaison, G., Holck, A.J.J., Jones, R.W., and Moore, G.T., Predictive source bed stratigraphy; a guide to regional petroleum occurrence, *Proceedings of the 11th World Petroleum Congress*, London, V. 2, 17-29, **1983**.
- [61] Peters, E.K., and Cassa, M.R., *Applied source rock geochemistry*, The American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 93-120, **1994**.
- [62] Jarvie, D.M., and Tobey, M.H., *TOC, Rock-Eval and Sr Analyzer Interpretive Guidelines Application*, Note 99-4, Humble Instruments and Services, Inc. Geochemical Services Division, Texas, 11, **1999**.
- [63] Bordenave, M.L., *Applied Petroleum Geochemistry*, Edited by M.L. Bordenave, Exploration Division, TOTAL, Paris, 561, **1983**.
- [64] Espitalié, J., Deroo, G., and Marquis, F., La Pyrolyse Rock Eval et ses Applications, *Review Institute Français Petroleum* 10, 755-784, **1985**.
- [65] Jarvie, D.M., Total Organic Carbon (TOC) Analysis; in, *Source Migration Processes and Evaluation Techniques*, Merrill, R.K., ed: The American Association of Petroleum Geologists, *Treatise of Petroleum Geology Handbook of Petroleum Geology*, 113-118, **1991**.
- [66] Clementz, D.M., Demaison, G.J., and Daly, A.R., Well site geochemistry by programmed pyrolysis, *Proceedings of the 11th Annual Offshore Technology Conference, Houston, OTC 3410*, V.1, 465-470, **1979**.
- [67] Van Krevelen, D.W., Organic Geochemistry - old and new, *Organic Geochemistry*, V. 6, 1-10, **1984**.
- [68] Espitalié, J., Institut Français du Pétrolè, *Syntheses Geologiques et Geochimie*, 7020, April 28, **1982**.
- [69] Peters, K.E., Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.70, 329, **1986**.
- [70] Claypool, G.E., and Reed, P.R., Thermal-analysis technique for source-rock evaluation-Quantitative estimate of organic richness and effects of lithologic variation, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 60, 4, 608-611, **1976**.
- [71] Jarvie, D.M., and Lundell, L.L., *Chapter 15: Amount, Type and Kinetics of Thermal Transformation of Organic Matter in the Miocene Monterey Formation*, in Caroline M. Isaacs and Jurgen, Rullkotter, eds., *The Monterey Formation: From Rocks to Molecules*: Columbia University Press, 553, 268-295, **2001**.
- [72] Espitalié, J., Laporte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., and Paulet, J., *Methode Rapide de Caracterisation des Roches Meres, de Leur*

- Potentiel Pétrolier et de Leur Degré D'évolution. *Institute Français Petroleum Review*, 32, 23-43, **1977**.
- [73] Espitalié, J., Makadi, K.S., and Trichet, J., Role of the Mineral Matrix during Kerogen Pyrolysis, *Organic Geochemistry*, V.6, 365-382, **1984**.
- [74] Jones, R.W., *Comparison of carbonate and shale source rocks, in Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*, ed., J.G., Palacas, The American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology, 18, 163-180, **1984**.
- [75] Jarvie, D.M., and Baker, D.R., Application of the Rock-Eval III Oil Show Analyzer to the study of gaseous hydrocarbons in an Oklahoma gas well, *187th ACS National Meeting, St. Louis Missouri*, April 8-13, **1984**.
- [76] Jarvie, D.M., Claxton, B., Henk, B., and Breyer, J.T., Oil and Shale Gas From the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas, *The American Association of Petroleum Geologists Annual Meeting Program, Denver, CO*, June 3-6, 10, A100, **2001**.
- [77] Katz, B.J., Limitations of 'Rock-Eval' pyrolysis for typing organic matter, *Organic Geochemistry*, V.4, 195-199, **1983**.
- [78] Langford, F.F., and Blanc-Valleron, M.M., Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.74, 6, 799-804, **1990**.
- [79] Dahl, B., Koefoed, J.B., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E., A new approach to interpreting Rock-Eval S₂ and TOC data for kerogen quality assessment, *Organic Geochemistry*, 35, 1461-1477, **2004**.
- [80] Dembicki, H.Jr., Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.93, 341-356, **2009**.
- [81] Durand, B., and Monin, J.C., Elemental analysis of kerogens (C,H, O, N, S, Fe), *Kerogen* (eds: Durand, B.), Paris, Editions Technip, 113-142, **1980**.
- [82] Burtner, R.L., and Warner, M.A., Relationship between illite/smectite diagenesis and hydrocarbon generation in Lower Cretaceous Mowry and Skull Creek Shales of the Northern Rocky Mountain area, *Clays and Clay Minerals*, 34, 390-402, **1986**.
- [83] Scotchman, I.C., Clay diagenesis in Kimmeridgian clay formation: onshore UK and its relation to organic maturation, *Mineralogical Magazine*, 51, 535-551, **1987**.
- [84] Velde, B., and Espitalié, J., Comparison of kerogen maturation and illite/smectite composition in diagenesis, *Journal of Petroleum Geology*, 12, 103-110, **1989**.
- [85] Espitalié, J., Madec, M., and Tissot, B., Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 64 (1), 59-66, **1980**.
- [86] Hunt, J.M., *Petroleum geochemistry and geology*, 2d ed., W. H. Freeman and Company, San Francisco, 743, **1996**.

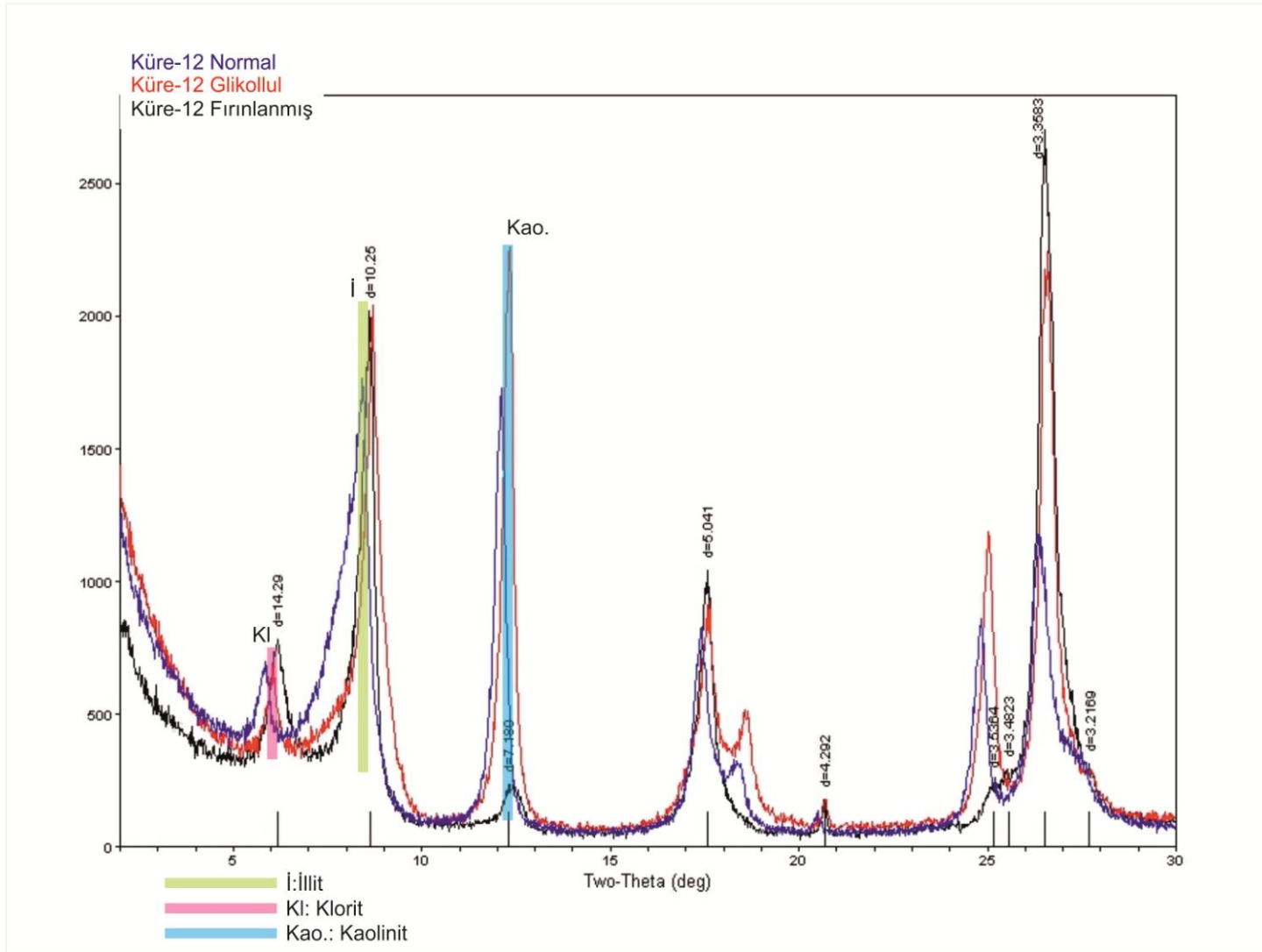
- [87] ICCP, International Lexikon fur Kohlenpetrologie, Centre National de la Recherche Scientifique, 15 Quai, Anatole-France, Paris, **1971**.
- [88] Sprinkel, D., Waanders, G., Stratigraphy, organic Microfossils, and thermal maturation of the Neoproterozoic Uinta Mountain group in the eastern Uinta mountains, northeastern Utah, *Uinta Mountain Geology*, (eds: Dehler, C.M., Pederson, J.L., Sprinkel, D.A. & Kowallis, B.J.), Utah Geological Association Publication, 33, 63-742, **2005**.
- [89] Waples, D.W., Time and temperature in petroleum formation: Application of Lopatin's method to petroleum exploration, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 64, 916-926, **1981**.
- [90] Jones, R.W., *Organic facies: Advanced in petroleum geochemistry*, (eds: J., Brooks, J., and Welte, D.), 2, 1-9, **1987**.
- [91] Orr, W., Comments on pyrolytic hydrocarbon yields in source rock evaluation, *Advances in organic geochemistry*, (eds: Bjoroy, M.), Chichester, Wiley and Sons Ltd., 775-787, **1981**.
- [92] Grabowski, G.J., Generation and migration of hydrocarbons in Upper Cretaceous Austin Chalk, South-central Texas, *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*, (eds: Palacas, J.), The American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology 18, 97-115, **1984**.
- [93] Baskin, D.K., Atomic H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.81, No.9, 1437-1450, **1997**.
- [94] Whalen, J.K., and Thompson-Rizer, C., Chemical methods for assessing kerogen and protokerogen types and maturity, (eds: Engle, M.H., and Macko, S.A.) *Organic Geochemistry Principles and Applications*, Newyork, Plenum, 289-353, **1993**.
- [95] Dow, W.G., Kerogen studies and geological interpretations, *Journal of Geochemical Exploration*, V.7, 79-99, **1977**.
- [96] Daly, A.R., and Edman, J.D., Loss of organic carbon from source rocks during thermal maturation, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.71, 5, 546, **1987**.
- [97] Saxby, J.D., Bennett, A.J.R., Corcoran, J.F., Lambert, D.E., and Riley, K.W., Petroleum generation-simulation of six years of hydrocarbon formation from torbanite and brown coal in a subsiding basin, *Organic Geochemistry*, V.9, 69-81, **1986**.
- [98] Jones, R.W., and Demaison, G.J., Organic facies-a stratigraphic concept and exploration tool, (eds: Salvidar-Sali, A.), *Proceedings of the second ASCOPE (ASEAN Council on Petroleum) conference and exhibition, October 1981, Manila, Philippines*, 51-68, **1982**.
- [99] Tissot, B.P., and Welte, J., *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer-Veriag, Newyork, 598, **1984**.
- [100] Rogner, H.H., An Assessment of World Hydrocarbon Resources, *Annual Review of Energy and the Environment*, 22, 217-262, **1997**.

- [101] Smith, J.C., Ohio:Fracking waste tied to earthquakes, USA Today, <http://usatoday30.usatoday.com/money/story/2012-03-09/fracking-gas-drinking-earthquakes/53435232/1>, (March, **2012**).
- [102] Zweig, S., Hydraulic fracturing (Hydrofracking): The risks and rewards of the Controversial Drilling Technique, <http://www.healingoil.com/articles/hydraulic-fracturing-hydrofracking-therisks-and-rewards-ofthecontroversial-drilling-technique1130/2> (Aralık **2012**).
- [103] Klein, M., Hydraulic Fracturing and shale gas extraction, University of Arizona report, **2000**.
- [104] McGrath, A.E., Fate and transport of select compounds of interest in fracturing fluids, Environmental Protection Agency, <http://www.epa.gov/sites/production/files/documents/fateandtransportofselectcompoundsofinterestinfracturingfluids.pdf>, (March **2011**).
- [105] Schmidt, C.W., Blind rush? Shale gas boom proceeds amid human health questions, *Environmental Health Perspectives*, 119 (8), a348-a353, **2011**.
- [106] Claypool, G.E., Kerogen conversion in fractured shale petroleum systems, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.82, 13, 5, **1998**.
- [107] Martini, A.M., Walter, L.M., Ku, T.C.W., Budai, J.M., McIntosh, J.C., and Schoell, M., Microbial production and modification of gases in sedimentary basins: A geochemical case study from a Devonian shale gas play, Michigan Basin, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.87, 8, 1355-1375, **2003**.
- [108] Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T., and Pollastro, R.M., Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of North central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.91, 4, 475-499, **2007**.
- [109] Jarvie, D.M., Claxton, B., Henk, B., and Breyer, J.T., Oil and Shale Gas From the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas, *The American Association of Petroleum Geologists Annual Meeting Program, Denver, CO*, June 3-6, 10, A100, **2001**.
- [110] Jarvie, D.M., *Evaluation of hydrocarbon generation and storage in the Barnett shale, Fort Worth Basin, Texas*, Humble geochemical services division, 116, **2004**.
- [111] Jarvie, D. M., Worldwide Shale Resource PLays and Potential, *The American Association of Petroleum Geologists European Region ICE, Kiev, Ukraine*, 17-19 October, **2010**.
- [112] Pelet, R., Evaluation quantitative des produits formes lors de l'evolution geochimique de la matiere organique, *Revue Institut Francais du Petrole*, V.40, 5, 551-562, **1985**.
- [113] Burnham, A.K., On the validity of the pristane formation index, *Geochimica Acta*, V.53, 1693-1697, **1989**.

- [114] Sandvik, E.I., Young, W.A., and Curry, D.J., Expulsion from hydrocarbon sources: The role of organic absorption: Advances in Organic Geochemistry 1991, *Organic Geochemistry*, V.19, 1-3, 77-87, **1992**.
- [115] Pepper, A.S., Estimating the petroleum expulsion behavior of source rocks: A novel quantitative approach, (eds: England, W.A., and Fleet, A.L.), *Petroleum migration*, Geological Society (London) Special Publication, 59, 9-31, **1992**.
- [116] Martineau, D.F., Newark East, Barnett Shale field, Wise and Denton countries, Texas, Barnett Shale frac-gradient variances (abs.), *The American Association of Petroleum Geologists Southwest Section Meeting, March 1-4, Fort Worth, Texas, 2001*.
- [117] Bowker, K.A., Recent development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin (abs.): *Innovative gas exploration concepts, October 1, Denver, Colorado, 16, 2002*.
- [118] Bowker, K.A., Recent development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin, *West Texas Geological Society Bulletin*, V.42, 6, 1-11, **2003a**.
- [119] Bowker, K.A., The Barnett Shale play, Fort Worth Basin (abs.): *The American Association of Petroleum Geologists Southwest Section Meeting, March 1-4, Fort Worth, Texas, 2003b*.
- [120] Marble, W., Johnson County-Activity and update (abs.), *Barnett Shale Symposium III, Ellison Miles Geotechnology Institute and Texas Petroleum Technology Council*, June 8-9, 2005, 10-11, **2004**.
- [121] Marble, W., Attributes of a successful unconventional gas project, *8th Annual Unconventional Gas Conference, Calgary, Alberta, Canada, November 15-17, 39, 2006*.
- [122] Curtis, J.B., Fractured shale gas systems, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.86, 11, 1921-1938, **2002**.
- [123] Bustin, R.M., Bustin, A., Ross, D., Chalmers, G., Murthy, V., Laxmi, C., and Cui, X., Shale Gas Opportunities and Challenges, *The American Association of Petroleum Geologists Annual Convention, San Antonio, Texas, April 20-23, 2008, 69, 2009*.
- [124] Anonim, <http://www.thecalculatorsite.com/conversions/substances/oil.php>, (Mayıs, **2013**).
- [125] Anonim, <http://tr.wikipedia.org/wiki/Metrek%C3%BCp>, (Mayıs, **2013**).
- [126] Jarvie, D. M., Unconventional Shale Resource Plays: Shale-Gas and Shale-Oil Opportunities, *Fort Worth Business Press Meeting*, June 19, **2008**.
- [127] Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), http://www.tpao.gov.tr/tp2/sub_tr/sub_icerik.aspx?id=169, (Kasım, **2012**).



Ek Şekil 1. Küre-12 numaralı örneğin X-RD tüm kayaç difraktogram deseni (M: mika minerali, KM:kil minerali, Q:kuvars, F:feldispat).



Ek Şekil 2. Küre-12 numaralı örneğe ait kil fraksiyonu difraktogram deseni (İ:illit, Kl:klorit, Kao:Kaolinit).

ÖZGEÇMİŞ

Kimlik Bilgileri

Adı Soyadı: Yağmur İNAL
Doğum Yeri: Altındağ/Ankara
Medeni Hali: Bekar
E-posta: y.inal@hacettepe.edu.tr
Adresi: Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü Beytepe
Ankara

Eğitim

Lise: Mustafa Kemal Lisesi (2001-2004)
Lisans: Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü (2004-
2009)

Yabancı Dil ve Düzeyi

İngilizce: "C" Seviyesi

İş Deneyimi

Hacettepe Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Araştırma Görevlisi (2011-)

Deneyim Alanları

"Çayırhan Kömürlerinde Doğal Zeolit-Maserale İlişkilerinin İncelenmesi, Üst Miyosen Yaşlı Beypazarı Havzası, Ankara." isimli 110Y153 nolu TÜBİTAK projesinde burslu öğrenci olarak. (2009-2010).

Tezden Üretilmiş Projeler ve Bütçesi

-

Tezden Üretilmiş Yayınlar

-

Tezden Üretilmiş Tebliğ ve/veya Poster Sunumu ile Katıldığı Toplantılar

İnal, Y., Shale Gas Resource Characteristics of the Triassic-Jurassic Akgöl Formation Shales (Küre, Inebolu), Geophysical Research Abstracts, Vol.15, European General Assembly (EGU2013-2748-1), April 7-12, Viyana, Avusturya, 2013.

