

**ANKARA ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**ARSLANLI (SEYİTÖMER/KÜTAHYA) KÖMÜRLERİNİN ORGANİK  
JEOKİMYASAL ÖZELLİKLERİNİN İNCELENMESİ**

**Abdullah Can DEĞER**

**JEOLOJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**ANKARA  
2019**

**Her hakkı saklıdır**

## TEZ ONAYI

Abdullah Can DEĞER tarafından hazırlanan “Arslanlı (Seyitömer/Kütahya) Kömürlerinin Organik Jeokimyasal Özelliklerinin İncelenmesi” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Ankara Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman : Prof.Dr. Ali SARI  
Ankara Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Jüri Üyeleri :

Başkan: Prof.Dr. Turhan AYYILDIZ  
Ankara Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Üye : Prof.Dr. Ali SARI  
Ankara Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Üye : Doç.Dr. Demet Banu KORALAY  
Pamukkale Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

**Yukarıdaki sonucu onaylarım**

**Prof.Dr. Özlem YILDIRIM**

**Enstitü Müdürü**

## ETİK

Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez içindeki içindeki bütün bilgilerin doğru ve tam olduğunu, bilgilerin üretilmesi aşamasında bilimsel etiğe uygun davrandığımı, yararlandığım bütün kaynakları atıf yaparak belirttiğimi beyan ederim.

07/10/2019



Abdullah Can DEĞER

## ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

### ARSLANLI (SEYİTÖMER/KÜTAHYA) KÖMÜRLERİNİN ORGANİK JEOKİMYASAL ÖZELLİKLERİNİN İNCELENMESİ

Abdullah Can DEĞER

Ankara Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü  
Jeoloji Mühendisliği Anabilim dalı

Danışman: Prof.Dr. Ali SARI

Bu tez çalışması Arslanlı (Seyitömer/Kütahya) sahasındaki linyit türü kömürlerde yapılmıştır. Sahadan alınan sekiz adet kömür örneğinin hidrokarbon potansiyelini (petrol, gaz) belirlemek için çok detaylı organik jeokimyasal analizler yapılmıştır. Bu kapsamda Piroлиз Analizleri ( $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ ,  $S_4$  ve  $T_{max}$ ) gerçekleştirilmiş ve Hidrojen İndeks, Oksijen İndeks, Üretim İndeksi, Organik Karbon ve Potansiyel Verim parametreleri belirlenmiştir. Ayrıca, seçilen kömür numuneleri üzerinde de Gaz Kromatografi, Gaz Kromatografi – Kütle Spektrometresi ve Modified Fischer Assay analizleri uygulanmıştır. Kömür numunelerinin “Modified Fischer Assay” (MFA) analizine göre farklı sıvı petrol verim potansiyelleri olmasına karşın, ekonomik üretimin zayıf – orta olduğunu belirlenmiştir. Ayrıca, örneklerin MFA sonuçları kömürden üretilen petrolden daha fazla su üretimi olduğunu göstermektedir. Bu sonucun, kömür kalitesinin düşük, yüksek nem içeriği ve olgunlaşma düzeyinin diyajenez zonunda kalmasından kaynaklı olduğu sonucuna varılmıştır.

**Ekim 2019, 117 Sayfa**

**Anahtar Kelimeler:** Arslanlı, Fischer Assay, Kömür, Hidrojen indeks, Petrol

## ABSTRACT

Master Thesis

### INVESTIGATION OF ORGANIC GEOCHEMICAL PROPERTIES OF THE ARSLANLI (SEYITOMER/KUTAHYA) COALS

Abdullah Can DEĞER

Ankara University  
Graduate School of Natural and Applied Sciences  
Department of Geological Engineering

Supervisor: Prof.Dr. Ali SARI

This investigation was made about lignite coals in Arslanlı area (Seyitömer/Kütahya). Organic Geochemical Analyzes was made to define hydrocarbon potential of the eight samples which were taken from Arslanlı area. In this context, Pyrolysis Analyzes ( $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ ,  $S_4$  ve  $T_{max}$ ) was made and Hydrogen Index, Oxygen Index, Organic Carbon, Production Index and Potential efficiency parameters were determined. Additionally, Gas Chromatography, Gas – Mass Spectrometer and Modified Fischer Assay Analyzes were made about these 8 samples that were taken from Arslanlı. According to the Modified Fischer Assay ”(MFA) analysis of coal samples, it is determined that economic production is weak to medium, although they have different liquid oil yield potentials. In addition, the MFA results of the samples show that there is more water production than oil produced from coal. It was concluded that this result was caused by low coal rank, high moisture content and its maturation level in diagenesis zone.

**October 2019, 117 Pages**

**Key Words:** : Arslanlı, Fischer Assay, Coal, Hydrogen Index, Petroleum

## TEŞEKKÜR

2015-2019 yılları arasında Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Maden Yatakları-Jeokimya Anabilim Dalı'nda yüksek lisans tezi olarak hazırladığım bu çalışmayı yöneten ve araştırmalarımın her adımında yardımlarını esirgemeyerek akademik ortamda olduğu kadar beşeri ilişkilerde de engin fikirleriyle yetişmeme ve gelişmeme katkıda bulunan değerli danışman hocam Sayın Prof. Dr. Ali SARI' ya en derin teşekkürlerimi sunmayı bir vefa borcu bilirim.

Tez çalışmam sırasında bilimsel alanda bana yardımcı olan Jeoloji Mühendisleri Gökhan KONGUR, Fatih BÜYÜK, Mahmut Erkut ATALIK, Uğur Zeki Kırat'a teşekkürlerimi sunarım. Jeofizik Yüksek Mühendisi Dr. Ahmet ÜÇER'e teşekkür ederim. Ayrıca bu tezdeki saha araştırmalarımızda bizden yardımını esirgemeyen ÇELİKLER HOLDİNG'e teşekkürü bir borç bilirim. Maddi anlamda projemizi destekleyen BAP'a (Bilimsel Araştırma Projeleri) teşekkür ederim. Her zaman yanımda olan, beni maddi ve manevi anlamda destekleyen ve bana moral kaynağı olan babam Dr. Muammer DEĞER'e, annem Ayşegül DEĞER'e ve kardeşim Merthan DEĞER'e teşekkürü bir vefa borcu bilir, saygılarımı sunarım.

Abdullah Can DEĞER  
Ankara, Haziran 2019

## İÇİNDEKİLER

<b>TEZ ONAY SAYFASI</b>	
<b>ETİK</b> .....	i
<b>ÖZET</b> .....	ii
<b>ABSTRACT</b> .....	iii
<b>TEŞEKKÜR</b> .....	iv
<b>SİMGELER DİZİNİ</b> .....	vii
<b>ŞEKİLLER DİZİNİ</b> .....	ix
<b>ÇİZELGELER DİZİNİ</b> .....	xiii
<b>1.GİRİŞ</b> .....	1
<b>1.1 Çalışmanın Amacı</b> .....	1
<b>1.2 Önceki Çalışmalar</b> .....	1
<b>1.3 Uygulanan Yöntemler</b> .....	6
<b>1.3.1 Büro çalışmaları</b> .....	6
<b>1.3.2 Arazi çalışmaları</b> .....	6
<b>1.3.3 Laboratuvar çalışmaları</b> .....	6
<b>1.3.3.1 Kömürlerde yapılan incelemeler</b> .....	6
<b>1.3.3.1.1 Piroлиз analizleri</b> .....	6
<b>1.3.3.1.2 Gaz kromatografi analizi (GC)</b> .....	8
<b>1.3.3.1.3 Gaz Kromatografi – Kütle Spektrometresi (GS – MS) analizi</b> .....	9
<b>1.3.3.4 Fischer Assay analizi</b> .....	10
<b>1.3.3.1.5 Organik fasiyes incelemeleri</b> .....	11
<b>1.3.3.1.6 Organik petrografi analizi</b> .....	14
<b>1.4 Çalışma Alanının Konumu</b> .....	15
<b>2. BÖLGESEL JEOLJİ</b> .....	17
<b>2.1 Stratigrafi</b> .....	20
<b>2.1.1 Ayvalı Formasyonu</b> .....	20
<b>2.1.2 Elmacık Formasyonu</b> .....	20
<b>2.1.3 Seyitömer Formasyonu</b> .....	20
<b>2.1.4 İshakçılar Formasyonu</b> .....	21
<b>2.1.5 Kocayataktepe Formasyonu</b> .....	21
<b>2.1.6 Alüvyonlar</b> .....	21
<b>2.2 Arslanlı (Seyitömer/Kütahya) Bölgesinin Ölçülü Stratigrafik kesiti</b> .....	21
<b>3. ORGANİK JEOKİMYASAL İNCELEMELER</b> .....	26
<b>3.1 Organik Maddece Zengin Sedimanlar</b> .....	26
<b>3.1.1 Kömürler</b> .....	27
<b>3.1.1.1 Kömürlerin tanımı ve sınıflaması</b> .....	27
<b>3.1.1.2 Kömür bileşenleri</b> .....	28
<b>3.1.1.3 Kömürlerin depolanma ortamları</b> .....	28
<b>3.1.1.4 Kömürlerin kullanım alanları</b> .....	29
<b>3.2 Organik Jeokimyasal Analizlerin Uygulanması ve Yorumu</b> .....	29
<b>3.2.1 Kömür örneklerine ait piroliz analizleri</b> .....	29
<b>3.2.1.1 Toplam organik karbon miktarı (TOC)</b> .....	31
<b>3.2.1.2 Organik madde tipi</b> .....	33
<b>3.2.1.3 Organik maddenin ısısal olgunluğu</b> .....	42
<b>3.2.1.4 Hidrokarbon üretme potansiyeli</b> .....	49

<b>3.2.1.5 Modified Fischer Assay ölçümleri</b> .....	61
<b>3.2.1.6 Organik fasiyes incelemeleri</b> .....	68
<b>3.2.2. Gaz kromatografi incelemeleri</b> .....	71
<b>3.2.2.1 Gaz kromatografisi-kütle spektrometresi analizi (GC-MS)</b> .....	79
<b>3.2.2.1.1 Terpan fragmentogramları</b> .....	79
<b>3.2.2.1.2 Steran fragmentogramları</b> .....	85
<b>3.2.3 Organik Petrografik Analizler</b> .....	91
<b>4. TARTIŞMA VE SONUÇLAR</b> .....	105
<b>KAYNAKLAR</b> .....	109
<b>ÖZGEÇMİŞ</b> .....	117





## SİMGELER DİZİNİ

%	Binde
µm	Mikrometre
°C	Santigrad derece
C	Karbon
Cm	Santimetre
CO <sub>2</sub>	Karbon dioksit
CO	Karbon monooksit
CPI	Karbon tercih indeksi
g	Gram
H	Hidrojen
H/C	Hidrojen/Karbon
HC	Hidrokarbon
Kcal	Kilokalori
Kg	Kilogram
km	Kilometre
km <sup>2</sup>	Kilometrekare
m	Metre
O	Oksijen
S	Kükürt

### Kısaltmalar

ASTM	American Society for Testing and Materials
Corg	Organik karbon
EOM	Ekstrakt edilebilen organik madde
GC	Gaz kromatografi
HI	Hidrojen İndeks
KB	Kuzeybatı
MTA	Maden Tetkik Arama
O/C	Oksijen/karbon
OI	Oksijen indeksi
ÖSK	Ölçülü stratigrafik kesit
PC	Piroliz edilebilen karbon
Ph	Fitan (Phytane)
PI	Üretim indeksi (Production Index)
ppm	Parts per million
Pr	Pristan (Pristane)
PY	Potansiyel verim (Potential Yield)
Ro	Vitrinit yansıması
RC	Razidüel karbon
S <sub>1</sub> /TOC	Bitümen indeksi
S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub>	Hidrokarbon indeksi
SCI	Spor renk indeksi
T <sub>max</sub>	Maksimum sıcaklık

TOC	Toplam organik karbon
TOT/S	Toplam kükürt
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TR	Transformasyon oranı
w/w	Ağırlıkça yüzde



## ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1 Rock-Eval VI cihazı.....	7
Şekil 1.2 Agilent 6850 gaz kromatografi cihazı.....	9
Şekil 1.3 GS – MS analizi cihazı .....	10
Şekil 1.4 Fischer Assay analizi cihazı.....	11
Şekil 1.5 Organik fasiyesler ve çökeltme ortamları arasındaki ilişkinin şematik gösterimi (Jones 1987) .....	12
Şekil 1.6 Organik Petrografik analiz cihazı.....	15
Şekil 1.7 Çalışma alanının yer bulduru haritası .....	17
Şekil 2.1 Kütahya ve çevresinin jeoloji haritası (Şengüler 1999'dan değiştirilerek) .....	19
Şekil 2.2 Bölgenin genelleştirilmiş stratigrafik kolon kesiti (Şengüler 1987).....	20
Şekil 2.3 Seyitömer ölçülü stratigrafik kesiti (Alınan 31 örnek dahilinde) .....	23
Şekil 2.4 Seyitömer Arslanlı ölçülü stratigrafik kesiti ( İncelenen 8 örnek dahilinde)...	24
Şekil 2.5 Arslanlı bölgesine ait kömür tabakasının görüntüsü.....	25
Şekil 2.6 Arslanlı bölgesine ait kömür istifinin görüntüsü.....	25
Şekil 2.7 Arslanlı bölgesine ait kömür istifinin görüntüsü.....	26
Şekil 2.8 Arslanlı bölgesine ait kömür tabakasının yakından görüntüsü.....	26
Şekil 3.1 Karbon çevrimi ( <a href="http://www.disc.sci.gsfc.nasa.gov">http://www.disc.sci.gsfc.nasa.gov</a> , 2012).....	27
Şekil 3.2 Organik materyal döngüsü (Arthur ve Sageman'dan türkçeleştirilmiştir).....	28
Şekil 3.3 Bölgeye ait örneklerin derinlikle ilişkilendirilmiş % TOC grafiği.....	34
Şekil 3.4 Botryococcus görünümü .....	35
Şekil 3.5 Tip II kerojen süngerimsi maddenin görünümü .....	36
Şekil 3.6 Tip III kerojen görünümü.....	36
Şekil 3.7 Tip IV kerojen görünümü .....	36
Şekil 3.8 Arslanlı kömür numunelerinin Derinlik – HI grafiği.....	40
Şekil 3.9 Seyitömer-Arslanlı bölgesine ait kömür numunelerinin HI-OI diyagramındaki yerleri (Van krevelen 1993).....	41

Şekil 3.10 Seyitömer – Arslanlı kömür numunelerinin HI-Tmax diyagramındaki yerleri (Hunt 1995, Mukhopadhyay vd. 1995).....	42
Şekil 3.11 Seyitömer – Arslanlı sahası kömür numunelerinin S <sub>2</sub> – TOC diyagramındaki yerleri (Langford ve Blanc-Valleron 1990).....	43
Şekil 3.12 İncelenen numunelerin derinlikle (cm) ile ilişkilendirilmiş T <sub>max</sub> (°C) değerleri .....	48
Şekil 3.13 Arslanlı sahasından alınan numunelerin Derinlik – %R <sub>0</sub> .....	49
Şekil 3.14 Çalışılan numunelerin derinlikle (cm) ilişkili PI grafiği.....	51
Şekil 3.15 İncelenen numunelerin ‘PI - T <sub>max</sub> (°C)’ grafiğindeki konumları (Ghori 2000’den değiştirilerek).....	52
Şekil 3.16 İncelenen örneklerin TOC ve EOM değerlerine bağlı petrol potansiyelleri ( Othman 2003).....	55
Şekil 3.17 İncelenen numunelerin S <sub>2</sub> ve TOC verilerine bağlı kaynak gizilleri (Ghori 2000).....	56
Şekil 3.18 Arslanlı bölgesine ait kömür numunelerinin HI – TOC grafiğine bağlı pozisyonları (Jackson vd. 1985).....	58
Şekil 3.19 İncelenen numunelerin PY - TOC grafiğindeki pozisyonları (Ghori 2002’den değiştirilerek).....	60
Şekil 3.20 Çalışma sahasına ait kömür numunelerinin S <sub>1</sub> – TOC grafiğindeki pozisyonları (Hunt, 1995).....	64
Şekil 3.21 İncelenen örneklerin RC (%) - TOC (%) grafiğindeki pozisyonları (English vd., 2004).....	62
Şekil 3.22 İncelenen kömür numunelerin PC (%) – TOC (%) diyagramındaki konumları.....	63
Şekil 3.23 MFA petrol içeriği (L/ton) – TOC (%).....	68
Şekil 3.24 MFA petrol içeriği (L/ton) – S1 (mg HC/ g kayaç) diyagramı.....	69
Şekil 3.25 MFA petrol içeriği (L/ton) – S2 (mg HC/ g kayaç) diyagramı.....	70
Şekil 3.26 MFA petrol içeriği (L/ton) – HI (mg HC/ g TOC) diyagramı.....	71
Şekil 3.27 HP 14 numaralı örneğin gaz kromatogramı .....	76
Şekil 3.28 HP 16 numaralı örneğin gaz kromatogramı .....	77

Şekil 3.29 HP 25 numaralı örneğin gaz kromatogramı .....	78
Şekil 3.30 İncelenen örneklerin Pr/Ph – CPI diyagramındaki konumları (Akinlua ve Smith 2009).....	81
Şekil 3.31 İncelenen numunelerin petrolerin olgunlaşma düzeyi ile ilişkilendirilmiş Pr/Ph–CPI diyagramındaki konumları (Akinlua vd. 2007’den değiştirilerek).....	81
Şekil 3.32 İncelenen örneklerinin Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramındaki konumları (Petersen vd. 2001).....	83
Şekil 3.33 Arslanlı kömür numunelerinin m/z 191 terpan iyonları listesi.....	86
Şekil 3.34 HP 14 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 191 kromatogramı.....	87
Şekil 3.35 HP 16 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 191 kromatogramı.....	88
Şekil 3.36 HP 25 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 191 kromatogramı.....	89
Şekil 3.37 Arslanlı sahasından alınan örneklerin steran fragmentomları m/z 217.....	92
Şekil 3.38 HP 14 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 217 kromatogramı.....	93
Şekil 3.39 HP 16 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 217 kromatogramı.....	94
Şekil 3.40 HP 25 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 217 kromatogramı.....	95
Şekil 3.41 Hüminit maseral grubu (ICCP, 1994).....	96
Şekil 3.42 Liptinit maseral grubu (ICCP, 1994).....	97
Şekil 3.43 İnertinit maseral grubu (ICCP, 1994).....	97
Şekil 3.44 HP 14 numaralı örneğin vitrinit yansıtma değerleri.....	98
Şekil 3.45 HP 14 numaralı numunenin vitrinit yansıtma analizi sonuçlarının ortalaması.....	99
Şekil 3.46 HP 14 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56).....	99
Şekil 3.47 HP 14 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)....	100
Şekil 3.48 HP 17 numaralı örneğin vitrinit yansıma değerleri.....	101
Şekil 3.49 HP 17 numaralı örneğin vitrinit yansıtma analizi sonuçlarının ortalaması..	101
Şekil 3.50 HP 17 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56).....	102
Şekil 3.51 HP 17 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)....	102
Şekil 3.52 HP 20 numaralı örneğin vitrinit yansıma değerleri.....	103
Şekil 3.53 HP 20 numaralı örneğin vitrinit yansıma analizi sonuçlarının ortalaması..	103

Şekil 3.54 HP 20 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56).....	104
Şekil 3.55 HP 20 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)....	104
Şekil 3.56 HP 22 numaralı örneğin vitrinit yansıma değerleri.....	105
Şekil 3.57 HP 22 numaralı örneğin vitrinit yansıma analizi sonuçlarının ortalaması.....	105
Şekil 3.58 HP 22 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56).....	106
Şekil 3.59 HP 22 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)....	106
Şekil 3.60 HP 25 numaralı örneğin vitrinit yansıma değerleri.....	107
Şekil 3.61 HP 25 numaralı örneğin vitrinit yansıma analizi sonuçlarının ortalaması...107	
Şekil 3.62 HP 25 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56).....	108
Şekil 3.63 HP 25 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)....	108
Şekil 3.64 Suberinit (Huminit) maseralinin görünümü.....	109

## ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 1.1 Kütahya/Seyitömer ve civarında yapılan bilimsel araştırmalar .....	1
Çizelge 1.2 Organik fasiyeslerin karakteristikleri (Jones - Demaison 1982, Jones 1984) .....	13
Çizelge 1.3 Organik fasiyesler ve ortamsal faktörler arasındaki ilişki (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987) .....	14
Çizelge 3.1 Arslanlı bölgesine ait kömür örneklerinin Rock-Eval piroliz analizi bilgileri .....	32
Çizelge 3.2 Çeşitli araştırmacıların % Toplam organik karbon standartları ve petrol kaynak potansiyelleri.....	33
Çizelge 3.3 Seyitömer – Arslanlı bölgesi kömürlerine ait toplam organik karbon miktarları ve de kaynak potansiyelleri .....	32
Çizelge 3.4 Kerojen tiplerinin karakteristiği ve kaynağı (Wignall 1994, Potter vd. 2005).....	37
Çizelge 3.5 Kerojen tipleri (Barker 1979'dan değiştirilerek) .....	38
Çizelge 3.6 Peters ve Cassa (1994)'e göre HI limitleriyle alakalı kerojen ve HC tipleri .....	39
Çizelge 3.7 İncelenen numunelerin HI değerlerine kıyasla kerojen ve hidrokarbon özellikleri.....	39
Çizelge 3.8 S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub> oranına bağlı organik madde tipi (Peters ve Cassa 1994) .....	44
Çizelge 3.9 Çalışma sahasındaki kömür numunelerinin S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub> 'e göre kerojenlerinin tipi (Peters ve Cassa 1994).....	44
Çizelge 3.10 Farklı araştırmacılara göre olgunlaşma dereceleri (Éspitalié vd. 1984, Éspitalié vd. 1985, Peters ve Cassa 1994).....	46
Çizelge 3.11 Arslanlı - Seyitömer bölgesine ait kömür numunelerinin T <sub>max</sub> (°C) değerleri ve de olgunlaşma dereceleri (Éspitalié vd. 1985).....	47
Çizelge 3.12 PI limitlerine bağlı olgunlaşma seviyeleri (Peters ve Cassa 1994) .....	50
Çizelge 3.13 İncelenen kömür numunelerinin PI değerleri ve bunlara bağlı olgunlaşma seviyeleri (Peters ve Cassa 1994).....	51
Çizelge 3.14 Kaynak kayaların petrol potansiyelini belirlemede kullanılan TOC ( wt %) miktarları ve S <sub>1</sub> , S <sub>2</sub> hidrokarbon değerleri (Peters ve Cassa 1994).....	54
Çizelge 3.15 Arslanlı sahasından alınan numunelerin S <sub>1</sub> verilerine bağlı petrol gizilleri (Peters ve Cassa 1994).....	55

Çizelge 3.16 S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub> parametrelerine bağlı organik materyalin HC tipi (Peters 1986 ve Clementz vd. 1979) .....	57
Çizelge 3.17 Arslanlı sahasına ait numunelerin S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub> 'e bağlı HC tipleri (Clementz vd. 1979, Peters 1986).....	57
Çizelge 3.18 Jenetik gizil - kaynak kaya gizili ilişkisi (Tissot ve Welte 1978).....	59
Çizelge 3.19 İncelenen numunelerin Jenetik Potansiyel değerleri ve buna ilişkin kaynak kaya potansiyelleri.....	59
Çizelge 3.20 Arslanlı sahasında incelenen numunelerin % RC değerleri.....	62
Çizelge 3.21 Çalışma sahasına ait kömür numunelerin % PC değerleri.....	63
Çizelge 3.22 Arslanlı bölgesinden alınan kömür numunelerinin Modified Fischer Assay ölçümleri.....	64
Çizelge 3.23 Bazı araştırmacılara göre Fischer Assay verimine (Petrol içeriği) ilişkin ekonomik değerlendirme kriterleri.....	65
Çizelge 3.24 İncelenen örneklerde MFA verimine ilişkin ekonomik değerlendirme kriterlerinin bazı araştırmacılara göre değerlendirilmesi.....	66
Çizelge 3.25 Fischer Assay verimine (L/ton) bağlı ekonomik değerlendirme kriterleri yapılmıştır (Hou 1984, Committee Office of Mineral Resources in China 1987, Liu vd. 2006 ve Tao vd. 2010).....	67
Çizelge 3.26 Modified Fischer Assay verimi (L/ton) – TOC (%) verilerine ilişkin değerlendirme.....	67
Çizelge 3.27 Modified Fischer Assay verimi (L/ton) – S1 ( mg HC/ g kayaç) verilerine ilişkin değerlendirme.....	69
Çizelge 3.28 Modified Fischer Assay verimi (L/ton) – S2 ( mg HC/ g kayaç) verilerine ilişkin değerlendirme.....	70
Çizelge 3.29 Modified Fischer Assay verimi (L/ton) – HI (mg HC/ g TOC) verilerine ilişkin değerlendirme.....	71
Çizelge 3.30 Arslanlı bölgesine ait numunelerin piroliz verileri.....	73
Çizelge 3.31 Organik fasiyeslerin genel özellikleri (Jones - Demaison 1982, Jones 1984, 1987).....	74
Çizelge 3.32 Organik fasiyesler ve ortamsal faktörler arasındaki ilişki (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987).....	75
Çizelge 3.33 Arslanlı kömür numunelerinin Pr/Ph değerleri redoks koşulları.....	80
Çizelge 3.34 GC elde edilen Pr/nC17 ve Ph/nC18 değerleri.....	82



# 1. GİRİŞ

## 1.1 Çalışmanın Amacı

Bu tez kapsamında Arslanlı (Seyitömer/Kütahya) kömür sahasındaki kömürlerin doğrudan yöntemlerle petrol ve gaz potansiyelinin belirlenmesi hedeflenmiştir.

Arslanlı sahalarındaki görünür rezervin toplamı 4.9 milyon ton olarak bilinmektedir. Kömürler yaklaşık %30,4 nem, %35-46 kül içerirler (Beder 1996). Dünyanın nüfus artışıyla bitlikte petrol ve petrol ürünlerine ciddi anlamda ihtiyaç gün geçtikçe artmaktadır. Son dönemlerde Türkiye’de petrol elde edilecek yeni kaynaklar keşfedilmeye başlanmıştır. Bu çalışma da petrol ve gaz üretimi çalışmalarına katkı sağlayacak bir çalışma olacaktır.

## 1.2 Önceki Çalışmalar

Bu bölgede büyük oranla genel jeolojik çalışmalarda bulunulmuştur. Seyitömer civarı ve de çevresinde yapılan jeolojik çalışmaların senesi ve konusu Çizelge 1.1’de gösterilmiştir.

Çizelge 1.1 Kütahya/Seyitömer ve civarında yapılan bilimsel araştırmalar

ARAŞTIRMAYI YAPAN	SENESİ	ÇALIŞILAN KONU	ÇALIŞILAN YER	LİTERATÜR FAYDASI
<i>LEBKÜCHNER</i>	1959	Genel jeoloji ve mineraloji	Kütahya-Seyitömer	Genel jeoloji
<i>NEBERT</i>	1960	Genel jeoloji ve mineraloji	Kütahya-Seyitömer	Mineraloji
<i>NAKOMAN</i>	1968	Palinoloji ve kömür jeolojisi	Kütahya-Seyitömer	Palinoloji ve kömür jeolojisi
<i>TURHAN</i>	1969	Palinoloji ve kömür jeolojisi	Kütahya-Seyitömer	Palinoloji ve kömür jeolojisi
<i>BAŞ</i>	1983	Genel jeoloji ve mineraloji	Kütahya-Seyitömer	Genel jeolojive mineraloji
<i>ÖZCAN</i>	1986	Palinoloji ve kömür jeolojisi	Kütahya-Seyitömer	Palinoloji ve kömür jeolojisi
<i>SARIYILDIZ</i>	1987	Genel jeoloji ve mineraloji	Kütahya-Seyitömer	Genel jeolojisi
<i>ŞENGÜLER</i>	1992	Genel jeoloji ve mineraloji	Kütahya-Seyitömer	Genel jeolojisi, ve mineraloji

Çizelge 1.1 Kütahya/Seyitömer ve civarında yapılan bilimsel araştırmalar

<i>KAYA</i>	1993	Palinoloji ve kömür jeolojisi	Kütahya-Seyitömer	Palinoloji ve kömür jeolojisi
<i>PARLAK</i>	1995	Palinoloji ve kömür jeolojisi	Kütahya-Seyitömer	Palinoloji ve kömür jeolojisi
<i>BEDER</i>	1996	Palinoloji ve kömür jeolojisi	Kütahya-Seyitömer	Palinoloji ve kömür jeolojisi
<i>KARAYİĞİT ve WHATELEY</i>	1997	Petrografi ve Batı Anadolu kömürlerinin jeokimyasal özellikleri	Kütahya-Tunçbilek-Seyitömer	Petrografi ve kömür jeolojisi
<i>KARAYİĞİT vd.</i>	2000	Petrografi ve Batı Anadolu kömürlerinin jeokimyasal özellikleri	Kütahya-Tunçbilek-Seyitömer	Petrografi ve kömür jeolojisi
<i>ÇELİK</i>	2002	Petrografi ve Batı Anadolu kömürlerinin jeokimyasal özellikleri	Kütahya-Tunçbilek-Seyitömer	Petrografi ve kömür jeolojisi
<i>KARAYİĞİT ve ÇELİK</i>	2003	Petrografi ve Batı Anadolu kömürlerinin jeokimyasal özellikleri	Kütahya-Tunçbilek-Seyitömer	Petrografi ve kömür jeolojisi
<i>ÇELİK ve KARAYİĞİT</i>	2004	Petrografi ve Batı Anadolu kömürlerinin jeokimyasal özellikleri	Kütahya-Tunçbilek-Seyitömer	Petrografi
<i>YAVUZ-IŞIK</i>	2007	Palinoloji ve kömür jeolojisi	Kütahya-Seyitömer	Palinoloji ve kömür jeolojisi
<i>TÜRKMENOĞLU</i>	2008	Genel jeoloji ve mineraloji	Kütahya-Seyitömer	Genel ekonomik jeoloji
<i>YAVUZ-IŞIK</i>	2008	Genel jeoloji ve mineraloji	Kütahya-Seyitömer	Genel jeoloji ve mineraloji
<i>TOPRAK</i>	2009	Petrografi ve Batı Anadolu kömürlerinin jeokimyasal özellikleri	Kütahya-Tunçbilek-Seyitömer	Petrografi
<i>AKKİRAZ vd.</i>	2011	Palinoloji ve kömür jeolojisi	Kütahya-Tunçbilek-Seyitömer	Palinoloji ve kömür jeolojisi

Lebküchner (1959), Kütahya - Seyitömer civarında yaptığı çalışmada bölgenin genel jeolojisi ve mineralojisi hakkında bilgi vermiş ve yaptığı analizler sonucunda temelde metaformik, ofliyolitik kayalar ve Neojen granitlerinin olduğunu ve bunların üstüne Miyosen-Pliyosen yaşlı havzanın uyumuz bir şekilde oturduğunu gözlemlemiştir. Ayrıca bölgede yer yer kömür yataklarının olduğunu belirtmiştir.

Nebert (1960), Kütahya – Seyitömer bölgesinde yaptığı jeolojik çalışmalarla bölgenin jeolojisini ve mineralojisini açıklamaya çalışmış ve bölge hakkında büyük bir aydınlanma sağlamıştır. Bu çalışma bölgedeki en önemli çalışmalardan birisi olarak kabul edilir.

Nakoman (1968), Kütahya – Seyitömer lokasyonundaki ilk palinoloji çalışmalarını yapmıştır. Çalışmalarında spor ve polenlerin morfolojik sınıflanmalarını kullanmıştır.

Turhan (1969), Kütahya – Seyitömer bölgesinde yaptığı palinoloji ve kömür jeolojisi çalışmalarıyla bölgedeki kömürlerin linyit olduğunu söylemiştir. Kömürlerin botanik bakımından benzerliğini çalışmıştır.

Baş (1983), Kütahya – Seyitömer havzasının genel jeolojik özellikleri ve mineralojisi hakkında bir çalışma ortaya koymuştur. Bölgede kömür katmanlarının arasında bitümlü şeyl tabakalarının olduğunu gözlemlemiştir.

Özcan (1986), Kütahya – Seyitömer linyitlerinin palinolojisi ve jeolojik özellikleri üzerine bir çalışma yapmıştır. Polen ve sporların morfolojik sınıflanmalarından yararlanmıştır.

Sarıyıldız (1987), Kütahya – Seyitömer bölgesinin genel jeolojisi ve mineralojisi hakkında çalışma yapmıştır. Bölgeden kuvars, feldispat, kaolin minerallerinin üretiminde öncü olmuştur.

Şengüler (1992), Kütahya – Seyitömer bölgesinde genel jeolojik ve mineralojik çalışmalar yapmıştır. Kütahya'nın kuzey batısında yer alan bitümlü marnların Neojen yaşlı bir hazvada linyitlerin üstünde yer aldığını söylemiştir.

Kaya (1993), Kütahya – Seyitömer civarında palinoloji ve kömür jeolojisi hakkında bir çalışma yapmıştır. Geç Miyosen yaşlı alt linyit tabakalarında *Begertherium grimmi* (heissig) ve *Moropus elatus* (Marsch) isimli memeli faunasına ait fosillerin varlığını ortaya çıkartmıştır.

Parlak (1995), Kütahya – Seyitömer civarında palinoloji ve kömür jeolojisi hakkında bir çalışma yapmıştır. Miyosen yaşlı linyit tabakalarının oluşumu hakkında fikir beyan etmiştir.

Beder (1996), Kütahya – Seyitömer bölgesinde palinoloji ve kömür jeolojisi üzerine bir çalışmada bulunmuştur. Seyitömer havzasının rezerv hesabını yapmıştır. Kömürlerin kalitesi hakkında çalışmaları olmuştur.

Karayığit ve Whateley (1997), Kütahya – Seyitömer – Tunçbilek bölgelerinde petrografi ve Batı Anadolu kömürlerinin jeokimyasal özellikleri üzerine çalışma yapmışlardır. Türkiye'deki Tersiyer kömürlerinin büyük bir kısmının bir fayla sınırlanmış Miyosen ve Pliyosen yaşlı gölssel havzada oluştuğunu söylemişlerdir.

Karayığit vd. (2000), Kütahya – Seyitömer - Tunçbilek bölgelerinde kömürde petrografi ve Batı Anadolu bölgesi kömürlerinin jeokimyasal özellikleri üzerine bir çalışma yapmışlardır.

Çelik (2002), Kütahya- Seyitömer- Tunçbilek bölgelerinde petrografik çalışmalarında bulunmuştur. Ayrıca Batı Anadolu'nun jeokimyasal özellikleri üzerine çalışması olmuştur. Seyitömer Havzası'nın iki jeolojik zaman dilimi aralığında bağlantısı olduğunu öne sürmüştür. Bu havzaların Alt ve Üst Miyosen'de oluştuğunu ifade etmiştir.

Karayığit ve Çelik (2003), Kütahya - Seyitömer – Tunçbilek havzalarında petrografik çalışmalarda bulunmuşlardır. Seyitömer Havzası'nın Miyosen zaman diliminin iki farklı evresinde oluştuğunu öne sürmüşlerdir.

Yavuz ve Işık (2007), Seyitömer(Kütahya) bölgesinde palinoloji ve kömür jeolojisi üzerine çalışmışlardır. Bölgedeki fosiller üzerine farklı görüşler öne sürmüşlerdir.

Türkmenoğlu (2008), Kütahya – Seyitömer civarında genel jeoloji ve mineraloji çalışmaları yapmıştır. Kütahya Grabeni üzerine çalışma yapmış, bölgedeki metamorfik kayalar ve ofliyolitik melanji araştırmıştır.

Yavuz ve Işık (2008), Kütahya – Seyitömer civarında büyük kapsamlı bir jeolojik araştırma ve mineralojik çalışmalar yapmıştır. Bölgedeki ofliyolitik melanji araştırmışlardır.

Toprak (2009), Kütahya – Seyitömer – Tunçbilek bölgelerinde petrografik çalışmalarda bulunmuştur. Ayrıca Batı Anadolu kömürlerinin jeokimyasal özellikleri üzerine bir çalışması olmuştur.

Akkiraz vd. (2011), Kütahya – Seyitömer – Tunçbilek bölgelerinde palinoloji ve kömür jeolojisi üzerine bir çalışma yapmışlardır. Bölge linyitlerinin kökenleri ve kaliteleri üzerine açıklamalar yapmışlardır.

Bu tez çalışmasında ise, bu bölge civarında yapılmış olan önceki çalışmalardan farklı olarak, Kütahya – Arslanlı bölgesinin kömürlerinin organik jeokimyasal özellikleri incelenecektir. Bu kapsamda kömürlerin organik madde tipleri, organik madde miktarları ve olgunlaşmaları belirlenecek ve sıvı petrol üretim potansiyelleri ortaya koyulacaktır.

### **1.3 Uygulanan Yöntemler**

Tezin amacına ve kapsamına dair yapılacak işlemler büro, arazi ve laboratuvar araştırmaları olacak şekilde üç ana başlıkta sınıflandırılmıştır.

#### **1.3.1 Büro çalışmalarını**

Saha ve laboratuvarlardan ulaşılan bilgilerin incelenmesi ve yorumlanmasına yönelik çalışma alanını ile alakalı ulusal ve uluslar arası farklı literatürün taranması ve bilgilere ulaşılması, saha ve laboratuvar çalışmalarından kazanılan sonuçların yorumlanması, ölçülü stratigrafik kesit (ÖSK) çizimleri, jeolojik harita çizimi, ulaşılan verilerin çizelgelere ve şekillere aktarılarak yorumlarının yapılması ve tez yazımını aşamasını büro çalışmalarını kapsamaktadır.

#### **1.3.2 Arazi çalışmalarını**

Arazi çalışmalarını kapsamında Kütahya ili Seyitömer içerisinde bulunan Arslanlı köyü bölgesindeki Miyosen yaşlı linyit kömürleri üzerinde yoğunlaşılmıştır. Kömürlerin yayılımını, altında ve üstünde bulunan birimlerle ilişkilerinin belirlenmesi için ölçülü stratigrafik kesit (ÖSK) oluşturularak, ayrıntılı olarak litoloji tanımlamalarının yapılması, arazideki litolojik birimlerin fotoğraflandırılması ve kömür analizleri için istifilerden örnekler alınmıştır.

#### **1.3.3 Laboratuvar çalışmalarını**

Laboratuvar çalışmalarını içerisinde yapılan organik jeokimyasal analizlerin tamamını Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) AR-GE Merkezi Laboratuvarları'nda gerçekleştirilmiştir.

Çalışma alanından elde edilen örneklere uygulanan yöntemleri aşağıda açıklanmıştır.

##### **1.3.3.1 Kömürlerde yapılan incelemeler**

###### **1.3.3.1.1 Piroliz analizleri**

Çalışma alanından elde edilen 8 adet numunede, % TOC miktarının, organik madde tipinin ve de olgunlaşmanın belirlenmesi amacıyla Rock-Eval VI cihazını kullanılarak

piroliz analizleri gerçekleştirilmiştir (Şekil 1.1). Bu analizlerle % TOC, S<sub>1</sub>, S<sub>2</sub>, S<sub>3</sub>, T<sub>max</sub>, HI, OI, PI, PC, RC değerlerine ulaşılmıştır. Bu yöntemin daha önceki Rock-Eval modellerinden farkı, başlangıç sıcaklık 180<sup>0</sup>C' den değil 100<sup>0</sup>C' den başlatılmakta ve Tip III kerojen için ısı programı 600<sup>0</sup>C' de bitirilmemekte 850<sup>0</sup>C' ye kadar artırılmaktadır (Lafargue vd., 1998).



Şekil 1.1 Rock-Eval VI cihazı

Önceki Rock-Eval sistemlerinde olduğu gibi, Rock-Eval 6, pirolize olan karbon (PC) ve artık karbon (RC) eklenerek organik karbon miktarını belirlenir. Bununla birlikte, sürekli CO ve CO<sub>2</sub> tespitiyle, PC ve RC miktarını belirlenmesinde iyileştirme sağlamıştır.

Rock-Eval 6 aletinde pirolize edilmiş karbon, aşağıdaki verilerden hesaplanır: (1) yaklaşık% 83 organik karbon içerdikleri varsayılarak, S<sub>1</sub> ve S<sub>2</sub> tepelerinde salınan hidrokarbon bileşikleri, (2) piroliz sırasında 500 ° C'ye kadar salınan CO (S<sub>3</sub>CO pik) ve (3) Piroliz sırasında 400 ° C 'ye (S<sub>3</sub>CO<sub>2</sub>a pik) kadar salınan CO<sub>2</sub> miktarı. Pirolitik CO<sub>2</sub>'nin siderit gibi karbonat minerallerinden salınması ile etkileşimi önlemek için, CO<sub>2</sub> piroliz eğrisinin sadece ilk kısmı hesaba katılır. Benzer şekilde, karbonat ayrışması sırasında erken salınan CO<sub>2</sub>'nin CO (CO<sub>2</sub> + C -> 2 CO) üretmek üzere artık karbon ile reaksiyona girebileceği Boudouard reaksiyonunun neden olabileceği olası girişimi önlemek için, CO için hesaplamayı 500 °C sıcaklıkla sınırlandırılmaktadır. Artık karbon, CO (S<sub>4</sub> CO pik) halinde okside edilen organik karbonu toplayarak oksidasyon aşamasından elde edilir (Lafargue vd., 1998).

S<sub>2</sub> pikinin en yüksek sınırı Tmax (°C) ile ifade edilir.

Piroliz analizleri sonucunda elde edilen verilerden HI (Hidrojen İndeks), OI (Oksijen İndeks), PI (Üretim İndeksi), RC (Rezidüel Karbon), PC (Piroliz Edilebilen Karbon) parametreleri hesaplanabilmektedir;

HI (Hidrojen İndeks) kerojenin hidrojen bakımından zengin olduğunu belirten parametredir.

Önceki Rock-Eval cihazında, Oksijen İndeksi (mgCO<sub>2</sub> / g TOC cinsinden OI), serbest bırakılan ve 300 ° C ila 390 ° C piroliz aralığında tutulan CO<sub>2</sub> miktarından hesaplanmaktaydı. Rock-Eval 6 cihazında ise, bir kayaç örneğinin programlanmış pirolizi sırasında hem CO hem de CO<sub>2</sub> sürekli izlenir. Bu eğrilerden, CO<sub>2</sub> (OICO<sub>2</sub>) ve CO (OICO)' ya özgü Oksijen Endeksleri tanımlanabilir. Bu iki değerin kombinasyonu gerçek Oksijen Endeksini (OIRE6) verir (Lafargue vd., 1998).

PI (Üretim İndeksi) kayacın içerisindeki hidrokarbon oranını göstermektedir.

#### **1.3.3.1.2 Gaz kromatografi analizi (GC)**

Bu analizler, kömür örneklerindeki hidrokarbonların dağılımlarını belirlemek, petrol ya da kömürün ilişkili olduğu sedimanların çökelme ortamı, organik madde tipi hakkında bilgi sağlamak amacıyla, DCM (diklometan) çözücüsüyle hazırlanmış, Agilent 6850 GC cihazında (Şekil 1.2) ASTM D 5307-97 metoduyla uyumlu olarak gerçekleştirilmiştir. Ayrıca gaz kromatogramları sayesinde farklı kökene ait bitüm ve kömür korelasyonları yapılmaktadır (Merrill 1991, Peters ve Moldowan 1993). Bu analiz TPAO AR-GE Merkezinde yaptırılmıştır.





Şekil 1.2 Agilent 6850 gaz kromatografi cihazı

GC sonuçları yardımıyla Pristan (Pr) / Fitan (Ph) oranı, izoprenoid/n-alkan oranı, Karbon Tercih İndeksi (CPI) hesaplanır.

### 1.3.3.1.3 Gaz Kromatografi – Kütle Spektrometresi (GS – MS) analizi

Kömürlerden ekstrakt (özütlenen) edilen bitümün GC-MS tekniği ile analiz edilmesi sonucunda, bitümdeki karmaşık yapıların parçalanıp, iyonlaşmasıyla ulaşılan fragmentogramlar, kaynağın jeolojik geçmişi ile ilgili bilgi verirler (Şekil 1.3). Jeokimyasal fosiller ya da “biyomarker” olarak bilinen bu moleküller, canlı organizmalardan özelliğini koruyarak bitüme/petrole kadar gelmekte ve bitüm/petrol içerisinde düşük miktarda yer almaktadırlar. Biyomarkerlar su ile yıkanma, bozunma ve olgunluk artışı gibi süreçlerden etkilenmezler. Bazen çok az etkilenmektedirler. Etkilendikleri zaman bu etkilerin yönü, büyüklüğü tahmin edilebildiğinden doğru yorumlar yapılabilir. Bu yüzden gaz kromatogramlarına nazaran daha güvenilir ve kullanıma elverişlidirler. Aromatik hidrokarbonların iyon fragmentogramlarına ulaşamadığı için bu çalışmada, terpanların ve steranların iyon fragmentogramları

kullanılacak ve de yorumlamalar belirtilen fragmentogramlar aracılığıyla yapılacaktır. Bu analizler TPAO AR-GE Merkezinde yaptırılmıştır.



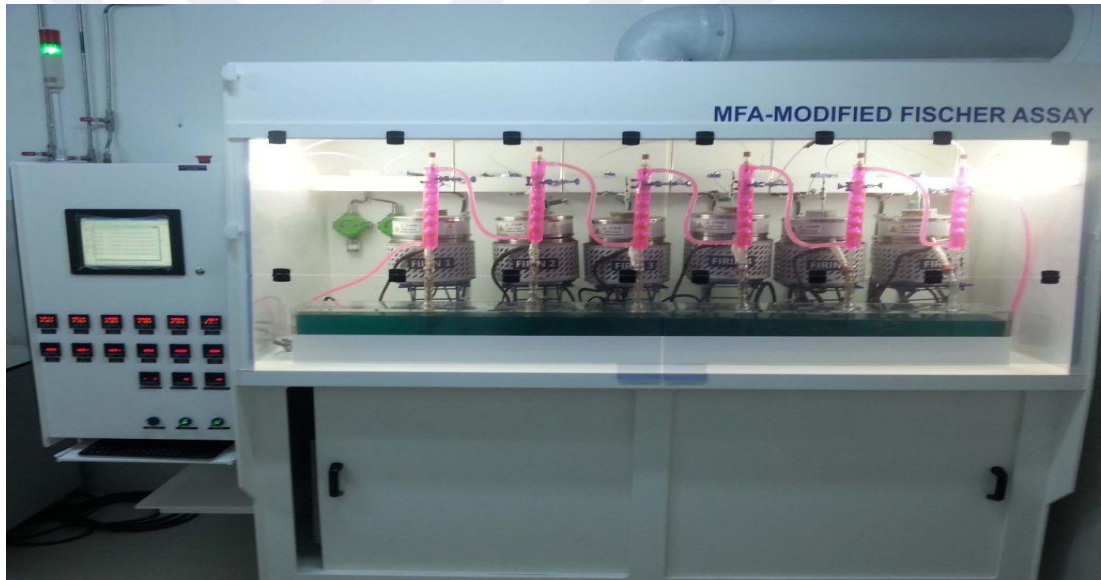
Şekil 1.3 GS – MS analizi cihazı

#### 1.3.3.1.4 Fischer Assay analizi

Kömür, şeyl ya da benzeri numunelerin kül, su, petrol, uçucu organik madde bileşenlerini belirlemek amacıyla yapılan analizdir. Numuneler oksijensiz ortamda ısı aracılığıyla buharlaştırılıp daha sonra ise soğutma yataklarında yoğunlaştırılarak kaçaksız bir şekilde toplanmaktadır. 6 adet damıtıcı yardımıyla ortalama ağırlığı 100 gram olan numuneler analiz edilirler. Damıtıcılar fırınlar içerisine yerleştirilir ve bu fırınlar yardımıyla ısıl işlem görürler. Analiz sırasında damıtıcının içindeki sıcaklık değeri ölçülür ve sıcaklık kontrolü buradaki değere göre yapılmaktadır. Bu şekilde radyal sıcaklık farkları en aza indirilir. Numuneden buharlaşan maddeler havuç tip sentrifüç kabında toplanmaktadır. Bu kap ve üstündeki geri soğutma kuleleri numunedeki maddeleri saklamaktadır. Bu deney sırasında soğutma kulelerinin sıcaklığı, damıtıcıların sıcaklığı sürekli izlenip, kaydedilmektedir. Deney sırasında CO ve H<sub>2</sub>S sızması durumunda ise sesli ve ışıklı bir alarm devreye girmektedir. Deneyden sonra, elde edilen sıcaklık verilerine karşılık numunedeki madde miktarları rapor şeklinde elde edilebilmektedir. Bu rapor tek bir istenilen örneğe veya metota veya tarihe veya

fırına göre filtrelenerek raporlanabilmektedir (Şekil 1.4). Bu analizler TPAO AR-GE Merkezinde aşağıdaki yöntemle yaptırılmıştır.

Kütahya Seyitömer Arslanlı bölgesinden elde edilen 4 adet kömür numunesi 10 – 60 mesh aralığında öğütülmüştür. Bu işlemin ardından ASTM D3904 standartlarına göre Modified Fischer Assay analizleri yapılmıştır. Bölgeye ait örnekler ilk olarak, elenerek 10 – 30 mesh aralığına giren kısımdan 100 gram alınmış ve retort kabına yerleştirilmiştir. Daha sonra yakma ünitesine yerleştirilen retort kabındaki örnekler, sızdırmaz, oksijensiz bir ortamda, standartlara uygun ısıtma profiline bağlı olarak ısıtılmıştır. Isıtma işlemi tamamlandıktan sonra gerekli okumalar ve tartımlar bitirilerek ortaya çıkan ürün miktarı belirlenmiştir.



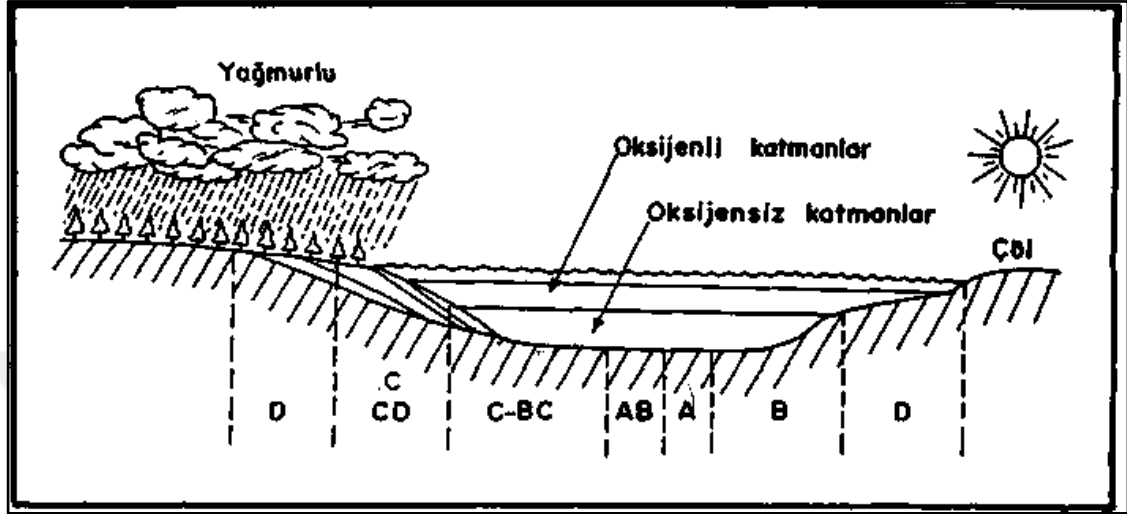
Şekil 1.4 Fischer Assay analizi cihazı

#### **1.3.3.1.5 Organik fasiyes incelemeleri**

Bu çalışmada 8 adet numune üzerinde Rock-Eval analizleri gerçekleştirilmiştir.

Organik maddenin oluşumu ve diyajenetik durumu göz önünde bulundurularak, mikroskobik ve jeokimyasal özelliklerin kullanılmasıyla yedi farklı tanımlama yapılmıştır. Bunlar A, AB, B, BC, C, CD ve D'dir (Jones 1987). Organik fasiyeslerin

sınıflaması yapılırken, her bir fasiyesin mikroskobik ve genel jeolojik özellikleri karşılaştırılmıştır (Şekil 1.5). Bu analizler TPAO AR-GE merkezinde yaptırılmıştır.



Şekil 1.5 Organik fasiyesler ve çökeltme ortamları arasındaki ilişkinin şematik gösterimi (Jones 1987)

Jones (1987) tarafından ortaya konulan fasiyes ayrımları Çizelge 1.2 ve 1.3' de verilen %  $R_0$ , piroliz ve kerojen tipine göre yapılmaktadır.

Çizelge 1.2 Organik fasiyelerin karakteristikleri (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984)

ORGANİK FASİYES	%R <sub>0</sub> = 0,5 deki H/C ORANI	PİROLİZ ANALİZİ			HAKİM ORGANİK MADDE	KEROJEN TİPİ	SEDİMAN YAPI
		HI, mg HC/g kaya	OI, mg HC/g kaya	TOC, (wt %)			
A	≥ 1,45	> 850	10 - 30	5(3) - 20+	Algal	Tip I	Laminalı
AB	1,35 – 1,45	650 - 850	20 - 50	3-10+	Amorf; çok az karasal	Tip I / Tip II	
B	1,15 – 1,35	400 - 650	30 - 80		Amorf, yaygın karasal	Tip II / Tip I	İyi tabakalı - laminalı
BC	0,95 – 1,15	250 - 400	40 - 80	3(1) - 3+	Karışık; nadiren okside	Tip II / Tip III	Zayıf tabakalı
C	0,75 – 0,95	125 - 250	50 - 150	≤ 3	Kıtsal; nadiren okside	Tip III / Tip II	Çok zayıf tabakalı – biyotürbasyonlu
CD	0,60 – 0,75	50 - 125	40 - 150+	< 0.5	Okside; taşınmış	Tip III / Tip IV	Masif ; biyotürbasyonlu
D	≤ 0,60	< 50	20 - 200+		Yüksek okside; taşınmış	Tip IV	

Çizelge 1.3 Organik fasiyeler ve ortamsal faktörler arasındaki ilişki (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987)

ORGANİK FASIYES	PROKSİMAL-DİSTAL EĞİLİM	OKSİJEN REJİMİ	SEDİMENT BİRİKİM ORANI	ÜRÜN
A	Distal	Öksinik / Anoksik	Düşük	Petrol
AB		Anoksik - Disoksik	Değişken	Petrol + Gaz
B			Yüksek	Gaz + Petrol
BC	Proksimal	Oksik		Orta
C			Düşük	Çok Nadir Gaz ya da Hiç Yok
CD		Düşük		Çok Nadir Gaz ya da Hiç Yok
D			Çok Oksik	

#### 1.3.3.1.6 Organik petrografi analizi

Organik petrografik araştırmalar, kayaçlar içerisindeki katı haldeki organik maddenin fiziksel ve optik özelliklerinin incelenmesi, organik madde tipleri, bağlı bollukları ve olgunlaşma parametrelerinin belirlenmesi için ‘2.5 µm spotlu Zeiss Umsp 50 ve X 40 epiplan’ mikroskobu yardımıyla geçirimli ışık altında yapılmıştır (Şekil 1.6). Vitrinit yansıma değerleri petrol ve doğal gaz aramalarında kullanılmaktadır. Petrol aramalarında petrol içeren formasyonların üzerindeki, tortul özellikte kayaçlarında bulunan herhangi bir ağaç vs. parçası üzerinde yaptığımız ölçümler bize bu ortamda ne tür hidrokarbon (ağır sıvı, sıvı, gaz, veya hiçbir şeyin) bulunabileceğine veya bulunamayacağına çok büyük yardımlar sağlamaktadır (Toprak 2012). Bu çalışmadaki organik petrografik analizler Maden Tetkik Arama Genel Müd. MAT laboratuvarlarında yapılmıştır.



Şekil 1.6 Organik Petrografik analiz cihazı

#### 1.4 Çalışma Alanının Konumu

Arslanlı kömür sahası Ege bölgesinde olup Kütahya iline bağlıdır. Doğuda Kütahya – Eskişehir yolu ile katedilen Porsuk Vadisi seviyesinde başlamakta (Şekil 1.7) ve batıda ise Kütahya – Tavşanlı yolunun Tavşanlı Havzasına indiği yerde son bulmaktadır. Kuzeyde güneybatıdan kuzeydoğuya doğru uzanan bir sınır belirtmektedir. Seyitömer'in coğrafi konumu 39 derece 36 dakika 53 saniye kuzey, 29 derece 53 dakika 27 saniye doğu koordinatlarıdır. Şehir merkezine uzaklığı yaklaşık 30 kilometredir. Deniz seviyesine göre yükseklik 1200 metredir. 2000 – 2500 arası bir nüfusa sahiptir. Bölgede termik santral bulunmaktadır. Bu termik santral Kütahya ve civarı illerin elektrik ihtiyacını karşılamaktadır.

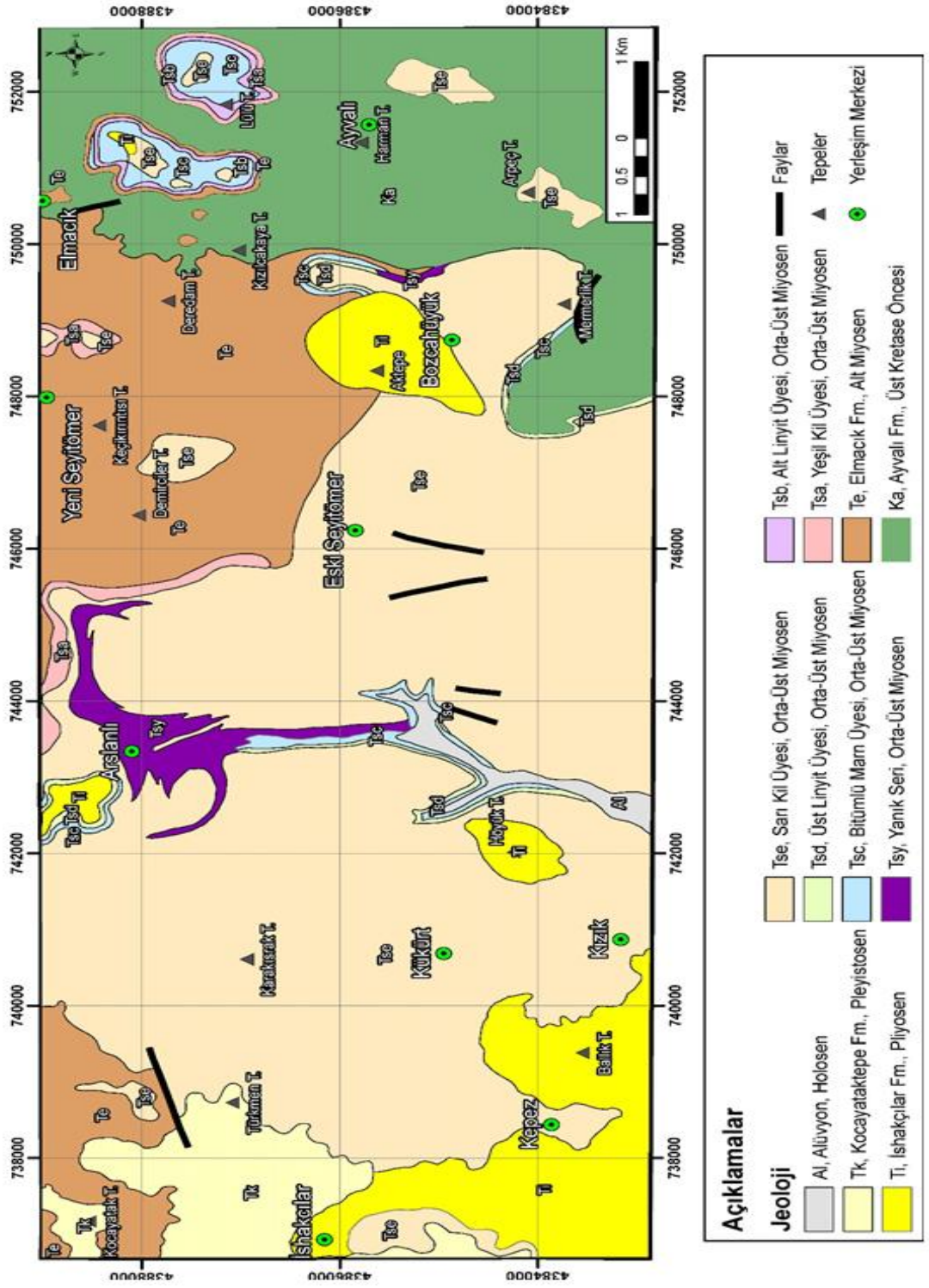


Şekil 1.7 Çalışma alanının yer bulduru haritası (Google earth görüntüsü)



## 2. BÖLGESL JEOLJİ

Çalışma alanı Kratese, Erken Miyosen, Orta – Geç Miyosen, Pliyosen, Pleyistosen, Kuvaterner yaşlı birimlerden oluşmaktadır. Havzanın temelinde Kratese yaşlı Ayvalı Formasyonu bulunmaktadır. Buradaki birimin (Şekil 1.8) üstüne Miyosen yaşlı Elmacık birimi uyumsuzca örtmektedir. Orta – Geç Miyosen yaşlı linyitlerden oluşan Seyitömer Formasyonu 5 birime ayrılmıştır. Bu formasyon üzerine Pliyosen yaşlı İshakçılar Formasyonu uyumsuz bir biçimde gelmektedir. Pleyistosen yaşlı Kocayataktepe Formasyonunun üstüne gelen Kuvaterner yaşlı (Şekil 1.8) alüvyon örtüsüyle stratigrafik dizilim tamamlanmaktadır (Şengüler 1999). Batı Anadolu'nun Neojen havzaları genellikle büyüme fayları ile sınırlandırılmıştır. Ege Bölgesi'nin kıyıya yakın batı kesimlerindeki yapıyı denetleyen D/ – /B doğrultulu normal faylar bölgede Pliyo-Kuvaterner'den günümüze kadar etkili olan K/ – /G yönlü gerilme rejiminin ürünüdürler. Bu gerilme Anadolu levhasının batıya doğru kaçma hareketinin Batı'da Güneybatıya Yunan Hendeği'ne doğru yönelmesi sonucunda gelişmektedir. Bu bölge Genç Miyosen'de benzer bir gerilme etkisinde kalmış ve D/ – /B gidişli gerilme yapıları bu dönemde oluşmuştur. Seyitömer Havzası İzmir – Ankara tektonik kuşağında yer almaktadır. K-G ve yaklaşık D-B doğrultularına sahip olan yerel fay hatlarını içermektedir. Havza, Ege Bölgesi'nin Orta Anadolu Platosu'na geçtiği bölgede yer almaktadır. Bu yüzden batıda gözlenen deformasyon yapılarından etkilenmemiştir. Havzada kıvrımlanma gözlemlenmemektedir. Bu durum havzada etkili bir sıkışma sisteminin bulunmadığı şeklinde yorumlanabilir (Dikmen ve Mirzaoğlu 2005).



Şekil 2.1 Kütahya ve çevresinin jeoloji haritası (Şengüler 1999'dan değiştirilerek)

SİSTEM	SERİ		FORMASYON	ÜYE	SİMGE	KALINLIK (M)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMA
	KUVATERNER	HOLOSEN						
TERSİYER	PLEYİSTOSEN	KOCAYATAKTEPE	PLİYOSEN	İSHAKÇILAR	Tk	20	Tutturulmamış çakıl, kum, mil ve kil	Kırmızımsı ve krem renkli, az tutturulmuş konglomera, kumtaşı ve yer yer tuf ve kil
	MİYOSEN	ORTA-ÜST MİYOSEN						
MİYOSEN	ALT MİYOSEN	ELMACIK	SEYİTÖMER	Sarı Kil	Tse	25	Sarı Kil sarı, gri, yeşilimsi gri, krem marn ve silisifiye kireçtaşı mercekli tuf diatomeli marn ar dalanması	Üst Linyit gri ve açık gri renkli marnla ar dalanmalı Bitümlü Marn Gri, yeşilimsi gri kireçtaşı, silisifiye kireçtaşı, marn yer yer çört ar dalanması
				Üst Linyit	Tsd	10	Üst Linyit gri ve açık gri renkli marnla ar dalanmalı	
MİYOSEN	ALT MİYOSEN	ELMACIK	SEYİTÖMER	Bitümlü Marn	Tsc	30	Bitümlü Marn Gri, yeşilimsi gri kireçtaşı, silisifiye kireçtaşı, marn yer yer çört ar dalanması	Alt linyit Linyit, killi linyit, kumtaşı, silttaşı, kilttaşı ve marn ar dalanması
				Alt Linyit	Tsb	20 - 40	Alt linyit Linyit, killi linyit, kumtaşı, silttaşı, kilttaşı ve marn ar dalanması	
MİYOSEN	ALT MİYOSEN	ELMACIK	SEYİTÖMER	Yeşil kil	Tsa	50	Yeşil plastik kil Birimin alt seviyelerinde kumlu kilttaşı seviyeleri, üst seviyelerde gri kilttaşı	Çakilttaşı, kumtaşı ve kilttaşı ar dalanması Kötü boylanma, iri taneli, çapraz katmanlaşma, üst seviyelere doğru incelen tane boyu örgülü akarsu ortamı
				Te		75 - 150	Çakilttaşı, kumtaşı ve kilttaşı ar dalanması Kötü boylanma, iri taneli, çapraz katmanlaşma, üst seviyelere doğru incelen tane boyu örgülü akarsu ortamı	
ÜST KRETASE ÖNCESİ		AYVALI			Ka	>300	Ofiyolitik Melanj Serpantinit, radyolarit, kireçtaşı blokları	

Şekil 2.2 Bölgenin genelleştirilmiş stratigrafik kolon kesiti (Şengüler 1999)

## **2.1 Stratigrafi**

### **2.1.1 Ayvalı Formasyonu**

Çalışma havzasının en yaşlı birimidir ve Kratese yaşlıdır. Havzanın temelinde yer alır. Radyolarit, serpantin ve kireçtaşlarından oluşmaktadır (Şekil 1.8, 1.9) Bölgenin doğusunda kalan Ayvalı Köyü çevresinde yüzeyleyen bu formasyon Seyitömer bölgesindeki birimlerin de temelini oluşturmaktadır (Şengüler 1999).

### **2.1.2 Elmacık Formasyonu**

Elmacık Köyü çevresinde olan bu birim çakıltaşları ile kumtaşı ve kıltaşı araldanmasından oluşmaktadır. Seyitömer Formasyonu ile geçişli, Ayvalı Formasyonu ile uyumsuzdur (Şekil 1.8). Bu formasyonun yaşı Erken Miyosen olup akarsu ortamında çökelmiştir (Şengüler 1999).

### **2.1.3 Seyitömer Formasyonu**

Linyit oluşumlarının gözlemlendiği formasyondur. Tabandan tavana doğru yeşil kil, alt linyit, bitümlü marn, üst linyit, ve sarı kil birimlerinden oluşmaktadır. Ayvalı Köyü'nün kuzeyinde yer alan yeşil kil mavi – yeşil ve açık yeşil renklidir. Ortalama kalınlığı 20 m olan alt linyit birimi linyit, killi linyit, kumtaşı, silttaşı ve marn araldanmasından oluşmaktadır. Genelde Seyitömer ve Arslanlı köyleri çevresinde yayılmaktadır (Şekil 1.9). Seyitömer'in eski yerleşim alanının batısında ve doğusunda olan bitümlü marn birimi; gri kireçtaşı, silisli kireçtaşı, marn, kısmen çört araldanmasından oluşmaktadır. Bu birimin kalınlığı 5 – 30 m arasındadır. Seyitömer köyü batısında ve Arslanlı Köyü çevresinde ise gri ve açık renkli marnla araldanmalı üst linyit birimi bulunmaktadır. Kalınlığı yaklaşık 10 m'dir. Seyitömer Formasyonu eski Seyitömer kasabasının batısında bulunan Kükürt ve Kızık köyleri çevresinde yüzeyleyen sarı kil ile son bulmaktadır. Seyitömer Formasyonu sarı gri, krem renkli marn ve silisli kireçtaşı, tuf araldanmasından oluşmaktadır. Ortalama kalınlığı 25 m'dir (Şengüler 1999).

#### **2.1.4 İshakçılar Formasyonu**

İshakçılar köyünün çevresinde yüzlekler verir. Formasyonun yaşı Pliyosen olup alt seviyelerde tuf, orta seviye marn ve üst seviyelerde kireçtaşı bulunmaktadır. Bu birim aşağıda Seyitömer Birimi yukarıda ise Kocayataktepe Birimi ile uyumsuzdur. Bu formasyonun çökelim ortamının gölsel ortam olduğu düşünülmektedir ( Şengüler 1999, Şekil 1.9).

#### **2.1.5 Kocayataktepe Formasyonu**

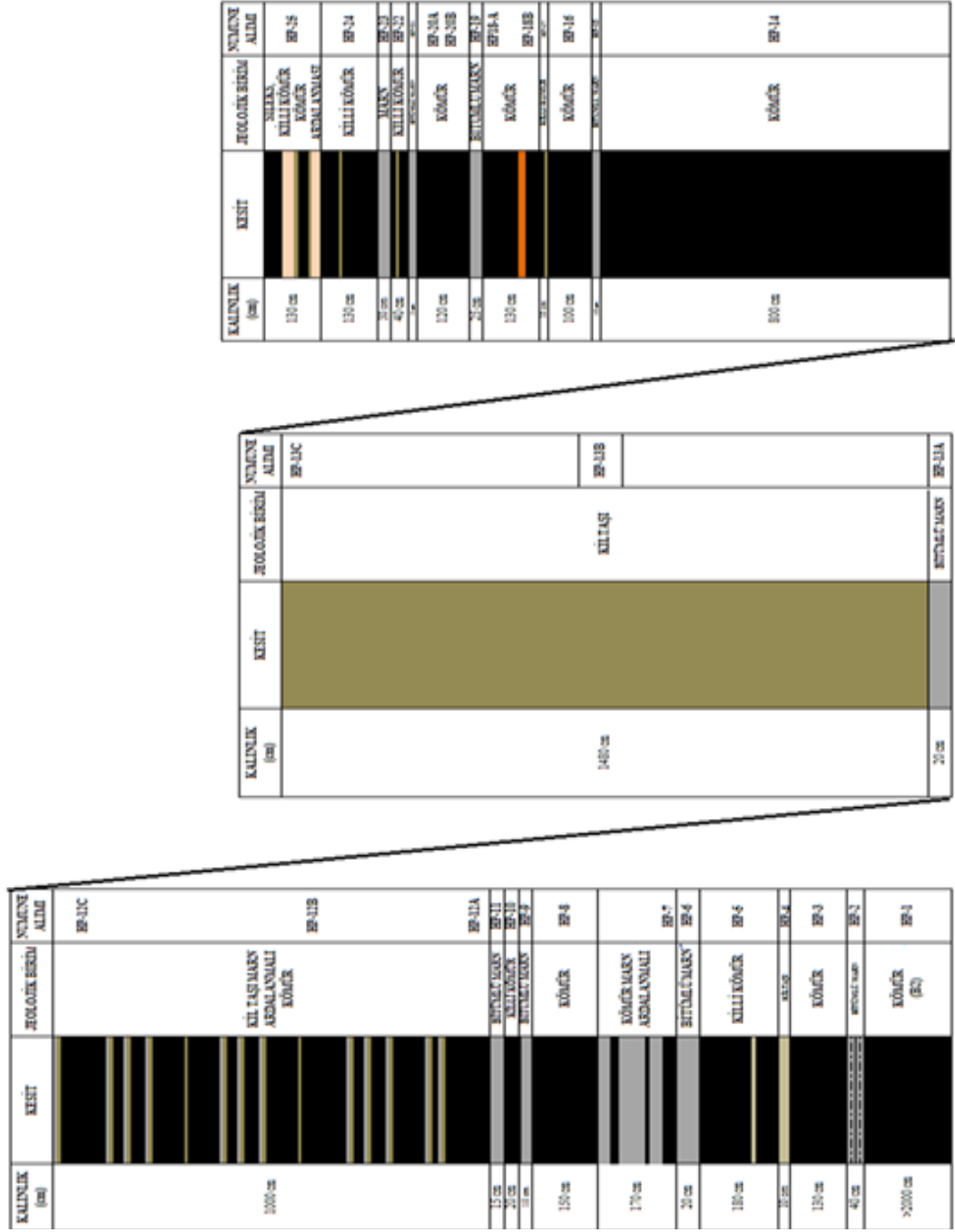
Bu formasyonun yaşı Pleyistosen olup kırmızımsı ve krem renkli, az tutturulmuş konglomera, kumtaşı ve yer yer tuf ve killerden oluşmuştur. İshakçılar Formasyonu'nun üstüne uyumsuz olarak gelmektedir. Birim akarsu ortamında çökelmiştir (Şengüler 1999).

#### **2.1.6 Alüvyonlar**


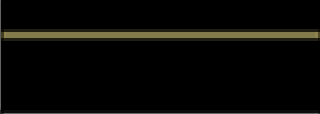






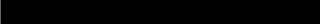
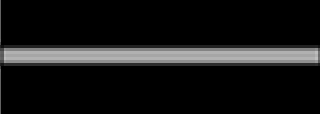
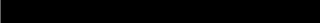
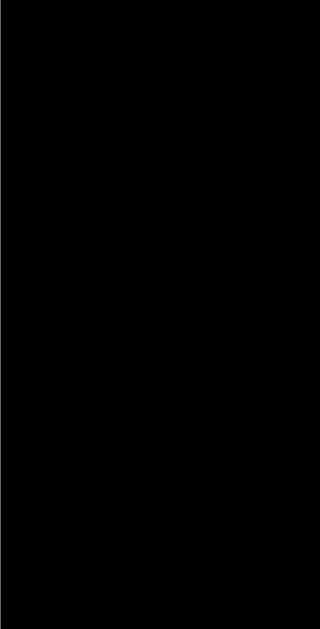
Havzanın en üstündeki en genç oluşumlardır. Kızık Köyü'nün doğusundaki Ağızören deresi kenarındaki düzlüklerde gözlemlenmektedir. Çakıl, kum, kil ve millerden oluşmaktadır (Şengüler 1999).

### **2.2 Arslanlı Bölgesinin (Seyitömer/Kütahya) Ölçülü Stratigrafik Kesiti**

Seyitömer Arslanlı bölgesinin Ölçülü Stratigrafik Kesiti Şekil 2.1'de genel olmak üzere ve Şekil 2.2'de ise çalışma alanı olarak gösterilmiştir. Çalışma alanının kesiti 1505 cm kalınlığındadır ve elde edilen 31 numuneden temin edilmiştir (Şekil 2.1) (bunlardan 8 tanesi üzerinde organik jeokimyasal analizler gerçekleştirilmiştir). Seyitömer ÖSK'sı kayaçları kömür, bitümlü marn, kiltası ve bitümlü şeyl (Şekil 2.5, 2.6, 2.7, 2.8) litolojilerinden oluşmaktadır. Tabandan başlayıp tavana kadar devam eden 1405 cm kalınlığında kömür tabakaları mevcuttur. Yaklaşık 50 cm kalınlığında marn ve bitümlü marnlar zaman zaman araya girmektedirler (Şekil 2.4).



Şekil 2.3 Seyitömer ölçülü stratigrafik kesiti (Alman 31 örnek dahilinde)

KALINLIK (cm)	KESİT	JEOLOJİK BİRİM	NUMUNE ALIMI
130 cm		SİLİKS, KİLLİ KÖMÜR KÖMÜR ARDALANMASI	HP-25
130 cm		KİLLİ KÖMÜR	HP-24
30 cm		MARN	HP-23
40 cm		KİLLİ KÖMÜR	HP-22
1 cm		BEYAZI MARN	HP-21
120 cm		KÖMÜR	HP-20A HP-20B
25 cm		BITÜMLÜ MARN	HP-19
130 cm		KÖMÜR	HP18-A HP-18B
12 cm		KİLLİ KÖMÜR	HP-17
100 cm		KÖMÜR	HP-16
1 cm		BEYAZI MARN	HP-15
800 cm		KÖMÜR	HP-14

Şekil 2.4 Seyitömer Arslanlı ölçülü stratigrafik kesiti (İncelenen 8 örnek dahilinde)



Şekil 2.5 Arslanlı bölgesine ait kömür tabakasının görüntüsü



Şekil 2.6 Arslanlı bölgesine ait kömür istifinin görüntüsü





Şekil 2.7 Arslanlı bölgesine ait kömür istifinin görüntüsü



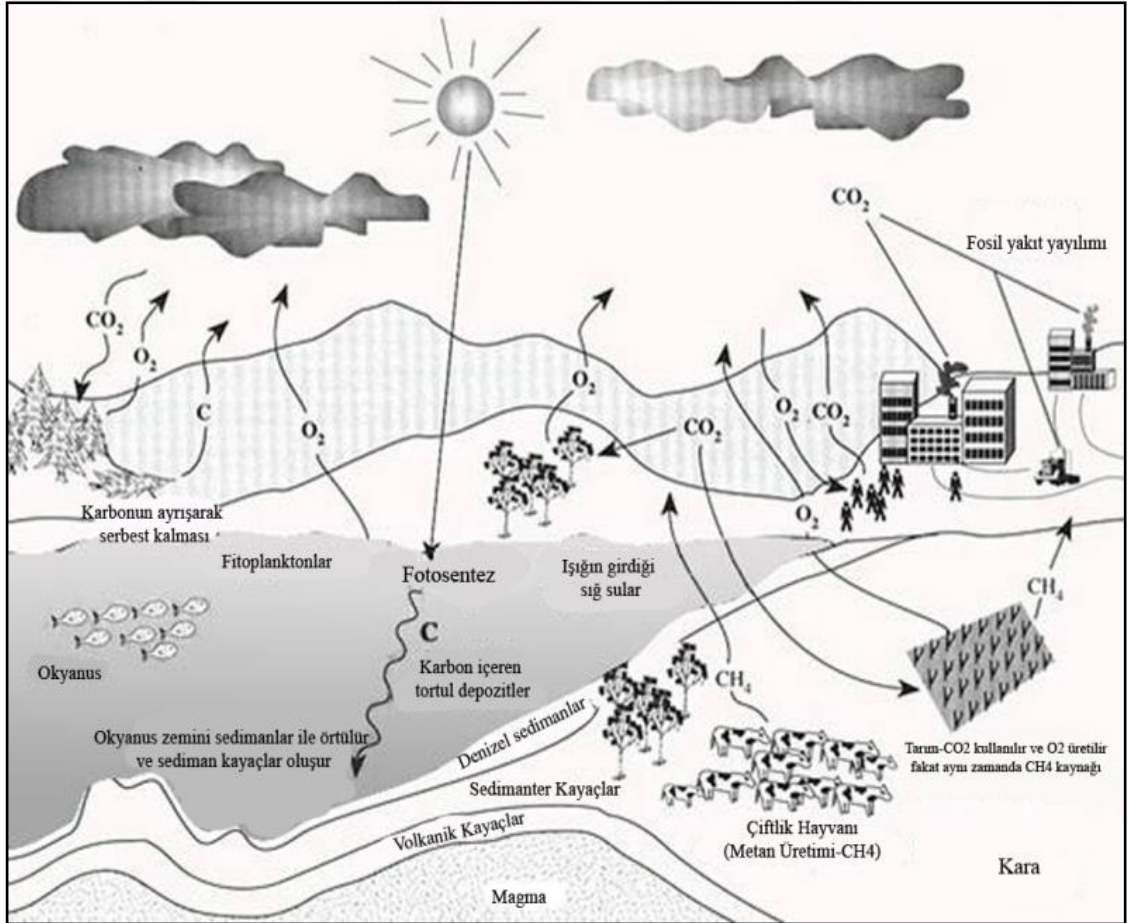
Şekil 2.8 Arslanlı bölgesine ait kömür tabakalarının yakından görünümü

### 3. ORGANİK JEOKİMYASAL İNCELEMELER

#### 3.1 Organik Maddece Zengin Sedimanlar

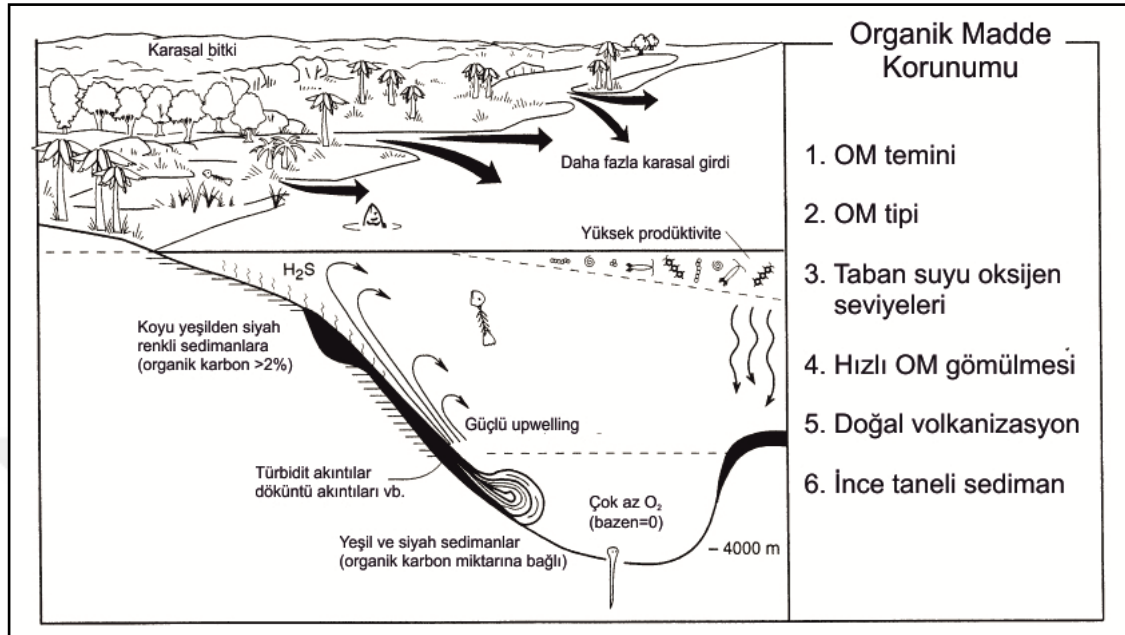
En geniş anlamda kayaçların organik bileşimleri şeklinde tanımlanan “organik madde” genelde suda, toprakta ve sedimanda bulunmaktadır (Şekil 3.1).

Sedimanter kayaçlardaki materyal, yaşayan biyojenik materyallerden oluşmaktadır. Bu canlılar öldüğü zaman ayrışmaya uğrarlar. Ayrışma sonucu oluşan maddelerin başka canlılar tarafından kullanılmasıyla tekrar eden bir geri dönüşüm oluşmaktadır.



Şekil 3.1 Karbon çevrimi (http://www.disc.sci.gsfc.nasa.gov, 2012)

Organik materyalin zenginleşme sürecinde taşınma, depolanma ve korunma büyük öneme sahiptir (Şekil 3.2, Stow vd. 2001).



Şekil 3.2 Organik materyal döngüsü (Arthur ve Sageman 1994' den türkçeleştirilmiştir)

Organik kayalar; kömür ve de bitümlü şeylerden meydana gelmektedir. Buna ilaveten "katı bitümler", "katılaşmış bitümler" ya da "pirobitümler" şeklinde sınıflandırılan bir organik materyaller vardır.

### 3.1.1 Kömürler

#### 3.1.1.1 Kömürlerin tanımı ve sınıflaması

Kömür, yanabilen organik bir sedimanter kayadır. Kömürler başlıca hidrojen, oksijen ve karbon elementlerinden ayrıca Fe, Cu, Zn, Co, Ni, Cr vb ana ve iz elementlerinden oluşmaktadır. Kömür doğada diğer tabakaların arasında ısı, sıcaklık ve basınca maruz kalarak oluşur. Kömür, turbalarda meydana gelen organik bir maddedir. Kömürler, turba ortamlarında müsait koşullarda bitki kalıntılarının bozuşup bataklık parçalarıyla beraber fiziksel ve kimyasal değişimlere maruz kalması sonucunda oluşurlar. Linyit, alt bitümlü kömür, bitümlü kömür ve antrasit olarak çeşitleri bulunmaktadır. Bunlardan organik maddece en zengin olanı antrasit kömürleridir (Wikipedia)

### **3.1.1.2 Kömür bileşenleri**

Makroskobik bileşenler olarak ele alındığı zaman; bir kömür parçası değişik değişik yüzey ve görünümlere sahip olabilir. Turbalarda bitki parçaları gözlemlenebilir. Kömürde yukarı kısımda tabakalanma gözlenir. Henhangi bir kıvrılmaya ya da jeolojik bir harekete maruz kalmamışlarsa yeryüzüne yatay konumda bulunurlar. Kömürlerde yan taraflarda klit denilen düzlemler bulunmaktadır. Ön klit pürüzsüz iken yan klit daha pürüzlüdür. Klitler orojenik hareketler nedeniyle oluşurlar. Klit açıları taş kömürlerinde 90 derecedir. Diğerlerinde ise düşük açıdır. Antrasitlere ait klit sayıları ikiden fazladır.

Mikroskobik bileşenler olarak ele alındığı zaman; Bir kömür parçası içerisinde maseraller ve mikrolitotipler bulunmaktadır. Maseraller organik maddelerdeki en küçük birimlerdir. Maseraller kömür tabakası içerisinde gelişi güzel dağılmayıp, tamamen kontrollü şekilde dağılmışlardır. Maseraller kömürlerde farklı morfolojik yapılarından dolayı 3'e ayrılmışlardır. Bunlar Vitrit, Liptinit ve İnertinit'tir. Kayaçlardaki birimler kömürlerde litotip olarak adlandırılmaktadır. Kayaçlardaki mineraller ise kömürlerde maseral olarak adlandırılır (Wikipedia).

### **3.1.1.3 Kömürlerin depolanma ortamları**

Kömürlerin oluşumu için doğadaki uygun sıcaklık ve basıncın yanı sıra uygun ortamlara da ihtiyaç duyulmaktadır. Bu ortamlarda en kalın kömür yataklarının olduğu ortamlar delta ortamlarıdır. Göl ortamları ise geniş kömür yataklarının oluşması için uygunlardır. Zayıf damarlar lagün ortamlarında oluşmaktadır. Akarsu ve taşma ovalarında ince kömür yatakları oluşmaktadır. Günümüze kadar 2 tane önemli oluşum zamanı bulunmaktadır. Bunlardan ilki Karbonifer ve Permian döneminde gerçekleşen kömür oluşumlarıdır. Genç olanı ise Kretase döneminde başlayıp Tersiyer döneminde bitmiş olan kömür oluşum zamanıdır (Wikipedia).

#### **3.1.1.4 Kömürlerin kullanım alanları**

Kömür, verimi fark edildikten sonra insan hayatında geniş bir alan tutmaya başlamıştır. Kömür; elektrik, çelik sanayinde (Kok kömürü), endüstride ısı elde etmek amacıyla tercih edilmektedir. Yeryüzünde üretilen elektriğin hemen hemen % 40'ı kömürün enerjisinden elde edilmektedir. Birçok ülke de elektrik üretimini kömürlerden elde etmektedir. Bu oran ABD ve Almaya'da % 53, Yunanistan'da % 73, Çin Halk Cumhuriyeti'nde % 75, Avustralya'da % 83 ve Polonya için % 95 olarak ölçülmüştür. Ülkemizde İse kömürden elektrik üretimi % 32 olup daha çok Ülkemizde ise kömür, elektrik üretiminde, demir çelik sanayinde, ısınmada, yakıt ve yağlama yağları üretiminde, tren ve gemilerde yakıt olarak kullanılmaktadır (Wikipedia).

#### **3.2 Organik Jeokimyasal Analizlerin Uygulanması ve Yorumu**

Petrol kökeni organikdir. Dolayısıyla kömürlerdeki organik madde tipinin bilinmesi petrol üretiminde önem arz etmektedir. Kömürdeki organik madde tipini belirleyecek olan ise; sıcaklık, basınç, depolanma ortamı kısaca jeolojik koşullardır. Bu yüzden kömürlerden petrol elde edileceği zaman bahsedilen bu koşulların incelenip bilinmesi son derece önemlidir.

Kömürler doğrudan petrol üretimi yapılan organik birimler değildir. Eğer sapropelik kökenli kömürler varsa, bu kömürleri piroliz (damıtma) yöntemleriyle üretimi gerçekleştirilebilir. Ancak kömür hümik kökenli (Tip III) olduğu zaman bu kömürlerden doğrudan üretim yapılamadığı için kimyasal katlizörler kullanılarak sıvılaştırma süreçleri uygulanmaktadır. Bu yöntemlerin uygulanması için öncelikle kömürün tipi, içerdiği organik madde tipi ve olgunlaşma derecelerinin bilinmesi çalışmanın ilk aşamasını oluşturmaktadır. Bu nedenle, bu çalışmada elde edilecek veriler, çalışma alanındaki hümik kömürlerin organik jeokimyasal özelliklerinin belirlenmesine yönelik olacaktır.

##### **3.2.1 Kömür örneklerine ait piroliz analizleri**

Bu tez kapsamında incelenen Arslanlı (Kütahya – Seyitömer) bölgesine ait örneklerin Rock-Eval piroliz sonuçları Çizelge 3.1'de verilmiştir.

Çizelge 3.1 Arslanlı bölgesine ait kömür örneklerinin Rock-Eval 6 Piroliz Analizi sonuçları

Örnek adı	% TOC	RE			Tmax (°C)	% Ro	HI	OI	S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub>	S <sub>1</sub> /TOC*100	PI
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>							
HP 25	48,23	2,12	126,83	35,91	437	0,74	263	74	3,5	4	0,02
HP 24	30,20	2,16	57,44	26,65	424	0,80	190	88	2,2	7	0,04
HP 22	44,99	0,89	35,39	38,78	428	0,98	79	86	0,9	2	0,02
HP 20	31,09	2,04	68,26	21,70	424	0,99	220	70	3,1	7	0,03
HP 18	45,86	0,57	48,46	37,92	427	0,96	106	83	1,3	1	0,01
HP 17	33,13	1,87	75,08	22,42	427	0,98	227	68	3,3	6	0,02
HP 16	41,33	0,77	85,35	27,94	431	0,98	207	68	3,1	2	0,01
HP 14	49,93	0,61	72,50	32,77	429	0,99	145	66	2,2	1	0,01

### 3.2.1.1 Toplam Organik Karbon (% TOC) miktarı

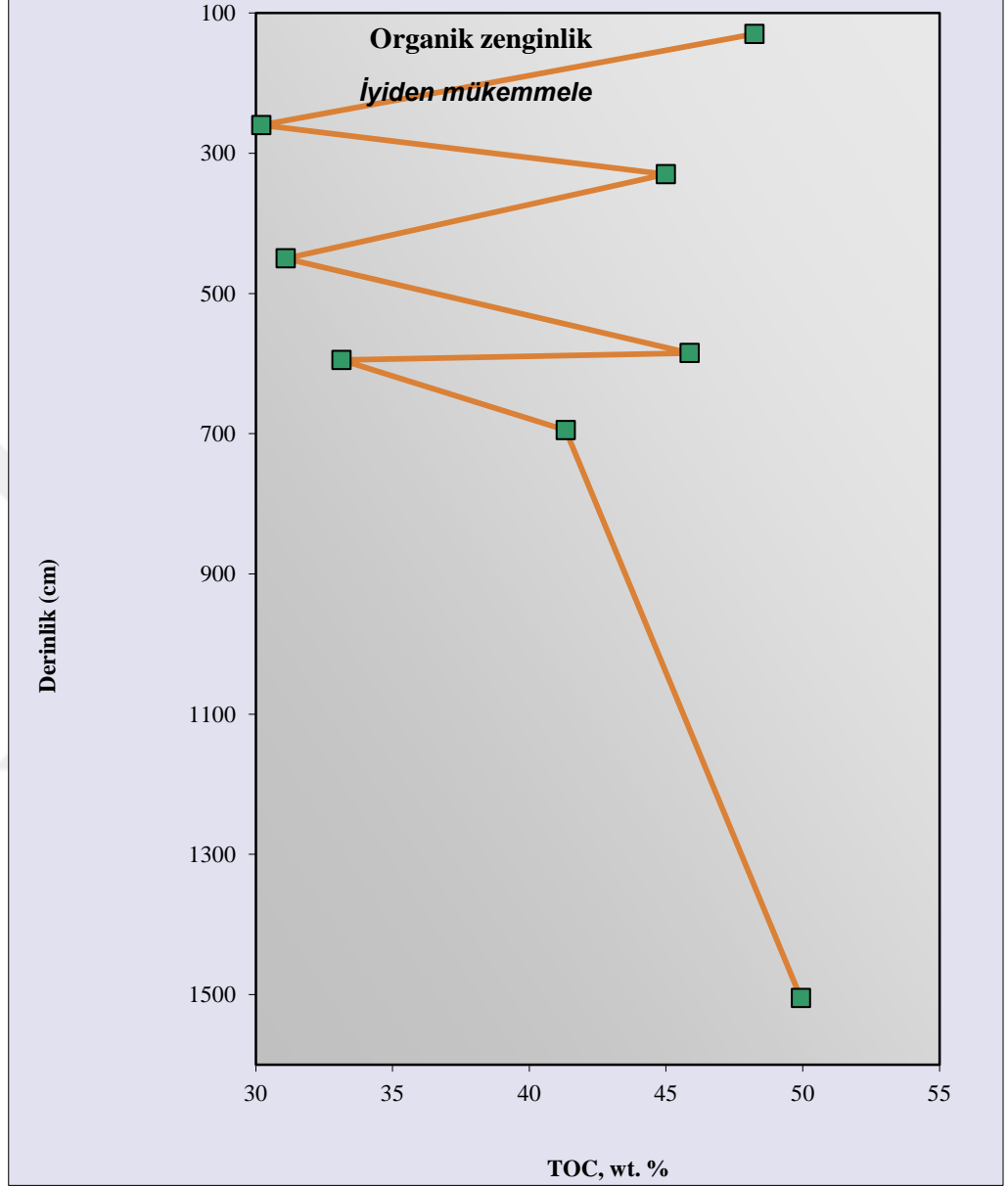
% TOC, kömürdeki kerojenin sahip olduğu karbon sayısı ve buradan türeyen ve kömürün dışına atılmamış karbonları belirtir (Hunt 1995). %TOC analizi kömürde bulunan organik karbon miktarını belirlemek için yapılmıştır. Bu ölçüm Leco, Rock - Eval metodu veya Carmhograph metoduyla yapılmaktadır. Bir numunenin % TOC değeri organik maddenin oksijen ya da hava atmosferi altında Rock Eval 6 piroliz analiz aleti kullanılarak ölçülmüştür (Çizelge 3.2).

Çizelge 3.2 Çeşitli araştırmacıların % TOC standartları ve petrol kaynak potansiyelleri

Tissot ve Welte (1984)		Jarvie (1991)		Peters ve Cassa (1994)	
TOC (wt %)	Kaynak Kayaç Kalitesi	TOC (wt %)	Kaynak Kayaç Kalitesi	TOC (wt %)	Petrol Potansiyeli
0,1 – 0,5	Zayıf	0– 0,5	Yetersiz	0 – 0,5	Zayıf
0,5 – 1	Orta	0,5 – 1	Orta	0,5 – 1	Orta
1 – 2	İyi	>1	Yeterli	1 – 2	İyi
2 – 10	Zengin			2 – 4	Çok iyi
				>4	Mükemmel

Bu çizelgeye kıyasla, Seyitömer - Arslanlı bölgesinden alınan 8 adet kömür numunesinin % TOC değeri % wt 30,2 - 49,93 arasında değişmektedir. Tissot ve Welte 1984'e göre zengin, Jarvie 1991'e göre yeterli, Peters ve Cassa 1994'e göre mükemmel potansiyelde oldukları görülmektedir. Bununla birlikte, kömür örnekleri için elde edilen değerler linyit-alt bitümlü kömür değerlerini yansıtmaktadır.

İncelenen örnekler derinlikle (cm) ilişkilendirilen TOC (wt %) grafiğinde değerlendirilmiştir (Şekil 3.3).



Şekil 3.3 Bölgeye ait örneklerin derinlikle ilişkilendirilmiş % TOC grafiği

Organik sedimanter kayaçlarda sıvı petrol üretimi için %TOC miktarı yardımcı olmak yeterli olmayacaktır. Bu yüzden hidrokarbon potansiyeli, organik madde tipi, normalize petrol içeriği ve olgunluk değerleride incelenmelidir.

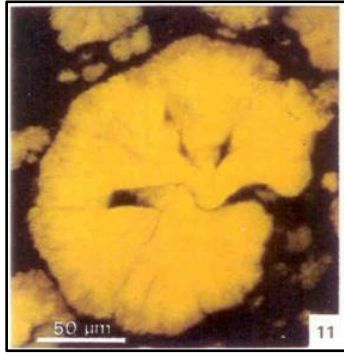


### 3.2.1.2 Organik madde tipi

Bir yerde türetilebilecek HC'ların petrol ya da gaz olabilmesi o havzada bulunan organik madde ile ilişkilidir.

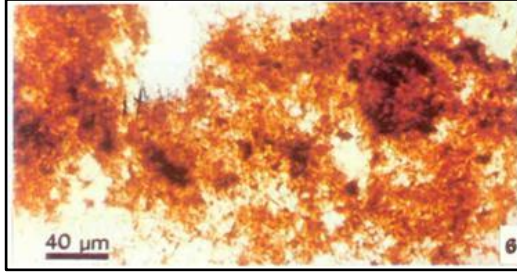
Kerojenler 4 tipe ayrılmaktadırlar. Bu kerojenlerin Durand (1980)'e göre fotoğrafları gösterilmiştir.

Tip I Kerojen: Algal olarak adlandırılır. Deniz kökenli Botryococcus'dan üremişlerdir (Şekil 3.4). İçinde Alifatikler çoktur. Az miktarda aromatikler bulunur. Alifatik bağlara sahip madde içermektedir. Bu yüzden petrol üretme kabiliyetleri çok yüksektir.



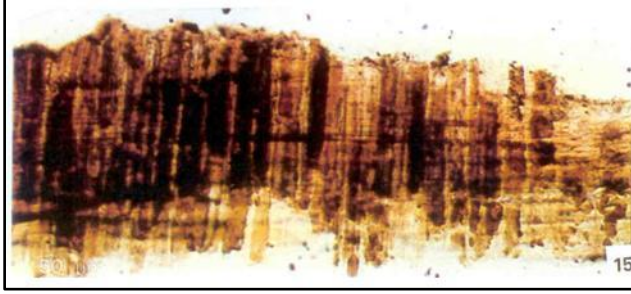
Şekil 3.4 Botryococcus görünümü

Tip II Kerojen : Lipidsi kerojenlerdir. Spor ve denizel planktonlardan oluşurlar (Şekil 3.5). Aromatikler Tip I'e kıyasla çoktur. İçindeki H/C oranı Tip I'e kıyasla alçak , O/C Tip I'e kıyasla yüksektir. Tip II kerojen karasal ve de denizel materyallerin beraber olduğu ortamlarda meydana gelmektedir. Dolayısıyla petrol üretmede Tip I'e nazaran daha zayıftırlar.



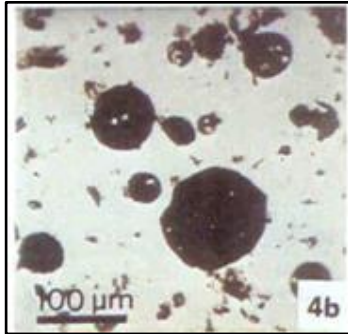
Şekil 3.5 Tip II kerojen süngerimsi organik maddenin görünümü

Tip III Kerojen: Odun yapılı olarak bilinir. Ağaçlar ve selüloz içeren materyalden oluşmuştur (Şekil 3.6). Yapısında aromatikler baskındır.  $H/C < 1$  ve  $O/C$  0,2 ya da 0,3'tür. Tip I – Tip II kerojenlerinin petrol üretme kabiliyetine göre daha az petrol üretirler.



Şekil 3.6 Tip III kerojen görünümü

Tip IV Kerojen: Petrol üretme kabiliyeti yok denecek kadar azdır. Genelde kuru gaz üretirler. Jeokimyasal incelemelerde dikkate alınmazlar.



Şekil 3.7 Tip IV Kerojen görünümü

Çizelge 3.4 Kerojen tipinin karakteristiği ve kaynağı (Wignall 1994; Potter vd. 2005)

<b>KEROJEN TİPİ</b>	<b>KAYNAĞI</b>	<b>KARAKTERLERİ</b>
Tip I	Algler	Bol miktarda hidrojen, Oksijen bakımından zayıf Petrol üretiminde mükemmel potansiyel
Tip II	Sporlar, polenler, kıtasal bitki kütükülleri, denizel alg	Tip I - Tip III karışımı
Tip III	Kıtasal bitki - Selüloz	H/C oranı düşük, O/C oranı yüksek Gaz potansiyeli mükemmel
Tip IV	Yanmış kömürler - okside olmuş madde	Düşük H/C oranı, Yüksek O/C oranı Gaz potansiyeli düşük

Kerojenler mikroskobik özelliklerine göre ikiye ayrılırlar.

1. Amorf kerojenler: Denizel alg kökenli, belli yapıya ve şekle sahip olmayan, sarı renkli organik materyallerdir. Hidrojen ve lipit bakımından zengindirler. Petrol üretimi önem teşkil etmektedir. Tip I ve Tip II kerojenlerdir (Çizelge 3.4).
2. Hümik kerojenler: Genelde selülozlardan üretilmiş, belirli şekle sahiptirler. Petrol üretimi zayıftır. Gaz potansiyeline sahiptirler. Tip III kerojenlerdir. Bu kerojen tipleri Çizelge 3.5'te gösterilmiştir.

Çizelge 3.5 Kerojen tipleri (Barker 1979'dan değiştirilerek)

Kerojen Tipleri ve Hidrokarbon Potansiyelleri				
Ortam	Kerojen Tipi	Kerojen Formu	Köken	Hidrokarbon Potansiyeli
Sucul	I	Alginit	Algal gövde	Oil
		Amorf Kerojen	Algal kaynağın yapısız döküntüleri	
Karasal	II		Eksinit	denizel kaynak
		Spor ve polenlerin kabukları, yaprak kütükülleri ve otsu bitkiler		
	III	Vitrinit	Lifli ve odunsu bitki parçaları ve yapısız, kolloidal hümkik madde	Çoğunlukla gaz
	IV	İnertinit	Oksitlenmiş, tekrar dönüşümlü odunsu döküntüler	Yok

Bu çalışmada organik madde tipi; Hidrojen İndeks (HI, mg HC/g kaya) verisi, HI-OI, HI-Tmax ve TOC-S2 diyagramları, Hidrokarbon Tip İndeksi analizleri kullanılmıştır.

Hidrojen İndeks verileri yardımıyla kayacın kerojen tipinin tayiniyle beraber üretebileceği hidrokarbon tipini de belirleyebilir. Hidrojen İndeks, kerojenin hidrojen zengin olduğunu belirtir. Hidrojen zenginliği alg kökenlilerde yüksektir. Hidrojen İndeks Tip I kerojende yoğun değerdedir, Tip III kerojende düşük seviyededir. Seyitömer – Arslanlı bölgesinden alınan kömür örneklerinin HI verileri Şekil 3.8 ve Çizelge 3.6'da gösterilmiştir.

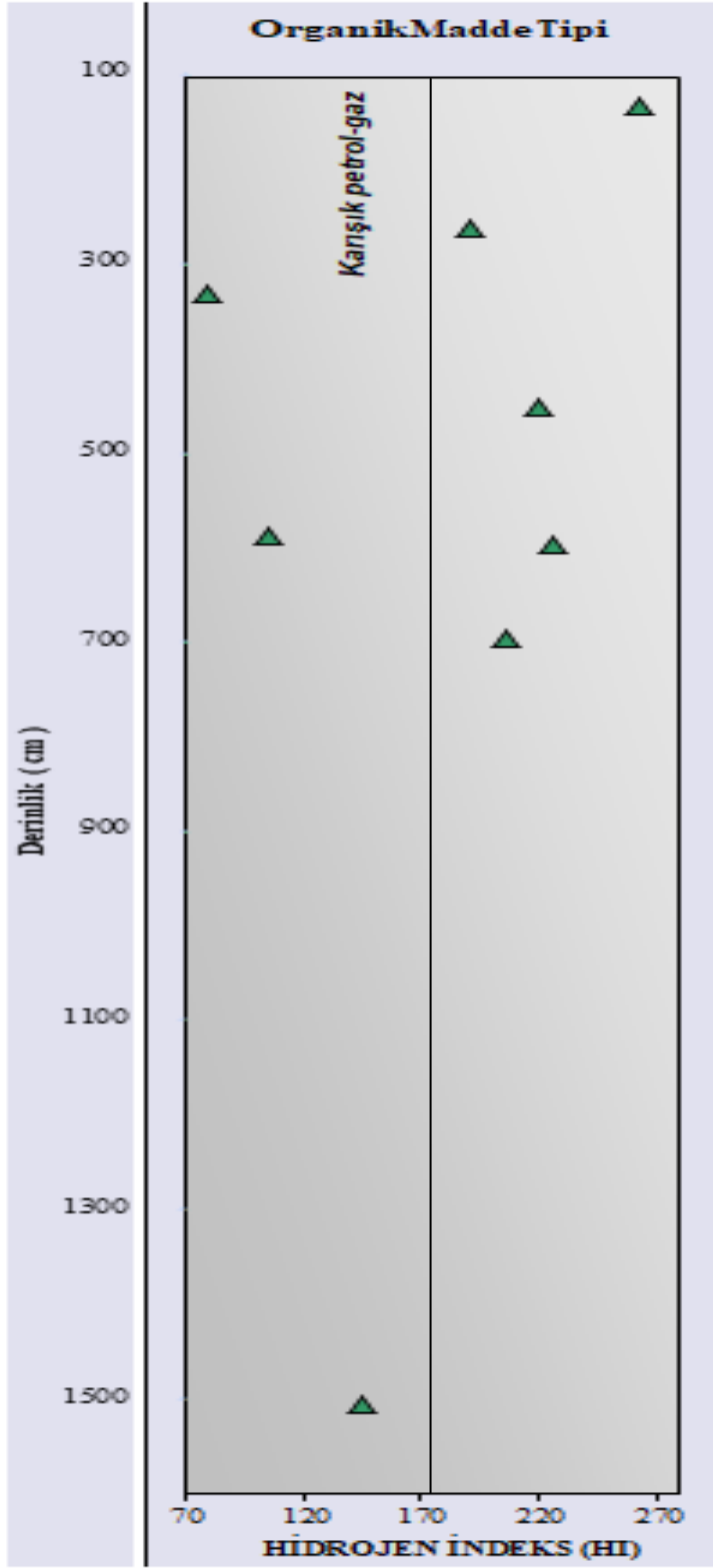
Çizelge 3.6 Peters ve Cassa (1994) Hidrojen indeks limitleriyle alakalı kerojenler ve HC tipleri

Hidrojen İndeks, mg HC/g kaya	Kerojen ve HC özelliği
> 600	Tip I, Petrol
300 - 600	Tip II, Petrol
200 - 300	Tip II - Tip III, Petrol – Gaz Karışık
50 - 200	Tip III, Gaz
< 50	Tip IV, Kuru Gaz

Bu tabloya göre, incelenen numunelerin Hidrojen İndeks değerleri 80 – 260 mg HC/g kaya arasında değişmektedir. Örneklerin yarısı 50 - 200 mg HC/g arasında olduğu için bu örneklerin Tip III kerojen olduğu görülmüştür. Geri kalan örnekler ise 200 – 300 mg HC/g arasında olduğu için kerojen tiplerinin Tip II – III olduğu tespit edilmiştir (Çizelge 3.7). Yukarıda verilen değerler şeyl kaynak kayası için verilen sınır değerleri yansıtmaktadır. Bu nedenle, Tip II kerojen tipi çalışılan örnekleri yansıtmamaktadır.

Çizelge 3.7 İncelenen numunelerin HI değerlerine kıyasla kerojen ve hidrokarbon özellikleri

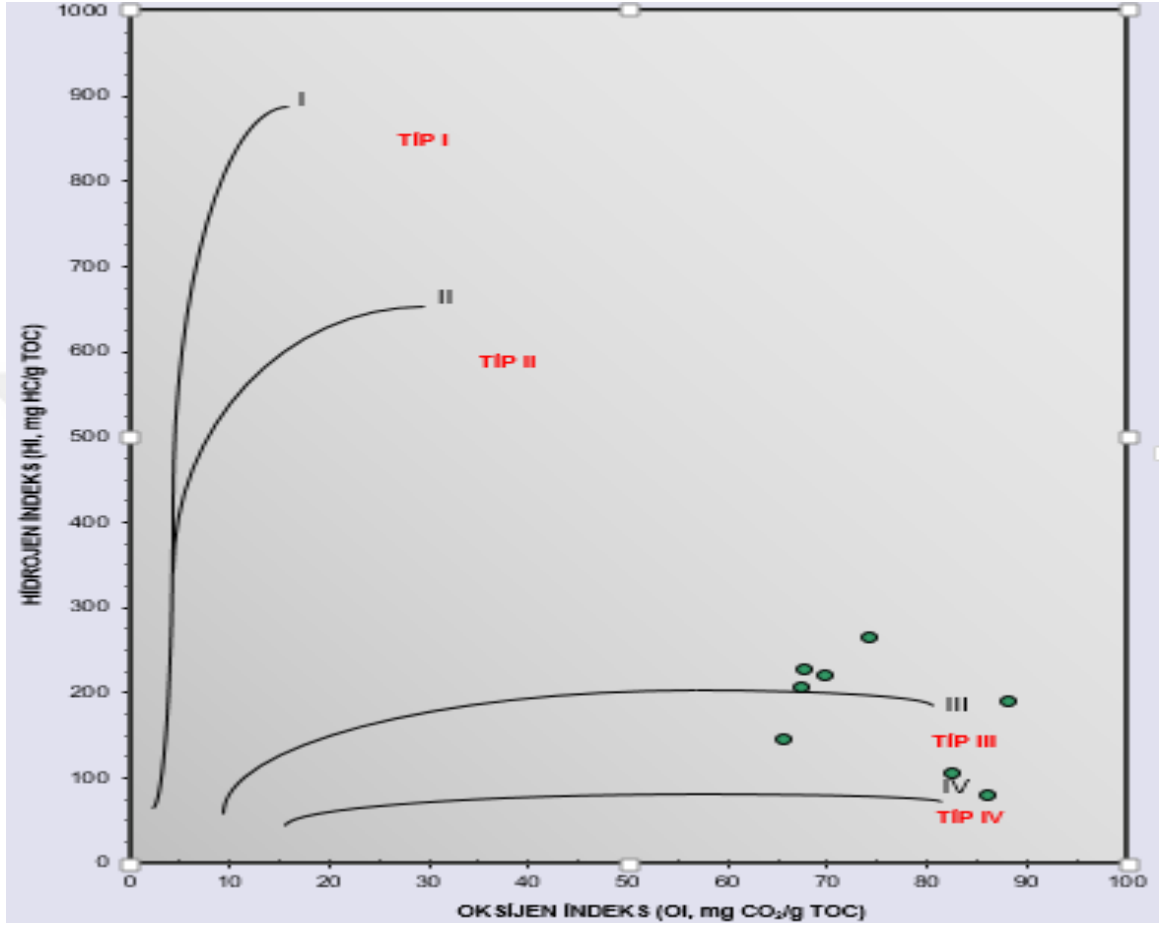
Numune numarası	HI, mg HC/g kaya	Kerojen adı	HC
HP 14	145	Tip III	Gaz
HP 16	207	Tip II (?) - III	Petrol - Gaz
HP 17	227	Tip II (?) - III	"
HP 18	106	Tip III	Gaz
HP 20	220	Tip II (?) - III	Petrol - Gaz
HP 22	79	Tip III	Gaz
HP 24	190	Tip III	"
HP 25	263	Tip II (?) - III	Petrol - Gaz



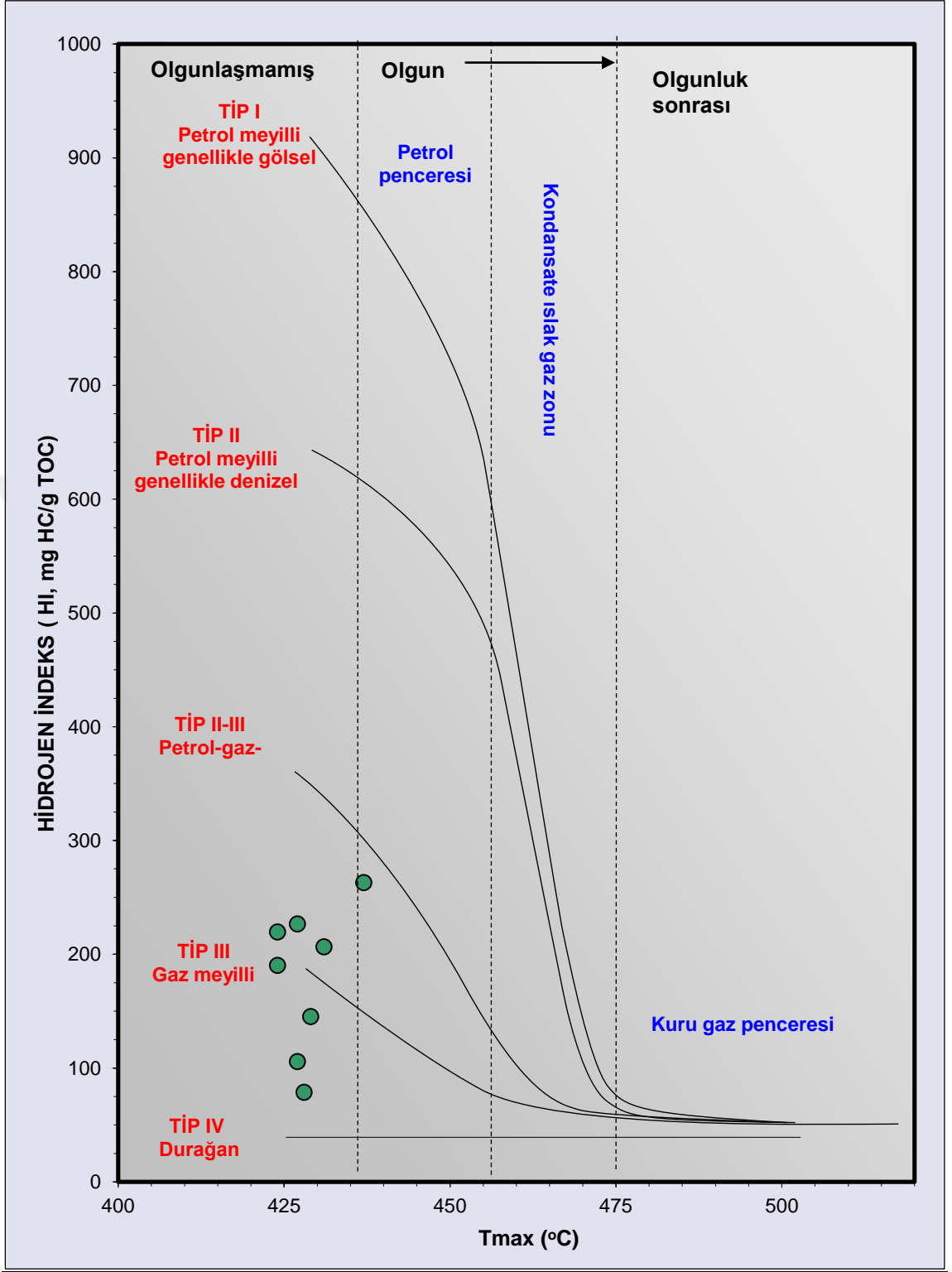
Şekil 3.8 Arslanlı kömür numunelerinin Derinlik (cm) – HI grafiği

HI-OI (Éspitalié vd. 1977), HI-T<sub>max</sub> (Hunt 1995, Mukhopadhyay vd. 1995) ve TOC-S<sub>2</sub> (Langford ve Blanc-Valleron 1990) diyagramları yardımıyla kerojen tipleri

bulunabilmektedir. Dolayısıyla analiz edilen kömür numunelerinin 4 adetinin Tip II - III diğer 4 adetinin Tip III - IV olduğu görülmektedir (Şekil 3.9, 3.10, 3.11).

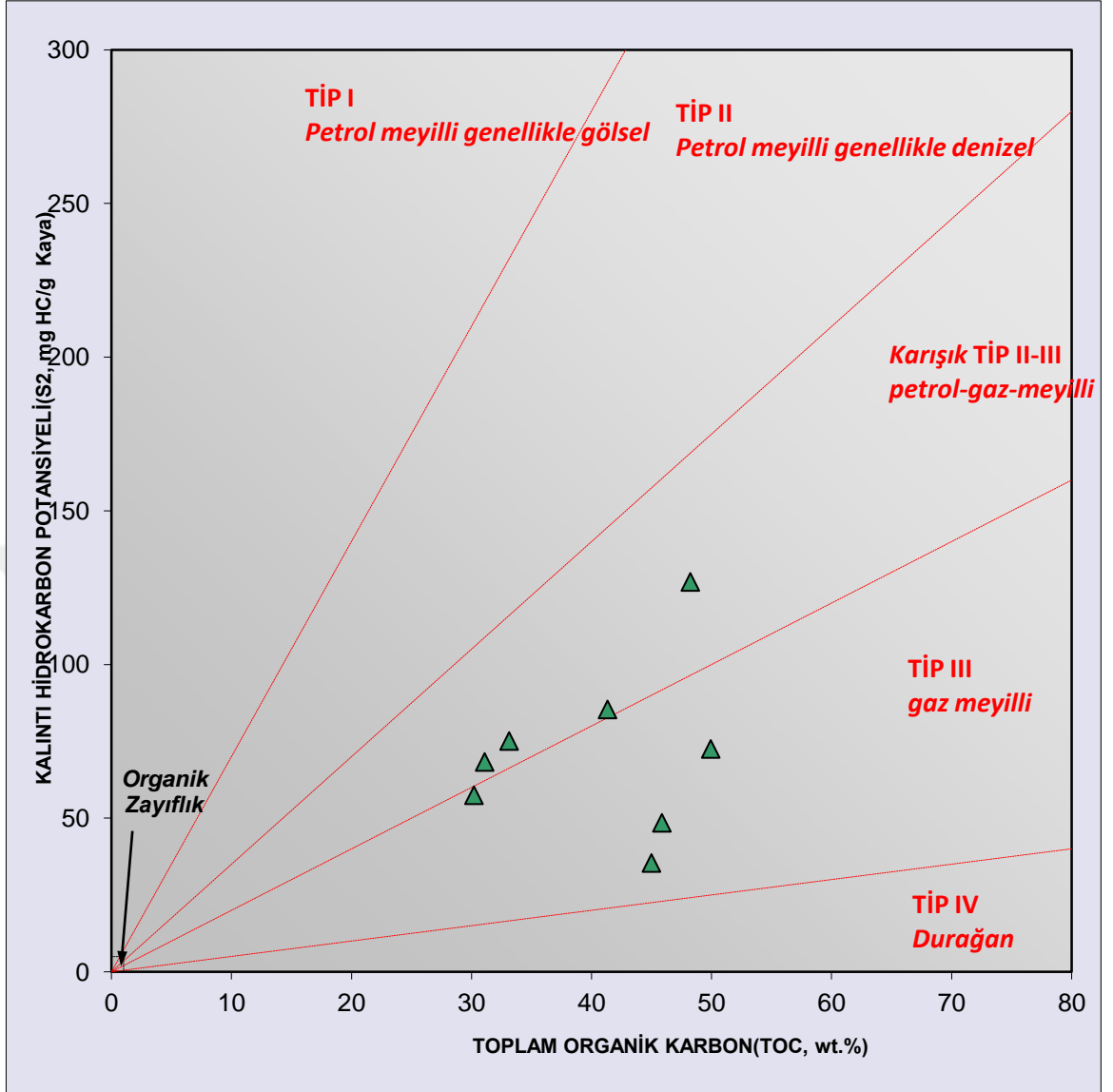


Şekil 3.9 Seyitömer - Arslanlı bölgesine ait kömür numunelerinin HI-OI diyagramındaki yerleri (Van Krevelen 1993)



Şekil 3.10 Seyitömer – Arslanlı kömür numunelerinin HI-Tmax grafiğindeki yerleri (Hunt 1995, Mukhopadhyay vd. 1995)





Şekil 3.11 Seyitömer – Arslanlı sahası kömür numunelerinin S<sub>2</sub> – TOC diyagramındaki yerleri (Langford ve Blanc-Valleron 1990)

Piroliz analizleri sonucu ulaşılan S<sub>2</sub> ve S<sub>3</sub>'den Hidrokarbon Tip İndeksi (Peters ve Cassa 1994) ölçülerek kerojenlerin tipleri tayin edilebilmektedir (Çizelge 3.8).

Çizelge 3.8 S<sub>2</sub>/S<sub>3</sub> oranına bağlı organik madde tipi (Peters ve Cassa 1994)

<b>Peters ve Cassa (1994)</b>	
<b>S<sub>2</sub>/S<sub>3</sub><sup>a</sup></b>	<b>Kerojen Tipi</b>
> 15	I
10 – 15	II
5 – 10	II/III
1 – 5	III
< 1	IV

Analizi yapılan 8 adet örneğin Hidrokarbon Tip İndeksi verileri 0,91 – 3,53 arasında değişmektedir. Bu örneklerin ortalaması 2,45 olup, incelenen kömür örneklerinin organik maddelerinin Tip III kerojen oldukları sonucuna ulaşılmıştır (Çizelge 3.9).

Çizelge 3.9 Çalışma sahasındaki kömür numunelerinin S<sub>2</sub>/S<sub>3</sub>'e göre kerojenlerinin tipi (Peters ve Cassa 1994)

<b>Numune Numarası</b>	<b>S<sub>2</sub>/S<sub>3</sub></b>	<b>Kerojen Tipleri (Peters ve Cassa 1994)</b>
<b>HP 14</b>	2,21	Tip III
<b>HP 16</b>	3,05	Tip III
<b>HP 17</b>	3,34	Tip III
<b>HP 18</b>	1,28	Tip III
<b>HP 20</b>	3,15	Tip III
<b>HP 22</b>	0,91	Tip IV
<b>HP 24</b>	2,16	Tip III
<b>HP 25</b>	3,53	Tip III

### 3.2.1.3 Organik maddenin ısısal olgunluğu

Depolanma sırasında, tortularla beraber çökelen organik materyaller sıcaklığa, basınca maruz kalıp, zamanla metamorfizma etkenleri altında başkalaşıma uğrarlar. Başkalaşım sürecinde materyallerin (organik) yapısında değişim meydana gelir. Organik materyalde bulunan uzun molekülü yapıların sıcaklıkla parçalanıp kısa boylu petrol ve gaz moleküllerinin oluşmasına "organik olgunlaşma " denir.

Buradaki çalışmada kömürlerin organik maddesinin ısısal olgunluğu;  $T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ), Üretim İndeksi ve  $S_2/S_3$  parametreleriyle,  $PI-T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ) diyagramı (Ghori 2000) yardımıyla belirlenmiştir.

$T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ), organik maddenin tipine bağlıdır (Peters 1986) ve hidrokarbon oluşumunun bir yansımasıdır. Organik maddelerin tiplerine bağlı petrol oluşumu için gerekli  $T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ) sıcaklık sınırları Çizelge 3.10'da izah edilmiştir.



Çizelge 3.10 Farklı araştırmacılara göre olgunlaşma dereceleri (Éspitalié vd. 1984, Éspitalié vd. 1985, Peters ve Cassa 1994)

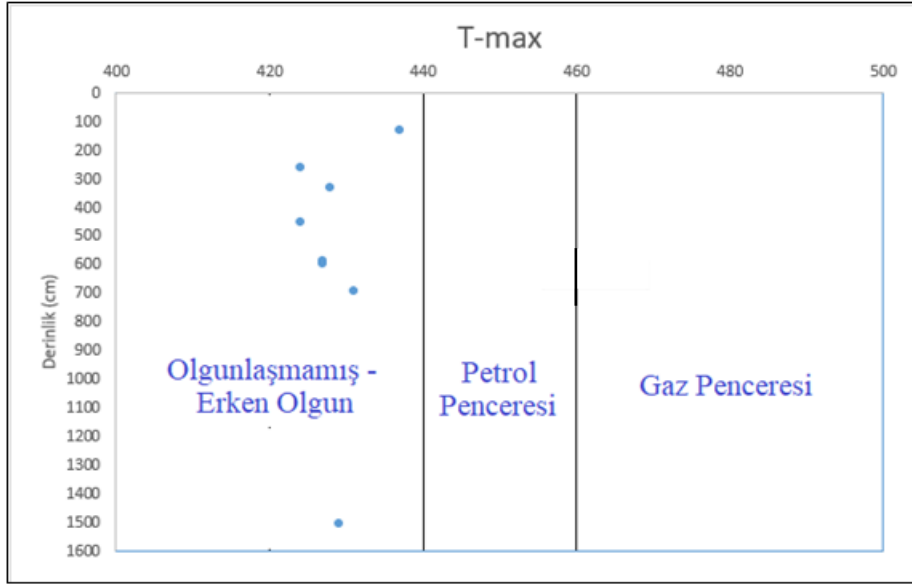
Éspitalié vd. (1984)		Peters ve Cassa (1994)		T <sub>max</sub> (°C), Éspitalié vd. (1985)				
T <sub>max</sub> (°C)	Olgunluk Seviyesi	T <sub>max</sub> (°C)	Olgunluk Seviyesi	Tip I	Tip II	Tip II-S	Tip III	Olgunluk Seviyesi
< 430-435	Olgunlaşmamış	< 435	Olgunlaşmamış	< 440°C	< 430°C	< 425 °C	< 435 °C	Olgunlaşmamış
430-460	Petrol Penceresi	435-445	Erken Olgun	440-448 °C	430-460 °C	425-450 °C	435-465 °C	Petrol Zonu
> 455-460	Gaz Zonu	445- 450	Orta Olgun	> 448 °C	> 460 °C	> 450 °C	> 465 °C	Gaz Zonu
		> 450	Aşırı Olgun					

İncelenen Arslanlı kömür numunelerinin  $T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ) değeri 425-437 $^{\circ}C$  arasında (ort. 428  $^{\circ}C$ ) değişmektedir. Örneklerin  $T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ) olgunlaşmalarının; Éspitalié vd. (1985)'ne göre HP 25 sınır değerinde kaldığı, geri kalan örneklerin olgunlaşmamış evrede olduğu görülmüştür. Peters ve Cassa (1994)'ya göre HP 25 kömür örneği olgunlaşmamış-erken olgun sınırında, geri kalan kömür örnekleri ise olgunlaşmamıştır. Éspitalié vd. (1984)'ne göre ise HP 25 kömür örneğinin olgunlaşmamış-erken olgun sınırında, diğer örneklerin olgunlaşmadığı belirlenmiştir (Çizelge 3.11).

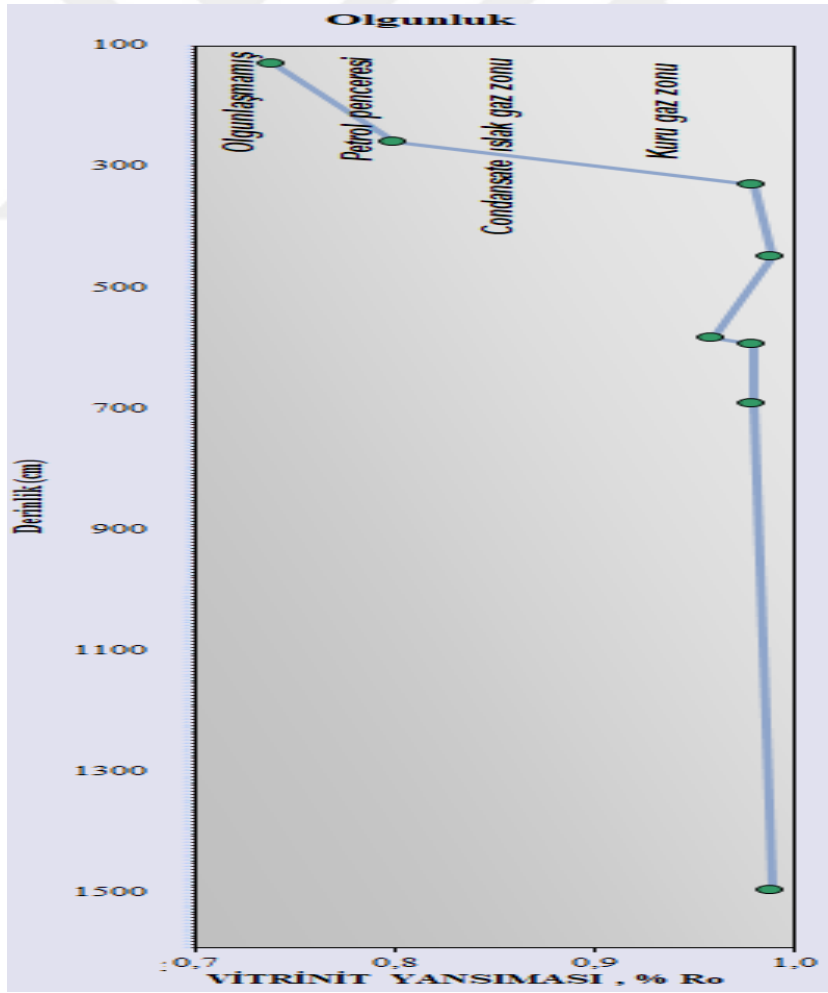
Çizelge 3.11 Arslanlı - Seyitömer bölgesine ait kömür numunelerinin  $T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ) değerleri ve de olgunlaşma dereceleri (Éspitalié vd. 1985)

Örnek No	$T_{max}$ ( $^{\circ}C$ )	$T_{max}$ ( $^{\circ}C$ ) (Éspitalié vd. (1985))
HP 14	429	Olgunlaşmamış
HP 16	431	Olgunlaşmamış
HP 17	427	Olgunlaşmamış
HP 18	427	Olgunlaşmamış
HP 20	424	Olgunlaşmamış
HP 22	428	Olgunlaşmamış
HP 24	424	Olgunlaşmamış
HP 25	437	Olgunlaşmamış – Erken Olgun(?)

Çalışma sahasından alınan numunelerin derinlikle ilişkilendirilmiş  $T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ) diyagramındaki pozisyonlarına bakıldığında da, örneklerin olgunlaşmamış-erken olgun oldukları sonucuna ulaşılmıştır (Şekil 3.12 ve 3.13). Bununla birlikte, örnekler Şekil 3.12' de olgunlaşmamış-erken olgun bölgesine düşmesine rağmen,  $T_{max}$  ve diğer verilerle birlikte değerlendirildiğinde örneklerin olgunlaşmamış zonda olduğu söylenebilir. Ayrıca, çalışma konusunu oluşturan örneklerin üzerindeki sedimanter örtü kalınlığı azdır. Bu nedenle, gömülmeye bağlı jeotermal gradyan etkisinin beklendiği şekilde olduğu ve kömürleri yeteri kadar olgunlaştırma için gömemediği görülmektedir.



Şekil 3.12 İncelenen numunelerin derinlikle (cm) ilişkilendirilmiş  $T_{max}$  (°C) değerleri



Şekil 3.13 Arslanlı sahasından alınan numunelerin Derinlik (cm) – % R<sub>0</sub>

Üretim İndeksi, organik materyallerin ısısal olgunluklarını ve de göç eden hidrokarbonları belirleme de kullanılmaktadır. Analiz aracılığıyla elde edilen hidrokarbonların toplamına bağlı olacak şekilde serbest hidrokarbon oranını belirtmektedir (Éspitalié 1986, Othman 2003). PI olgunlaşmayla artmaktadır. Genç kayaçlarda PI düşük, yaşlı kayaçlarda yüksektir. Ancak bazen genç, olgun olmayan çok killi kayaların Üretim İndeksi yüksek olabilir. Bunun nedeni; organik madenin ilk ürünleri olan  $S_1$  hidrokarbonlarının montmorillinit türü killer tarafından absorblanmasıdır. Bu hidrokarbonlar kayanın kendisinde oluşabilmesinin yanısıra dışarıdan da gelerek kayayı kirletmiş olabilir.

Üretim İndeksi, organik maddenin yapısına ve jeolojik geçmişle ilişkilidir (Tissot ve Welte 1984). Sıcaklık anlamında olgunlaşmamış Tip I ve Tip II, 0,1'den küçük Üretim İndeksi içerirler. Ancak katajenez evresinde bu oran 0,4'e yükselir ve hidrokarbon üretiminin ana evresi aşıldığında 0,4'ten daha büyüktür (Tissot ve Welte 1978; Pitman vd. 1987'de). Katajenezdeki Tip III kerojenler ise 0,1-0,2 limitinde PI'ne sahiptirler (Durand ve Parette 1989).

Üretim İndeksi, çalışılan materyalde petrol üretiminin ne kadar ilerlediğini, katajenez evresinin ne kadar oluştuğunu göstermek için kullanılmaktadır (Ghori 2002).

Çalışılan kömür numunelerinin üretim indeksi 0,01-0,04 arasında değişmektedir (ort. 0,02). Bu yüzden Peters ve Cassa'ya (1994) göre olgunlaşmamış olduğu sonucuna ulaşılmıştır (Çizelge 3.12, 3.13).

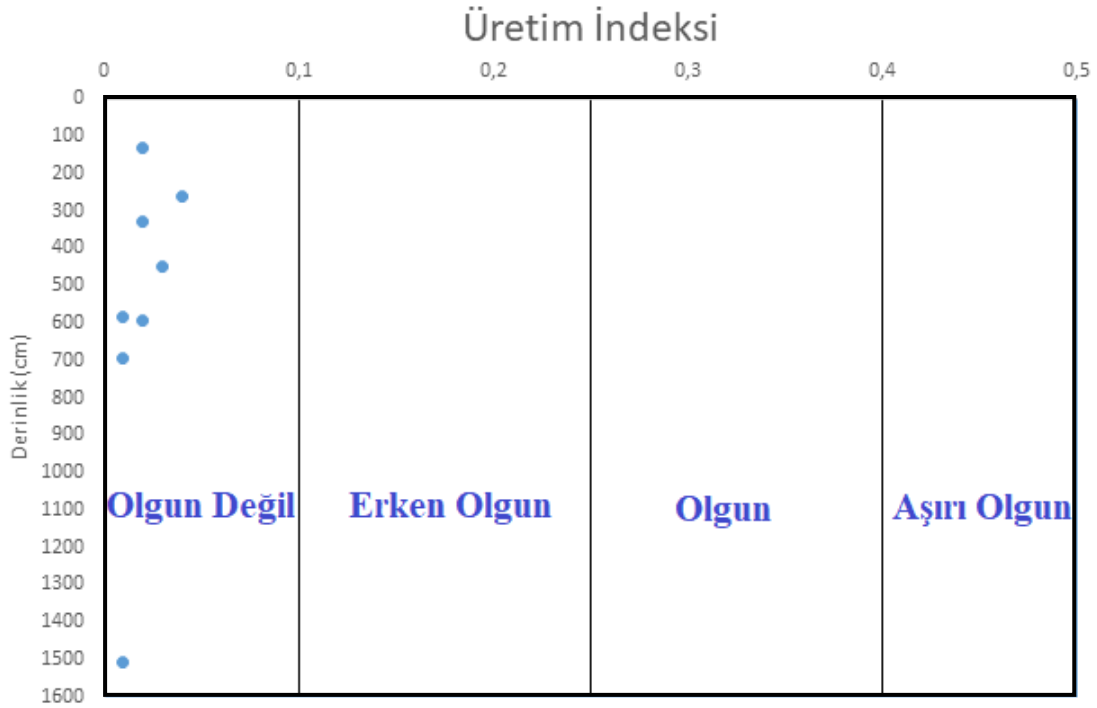
Çizelge 3.12 PI limitlerine bağlı olgunlaşma seviyeleri (Peters ve Cassa 1994)

<b>Peters ve Cassa (1994)</b>	
<b>PI (<math>S_1/S_1+S_2</math>)</b>	<b>Olgunluk Derecesi</b>
<b>&lt; 0,10</b>	<b>Olgun olmayan</b>
0,10 – 0,25	Erken olgun
0,25 – 0,40	Olgun
>0,40	Aşırı olgun

Çizelge 3.13 İncelenen kömür numunelerinin PI değerleri ve de bunlara bağlı olgunlaşma seviyeleri (Peters ve Cassa 1994)

Numune Numarası	Üretim İndeksi	Olgunlaşma Seviyesi (Peters ve Cassa 1994)
HP 14	0,01	Olgunlaşmamış
HP 16	0,01	Olgunlaşmamış
HP 17	0,02	Olgunlaşmamış
HP 18	0,01	Olgunlaşmamış
HP 20	0,03	Olgunlaşmamış
HP 22	0,02	Olgunlaşmamış
HP 24	0,04	Olgunlaşmamış
HP 25	0,02	Olgunlaşmamış

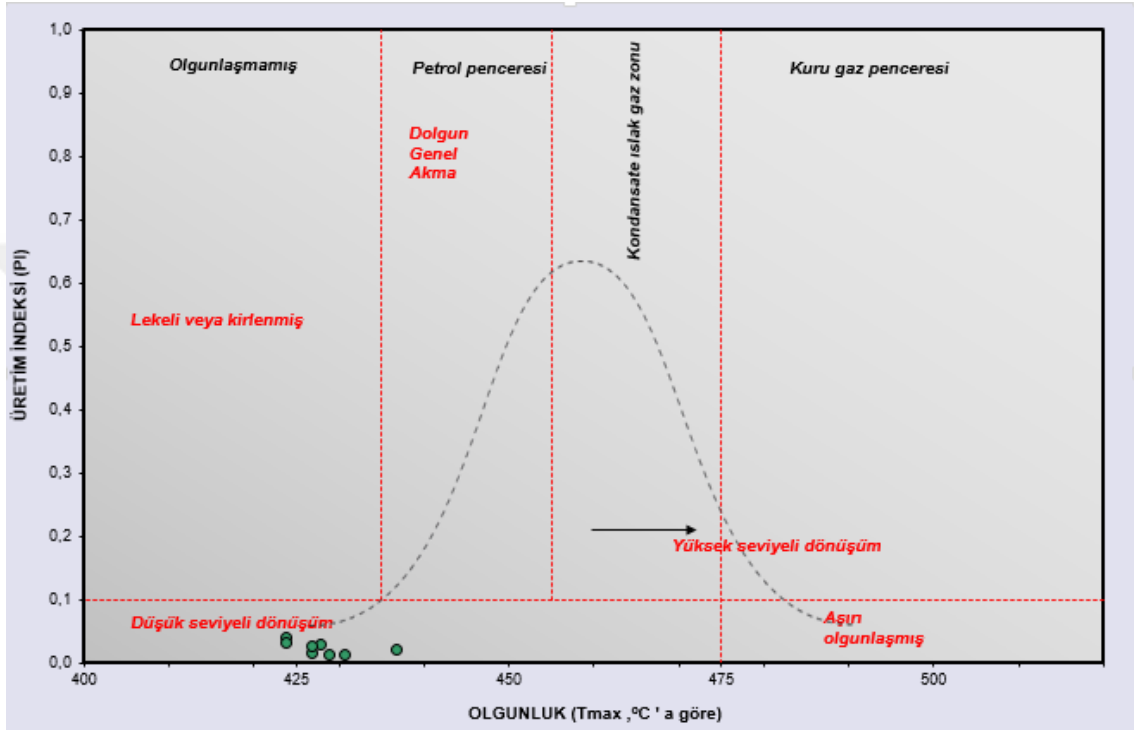
Çalışılan numuneler derinlikle (cm) ilişkilendirilmiş PI grafiğinde değerlendirildiği zaman kömür örneklerinin olgunlaşmamış seviyede bulunduğu görülmektedir (Şekil 3.14).



Şekil 3.14 Çalışılan numunelerin derinlikle (cm) ilişkili PI grafiği



PI- $T_{max}$ (°C) grafiği ise organik materyalin olgunluğuyla alakalı bilgi sunmaktadır.  $T_{max}$  (°C) için '430 - 460 °C' arası, Üretim İndeksi için '0,1 - 0,4' arasında değişen olgunluk aralığı alındığında, Ghori (2000) tarafından ileri sürölen grafik, benzer iki parametre arasında daha olgun örneklere içermiştir (Şekil 3.15).



Şekil 3.15 İncelenen numunelerin 'PI -  $T_{max}$ (°C)' grafiğindeki konumları (Ghori 2000'den değiştirilerek).

Arslanlı numunelerinin PI değerleri 0,01 – 0,04 arasında değişmekte olup PI- $T_{max}$  (°C) diyagramında düşük seviyeli dönüşüm evresinde oldukları belirlenmiştir (Şekil 3.15).

### 3.2.1.4 Hidrokarbon üretme potansiyeli

Organik jeokimya araştırmaları yardımıyla petrol veren kayalarla alakalı verilere ulaşılır. Petrolün kaynak kayası, ince dokuludur, koyu renklidir, petrol türümüne uygun ve organik materyal içeriği yüksek olan kayadır. Efektif kaynak kaya; petrolü dışarı çıkaran, üreten kayadır. Potansiyel kaynak kaya; üretim yapabilmek adına uygun miktarda organik materyal bulunduran, fakat ısı bakımından uygun seviyeye

ulaşamadığı için biyojenik gaz oluşturan kayadır. Aktif kaynak kaya; petrol oluşum süreci boyunca üreten ya da çıkartan kayadır (Dow 1977). Harcanmış kaynak kaya; aşırı olgun evrede petrolü çok hızlı üreten, üretilen petrolün de göç etme imkanı yakalayamadan gaza dönüşen kayadır.

Rock-Eval 6 analizi sonucu ulaşılan  $S_1$  ve  $S_2$  parametreleri kaynak kayanın petrol potansiyelini göstermektedir (Peters ve Cassa 1994).

Serbest hidrokarbonları  $S_1$ , ' $C_1 - C_{33}$ ' arasında bulunan hidrokarbonlardan oluşur.  $S_1$  piki çoğunlukla resinler ve asfaltenlerden oluşur. Doymuş ve aromatik hidrokarbonların miktarı nispeten daha düşüktür.

$S_2$  pikleri kömürlerin olgunlaşma sürecinde üretebilecekleri petrol ve gaz miktarını gösterir.

Piroliz sonucu ulaşılan  $S_1$  piki ve  $S_2$  piki hidrokarbon miktarlarının potansiyelleri ve % TOC değerleri Çizelge 3.14'da verilmiştir.

Çizelge 3.14 Kaynak kayaların petrol potansiyelini belirlemede kullanılan TOC (wt %) miktarları ve  $S_1$ ,  $S_2$  hidrokarbon değerleri (Peters ve Cassa 1994)

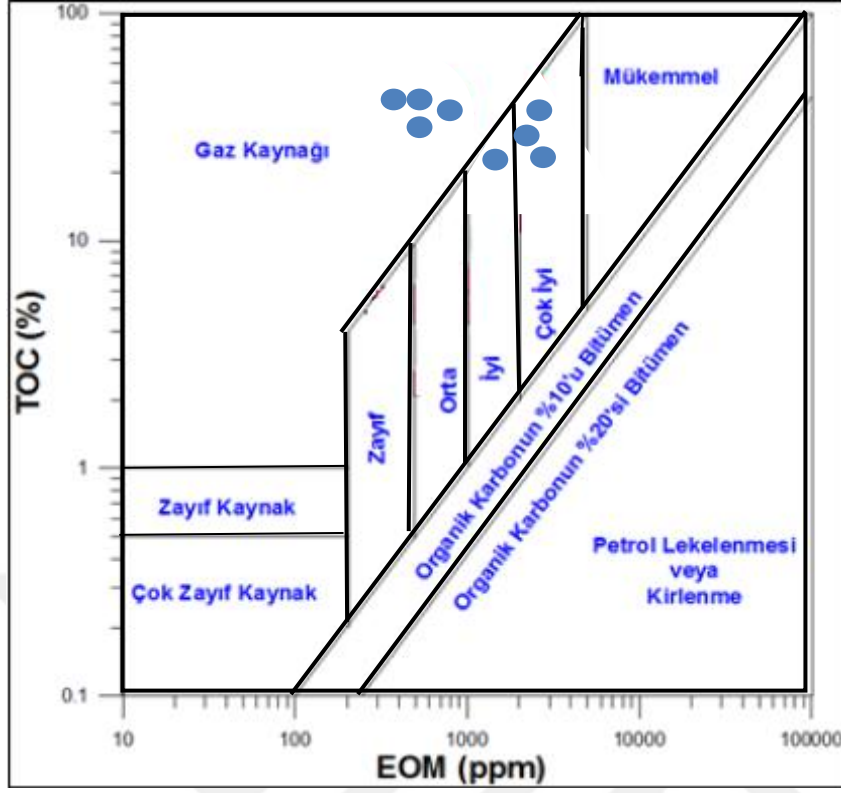
Organik Madde			PETROL POTANSİYELİ
ROCK-EVAL PİROLİZ		TOC, wt %	
$S_1$ , mg HC/g kaya	$S_2$ , mg HC/g kaya		
0 – 0,5	0 – 2,5	0 – 0,5	Zayıf
0,5 – 1,0	2,5 – 5,0	0,5 – 1,0	Orta
1,0 – 2,0	5,0 – 10,0	1,0 – 2,0	İyi
2,0 – 4,0	10,0 – 20,0	2,0 – 4,0	Çok iyi
> 4,0	> 20,0	> 4,0	Mükemmel

Arslanlı bölgesine ait kömür örneklerinin S<sub>1</sub> hidrokarbon değerleri 0,57-2,16 (ort. 1,37) arasındadır. Çalışılan kömür örneklerinin 4 adetinin orta diğer 4 adetinin ise iyi – çok iyi petrol potansiyelleri oldukları belirlenmiştir (Çizelge 3.15). Bununla birlikte, karasal yüksek bitkilerden oluşan kömür örneklerinin sıvı petrol üretim potansiyelini yorumlayabilmek için GC analizlerinden elde edilecek alifatik zincirlerin miktarı belirleyici olacaktır. Aksi takdirde şeyl-mikritik kireçtaşı kaynak kayalarına ait sınır değerleriyle elde edilen yukarıdaki sonuçlar çalışılan birimlerin sıvı petrol üretim miktarını yansıtmayacaktır.

Çizelge 3.15 Arslanlı sahasından alınan numunelerin S<sub>1</sub> verilerine bağlı petrol gizilleri (Peters ve Cassa 1994)

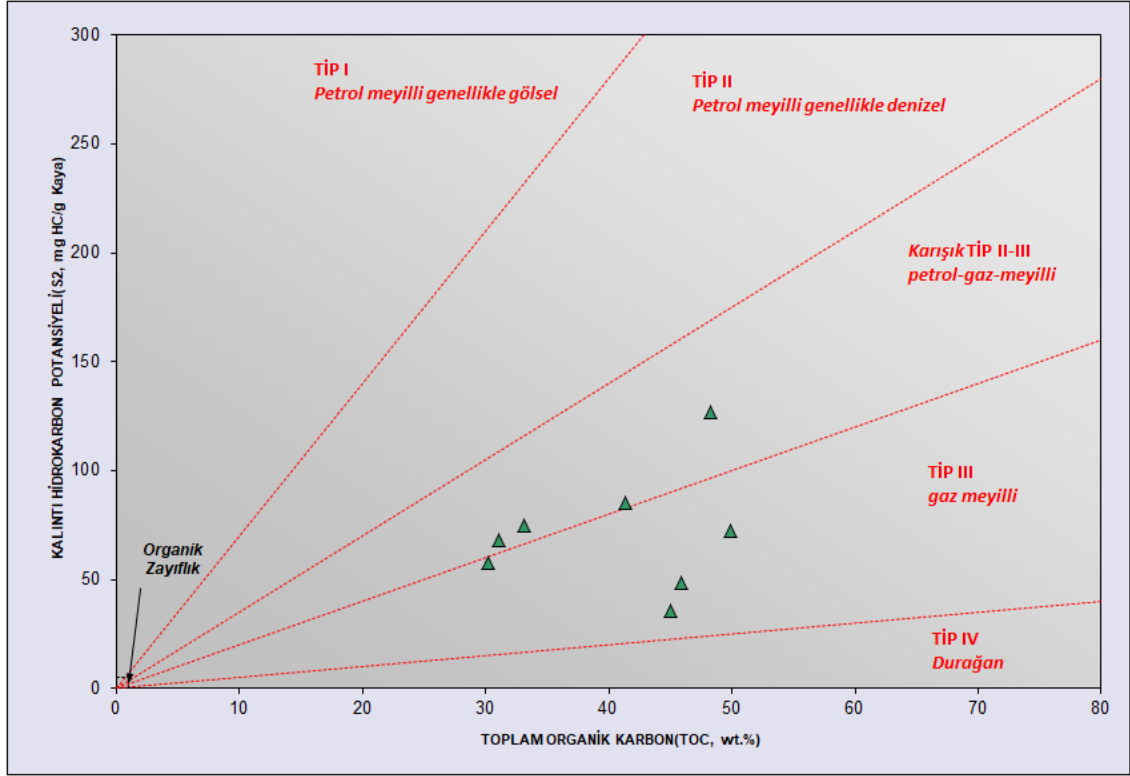
Numune Numarası	S <sub>1</sub> , mg HC/g kaya	Petrol Gizili (Peters ve Cassa 1994)
HP 14	0,61	Orta
HP 16	0,77	Orta
HP 17	1,87	İyi
HP 18	0,57	Orta
HP 20	2,04	Çok iyi
HP 22	0,89	Orta
HP 24	2,16	Çok iyi
HP 25	2,12	Çok iyi

İncelenen kömür örnekleri EOM (ppm) – TOC (wt %) (Othman 2003) diyagramına göre değerlendirildiğinde de örneklerin orta ile çok iyi arasında değişen petrol potansiyellerine hakim oldukları sonucuna ulaşılmıştır (Şekil 3.16).



Şekil 3.16 İncelenen numunelerin TOC ve EOM değerlerine bağlı petrol potansiyelleri (Othman 2003)

Kömür örnekleri S<sub>2</sub>-TOC diyagramlarına göre değerlendirildiğinde ise 4 adet örneğin Tip II-III ve 4 adet örneğin Tip III kaynak kaya potansiyellerine sahip oldukları görülmektedir (Şekil 3.17).



Şekil 3.17 İncelenen numunelerin S<sub>2</sub> ve TOC verilerine bağlı kaynak gizilleri (Ghori 2000)

S<sub>2</sub>/S<sub>3</sub> HC modelini tayin etmede yararlanılan parametrelerden biridir (Çizelge 3.19).

Arslanlı sahası kömür numunelerinin Hidrokarbon Tip İndeksi değerleri 0,9 – 3,5 arasında (ortalama 2,45) değişmektedir. Bu da numunelerin gaz ve gaz - petrol üretebilme eğiliminde olduklarını belirtmiştir (Çizelge 3.16, 3.17). Buradaki diyagram yeteri kadar organik madde içeren bir şey kaynak kayasının HC üretme potansiyelini ifade etmektedir. Çalışma konusunu oluşturan örnekler kömür ve organik madde tipi Tip III olduğu için doğrudan gaz türetme potansiyeli olacak şekilde değerlendirme hatalı olabilir.

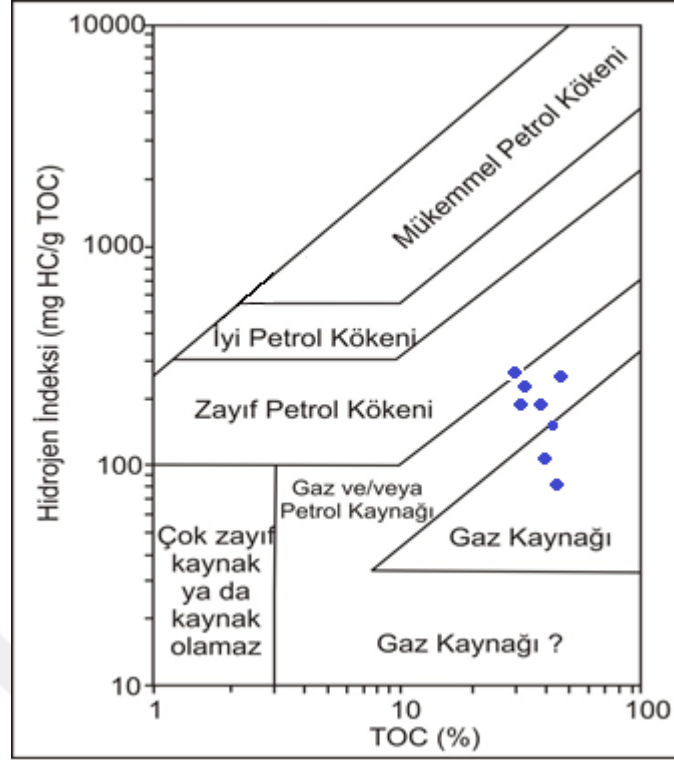
Çizelge 3.16  $S_2/S_3$  parametrelerine bağlı organik materyalin HC tipi (Peters 1986 ve Clementz 1979)

Clementz vd. (1979)		Peters (1986)	
$S_2/S_3$	Hidrokarbon Tipi	$S_2/S_3$	Hidrokarbon Tipi
0 – 2,5	Gaz	0 – 3,0	Gaz
2,5 – 5	Gaz ve Petrol	3,0 – 5,0	Gaz ve Petrol
> 5	Petrol	> 5,0	Petrol

Çizelge 3.17 Arslanlı sahasına ait numunelerin  $S_2/S_3$ 'e bağlı HC tipleri (Clementz 1979, Peters 1986)

Numune Numarası	$S_2/S_3$	Hidrokarbon Tipi (Clementz vd. 1979)	Hidrokarbon Tipi (Peters 1986)
HP 14	2,2	Gaz	Gaz
HP 16	3,1	Gaz ve Petrol	Gaz ve petrol
HP 17	3,3	"	"
HP 18	1,3	Gaz	Gaz
HP 20	3,1	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol
HP 22	0,9	Gaz	Gaz
HP 24	2,2	Gaz	Gaz
HP 25	3,50	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol

İncelenen kömür numunelerinin hidrokarbon potansiyelini belirlemek için Hidrojen İndeks –Toplam Organik Karbon (Jackson vd. 1985) da kullanılmaktadır. Arslanlı kömür örnekleri HI – TOC grafiğinde ele alındığı zaman organik madde tipi gaz ve/veya petrol ile gaz kaynaklarını göstermektedir (Şekil 3.18).



Şekil 3.18 Arslanlı bölgesine ait kömür numunelerinin HI – TOC grafiğine bağlı pozisyonları (Jackson vd. 1985)

Jenetik Potansiyel ( $S_1+S_2$ , ppm), piroliz analizleri sonucu elde edilen başka parametredir. Kömürlerin petrol ve gaz üretim potansiyelini belirtir. Tissot ve Welte (1984). Eğer bir kerojen uygun zaman diliminde, uygun sıcaklığa maruz kalırsa, üreteceği hidrokarbon miktarı olarak Jenetik Potansiyeli ( $S_1+S_2$ ) belirlemiştir. Kerojenlerin türüne ve de miktarına bağlı kalarak bu potansiyel, kayaçtaki organik materyalin tekrar düzenlenmesiyle alakalıdır.

Çalışılan kömür numunelerinin Jenetik Potansiyel değerleri 36280-128950 ppm arasında (ortalama 72543 ppm) değişmektedir. Bu verilere göre kömür numunelerinin jenetik potansiyel değerleri Tissot ve Welte'ye (1978) göre incelenen kömürlerin iyi kaynak kayaya sahip olduklarını belirtmektedir (Çizelge 3.18, 3.19).

Çizelge 3.18 Jenetik gizil - kaynak kaya gizili ilişkisi (Tissot ve Welte 1978)

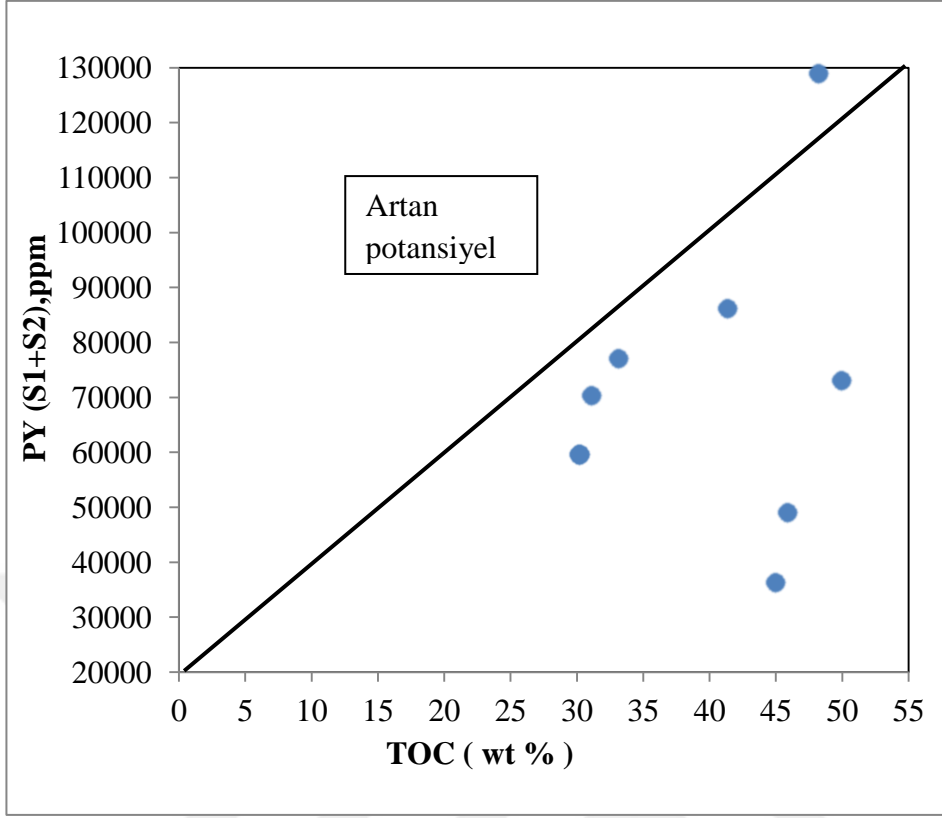
<b>Jenetik Gizil (ppm)</b>	<b>Kaynak Kaya Gizili</b>
< 2000	Kaynak Kaya Gizili Yok
2000 - 6000	Orta Derecede Kaynak Kaya Gizili
> 6000	İyi Kaynak Kaya Gizili

Çizelge 3.19 İncelenen numunelerin Jenetik Potansiyel değerleri ve buna ilişkin kaynak kaya potansiyelleri

<b>Numune Numarası</b>	<b>PY (S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>), ppm</b>	<b>Kaynak Kaya Potansiyeli (Tissot ve Welte 1978)</b>
<b>HP 14</b>	73110	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
<b>HP 16</b>	86120	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
<b>HP 17</b>	76950	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
<b>HP 18</b>	49030	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
<b>HP 20</b>	70300	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
<b>HP 22</b>	36280	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
<b>HP 24</b>	59600	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
<b>HP 25</b>	128950	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
<b>Ortalama</b>	72543	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli

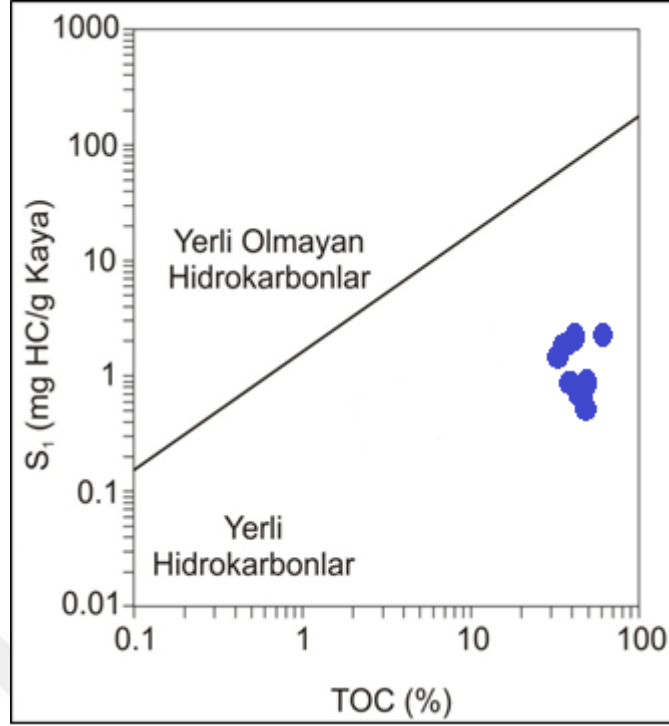
İncelenen kömür örnekleri PY (ppm) –TOC grafiğinde ele alındıklarında, çok iyi-mükemmel kaynak kaya oldukları sonucuna ulaşılmaktadır (Şekil 3.19).





Şekil 3.19 İncelenen numunelerin PY - TOC grafiğindeki pozisyonları (Ghori 2002'den değiştirilerek)

$S_1$  - TOC grafiği, göç etmiş HC'ları ayırt etmek için kullanılır. İncelenen kömür örneklerinin ürettiği hidrokarbonların yerli olduğu tespit edilmiş, herhangi bir organik kirlenmeye maruz kalmadığı belirlenmiştir (Şekil 3.20).



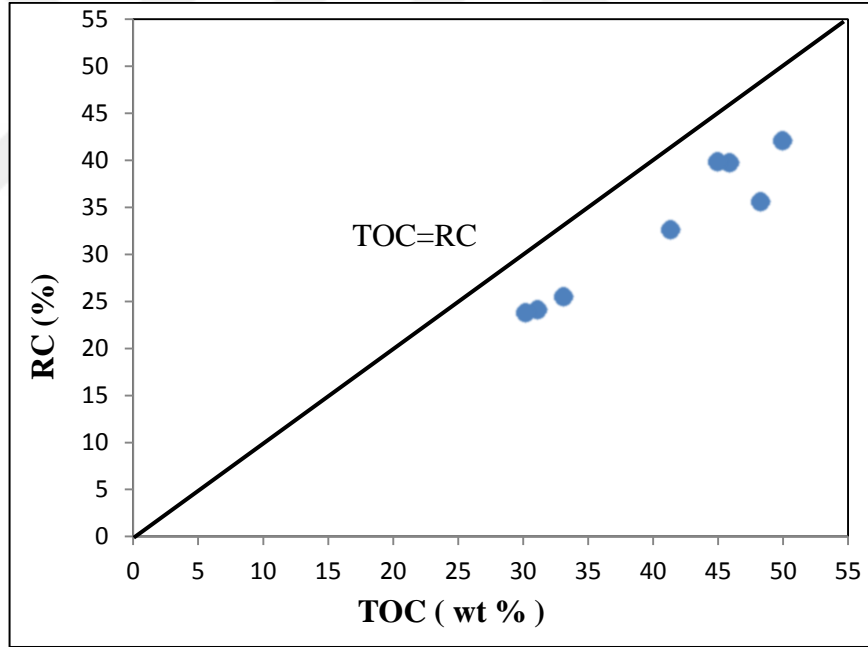
Şekil 3.20 Çalışma sahasına ait kömür numunelerinin  $S_1$  – TOC grafiğindeki pozisyonları (Hunt, 1995)

Rezidüel karbon, pirolizde  $CO$  ve  $CO_2$ 'den sağlanan organik karbonu (wt %) belirtir (Johannes vd. 2006).

Arslanlı sahasına ait kömür örneklerinin % RC değerleri 23,8 – 42,00 arasında (ortalama % 32.90) değişmektedir (Çizelge 3.20). Dolayısıyla kömür örneklerinin kalıntı karbon hattında olmadığı, bu yüzden halen üretim potansiyeli taşıdığı Şekil 3.21'den görülebilmektedir.

Çizelge 3.20 Arslanlı sahasında incelenen numunelerin % RC değerleri

Numune Numarası	RC, %
HP 14	42,02
HP 16	32,64
HP 17	25,47
HP 18	39,74
HP 20	24,08
HP 22	39,9
HP 24	23,08
HP 25	35,6
Ortalama	32,90



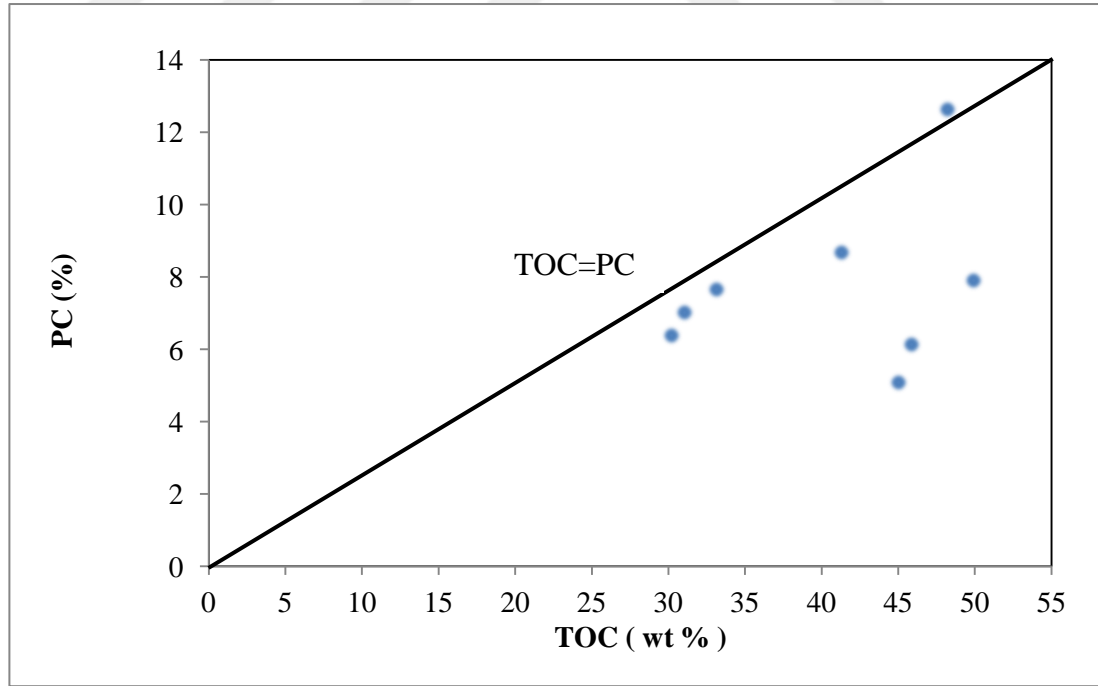
Şekil 3.21 İncelenen numunelerin RC (%) - TOC (%) grafiğindeki pozisyonları (English vd. 2004)

Toplam organik karbonun piroliz edilebilir kısmı Piroliz Edilebilen Karbon (PC) olarak söylenebilir.

Bölgeye ait numunelerin % PC değerleri 5,09 – 12,63 arasında değişmektedir (ortalama % 7,69). ‘PC – TOC’ grafiğine göre, incelenen numunelerin piroliz edilebilen karbon sınırına yakın olduğu, hala üretim potansiyelinin olduğu gözlemlenmektedir (Çizelge 3.21, Şekil 3.22).

Çizelge 3.21 Çalışma sahasına ait kömür numunelerinin % PC değerleri

Örnek No	PC, %
HP 14	7,91
HP 16	8,69
HP 17	7,66
HP 18	6,12
HP 20	7,01
HP 22	5,09
HP 24	6,4
HP25	12,63
Ortalama	7,69



Şekil 3.22 İncelenen kömür numunelerinin PC (%) – TOC (%) diyagramındaki konumları

### 3.2.1.5 Modified Fischer Assay ölçümleri

Midfied Fischer Assay aleti ile çalışılan kömür örneklerinin analiz edilmesi sonucunda elde edilen veriler Çizelge 3.22' de sunulmuştur.

Çizelge 3.22 Arslanlı bölgesinden alınan kömür numunelerinin Modified Fischer Assay ölçümleri

Numune no	% Petrol (w/w)	% Su (w/w)	% Gaz (w/w)	Petrol (bbl/ton)	Su (bbl/ton)	Petrol (L/ton)	Su (L/ton)
HP 25	7,25	25	22,52	0,31	1,57	50	250
HP 17	2,65	15	10,11	0,28	0,94	45	150
HP 16	4,60	24	20,59	0,28	1,51	45	240
HP 14	2,42	23	21,51	0,19	1,45	30	230

Çalışma sahasından elde edilen örnekler çizelge 3.26 ve 3.27'de Modified Fischer Assay verimine ilişkin ekonomik olarak değerlendirilmiştir. Bu değerlendirme sonucu HP 25 numaralı örnek % Petrol (w/w) içeriği 7,25 olarak hesaplanmıştır. Bu değer numunenin orta ekonomik olduğunu göstermektedir. HP 17 numaralı örneğin değeri ise 2,65 olarak ölçülmüş ve ekonomik olmadığı görülmüştür. HP 16'nın değer 4,60 olarak hesaplanmıştır. Bu örnek ise Orta ekonomiktir. HP 14 ise 2,42 değerine sahiptir. Bu da onun ekonomik olmadığına işaret etmektedir. İncelenen örneklerin çeşitli araştırmacılara göre ekonomiklik durumu hakkındaki yorumlara çizelge 3.23 ve 3.24'den ulaşılabilmektedir.

Çizelge 3.23 Bazı araştırmacılara göre Fischer Assay verimine(Petrol içeriği) ilişkin ekonomik değerlendirme kriterleri

<b>Hou (1984)</b>		<b>Love (1995)</b>		<b>Liu vd. (2006)</b>	
<b>Fisher Assay Verimi (%)</b>	<b>Ekonomik Değerlendirme</b>	<b>Fisher Assay Verimi (%)</b>	<b>Ekonomik Değerlendirme</b>	<b>Fisher Assay Verimi (%)</b>	<b>Ekonomik Değerlendirme</b>
< % 4,0	Ekonomik değil	< % 4,0	Ekonomik değil	< % 3,5	Zayıf
% 4,0 - % 10,4	Orta Ekonomik	%4,0-%13,8	Orta Ekonomik	%3,5-%5,0	Orta
% 10,4 - % 13,8	Yüksek Ekonomik	%13,8-%23,6	Oldukça Ekonomik	%5,0-%10	İyi
> % 13,8	Çok Yüksek Ekonomik	> %23,6	Çok Yüksek Ekonomik	>%10,0	Çok İyi

Çizelge 3.24 İncelenen örneklerde MFA verimine ilişkin ekonomik değerlendirme kriterlerinin bazı araştırmacılara göre değerlendirilmesi

Örnek No	MFA Verimi Petrol İçeriği (%w/w)	Hou (1984)'e göre Ekonomik Değerlendirme	Love (1995)'e göre Ekonomik Değerlendirme	Liu vd. (2006)'ya göre Ekonomik Değerlendirme
HP 25	7,25	Orta Ekonomik	Orta Ekonomik	Orta ekonomik
HP 17	2,65	Ekonomik Değil	Ekonomik Değil	Zayıf ekonomik
HP 16	4,60	Orta Ekonomik	Orta Ekonomik	Orta ekonomik
HP 14	2,42	Ekonomik Değil	Ekonomik Değil	Zayıf ekonomik

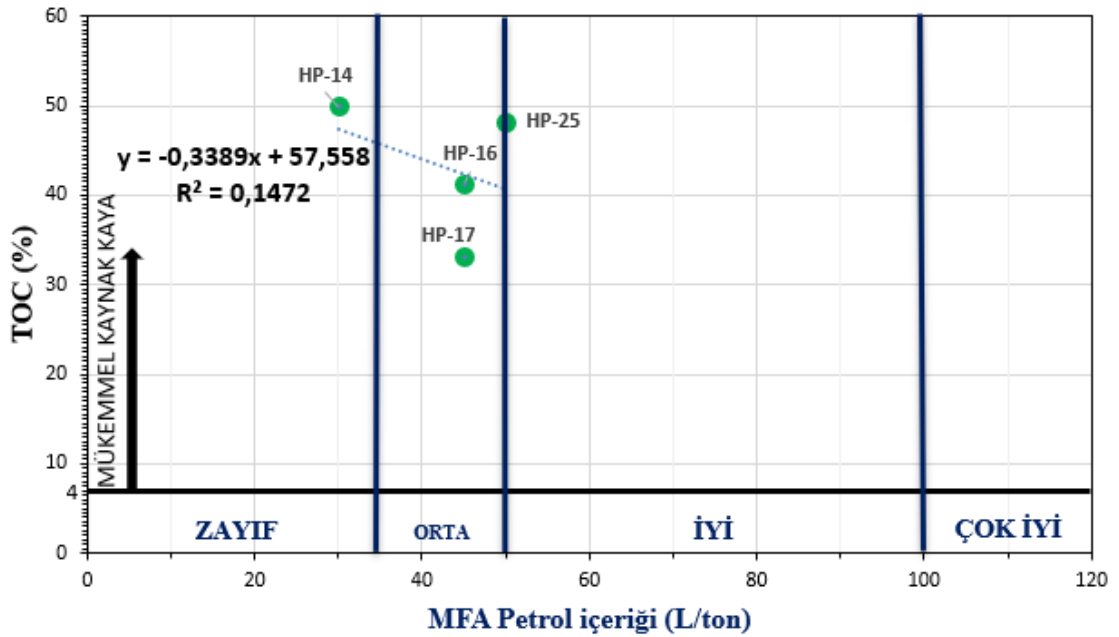
Analizi yapılan örneklerin Çizelge 3.25 ve 3.26 ile şekil 3,23'de Modified Fischer Assay verimi (petrol içeriği L/ton) – TOC (%) ilişkisi ele alındığında; HP 14 numaralı örneğin doğrudan yöntemlerle sıvı petrol üretimi için mükemmel ancak ekonomik bakımdan zayıf olduğu görülmüştür. Geri kalan numunelerin ise doğrudan yöntemlerle sıvı petrol üretimi bakımından mükemmel, ekonomik bakımdan ise orta ekonomik oldukları sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca regresyon analizinde 0,15 değeri hesaplanmıştır.

Çizelge 3.25 Fischer Assay verimine (L/ton) bağlı ekonomik değerlendirme kriterleri yapılmıştır (Liu vd. 2006).

Fischer Assay Verimi Petrol İçeriği (L/Ton)	Ekonomik Değerlendirme
< 35	Zayıf
35 - 50	Orta
50 - 100	İyi
> 100	Çok iyi

Çizelge 3.26 Modified Fischer Assay verimi (L/ton) – TOC (%) verilerine ilişkin değerlendirme

Numune no	% MFA verimi Petrol içeriği (L/ton)	TOC (%)	DEĞERLENDİRME
HP 25	50	48,23	Mükemmel, Orta ekonomik
HP 17	45	33,13	Mükemmel, Orta ekonomik
HP 16	45	41,33	Mükemmel, Orta ekonomik
HP 14	30	49,93	Mükemmel, Zayıf ekonomik



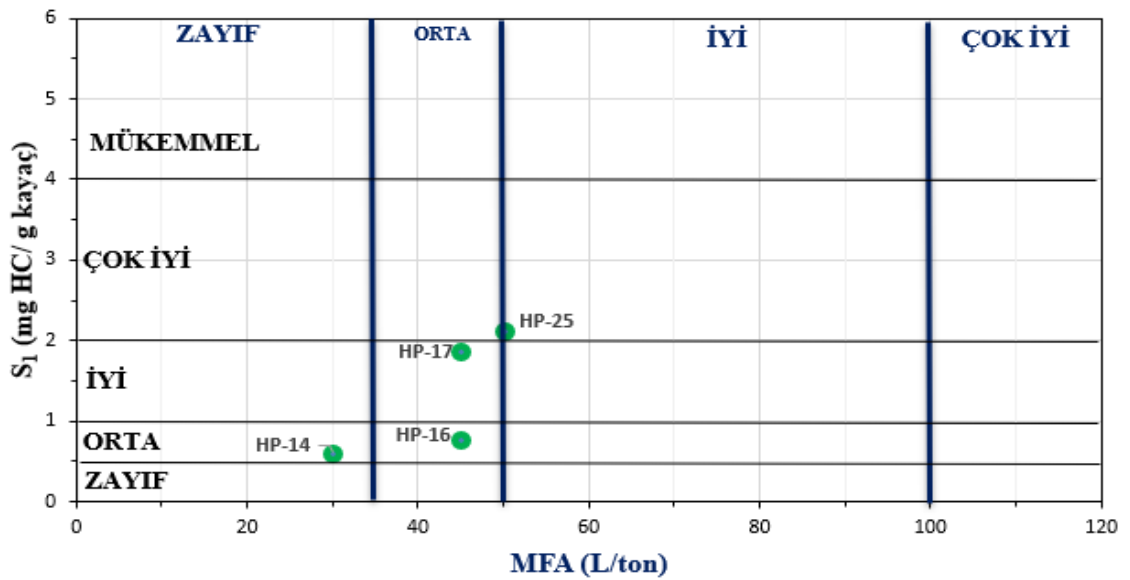
Şekil 3.23 MFA petrol içeriği (L/ton) – TOC (%)



Araştırılan numunelerin Çizelge 3.25 ve 3.30 ile şekil 3.24’de MFA verimi (petrol içeriği) (L/ton) – S1 (mg HC/ g kayaç) ilişkisi bakımından değerlendirildiği zaman; HP 25’in doğrudan yöntemlerle sıvı petrol üretimi için çok iyi potansiyele sahip olduğu ve orta ekonomik olduğu, HP 17’nin doğrudan yöntemlerle sıvı petrol üretimi için iyi kömür yatağı ve orta ekonomik değerinde olduğu, HP 16’nın doğrudan yöntemlerle sıvı petrol üretimi için orta kömür yatağı ve orta ekonomik olduğu, HP 14’ün doğrudan yöntemlerle sıvı petrol üretimi için orta kömür yatağı ve zayıf ekonomik olduğu sonuçlarına ulaşılmıştır.

Çizelge 3.27 Modified Fischer Assay verimi (L/ton) – S1 ( mg HC/ g kayaç) verilerine ilişkin değerlendirme

Numune no	% MFA verimi Petrol içeriği (L/ton)	S1(mg HC/g kayaç)	DEĞERLENDİRME
HP 25	50	2,12	sıvı petrol üretim potansiyeli çok iyi, Orta ekonomik
HP 17	45	1,87	sıvı petrol üretim potansiyeli iyi , Orta ekonomik
HP 16	45	0,77	sıvı petrol üretim potansiyeli orta , Orta ekonomik
HP 14	30	0,61	sıvı petrol üretim potansiyeli orta, Zayıf ekonomik

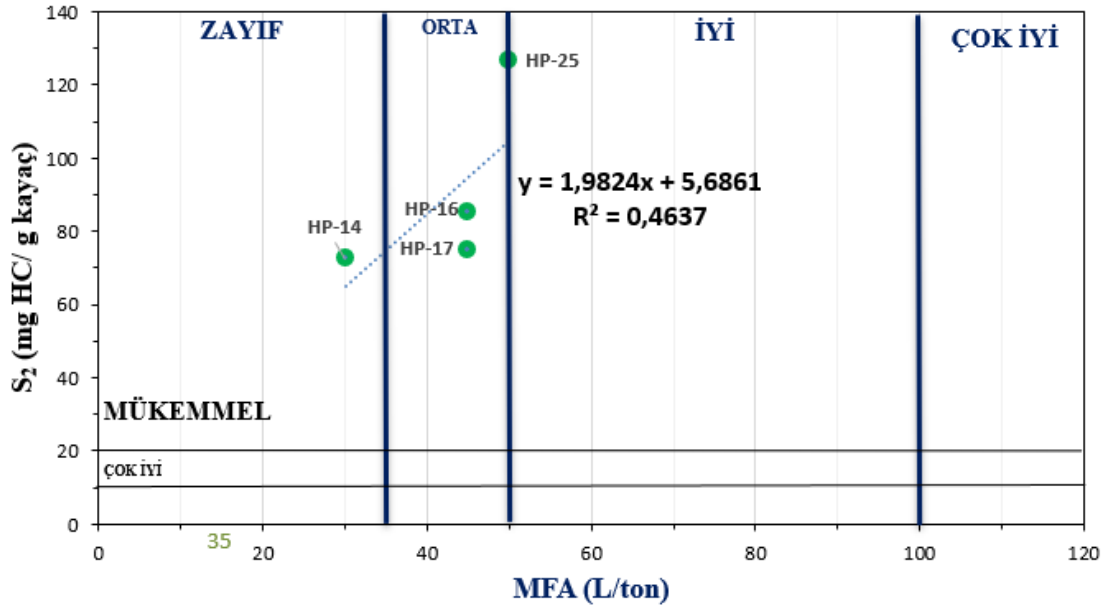


Şekil 3.24 MFA petrol içeriği (L/ton) – S1 (mg HC/ g kayaç) diyagramı

Bölgeden alınıp analizleri yapılan örneklerin Çizelge 3.25 ve 3.28 ile Şekil 3.25’de MFA verimi (petrol içeriği) (L/ton) – S<sub>2</sub> (mg HC/ g kayaç) ilişkisi ele alındığında; HP 14’ün doğrudan yöntemlerle sıvı petrol üretim potansiyeli mükemmel ve zayıf ekonomik olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Geri kalan 3 örnek ise; doğrudan yöntemlerle sıvı petrol üretim potansiyeli mükemmel ve orta ekonomik petrole sahip oldukları görülmüştür.

Çizelge 3.28 Modified Fischer Assay verimi (L/ton) – S<sub>2</sub> ( mg HC/ g kayaç) verilerine ilişkin değerlendirme

Numune no	% MFA verimi Petrol içeriği (L/ton)	S <sub>2</sub> (mg HC/g kayaç)	DEĞERLENDİRME
HP 25	50	126,83	sıvı petrol üretim potansiyeli mükemmel, Orta ekonomik
HP 17	45	75,08	sıvı petrol üretim potansiyeli mükemmel, Orta ekonomik
HP 16	45	85,35	sıvı petrol üretim potansiyeli mükemmel, Orta ekonomik
HP 14	30	72,5	sıvı petrol üretim potansiyeli mükemmel, Zayıf ekonomik



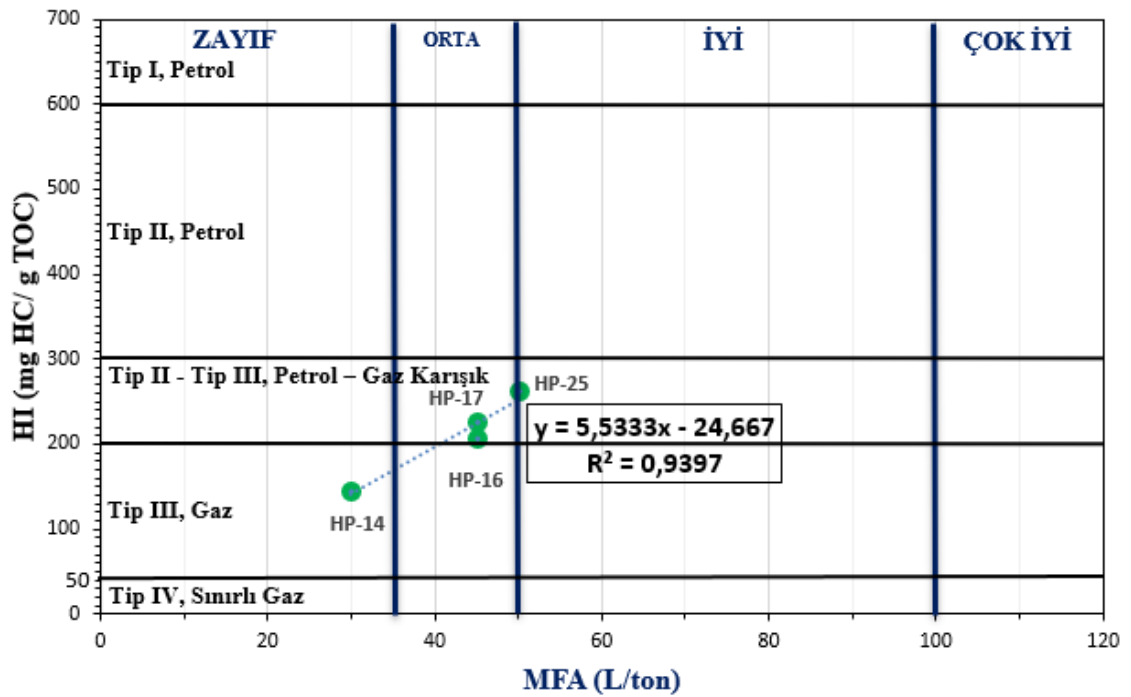
Şekil 3.25 MFA petrol içeriği (L/ton) – S<sub>2</sub> (mg HC/ g kayaç) diyagramı

İncelenen numunelerin Çizelge 3.25 ve 3.29 ve Şekil 3.26’da MFA verimi (petrol içeriği) (L/ton) – HI (mg HC/ g TOC) bakımından ele alındığında; HP 14’ün kerojen bakımından Tip III kerojen – Gaz olduğu, ekonomik bakımdan ise zayıf olduğu görülmüştür. HP 16, HP 17 ve HP 25 numuneleri ise kerojen tipi olarak Tip II (?) – III petrol – gaz olduğu ve ekonomik bakımdan ise orta ekonomik oldukları sonucuna ulaşılmıştır.

Çizelge 3.29 Modified Fischer Assay verimi (L/ton) – HI (mg HC/ g TOC) verilerine ilişkin değerlendirme

Numune no	% MFA verimi Petrol içeriği (L/ton)	HI (mg HC/ g TOC)	DEĞERLENDİRME
HP 25	50	263	Tip II (?)–III Petrol-Gaz, Orta ekonomik
HP 17	45	227	Tip II (?)–III Petrol-Gaz, Orta ekonomik
HP 16	45	207	Tip II (?)–III Petrol-Gaz, Orta ekonomik
HP 14	30	145	Tip III Gaz, Zayıf ekonomik

MFA Petrol içeriği (L/ton) değerlendirmesi çizelge 3.28’e göre yapılmıştır (Liu vd. 2006). – S1 ( mg HC/ g kayaç) değerlendirmesi çizelge 3.2 ve 3.3’e göre yapılmıştır (Peters ve Cassa 1994).



Şekil 3.26 MFA petrol içeriği (L/ton) – HI (mg HC/ g TOC) diyagramı

HP 16, HP 17, HP 25 numaralı kömür numunelerinin MFA petrol verimleri orta ekonomik görülürken HP 14 numaralı kömür numunesinin ise MFA değerinin ekonomik olmadığı belirlenmiştir. HP 16, 17 ve 25 numaralı kömür örneklerinin MFA petrol verimlerinin orta ekonomik olmasının sebebi kerojen tiplerinin Tip II (?) -III olması ve petrol ve gaz potansiyellerinin bulunması nedeniyledir. HP 14 numaralı kömür numunesinin MFA değerinin ekonomik olmaması kerojen tipinin Tip III kerojen olması ve petrol türümüne uygun olmaması nedeniyle olduğu söylenebilir.

### **3.2.1.6 Organik fasiyes incelemeleri**

Arslanlı sahasına ait kömür numunelerinin Hidrojen İndeks (HI) değeri 79 – 263 arasında (ort. 179,625), Oksijen İndeks (OI) değerleri 66 - 88 arasında (ort. 75,375), wt % TOC değerleri de 30,2 - 49,93 arasında (ortalama % wt 40,595) değişmektedir. Analizi yapılan örnekler OI bakımından ele alındığında örneklerin hepsi karışık; bazen okside, TOC'a göre ele alındığında örneklerin hepsi algal, amorf organik maddeden oluştuğu belirlenmiştir. HP 14, 16, 17, 20 ve 24 numaralı numuneler karasal; bazen okside, HP 18 ve 22 numaralı numuneler okside; taşınmış, HP 25 numaralı numune ise karışık; bazen okside organik maddeden oluştuğu gözlemlenmiştir. Bu veriler dikkate alındığında Arslanlı bölgesinden alınan kömür numunelerinin organik fasiyesinin HP 14, 16, 17, 20, 24, 25 numaralı örnekler için C, HP 18 ve 22 numaralı örnekler için CD olduğu sonucuna ulaşılmıştır (Çizelge 3.30, 3.31, 3.32). Bu örneklerden HP 25 nolu örnek sonucu C-BC sınırına yakın çıkmış olsa da kömür örneğinin tipi dikkate alındığında C tipi organik fasiyese sahip olduğu söylenebilir.

Çizelge 3.30 Arslanlı bölgesine ait numunelerin piroliz verileri

Örnek No	Piroliz Sonuçları			Organik Fasiyes Tipi (Jones (1987))
	HI, mg HC/g kaya	OI, mg CO <sub>2</sub> / g kaya	% TOC	
HP 14	145	66	49,93	C
HP 16	207	68	41,33	C
HP 17	227	68	33,13	C
HP 18	106	83	45,86	CD
HP 20	220	70	31,09	C
HP 22	79	86	44,99	CD
HP 24	190	88	30,2	C
HP 25	263	74	48,23	C
HP ORT.	179,625	75,375	40,595	

Çizelge 3.31 Organik fasiyelerin genel özellikleri (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987)

‘ORGANİK FASİYES’	‘%R <sub>0</sub> = 0,5 deki H/C ORANI’	PİROLİZ VERİLERİ			HAKİM ORGANİK MATERYAL	KEROJEN TİPİ	SEDİMANTER YAPI
		HI, mg HC/ g kaya	OI, mg CO <sub>2</sub> / g kaya	TOC, wt %			
<b>A</b>	≥ 1,450	> 850	10 – 30	5 (3) - 20+	Algal	Tip I	Laminalı
<b>AB</b>	1,350 – 1,450	650 – 850	20 – 50	3-10+	Amorf; aşırı az kıtasal	Tip I / Tip II	
<b>B</b>	1,150 – 1,350	400 – 650	30 – 80		Amorf, genellikle kıtasal’	Tip II / Tip I	İyi tabakalı - laminalı
<b>BC</b>	0,950 – 1,150	250 – 400	40 – 80	3(1) - 3	Karışık; bazen oksidasyon	Tip II / Tip III	Zayıf tabakalı
<b>C</b>	0,750 – 0,950	125 – 250	50 – 150	≤ 3	Kıtasal; bazen oksidasyon	Tip III / Tip II	Çok zayıf tabakalı biyotürbasyonlu
<b>CD</b>	0,600– 0,750	50 – 125	40 – 150	< 0.50	Oksidasyon; taşınmış	Tip III / Tip IV	Masif ; biyotürbasyonlu
<b>D</b>	≤ 0,600	< 50	20 – 200		Yüksek oksidasyon; taşınmış	Tip IV	

Çizelge 3.32 Organik fasiyesler ve ortamsal faktörler arasındaki ilişki (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987)

ORGANİK FASIYES	PROKSİMAL-DİSTAL EĞİLİM	OKSİJEN REJİMİ	SEDİMENT BİRİKİM ORANI	ÜRÜN
A	Distal	Öksinik / Anoksik	Düşük	Petrol
AB		Anoksik - Disoksik	Değişken	Petrol + Gaz
B			Yüksek	Gaz + Petrol
BC	Oksik	Gaz		
C		Orta		Biraz Gaz
CD	Proksimal	Çok Oksik	Düşük	Çok Nadir Gaz ya da Hiç Yok
D				

C organik fasiyesinde egemen organik madde bazen okside olup çok az miktarda karasal organik madde içeriğine sahiptir (Jones 1987, Çizelge 3.34, 3.35). Dolayısıyla kerojen tip tanımlamasına göre, bu fasiyeste çoğunlukla Tip III, az oranda Tip II kerojen hakimdir. Bununla birlikte, kömür örneklerinin depolanma ortamı dikkate alındığında burada Tip II kerojen yerine göle ait Tip I kerojen karışımı olduğu söylenebilir. CD fasiyesi ise okside; taşınmış organik madde içeriğine sahiptir. Kerojen tipi Tip III / Tip IV olarak gözlemlenir.

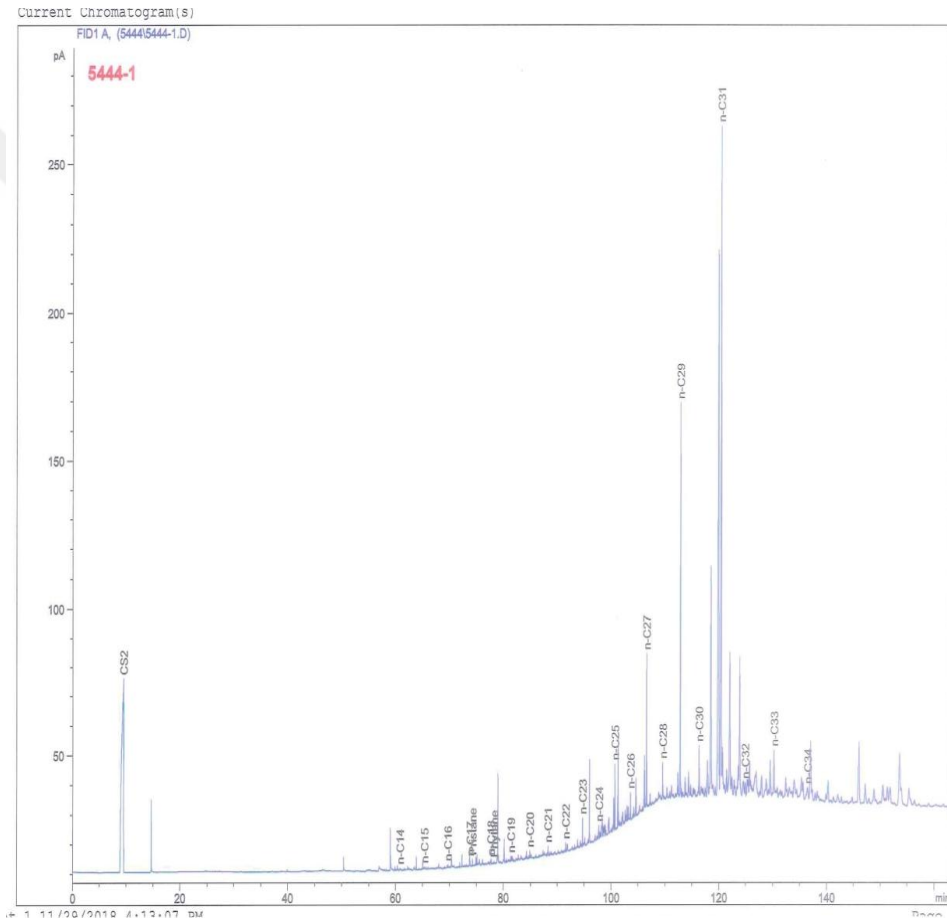
Jone (1987) bu fasiyes ayrımını denizel kaynak kaya (şeyl-marn) depolanma ortamlarını belirlemek için geliştirmişlerdir. Bu nedenle, araştırmacı tarafından organik fasiyeslere ait kıtasal-bazen oksidayon ortamı gösel bataklık olarak değerlendirilmiştir.

### 3.2.2 Gaz kromatografi incelemeleri

Gaz kromatografi (GC) analizleri, genelde hidrokarbon bileşiklerinin dağılımlarını bilmek, organik madde tipi, organik maddenin olgunlaşması, organik maddenin çökme ortamları koşulları hakkında bilgi edinmek amacıyla gaz kromatogramlardaki piklerin dağılımları ve boyları yardımıyla değerlendirme yapılır. Bu değerlendirme n-alkanlar ile yapılır.

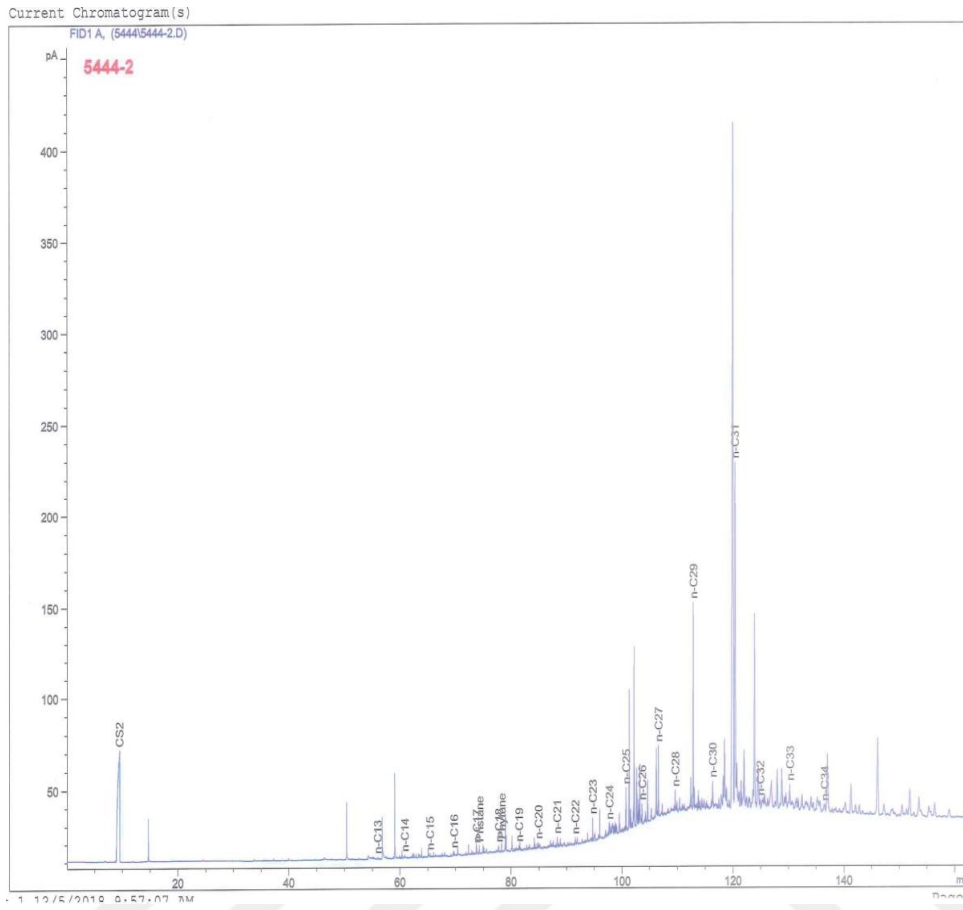
Bu tezde gaz kromatogramlarında n-alkanlar yardımıyla Pristan (Pr) / Fitan (Ph) oranı (Didyk vd. 1978, Tissot ve Welte 1984), Karbon Tercih İndeksi, Pr/Ph –CPI, Pr/Ph – CPI (Akinlua vd. 2007) ve Pr/nC<sub>17</sub> - Ph/nC<sub>18</sub> grafikleri yardımıyla yorumlama yapılmıştır.

Bu çalışmadaki gaz kromatogramları Şekil 3.27, 3.28, 3.29’da verilmiştir.

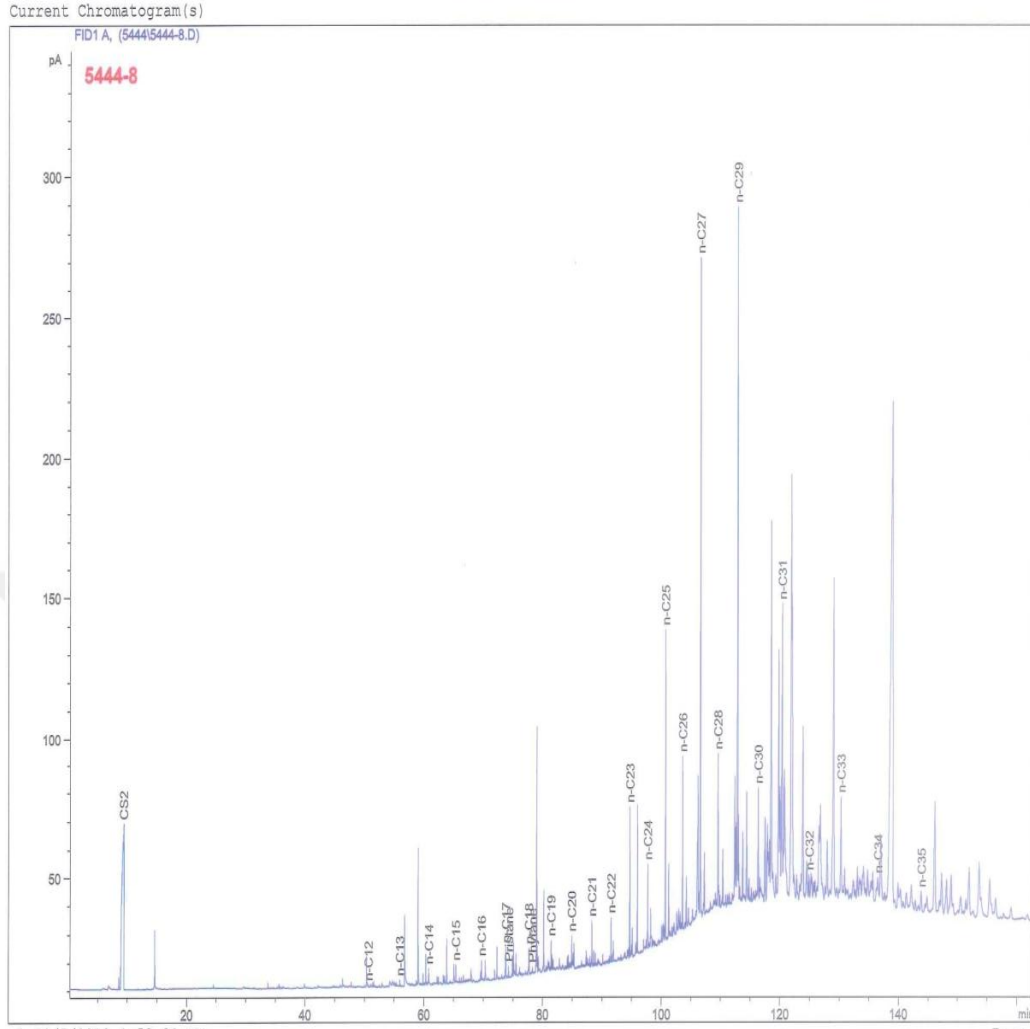


Şekil 3.27 HP 14 numaralı örneğin gaz kromatogramı





Şekil 3.28 HP 16 numaralı örneğin gaz kromatogramı



Şekil 3.29 HP 25 numaralı örneğin gaz kromatogramı

Gaz kromatogramındaki n-alkanlar; çökelme ortamları, ısıl olgunluklar ve organik materyal tipiyle ilgili bilgiler sunmaktadır. Tüm kromatogramlarda normal alkan dağılımları C<sub>14</sub>-C<sub>18</sub> aralığında olursa, kaynak kayayı oluşturan organik madde tipinin algal- bakteriyel olduğunu belirtir (Bourbonniere ve Meyers 1996). Gaz kromatogramlarında C<sub>27</sub>, C<sub>29</sub> ve C<sub>31</sub> yüksek moleküler ağırlıklı n-alkanlar karasal bitkileri yansıtırken, C<sub>15</sub>, C<sub>17</sub>, C<sub>19</sub> gibi alçak molekül ağırlıklı n-alkanlar algal kaynağı gösterir. Arslanlı bölgesinden alınan HP 14, 16 ve 25 numaralı kömür örneklerinin n-alkan pikleri sırasıyla nC<sub>31</sub>, nC<sub>31</sub> ve nC<sub>29</sub>'de baskın olduğu için karasal bitki kaynaklarını işaret etmektedirler. Gaz kromatogramlarındaki nC<sub>23</sub>-nC<sub>30</sub> dizisine doğru çarpık bir n-

alkan dağılımı da karasal bitki girdisini belirtmektedir (Tissot ve Welte 1984, Waples 1985). HP 25 numunesi bu duruma örnek olarak gösterilebilir.

C<sub>20</sub>-C<sub>30</sub> serisindeki çift karbon numaralı n-alkanların yoğun olması durumunda, evaporitler veya karbonatlarla ilişkili olduğu düşünülmektedir (Tissot ile Welte 1984, Moldowan vd. 1985, Peters ve Moldowan 1993, Hunt 1995, Behrens vd. 1998, Palacas 1984). Çalışılan kömür numunelerinin hiç birinde çift karbon numaralı n-alkan yoğunluğu görülmemiştir.

Bu çalışmada incelenen numuneler C<sub>20</sub>'den daha yüksek kısımlarda baskın pik vermektedirler. Bu yüzden incelediğimiz numuneler karasal ortamları ve Tip III kerojeni yansıtmaktadır.

$\sum(nC_{21}-nC_{31}) / \sum(nC_{15}-nC_{20})$  oranının 1'den büyük olması karasal organik madde girdisine işaret eder. İncelenen numunelerden HP 14'ün değeri 11,19, HP 16'nın 23,54 ve HP 25'in 28,10 olarak hesaplanmıştır. Bu durum incelediğimiz kömür örneklerindeki karasal kökenli organik madde girdisinin olduğunu göstermektedir.

Yine, Gaz kromatogramlarında n-C<sub>17</sub>/n-C<sub>31</sub> değerinin 1'den küçük olması karasal organik madde girdisini göstermektedir (Koralay 2018). HP 14'ün değeri 0,0031, HP 16'nın değeri 0,0084 ve HP 25'in değeri 0,05 olarak hesaplanmıştır. Bu değerler de incelediğimiz kömür numunelerindeki karasal organik madde girdisini işaret etmektedirler.

$(C_{27}+C_{29}+C_{31}) / (C_{15}+C_{17}+C_{19})$  oranının 1'den büyük olması durumu yüksek bitkili bir karasal ortamı yansıtmaktadır (Rieley vd. 1991, Bourbonniere ve Meyers 1996). HP 14'ün değeri 193,9, HP 16'nın değeri 80,8 ve HP 25'in değeri 32.1 olarak hesaplanmıştır. Bu durum HP 14, 16 ve 25 numaralı kömür örneklerimizin çökelim ortamının yüksek bitkili karasal ortam olduğuna işaret etmektedir.

Pr/Ph depolanma sırasındaki indirgenme/yükseltgenme koşulları hakkında bilgi vermektedir. Pristan ve fitan fototropik organizmalardaki fitil'den meydana

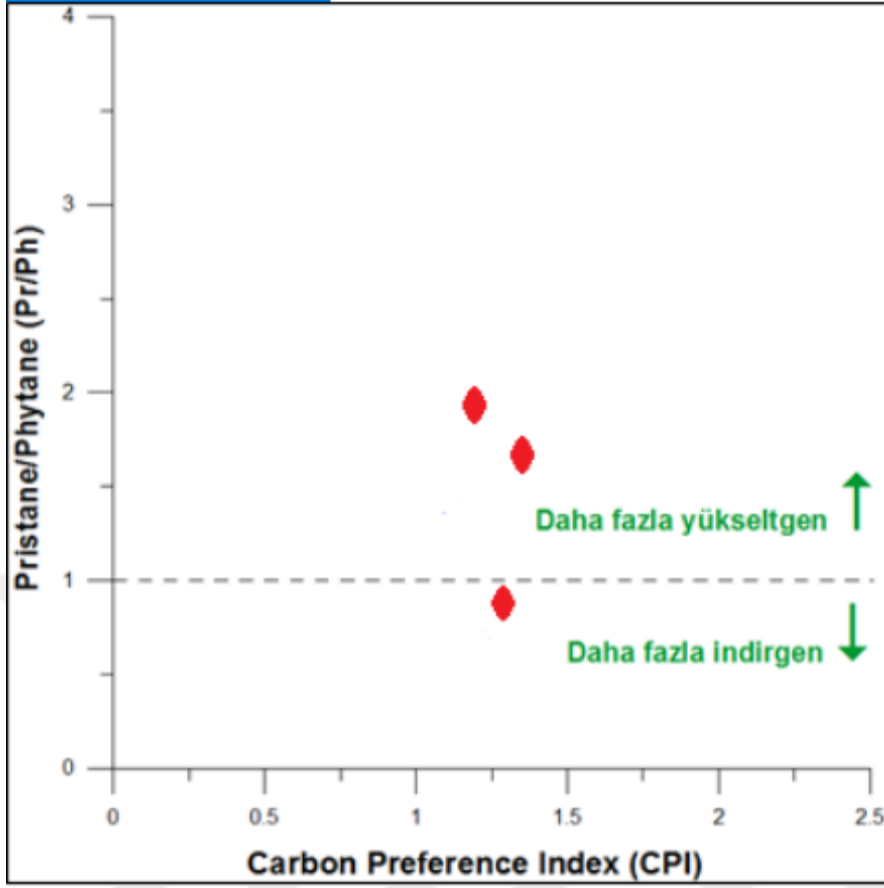
gelmektedirler. Ortamdaki anoksik koşullarda fitilin yanındaki zincirler ayrılarak fitolü sonrasında ise fitol indirgenmeye uğrayarak fitanı meydana getirir. Pr'ın Ph'na oranı  $< 1$  ise oksijensiz çökelmeyi,  $1$ 'den büyük ise oksijenli koşulları belirtmektedir (Didyk vd. 1978). Eğer Pr/Ph oranı  $0,8 - 2,5$  ise bu numunelerin ek bir yardım edici bilgi olmadan pleoortam belirleyici görevinde kullanılmaması gerektiğini tavsiye etmişlerdir (Didyk vd. 1978).

Pr/Ph  $< 1,0$  ise çökelme ortamının indirgen/anoksik olduğunu, Pr/Ph  $> 1,0$  ise depolanmanın yükseltgen/oksijenli ortamda gerçekleştiğini belirtir (Didyk vd. 1978, Tissot ile Welte 1984). HP 14 ile HP 25 numuneleri için Pr/Ph oranı sırasıyla  $2$  ve  $1,67$  olarak hesaplanmıştır. Bu durum HP 14 ve 25 numaralı kömür örneklerinin çökelişi sırasında depolanma koşullarının yükseltgen/oksijenli ortam olduğunu göstermektedir. Bu oran HP 16'da ise  $0,9$  olarak hesaplanmıştır. Bu da HP 14 numaralı kömür numunesinin çökelme ortamının indirgen/anoksik şartlarda olduğunu göstermektedir.

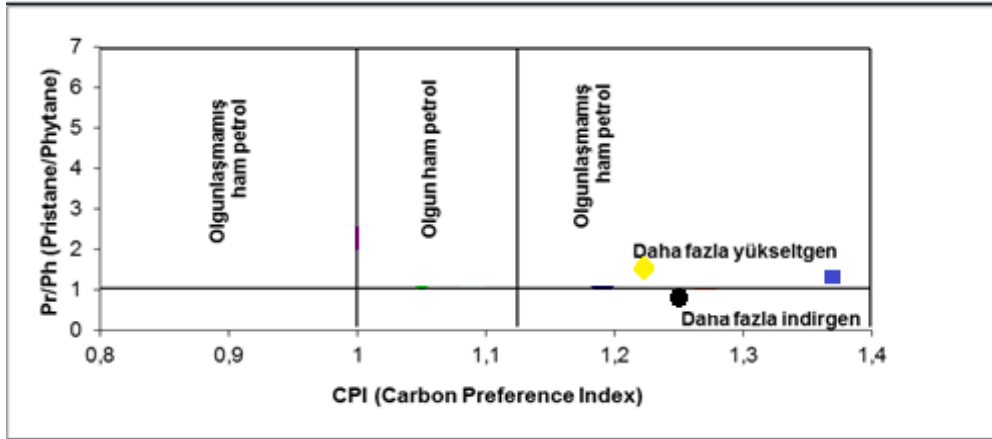
Çizelge 3.33 Arslanlı kömür numunelerinin Pr/Ph bilgileri redoks koşulları

Numune Numarası	Pr/Ph	Redoks Koşulları
HP 14	2	Oksik
HP 16	1,67	Oksik
HP 25	0,9	Disoksik/Anoksik

Arslanlı sahasına ait örnekler Pr/Ph –CPI (Akinlua vd. 2007) Pr/Ph –CPI (Akinlua ve Smith 2009) diyagramlarında incelendiğinde örneklerden HP 14 ve HP 16'nın daha fazla yükseltgen, HP 25 in daha fazla indirgen alanda yer aldığı sonucuna ulaşılmıştır ve çeşitli olgunlaşma seviyelerinde olduğu belirlenmiştir (Şekil 3.30, 3.31).



Şekil 3.30 İncelenen örneklerin Pr/Ph – CPI diyagramındaki konumları (Akinlua ve Smith 2009)



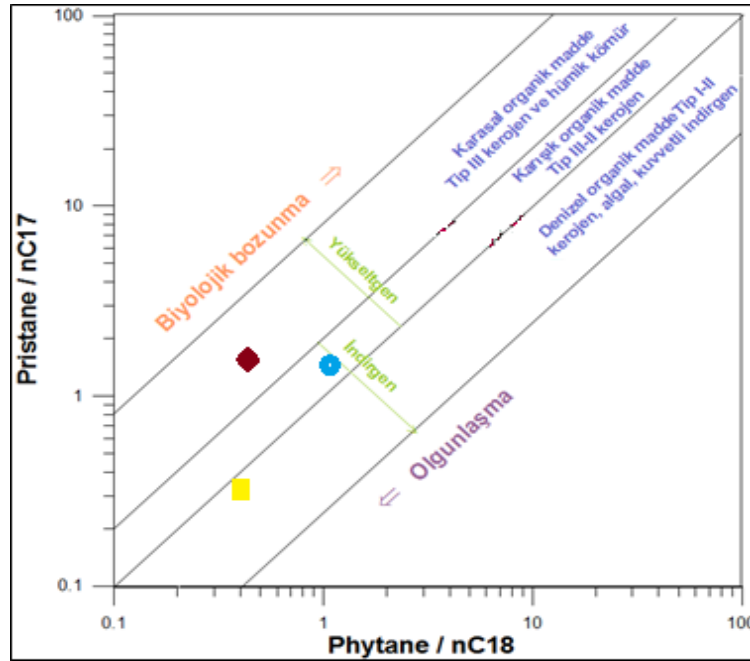
Şekil 3.31 İncelenen numunelerin olgunlaşma düzeyi ile ilişkilendirilmiş Pr/Ph–CPI diyagramındaki konumları (Akinlua vd. 2007'den değiştirilerek)

İzoprenoid/n-alkan oranlarında, gaz kromatogramlarındaki izoprenoidlere en yakın n-alkanlar kullanılmaktadır. Pristan nC<sub>17</sub> ile, fitan ise nC<sub>18</sub> ile çift pikler gibidir. Pr/nC<sub>17</sub> ve Ph/nC<sub>18</sub> oranları petrol korelasyon araştırmalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Yüksek pristan içeren örnekler oksitleyici kaynağı yansıtırken, yüksek fitan içeriği ise anoksik/indirgeyici bir kaynağı yansıtmaktadır.

Arsılanlı'dan alınan kömür numunelerinin Pr/nC<sub>17</sub> - Ph/nC<sub>18</sub> diyagramındaki konumları bakımından HP 14 yükseltgen ortamda, karasal organik madde ve Tip III kerojen olduğu sonucuna ulaşılmıştır. HP 16 ise indirgen ortamda, karışık organik madde ve Tip III-II (?) kerojen olduğu sonucuna ulaşılmıştır. HP 25 ise indirgen ortamda Tip I-II (?) kerojen olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Aşağıdaki Çizelge 3.34 ve şekil 3.32'de belirtilmiştir.

Çizelge 3.34 GC elde edilen Pr/nC<sub>17</sub> ve Ph/nC<sub>18</sub> değerleri

Numune Numarası	Pr/nC <sub>17</sub>	Ph/nC <sub>18</sub>
HP 14	1,5	0,6
HP 16	1,29	1,43
HP 25	0,33	0,25



Şekil 3.32 İncelenen örneklerinin Pr/n-C17 - Ph/n-C18 diyagramındaki konumları (Petersen vd. 2001)

### 3.2.2.1 Gaz kromatografisi–kütle spektrometresi analizi (GS-MS)

Sedimanter kayaçlardaki organik maddelerin organik jeokimyasal bileşenlerini belirlemek için kullanılan bir yöntemdir (Noble 1991). Biyomarkerların dağılımlarının belirlenmesi, karmaşık moleküllerin hesaplanması ve moleküllerin jeokimyasal ayrılması yardımı ile çökeltim ortamları, oksik-anoksik durumları, kaynak kayanın tipi, bozunma derecesi, yaşı, olgunluğu ve su kimyası hakkında bilgi edinilebilmektedir (Tissot ve Welte 1984, Noble 1991).

Jeokimyasal fosiller su ile yıkanma, bozunma ve olgunluk artışı gibi süreçlerden etkilenmemekle birlikte çok az etkilenmektedirler. Etkilendikleri zaman oluşan bu etkinin hangi yönde ve ne kadar büyüklükte olacağı hakkında kolaylıkla tahmin edilebildiğinden tutarlı yorumlar yapılabilmektedir. Dolayısıyla gaz kromatogramlarına göre daha kolay kullanılırlar. Çünkü gaz kromatogramlarındaki n-alkanlar ve izoprenoidler bozunmalardan kolaylıkla etkilenebilmektedirler.

#### 3.2.2.1.1 Terpan fragmentogramları (m/z 191)

GC/MS analizi sonucunda ulaşılan Terpanlar yardımıyla incelenebilmektedir. Trisayklik ve Pentasayklik olmak üzere 2'ye ayrılırlar. Trisayklik terpan petrol kaynak kayalarının tespit için en yararlı terpan grubunu oluşturmaktadır. Trisayklik terpan moleküllerinin  $C_{19}$  – $C_{35}$  arasında olduğu bilinmektedir. Arslanlı bölgesinden alınan numunelerde HP 14 ve HP 16'nın baskın piki  $C_{21}$ 'dir. HP 25'de ise bu pik  $C_{24}$  olarak belirlenmiştir. Yüksek  $C_{23}$  terpan kaynağın denizel kökenli olduğunu vurgular (Moldowan vd., 1985). Arslanlı sahasından alınan numunelerin hepsinin  $C_{23}$  Trisayklik terpan değeri oldukça düşüktür. Bu sonuç Arslanlı sahasından alınan numunelerin kaynak kayasının karasal kökenli olduğunu göstermektedir. Arslanlı sahasından alınan kömür örneklerinde Pentasayklik terpanlar Trisayklik terpana göre daha baskındırlar. Arslanlı sahasından alınan kömür numunelerinin m/z 191 terpan fragmotamları Şekil 3.34, 3.35 ve 3.36'da gösterilmiştir.

Peters ve Moldowan (1991)'e göre  $C_{31}$ - $C_{35}$  homohopanların varolması oksijensiz koşulları göstermekte ve de  $C_{35}/C_{34}$  karbonatlılık ölçütü olarak değerlendirilmektedir.  $C_{35} (R+S)/C_{34} (R+S)$  oranı 1'den büyük ise çökeltme koşulu anoksik ortam ile

ilişkilendirilmiştir.  $C_{35} (R+S)/C_{34} (R+S)$  oranı 1'den küçük olduğunda suboksik ortamı gösterir. Hunt (1995)'e göre  $C_{31}$  ve  $C_{32}$  homohopanların baskın olduğu durumlarda, Homohopan İndeksi düşük olduğu zaman bu suboksik ortamı ifade eder. Homohopan İndeksini hesaplariken  $17\alpha$  (H) ve  $21\beta$  (H), (22R) ve (22S) uyumlu değerlerin kullanılması gerekmektedir. Arslanlı sahasından alınan kömür örneklerinde bu değerleri veren pikler olmadığından hesaplamaya gidilememiştir.

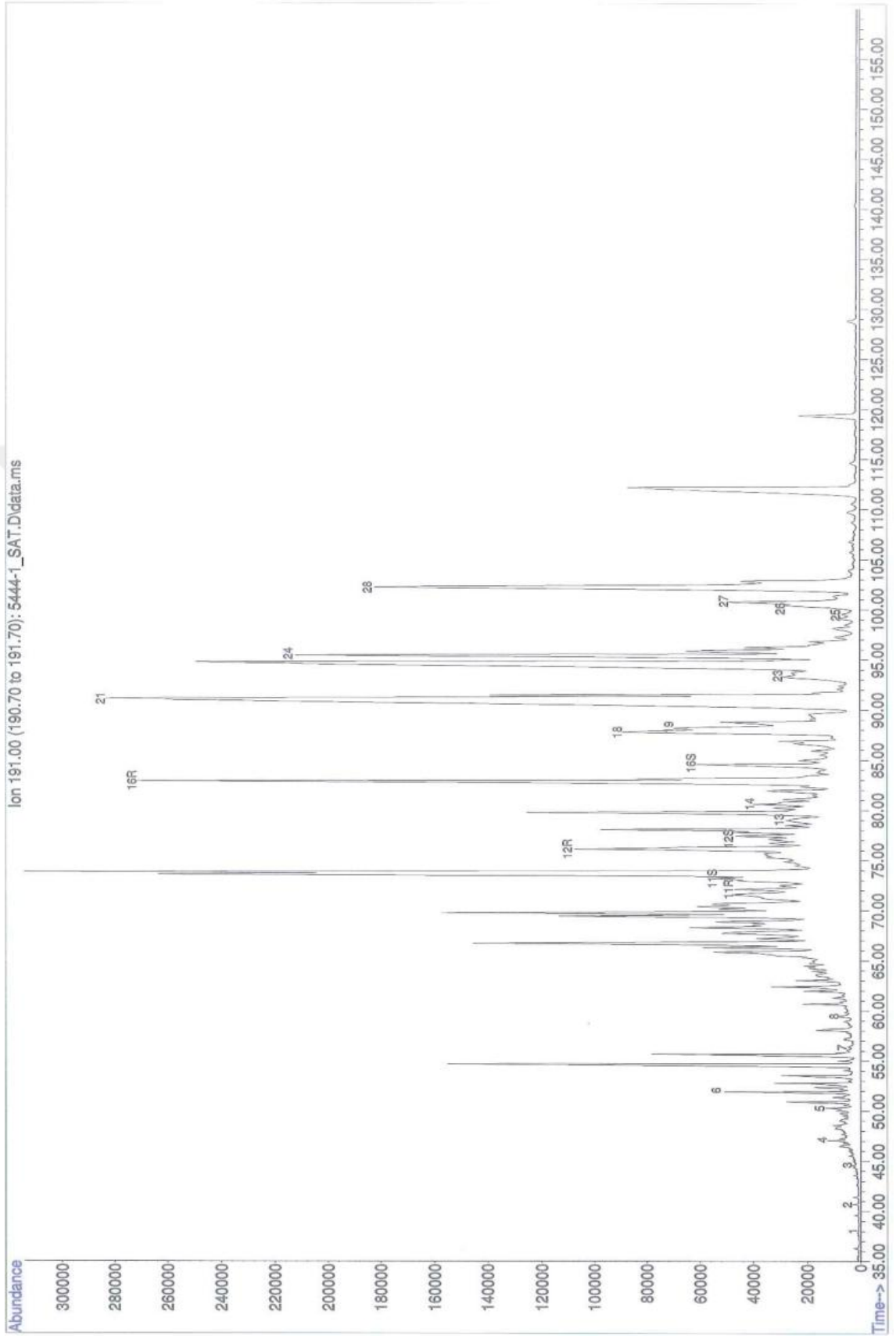
$C_{32} 22S / (S+R)$  homohopan izomerizasyonu olgunluk parametresi olarak kabul edilir. Oran 0'dan 0,62'ye doğru artar.  $C_{32} 22S/(S+R) < 0,5$  olduğu zaman olgunlaşmamış,  $C_{32} 22S/(S+R) > 0,54$  olduğunda olgunlaşmıştır (Zumberger 1987). Şekil 3.33, 3.34, 3.35 ve 3.36'da GC-MS m/z 191 kromatogramlarında,  $C_{32} 22S$  homohopanı belirten 29 numarası pik yer almadığından değerlendirmeye alınmamıştır.

$C_{31} 22R/C_{30}$  hopan oranı  $> 0,25$  ise denizel karbonat, şeyl ve marn kaynak kaya,  $C_{31} 22 R < 0,25$  ise gölsel kaynak kayada çökelim olduğunu ifade eder (Koralay 2014). Arslanlı sahasından elde edilen örnekler için bu değerler; HP 14 numaralı kömür örneği için 0,2 ve HP 25 numaralı kömür örneği için 0,1 olup gölsel bataklık ortamını göstermektedir (Şekil 3.33, 3.34, 3.35 ve 3.36).

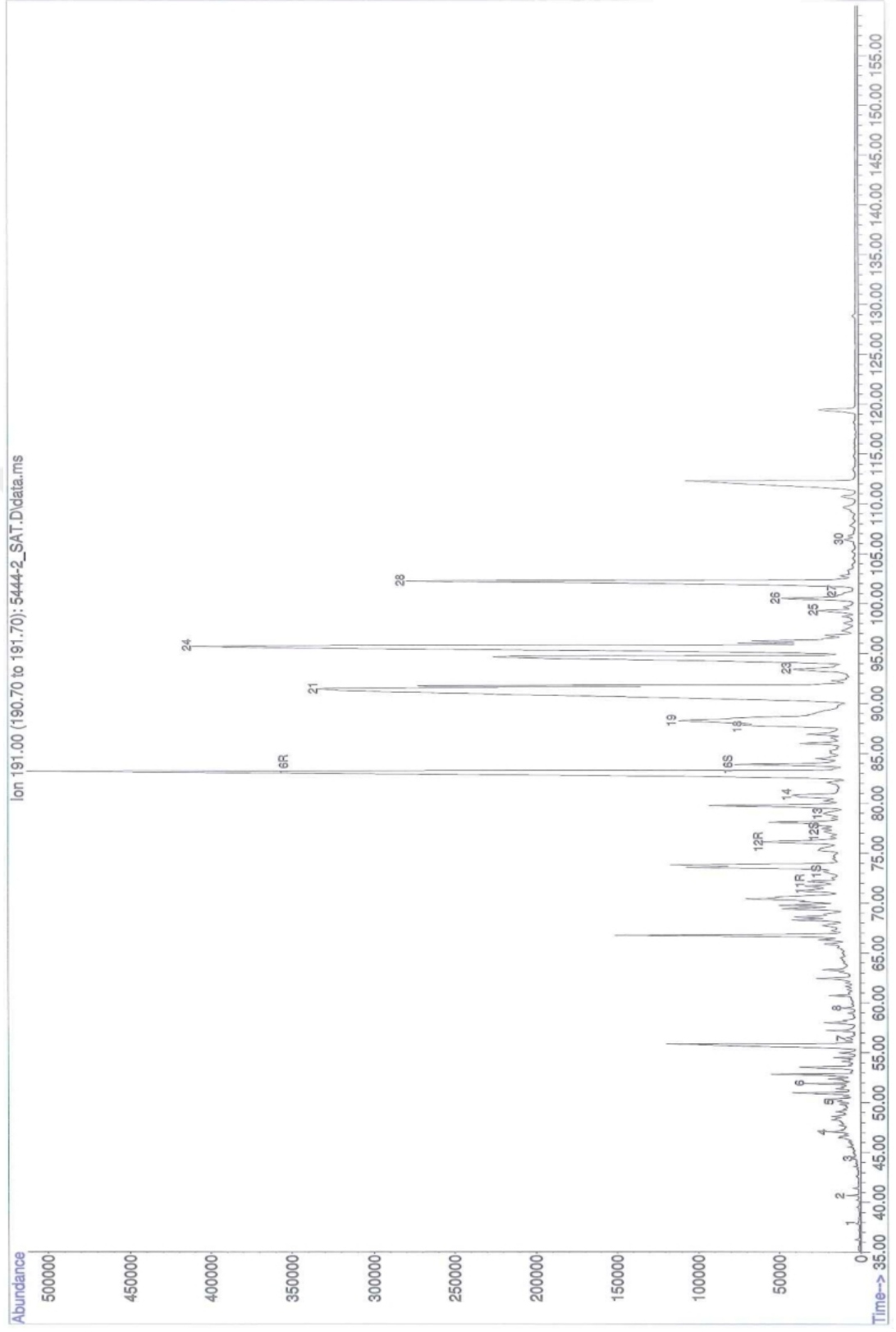


BİLESİK NO	BİLESİK İSMİ
1	C <sub>19</sub> TRICYCLICTERPANE
2	C <sub>20</sub> TRICYCLICTERPANE
3	C <sub>21</sub> TRICYCLICTERPANE
4	C <sub>22</sub> TRICYCLICTERPANE
5	C <sub>23</sub> TRICYCLICTERPANE
6	C <sub>24</sub> TRICYCLICTERPANE
7	C <sub>25</sub> (22S+22R) TRICYCLICTERPANE
8	C <sub>24</sub> TETRACYCLICHOPANE (SECO)
9	C <sub>26</sub> 22 (S) TRICYCLICTERPANE
10	C <sub>26</sub> 22(R) TRICYCLICTERPANE
11R	C <sub>28</sub> TRICYCLICTERPANE ( R )
11S	C <sub>28</sub> TRICYCLICTERPANE ( S )
12R	C <sub>29</sub> TRICYCLICTERPANE ( R )
12S	C <sub>29</sub> TRICYCLICTERPANE ( S )
13	C <sub>27</sub> 18 $\alpha$ (H)-22,29,30-TRISNORHOPANE (Ts)
14	C <sub>27</sub> 17 $\alpha$ (H)-22,29,30-TRISNORHOPANE (Tm)
15	17 $\alpha$ (H)-29,30-BISNORHOPANE
16R	C <sub>30</sub> TRICYCLIC TERPANE ( R )
16S	C <sub>30</sub> TRICYCLIC TERPANE ( S )
17	17 $\alpha$ (H)- 28,30- BISNORHOPANE
18	C <sub>29</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30- NORHOPANE
19	C <sub>29</sub> Ts (18 $\alpha$ (H)-30-NORHOPANE
20	C <sub>30</sub> (17 $\alpha$ (H)-DIAHOPANE)
21	C <sub>29</sub> 17 $\beta$ (H), 21 $\alpha$ (H)-30 NORMORETANE
22	OLEANANE
23	C <sub>30</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-HOPANE
24	C <sub>30</sub> 17 $\beta$ (H), 21 $\alpha$ (H)-MORETANE
25	C <sub>31</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30-HOMOHOHOPANE (22S)
26	C <sub>31</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30-HOMOHOHOPANE (22R)
27	GAMMACERANE
28	HOMOMORETANE
29	C <sub>32</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30,31-BISHOMOHOHOPANE (22S)
30	C <sub>32</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30,31-BISHOMOHOHOPANE (22R)
31	C <sub>33</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30,31,32-TRISHOMOHOHOPANE (22S)
32	C <sub>33</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30,31,32-TRISHOMOHOHOPANE (22R)
33	C <sub>34</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30,31,32,33 TETRAKISHOMOHOHOPANE
34	C <sub>34</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30,31,32,33 TETRAKISHOMOHOHOPANE
35	C <sub>35</sub> 17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-30,31,32,33,34

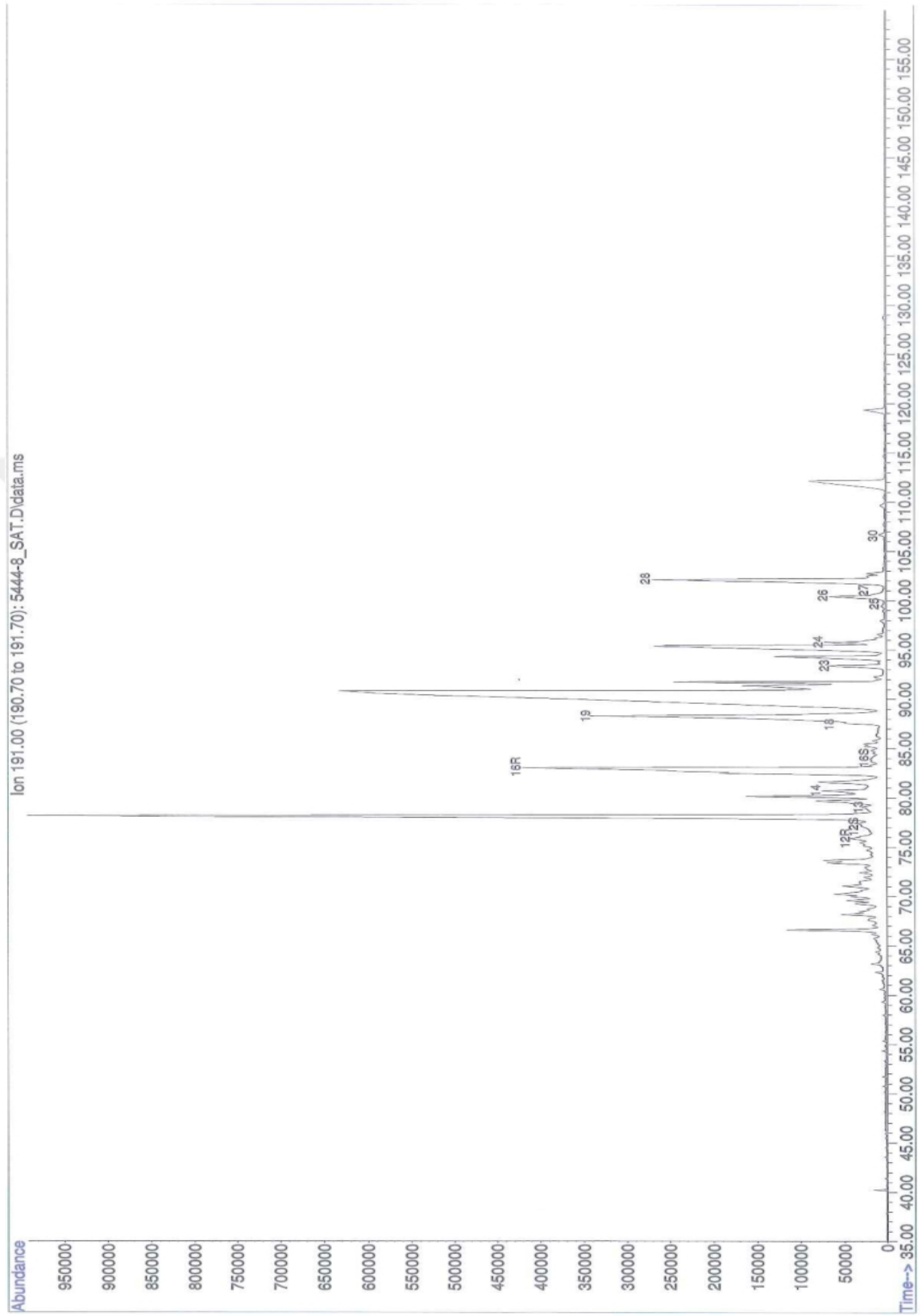
Şekil 3.33 Arslanlı kömür numunelerinin m/z 191 terpan iyonları listesi



Şekil 3.34 HP 14 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 191 kromatogramı



Şekil 3.35 HP 16 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 191 kromatogramı



Şekil 3.36 HP 25 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 191 kromatogramı

### 3.2.2.1.2 Steran fragmentogramları

Stean ökaryotik hücrelerde sterollerden üretilen tetrasiklik biyobelirteçtir. Hopane prokaryotik hücrelerde plazma membranından elde edilen pentasiklik bir doymuş biyobelirteç sınıfıdır (Peters et al., 2005).

$C_{29} / C_{27}$  steran oranı 1'den düşük olursa ( $<1$ ) karasal bitki kaynaklarından çok algal kaynakları işaret eder. Bu oran 1'den yüksek olursa ( $>1$ ) alg kaynaklarından daha çok karasal bitki kaynaklarını belirtir (Peters et al. 2005.). Arslanlıdan alınan kömür numunelerinde; HP 14 için bu değer 21,4 olarak hesaplanmıştır. HP 14 numunesinin karasal bitki kaynağı olduğu görülmüştür. HP 16'nın değeri 0,22 olup algal kaynağı işaret etmektedir. HP 25'in 0,30 olarak hesaplanmıştır ve gölsel algal kaynağı işaret etmektedir.

$20S/(20S+20R)$  steran ve  $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  steran oranlarında m/z 217 GC-MS analizinde C29 steranlar daha etkili şekilde kullanılabilir (Waples ve Machihara 1994, Peters ve Moldowan 1993). Steranlarda biyolojik anlamda 20R konfigürasyonuna sahip  $\alpha\alpha$  formu bulunmakta olup olgunluğun artmasıyla birlikte 20R konfigürasyonu 20S konfigürasyonuna dönüşmektedir. Dönüşüm sonucunda %55 20S ve %45 20R'den oluşan bir dengeye ulaşmaktadır. Yani 0,52-0,55 denge değerlerinde olduğu zaman olgunlaşmış evrededir (Mackenzie vd. 1980, Seifert ve Moldowan 1981, 1986). C29  $\alpha\alpha$   $20S/(20S+20R)$  Steran Oranı  $<0,5$  olduğu zaman olgunlaşmamış, C29  $\alpha\alpha$   $20S/(20S+20R)$  Steran Oranı  $> 0,54$  olduğunda olgunlaşmıştır (Hunt 1995). Şekil 3.39, 3.40 ile 3.41'de GC-MS m/z 217 kromatogramlarında ve şekil 3.38'da  $20S/(20S+20R)$  Steran Oranı (C29), Arslanlı kömür numunelerinin değerleri sırasıyla HP 14 numaralı kömür örneğinde 0,6, HP 16 numaralı kömür örneğinde 0,3 ve HP 24 numaralı kömür örneğinde 0,2 olarak hesaplanmıştır. HP 16 ve HP 25 değerlerinin  $<0,5$ 'ten düşük olması nedeniyle söz konusu kömürlerin olgunlaşmamış safhada olduğuna işaret etmektedir. HP 14 numaralı kömür örneğinin ise olgunlaşmamış – erken olgun (?) evrede olduğu görülmüştür (Hunt 1995).

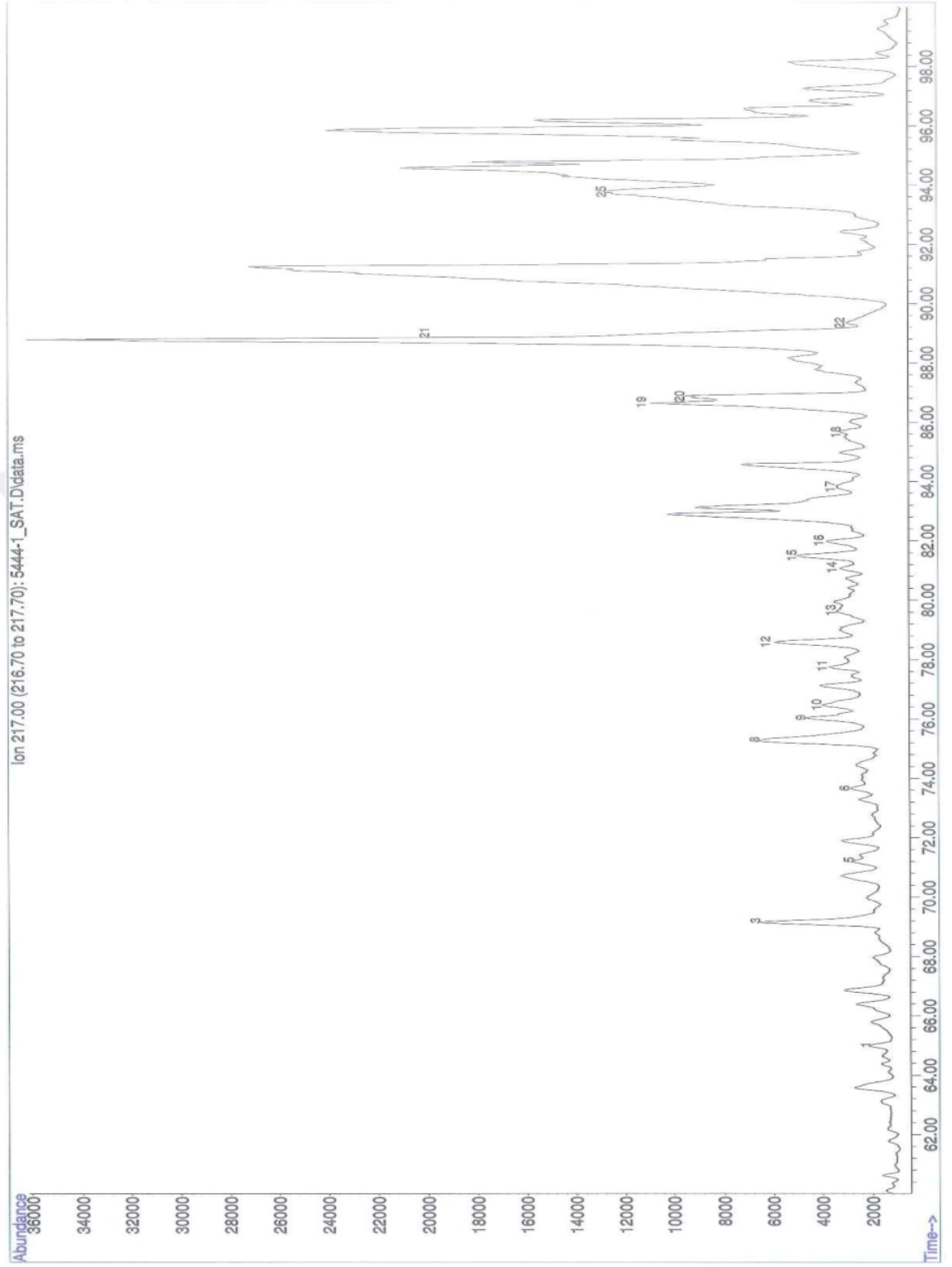
$14\beta$  (H),  $17\beta$  (H) ve  $14\alpha$  (H),  $17\alpha$  (H) formlarının oranı steranlardan elde edilen diğer olgunluk verisini gösterir. Olgunluğun artmasıyla beraber  $\alpha\alpha$  formları  $\beta\beta$  formlarına

dönüşmektedir (Mackenzie vd. 1980, Spiro 1984, Waples 1985, Waples ve Machihara 1991). C-14 ve C-17 durumundaki bu izomerizasyon  $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  steran oranında 0'dan 0,7'ye artışa neden olmakta ve bu noktadan sonra dengeye ulaşmaktadır (Peters ve Moldowan 1993, Hunt 1995). Rullkötter ve Marzi (1988)'e göre bu oran tuzlu ortamlarda yüksek değerler vermektedir. Şekil 3.37, 3.38, 3.39 ve 3.40'da  $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  steran oranı C29'a göre yapılan analizde HP 14 numaralı kömür örneğinde 0,2 ve HP 25 numaralı kömür örneğinde ise 0,3 olarak hesaplanmıştır. Bu değerlerin düşük olması organik maddenin olgunlaşmamış safhada olduğunu göstermektedir. HP 16 numaralı kömür örneği için uygun değerler olmadığından bir hesaplama yapılamamıştır.



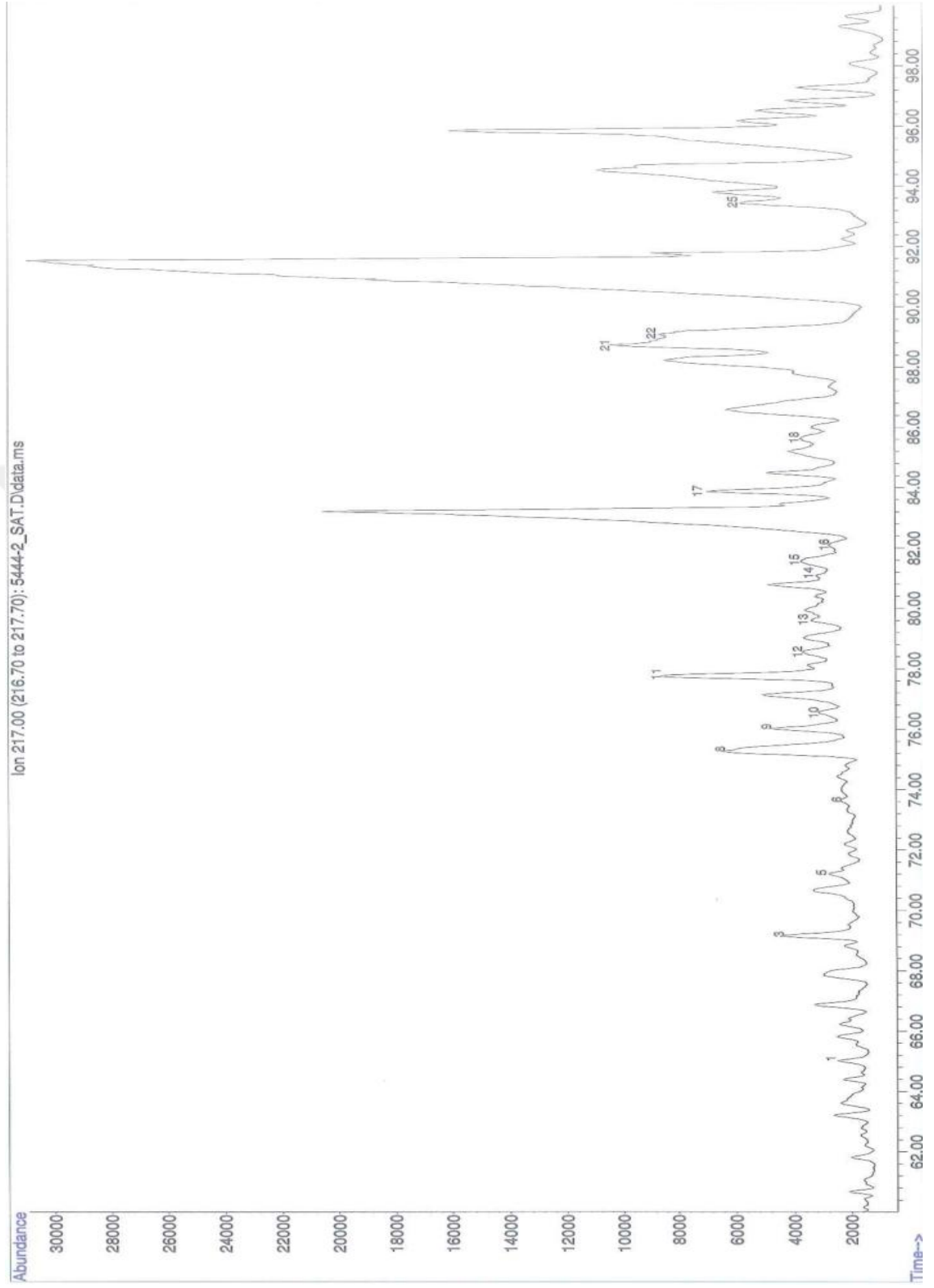
BİLEŞİK NO	BİLEŞİK ISMI
I	C <sub>21</sub> 13β (H), 17α (H)-DIAPREGNANE
II	C <sub>21</sub> 5α (H), 14β (H),17α (H)-PREGNANE
III	C <sub>21</sub> 13α (H), 17β (H)-DIAPREGNANE
	C <sub>21</sub> 5α (H), 14β (H), 17β (H)-PREGNANE
IV	C <sub>21</sub> 5α (H), 14α (H), 17α (H)-PREGNANE
	C <sub>22</sub> 4α-METHYL- 5α (H), 14β (H),17β (H)-PREGNANE
V	C <sub>22</sub> 4α-METHYL- 5α (H), 14α (H),17α (H)-PREGNANE
	C <sub>22</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-HOMOPREGNANE
1	C <sub>23</sub> 13β (H), 17α (H) BISHOMODIAPREGNANE
	C <sub>27</sub> 13β (H), 17α (H)-DIASTERANE (20S)
2	C <sub>27</sub> 13β (H), 17α (H)-DIASTERANE (20R)
3	C <sub>27</sub> 13α (H), 17β (H)-DIASTERANE (20S)
4	C <sub>27</sub> 13α (H), 17β (H)-DIASTERANE (20R)
5	C <sub>28</sub> 13β (H), 17α (H)-DIASTERANE (20S)
6	C <sub>28</sub> 13β (H), 17α (H)-DIASTERANE (20R)
7	C <sub>28</sub> 13α (H), 17β (H)-DIASTERANE (20S)
8	C <sub>27</sub> 5α (H), 14α (H),17α(H)-STERANE (20S)+C <sub>28</sub> 13α (H), 17β (H)- DIASTERANE (20S)
9	C <sub>27</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-STERANE (20R)+C <sub>29</sub> 13β (H), 17α (H)- DIASTERANE (20S)
10	C <sub>27</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-STERANE (20S)+C <sub>28</sub> 13α (H), 17 β (H)- DIASTERANE (20R)
11	C <sub>27</sub> 5α (H), 14α (H),17α (H)-STERANE (20R)
12	C <sub>29</sub> 13β (H), 17α (H)-DIASTERANE (20R)
13	C <sub>29</sub> 13α (H), 17β (H)-DIASTERANE (20S)
14	C <sub>28</sub> 5α (H), 14α (H),17α (H)-STERANE (20S)
15	C <sub>28</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-STERANE (20R)+C <sub>29</sub> 13α (H), 17β (H)- DIASTERANE (20R)
16	C <sub>28</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-STERANE (20S)
17	C <sub>28</sub> 5α (H), 14α (H),17α (H)-STERANE (20R)
18	C <sub>29</sub> 5α (H), 14α (H),17α (H)-STERANE (20S)
19	C <sub>29</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-STERANE (20R)
20	C <sub>29</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-STERANE (20S)
21	C <sub>29</sub> 5α (H), 14α (H),17α (H)-STERANE (20R)
22	C <sub>30</sub> 5α (H), 14α (H),17α (H)-STERANE (20S)
23	C <sub>30</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-STERANE (20R)
24	C <sub>30</sub> 5α (H), 14β (H),17β (H)-STERANE (20S)
25	C <sub>30</sub> 5α (H), 14α (H),17α (H)-STERANE (20R)

Şekil 3.37 Arslanlı sahasından alınan örneklerin steran fragmentomları m/z 217

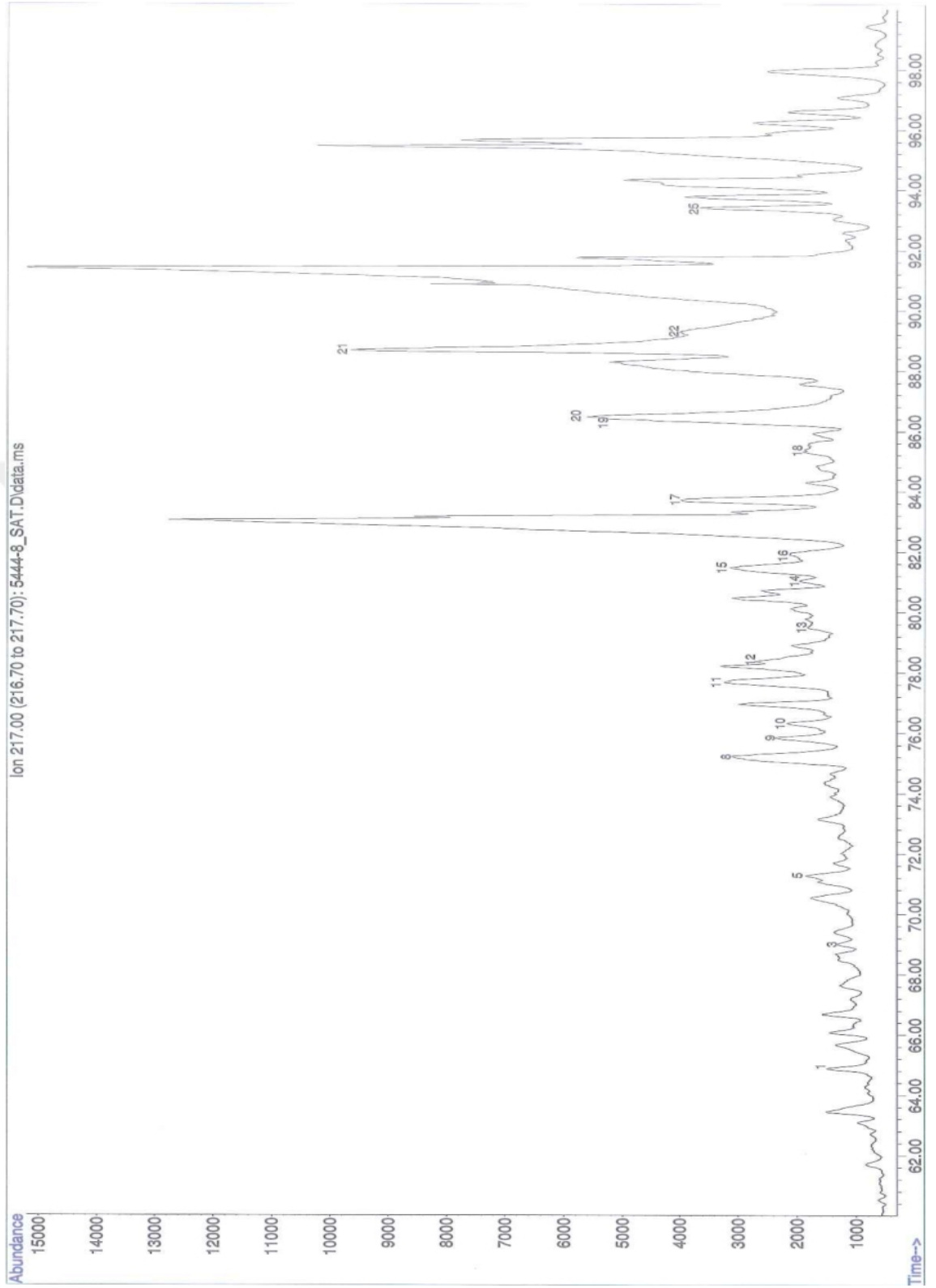


Şekil 3.38 HP 14 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 217 kromatogramı





Şekil 3.39 HP 16 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 217 kromatogramı



Şekil 3.40 HP 25 numaralı örneğe ait GC-MS m/z 217 kromatogramı

Çökme ortamındaki organik ve litofasiyes gibi faktörler biyomarker olgunluk parametrelerini etkilemektedir. Dolayısıyla bahsi geçen olgunluk parametreleri diğer olgunluk parametreleri ile birlikte değerlendirmeye alınmalıdır.

### 3.2.3 Organik Petrografik Analizler

Bu tez çalışmasında vitrinit yansıma yöntemi kullanılarak HP 14, HP 17, HP 20, HP 22, HP 25 numaralı numunelerin organik petrografik analizleri yapılmıştır. Bu analizler sonucu incelenen numunelerin maseral grupları (Hüminit, Liptinit, İnertinit, ICCP 1994) belirlenmiştir (Şekil 3.41, 3.42, 3.43). Ayrıca bu analizler sonucu numunelerin modal değerlendirmeleri de yapılmıştır. Analizler MTA MAT Laboratuvarlarında yapılmıştır.

<u>Maseral Grubu</u>	<u>Maseral Alt Grubu</u>	<u>Maseral</u>	<u>Maseral Tipi</u>	<u>Maseral Çeşidi</u>
HÜMİNİT	<u>Telohüminit</u> ( <u>Doku Gösterenler</u> )	<u>Tekstinit</u>  <u>Ülminit</u>		A (koyu) B(Açık)  A (koyu) B(Açık)
	<u>Gelohüminit</u> ( <u>Jelleşmişler</u> )	<u>Korpohüminit</u>  <u>Gelinit</u>	<u>Filobaphinit</u> <u>Psödo-filobaphinit</u> <u>Levigelinit</u> <u>Porigelinit</u>	
	<u>Detrohüminit</u> ( <u>Kırıntılılar</u> )	<u>Attrinit</u> <u>Densinit</u>		

Şekil 3.41 Hüminit maseral grubu (ICCP 1994)

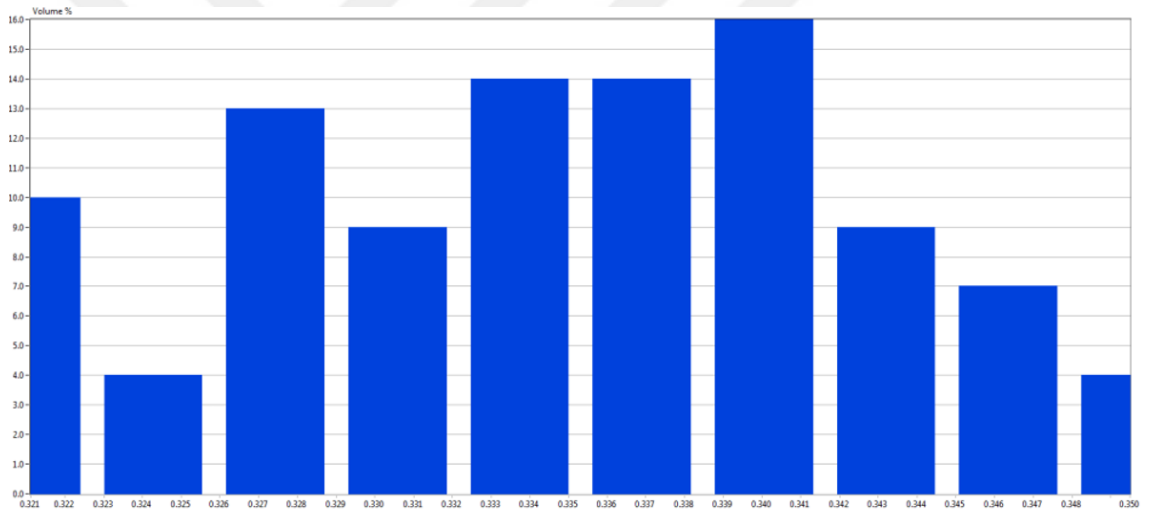
<u>Maseral Grubu</u>	<u>Maseral</u>	<u>Kökeni</u>	<u>Grup Özellikleri</u>
<b>LİPTİNİT</b> (eski <u>Ekzinit</u> )	<u>Sporinit</u> <u>Kütinit</u> <u>Rezinit</u> <u>Alginit</u> <u>Suberinit</u> <u>Liptodetrinit</u> <u>Fluorinit</u> <u>Bitüminit</u> <u>Eksudatinit</u> <u>Klorofillinit</u>	Spor ve Polenler <u>Kütikallar</u> Reçineler, Mumlar Algler Mantar Dokuları <u>Liptinit kırıntıları</u> Muhtemelen yağlar Muhtemelen Algler <u>Bitüm Daykları</u> Bitkiler	Yansıyan ışıkta Mikroskopta Koyu gri renklere (en düşük yansıma değeri) gösterirler. Floresan ışık ve ince kesitte açık renklere görülürler. Hidrojence, <u>uçucu maddece</u> ve alifatik bileşenlerce zengin, <u>kimyasal</u> olarak reaktifler. Isıtılınca gaz ve sıvı (alkali madde) açığa çıkarılır.

Şekil 3.42 Liptinit maseral grubu (ICCP 1994)

<u>Maseral Grup</u>	<u>Özellik</u>	<u>Maseral</u>	<u>Kökeni ve Özelliği</u>
<b>İNERTİNİT</b>	<u>Bitki Dokusu Gösteren Maseraller</u>	<u>Füzinit</u> <u>Semi Füzinit</u> <u>Funginit (Eski Sklerotinit)</u>	Hücre dokulu, beyaz, Okside olmuş, yanmış Hücre dokulu, grimsi beyaz, okside olmuş, yanmış kömür Beyaz, gözenekli, ağaç mantarı
	<u>Bitki Dokusu Göstermeyen Maseraller</u>	<u>Sekretinit</u> <u>Makrinit</u> <u>Mikrinit</u>	Beyaz, okside <u>rezinit</u> Beyaz şekilsiz dolgu Beyaz çok küçük tane
	<u>Kırıntılı, Parçalı Maseraller</u>	<u>İnertodetrinit</u>	<u>Kırıntılı İnertinitler</u>

Şekil 3.43 İnertinit maseral grubu (ICCP 1994)

HP 14 numaralı linyit örneği için yapılan organik petrografik analizler sonucunda bu numunenin; Tekstinit: % 1, Ülminit: % 7, Gelinit: % 56, Korpohüminit: % 2, Attrinit: % 2, Densinit: % 4 içeriği bakımından toplam % 72 Hüminit olduğu, Sporinit: % 4, Rezinit: % 2, Kütinit: % 1, içeriği bakımından toplam % 7 Liptinit olduğu, Makrinit: % 10, Füzinit: % 2, Funginit: % 1 içeriği bakımından % 13 İnertinit olduğu sonucuna ulaşmıştır. Ayrıca, Pirit (çoğunlukla framboidal): % 3, Kalsit: % 2, Kil vs. silikat mineralleri: % 3 olarak saptanmış olup, HP 14 numaralı numunenin kısmen okside olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Vitrinit yansıtma yöntemi analiz sonuçlarında ise Ortalama değer: % 0,3346 Standart sapma: % 0,0080 Varyans: 0,00064 Maksimum değer: % 0,3511 Minimum değer: % 0,3195 olarak hesaplanmıştır ( Şekil 3.44, 3.45, 3.46, 3.47).



Şekil 3.44 HP 14 numaralı örneğin vitrinit yansıtma değerleri

Yansıtma [%]	Sayı	Hacim [%]
0.32 to < 0.32	10	10.00
0.32 to < 0.33	4	4.00
0.33 to < 0.33	13	13.00
0.33 to < 0.33	9	9.00
0.33 to < 0.34	14	14.00
0.34 to < 0.34	14	14.00
0.34 to < 0.34	16	16.00
0.34 to < 0.34	9	9.00
0.34 to < 0.35	7	7.00
0.35 to < 0.35	4	4.00

Şekil 3.45 HP 14 numaralı numunenin vitrinit yansıtma analizi sonuçlarının ortalaması

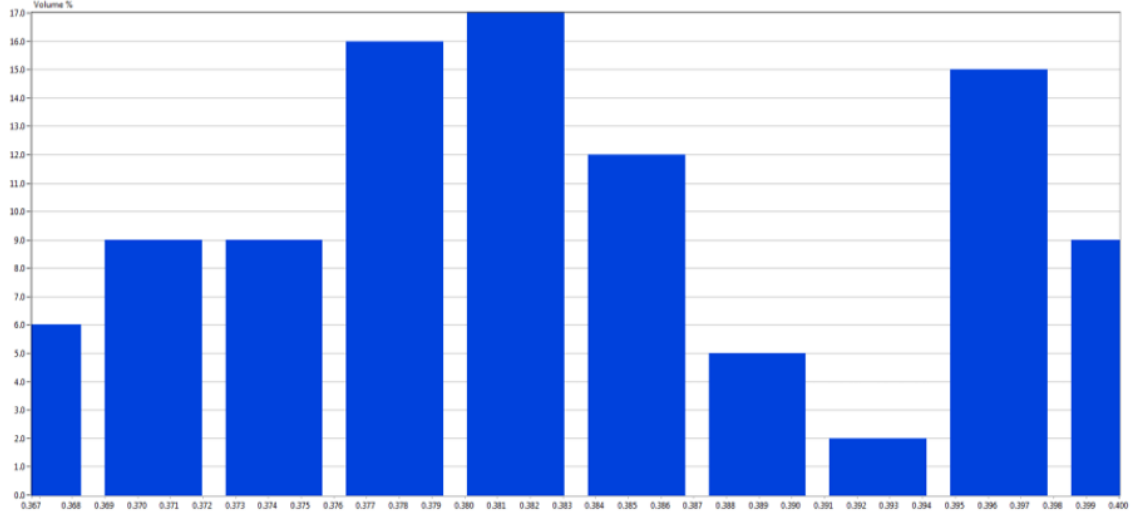
Ölçüm Sayısı	Yansıma Değerleri	Ölçüm Sayısı	Yansıma Değerleri
1	0,333	29	0,341
2	0,321	30	0,337
3	0,323	31	0,334
4	0,331	32	0,34
5	0,32	33	0,338
6	0,328	34	0,334
7	0,321	35	0,338
8	0,32	36	0,348
9	0,32	37	0,342
10	0,328	38	0,34
11	0,338	39	0,341
12	0,339	40	0,341
13	0,343	41	0,347
14	0,343	42	0,341
15	0,337	43	0,332
16	0,332	44	0,346
17	0,346	45	0,346
18	0,344	46	0,343
19	0,327	47	0,347
20	0,32	48	0,334
21	0,323	49	0,346
22	0,328	50	0,351
23	0,321	51	0,346
24	0,34	52	0,343
25	0,333	53	0,341
26	0,333	54	0,348
27	0,332	55	0,348
28	0,337	56	0,343

Şekil 3.46 HP 14 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56)

57	0,34	79	0,336
58	0,332	80	0,333
59	0,335	81	0,34
60	0,332	82	0,327
61	0,333	83	0,328
62	0,337	84	0,332
63	0,336	85	0,327
64	0,329	86	0,341
65	0,327	87	0,337
66	0,321	88	0,336
67	0,321	89	0,338
68	0,326	90	0,332
69	0,33	91	0,331
70	0,32	92	0,337
71	0,327	93	0,341
72	0,323	94	0,338
73	0,329	95	0,338
74	0,333	96	0,328
75	0,337	97	0,342
76	0,334	98	0,329
77	0,325	99	0,344
78	0,328	100	0,339

Şekil 3.47 HP 14 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)

HP 17 numaralı örnek için yapılan organik petrografik analizler sonucunda bu numunenin; Ülminit: % 4, Gelinit: % 22, Attrinit: % 3, Densinit: % 21 içeriği bakımından toplam % 50 Hüminit olduğu, Sporinit: %2, Rezinit: % 1 içeriği bakımından % 3 Liptinit olduğu, Makrinit: % 10, Funginit: % 1 içeriği bakından % 11 İnertinit olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Pirit (çoğunlukla framboidal): % 6, Kil vs. silikat mineralleri ise % 30 olarak saptanmıştır. HP 17 numaralı örneğin çok altere ve okside olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Vitrinit yansıtma yöntemi analiz sonuçlarında ise; Ortalama değer: % 0,3833 Standart sapma: % 0,0099 Varyans: 0,000098165 Maksimum değer: % 0,4019 Minimum değer: % 0,3649 olarak ölçülmüştür. Toplam ölçüm sayısı ise 100'dür (Şekil 3.48, 3.49, 3.50, 3.51).



Şekil 3.48 HP 17 numaralı örneğin vitrineite yansıtma değerleri

Yansıtma [%]	Sayı	Hacim [%]
0.36 to < 0.37	6	6.00
0.37 to < 0.37	9	9.00
0.37 to < 0.38	9	9.00
0.38 to < 0.38	16	16.00
0.38 to < 0.38	17	17.00
0.38 to < 0.39	12	12.00
0.39 to < 0.39	5	5.00
0.39 to < 0.39	2	2.00
0.39 to < 0.40	15	15.00
0.40 to < 0.40	9	9.00

Şekil 3.49 HP 17 numaralı örneğin vitrineite yansıtma analizi sonuçlarının ortalaması



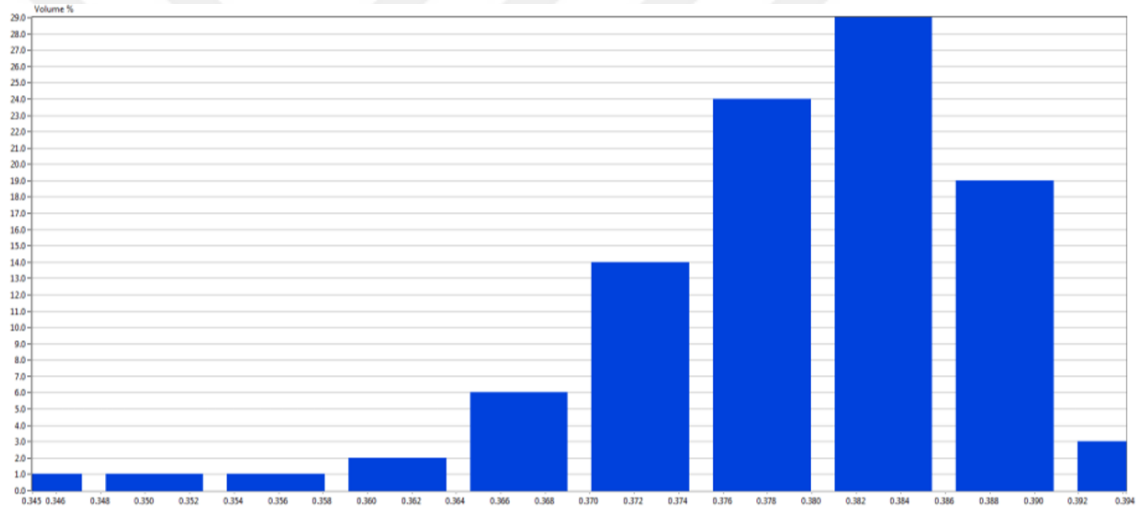
Ölçüm Sayısı	Yansımaya Değerleri	Ölçüm Sayısı	Yansımaya Değerleri
1	0,368	29	0,379
2	0,371	30	0,369
3	0,379	31	0,37
4	0,373	32	0,377
5	0,371	33	0,369
6	0,372	34	0,381
7	0,382	35	0,371
8	0,4	36	0,368
9	0,387	37	0,365
10	0,383	38	0,376
11	0,383	39	0,391
12	0,365	40	0,376
13	0,366	41	0,387
14	0,376	42	0,384
15	0,381	43	0,385
16	0,382	44	0,382
17	0,395	45	0,378
18	0,385	46	0,384
19	0,379	47	0,368
20	0,377	48	0,378
21	0,378	49	0,388
22	0,377	50	0,375
23	0,376	51	0,378
24	0,387	52	0,371
25	0,378	53	0,369
26	0,378	54	0,373
27	0,373	55	0,381
28	0,385	56	0,381

Şekil 3.50 HP 17 numaralı örneğin vitrinit yansımaları analizi sonuçları (1 – 56)

57	0,386	79	0,391
58	0,395	80	0,383
59	0,387	81	0,377
60	0,375	82	0,393
61	0,395	83	0,397
62	0,395	84	0,395
63	0,385	85	0,383
64	0,379	86	0,385
65	0,397	87	0,399
66	0,395	88	0,398
67	0,399	89	0,395
68	0,397	90	0,392
69	0,4	91	0,397
70	0,401	92	0,379
71	0,385	93	0,382
72	0,376	94	0,401
73	0,395	95	0,395
74	0,402	96	0,395
75	0,402	97	0,382
76	0,381	98	0,381
77	0,382	99	0,38
78	0,4	100	0,381

Şekil 3.51 HP 17 numaralı örneğin vitrinit yansımaları analizi sonuçları (57 – 100)

HP 20 numaralı killi linyit örneği için yapılan organik petrografik analizler sonucunda bu numunenin; Tekstinit: % 1, Ülninit: % 5, Gelinit: % 53, Korpöhüminit: % 1, Attrinit: % 2 Densinit: % 8 içeriği bakımından % 70 Hüminit olduğu, Sporinit: % 3, Kütinit: % 1, Suberinit: % 1 içeriği bakımından % 5 Liptinit olduğu, Makrinit: % 5, Füzinit: % 1, Funginit: % 1 içeriği bakımından % 7 İnertinit olduğu sonucuna varılmıştır. Ayrıca bu numunedeki Pirit oranı % 3, Kil ve Silikat mineralleri oranı ise % 15 olarak saptanmıştır. Bu numunenin kısmen altere ve okside olmuş bir örnek olduğu sonucuna varılmıştır. Vitrinit yansıma yöntemi analiz sonuçlarında ise; Ortalama değer: % 0,3794, Standart sapma: % 0,0087, Varyans: 0,0007584, Maksimum değer: % 0,3969, Minimum değer: % 0,3422 olarak hesaplanmış olup, toplam 100 ölçüm yapılmıştır (Şekil 3.52, 3.53, 3.54, 3.55).



Şekil 3.52 HP 20 numaralı örneğin vitrinit yansıma değerleri

Yansıma [%]	Sayı	Hacim [%]
0.34 to < 0.35	1	1.00
0.35 to < 0.35	1	1.00
0.35 to < 0.36	1	1.00
0.36 to < 0.36	2	2.00
0.36 to < 0.37	6	6.00
0.37 to < 0.37	14	14.00
0.37 to < 0.38	24	24.00
0.38 to < 0.39	29	29.00
0.39 to < 0.39	19	19.00
0.39 to < 0.40	3	3.00

Şekil 3.53 HP 20 numaralı örneğin vitrinit yansıma analizi sonuçlarının ortalaması

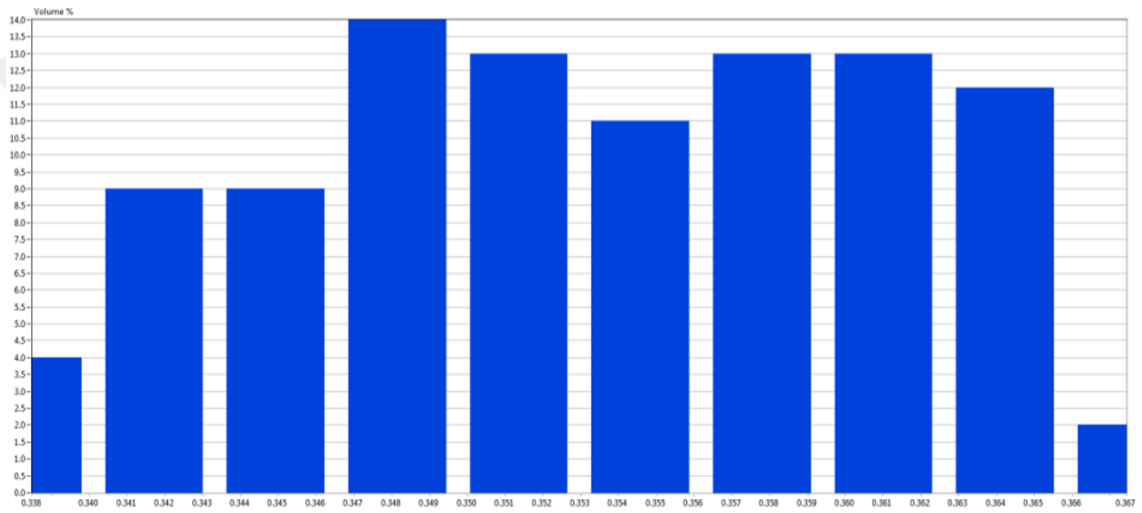
Ölçüm Sayısı	Yansıma Değerleri	Ölçüm Sayısı	Yansıma Değerleri
1	0,36	29	0,379
2	0,377	30	0,382
3	0,382	31	0,384
4	0,379	32	0,384
5	0,374	33	0,384
6	0,368	34	0,381
7	0,378	35	0,379
8	0,379	36	0,388
9	0,388	37	0,38
10	0,386	38	0,383
11	0,375	39	0,383
12	0,376	40	0,384
13	0,385	41	0,387
14	0,374	42	0,383
15	0,378	43	0,37
16	0,376	44	0,375
17	0,378	45	0,377
18	0,375	46	0,381
19	0,372	47	0,383
20	0,379	48	0,378
21	0,368	49	0,385
22	0,382	50	0,391
23	0,375	51	0,384
24	0,376	52	0,378
25	0,379	53	0,387
26	0,374	54	0,389
27	0,374	55	0,388
28	0,388	56	0,381

Şekil 3.54 HP 20 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56)

57	0,39	79	0,39
58	0,397	80	0,388
59	0,386	81	0,387
60	0,374	82	0,386
61	0,384	83	0,388
62	0,383	84	0,382
63	0,388	85	0,371
64	0,386	86	0,387
65	0,385	87	0,389
66	0,375	88	0,392
67	0,352	89	0,386
68	0,342	90	0,383
69	0,369	91	0,377
70	0,358	92	0,38
71	0,378	93	0,379
72	0,373	94	0,392
73	0,368	95	0,38
74	0,361	96	0,37
75	0,381	97	0,372
76	0,384	98	0,367
77	0,389	99	0,367
78	0,388	100	0,374

Şekil 3.55 HP 20 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)

HP 22 numaralı linyit örneği için yapılan organik petrografik analizi sonucunda bu numunenin; Ülminit: % 2, Gelinit: % 65, Korpöhüminit: % 4, Densinit: % 5 içeriği bakımından % 76 Hüminit olduğu, Sporinit: % 4, Rezinit: % 1, Kütinit: % 1 içeriği bakımından % 6 Liptinit olduğu, Makrinit: % 4, Funginit: % 1 içeriği bakımından % 5 İnertinit olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca % 5 Pirit, % 8 kil ve silikat mineralleri saptanmış olup, numunenin kısmen okside olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Vitrinit yansıma analizi sonuçlarında ise; Ortalama değer: % 0,3532, Standart sapma: % 0,0080, Varyans: 0,000637, Maksimum değer: % 0,3690, Minimum değer: % 0,3369, olarak hesaplanmıştır. Toplam 100 adet ölçüm yapılmıştır (Şekil 3.56, 3.57, 3.58, 3.59).



Şekil 3.56 HP 22 numaralı örneğin vitrinit yansıma değerleri

Yansıma [%]	Sayı	Hacim [%]
0.34 to < 0.34	4	4.00
0.34 to < 0.34	9	9.00
0.34 to < 0.35	9	9.00
0.35 to < 0.35	14	14.00
0.35 to < 0.35	13	13.00
0.35 to < 0.36	11	11.00
0.36 to < 0.36	13	13.00
0.36 to < 0.36	13	13.00
0.36 to < 0.37	12	12.00
0.37 to < 0.37	2	2.00

Şekil 3.57 HP 22 numaralı örneğin vitrinit yansıma analizi sonuçlarının ortalaması

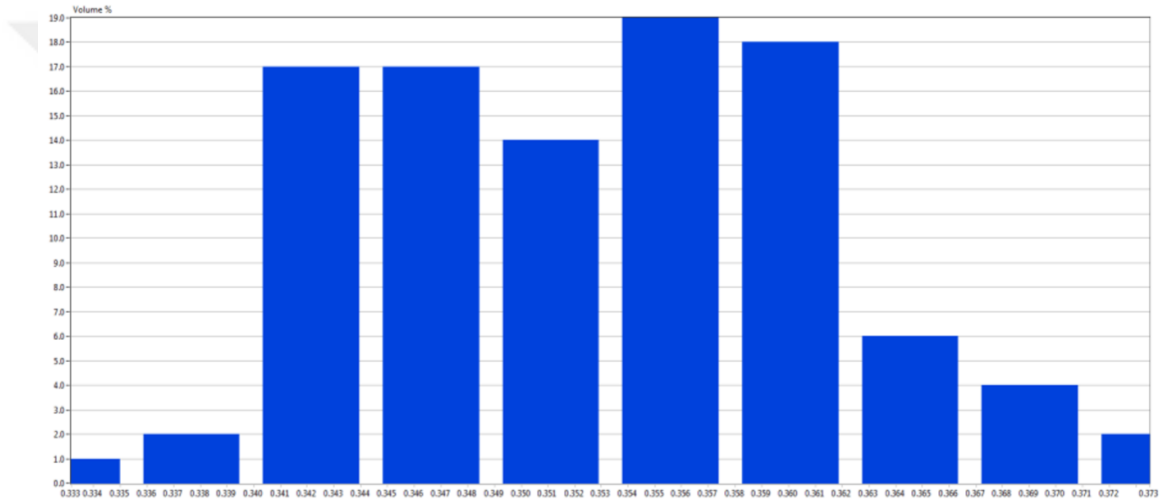
Ölçüm Sayısı	Yansıma Değerleri	Ölçüm Sayısı	Yansıma Değerleri
1	0,351	29	0,347
2	0,357	30	0,352
3	0,366	31	0,353
4	0,354	32	0,347
5	0,343	33	0,344
6	0,352	34	0,342
7	0,343	35	0,35
8	0,338	36	0,362
9	0,354	37	0,366
10	0,342	38	0,349
11	0,347	39	0,357
12	0,352	40	0,353
13	0,359	41	0,346
14	0,353	42	0,36
15	0,359	43	0,349
16	0,364	44	0,345
17	0,347	45	0,347
18	0,358	46	0,355
19	0,369	47	0,359
20	0,358	48	0,356
21	0,355	49	0,356
22	0,36	50	0,337
23	0,365	51	0,34
24	0,365	52	0,342
25	0,363	53	0,341
26	0,362	54	0,345
27	0,361	55	0,351
28	0,347	56	0,363

Şekil 3.58 HP 22 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56)

57	0,343	79	0,363
58	0,342	80	0,36
59	0,353	81	0,358
60	0,358	82	0,35
61	0,343	83	0,347
62	0,346	84	0,347
63	0,353	85	0,359
64	0,361	86	0,361
65	0,355	87	0,349
66	0,36	88	0,343
67	0,361	89	0,363
68	0,361	90	0,366
69	0,353	91	0,349
70	0,359	92	0,351
71	0,363	93	0,357
72	0,365	94	0,353
73	0,349	95	0,361
74	0,348	96	0,36
75	0,34	97	0,365
76	0,341	98	0,353
77	0,337	99	0,346
78	0,358	100	0,35

Şekil 3.59 HP 22 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)

HP 25 numaralı çok killi linyit örneği için yapılan organik petrografik analizi sonucunda bu numunenin; Ülninit: % 3, Gelinit: % 39, Korpohüminin: % 2, Attrinit: % 2, Densinit: % 7 içeriği bakımından % 53 Hüminin olduğu, Sporinit: % 4, Rezinit: % 1, Kütinit: % 1 içeriği bakımından % 6 Liptinit olduğu, Makrinit: % 3, Funginit: % 1 içeriği bakımından % 4 İneritit olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca Pirit oranı % 6, Kil ve silikat mineralleri oranı ise % 31 olarak ölçülmüştür. Vitritin yansıma analizi sonuçlarında ise; Ortalama değer: % 0,3530 Standart sapma: % 0,0086 Varyans: 0,00073214 Maksimum değer: % 0,3757 Minimum değer: % 0,3309 hesaplanmış olup, toplam 100 adet ölçüm yapılmıştır (Şekil 3.60, 3.61, 3.62, 3.63).



Şekil 3.60 HP 25 numaralı örneğin vitritin yansıma değerleri

Yansıma [%]	Sayı	Hacim [%]
0.33 to < 0.34	1	1.00
0.34 to < 0.34	2	2.00
0.34 to < 0.34	17	17.00
0.34 to < 0.35	17	17.00
0.35 to < 0.35	14	14.00
0.35 to < 0.36	19	19.00
0.36 to < 0.36	18	18.00
0.36 to < 0.37	6	6.00
0.37 to < 0.37	4	4.00
0.37 to < 0.38	2	2.00

Şekil 3.61 HP 25 numaralı örneğin vitritin yansıma analizi sonuçlarının ortalaması

Ölçüm Sayısı	Yansıma Değerleri	Ölçüm Sayısı	Yansıma Değerleri
1	0,344	29	0,356
2	0,346	30	0,344
3	0,348	31	0,344
4	0,359	32	0,344
5	0,353	33	0,342
6	0,357	34	0,347
7	0,351	35	0,354
8	0,354	36	0,346
9	0,355	37	0,348
10	0,369	38	0,343
11	0,36	39	0,361
12	0,368	40	0,352
13	0,352	41	0,345
14	0,358	42	0,341
15	0,364	43	0,351
16	0,356	44	0,368
17	0,361	45	0,356
18	0,358	46	0,353
19	0,342	47	0,359
20	0,356	48	0,348
21	0,346	49	0,368
22	0,357	50	0,357
23	0,349	51	0,362
24	0,355	52	0,361
25	0,345	53	0,358
26	0,359	54	0,361
27	0,355	55	0,361
28	0,353	56	0,367

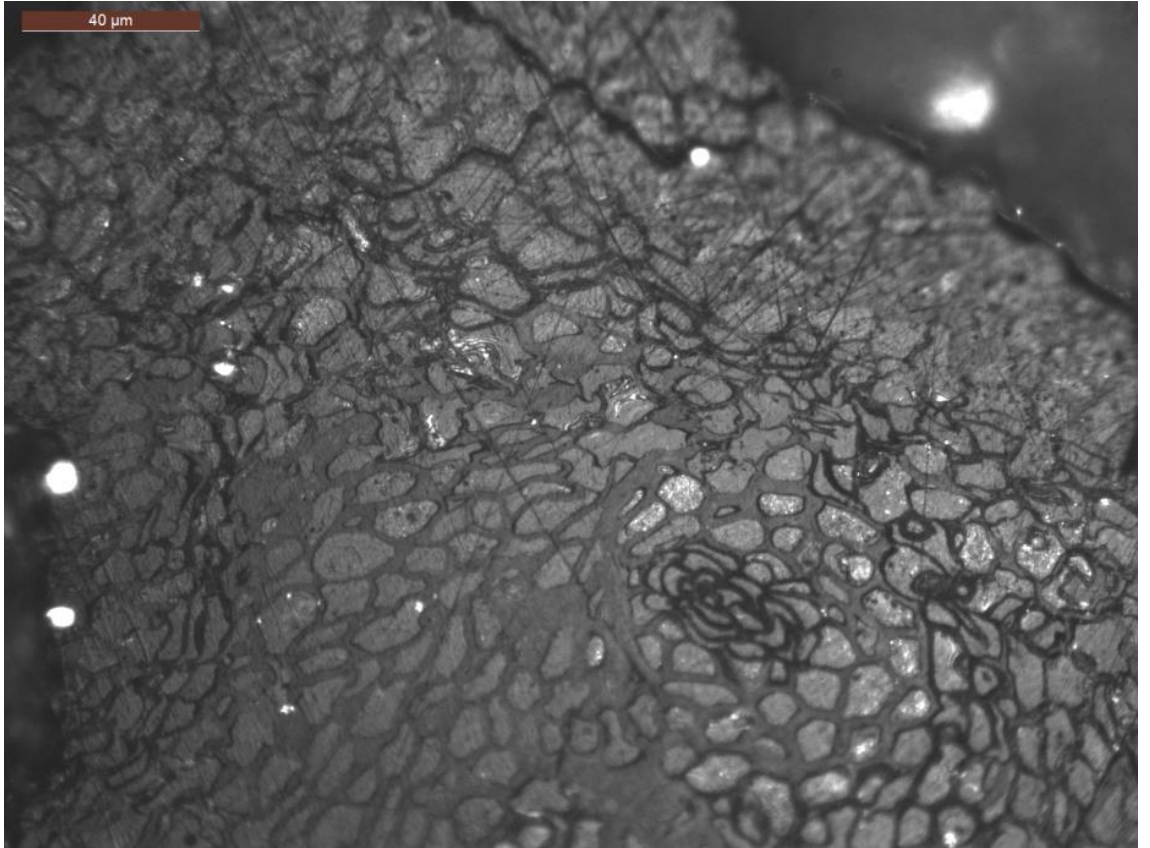
Şekil 3.62 HP 25 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (1 – 56)

57	0,376	79	0,351
58	0,376	80	0,355
59	0,365	81	0,349
60	0,365	82	0,348
61	0,331	83	0,337
62	0,364	84	0,342
63	0,356	85	0,346
64	0,348	86	0,345
65	0,34	87	0,343
66	0,349	88	0,361
67	0,342	89	0,358
68	0,344	90	0,343
69	0,343	91	0,354
70	0,341	92	0,357
71	0,344	93	0,351
72	0,348	94	0,351
73	0,343	95	0,362
74	0,356	96	0,351
75	0,348	97	0,357
76	0,355	98	0,358
77	0,35	99	0,358
78	0,347	100	0,364

Şekil 3.63 HP 25 numaralı örneğin vitrinit yansıması analizi sonuçları (57 – 100)

İncelenen kömür numunelerin petrografik analizi sonuçlarına bakıldığında HP-14 numaralı örneğin yapılan petrografik modal analizinde % 72 Hüminit; HP-17 numaralı örneğin yapılan petrografik modal analizinde % 50 Hüminit; HP-20 numaralı örneğin yapılan petrografik modal analizinde % 70 Hüminit; HP-22 numaralı örneğin yapılan petrografik modal analizinde % 76 Hüminit; HP-25 numaralı örneğin yapılan petrografik modal analizinde % 53 Hüminit; HP-24 numaralı örneğin yapılan petrografik modal analizinde % 68 Hüminit; HP-14 numaralı örneğin yapılan petrografik modal analizinde % 72 Hüminit olduğu ve numunelerin kısmen de altere oldukları belirlenmiştir.

Yapılan petrografik modal analizlerinde incelenen kömür örneklerinin >50'den fazla Hüminit maserali (Şekil 3.64) çıkması kömürü oluşturan organik malzemenin ağırlıklı olarak karasal yüksek odunsu bitkilerden oluştuğunu ortaya koymaktadır.



Şekil 3.64 Suberinit (Huminit) maseralinin görünümü



#### 4. TARTIŞMA ve SONUÇLAR

Çalışma konusunu oluşturan Arslanlı kömür sahası Batı Anadolu Tersiyer havzaları içerisinde bulunmaktadır. Çalışma alanı Tersiyer'de limnik havza (kıta içi) olarak gelişmiştir. Havzada akarsu - gölsel tortulları depolanmıştır ve Miyosen birimleri içerisinde iki linyit zonu içermektedir (Karayiğit and Whateley 1997; Çelik 1999; Yağmurlu vd., 2004). Bu güne kadar bölgedeki kömürler genel olarak, kömür kalitesi ve kömür petrografisi yönünden çalışılmıştır (örn., Çelik ve Karayiğit 2004 a, b). Bu çalışmada, kömür örneklerinin organik jeokimyasal (piroliz, GC, GC-MS), organik petrografi ve sıvı petrol potansiyelini (MFA) belirlemeye yönelik çalışmalar yürütülmüştür. Kömür örnekleri üzerinde yürütülen % TOC değerleri kömür örnekleri için beklenen % 60-70 gibi değerlerden düşüktür. Petrografik veriler kömür örneklerinin pirit (% 3-6), kalsit (% 2), kil ve silikat minerallerince (% 3-31) zengin olduğunu göstermektedir. Benzer şekilde önceki çalışmalarda elde edilen yüksek nem içeriği bölgeye ait kömür rankının düşük olduğunu ifade etmektedir (Çelik ve Karayiğit 2004 a, b). Ayrıca Çelik ve Karayiğit (2004 a) çalışmasında elde ettiği düşük kalorifik değer düşük % TOC sonuçlarını doğrulamaktadır. Çalışma konusunu oluşturan kömür örnekleri petrografi verilerine göre, yüksek oranda hüminit maseralinden oluştuğunu göstermiştir. Ayrıca, GC analizlerinden elde edilen Pr/Ph oranı ve GC-MS verileri kömür örneklerinin karasal ortamı işaret ettiğini göstermektedir. Jones (1987) çalışmasına göre analizi yapılan örnekler C-CD tipi fasiyese ait olup karasal ortamı ve oksidasyon şartlarını vermektedir. Bununla birlikte, örneklere ait sonuçlar bazı grafiklere aktarıldığında Tip II-III alanına düştüğü gözlenmektedir. Çalışma konusunu oluşturan kömürlerin depolanma zamanı ve ortamı düşünüldüğünde, bu ortamda Tip II kerojen olması zayıftır. Ancak kullanılan bazı grafiklerin şeyl kökenli kaynak kaya analizleri için hazırlanmış olması nedeniyle, bazı örnekler bu alanlara düşmüştür. Jeolojik ve organik jeokimyasal veriler, çalışma konusunu oluşturan kömürlerin gölsel ortama ait bataklık ortamında depolanmış yüksek bitkiler olduğunu göstermektedir.

Kömür örneklerinin piroliz analizlerinden elde edilen  $S_1$  ve  $S_2$  verilerine göre, petrol gizili değerleri yorumlandığında olumlu sonuçları işaret ettiği görülmektedir. Ayrıca örneklerin genetik potansiyelleri yüksek değerler vermiştir. Bununla birlikte,  $S_2$  vs. TOC

grafiğinde örneklerin hakim olarak Tip III-IV alanına düştüğü görülmektedir. S2/S3 oranları dikkate alındığında Peters (1986)' a göre hakim olarak gaz türümüne elverişli karasal organik maddeye sahip olduğu belirlenmiştir. İki örnek ise sınır değerlerine yakın olması nedeniyle, diğer örnekler gibi gaz türümü potansiyeli olduğu söylenebilir. GC grafiklerinde C20' den sonraki piklerin baskın olduğunu işaret etmesi, n-C<sub>17</sub>/n-C<sub>31</sub>, (C<sub>27</sub>+C<sub>29</sub>+C<sub>31</sub>) / (C<sub>15</sub>+C<sub>17</sub>+C<sub>19</sub>) oranlarının 1' den küçük olması, GC-MS grafiklerinden elde edilen C<sub>23</sub> Trisayklic terpan değerlerinin oldukça düşük olması, analizi yapılan örneklerin karasal kökenli yüksek bitkiler olduğunu ve sıvı petrol üretimi için uygun potansiyel taşımadığını göstermektedir.

Kömür örnekleri üzerine yürütülen olgunlaşma analizleri (Tmax, PI ve GC-MS) örneklerin olgunlaşmamış zona düştüğünü göstermektedir. Bununla birlikte, Tmax değerleri olgunlaşma başlangıcı olan 435<sup>0</sup>C altında bulunurken, %R<sub>0</sub> değerleri 0.74-0.99 arasında değişmektedir. Vitrit yansıma değerlerine göre kömür örnekleri katajenez zonunu işaret eder. Buna karşılık, Çelik (2002) çalışma alanının içerisindeki Seyitömer havzasından alınan daha fazla örnekler üzerinde yürüttüğü çalışmada % R<sub>0</sub> değerlerini 0.25 ile 0.33 arasında olduğunu belirtmektedir. Çelik (2002) çalışmasında verilen % R<sub>0</sub> değerleri bu çalışmada elde edilen Tmax, PI ve GC-MS sonuçlarından elde edilen olgunlaşma değerleriyle daha paralel sonuçları göstermektedir. Ayrıca, çalışma alanında kömür seviyesi üzerindeki Pliyosen kalınlığı azami 150 metredir. Çalışma alanında ise kömür istifi üzerindeki örtü çok azdır ve kömür açık işletme yöntemiyle alınmaktadır. Bu veriler, çalışma konusunu oluşturan kömürlerin üzerindeki istifin birimi katajenez zonuna ulaşması için yeterli olmadığını işaret etmektedir. Muhtemelen kömürler yeterli gömülmeye uğrayamadığı için diyajenez zonunda kalmıştır. Bu durumda, bu çalışmada öncel çalışmalardan farklı olarak elde edilen yüksek vitrit yansıma sonuçları, ölçüm yapılan laboratuvar ölçüm standartlarından veya kullanılan ekipmanlarından kaynaklanmış olabilir.

Kömür örneklerine ait HI değerleri 79-227 arasında değişmekte olup bir örnek 263 değerini göstermektedir. Düşük HI değerleri analizi yapılan örneklerde lipidce zengin materyal miktarının düşük değerlerde olduğunu göstermektedir.

Gerek petrolerde ve gerekse kömürdeki hidrojen miktarı enerji hammaddesi olarak son derece önemli bir göstergedir. Petrolde ağırlıkça % 11-14 dolayında hidrojen bulunurken, kömürlerde bu oran % 4-5,5 değerine ulaşmaktadır. Kömürden sıvı petrol elde etmek için ya kömür yapısına hidrojen sokmak ya da kömürü ısıtarak hidrojen zengin bileşiklere parçalamak gerekmektedir. Kömürlerin direkt sıvılaştırılmasıyla petrol elde etmek mümkündür. Fakat bu durumda kömürden elde edilen sıvı yakıt için rafinasyon işlemi gerekmektedir. İkinci yöntem ise “hidrojenizasyon yöntemi” denilen dolaylı yöntemdir. Hidrojenizasyon yönteminde kömür önce gazlaştırılır ve elde edilen gaz temizlenerek içerisindeki kükürt, azot ve diğer gazlar uzaklaştırılır. Bu yöntemde kömürü gazlaştırmayla önce sentez gazı (CO + H<sub>2</sub>) elde edilmekte, sentez gazından da Fischer - Tropsch senteziyle normal benzin veya mazot elde edilebildiği gibi, bu gaz metanole de dönüştürülebilmektedir. Metanol belli oranda benzinle karıştırılarak doğrudan yakıt olarak kullanılabilmesinin yanı sıra Mobil - Prosesi ile süper benzine de dönüştürülebilmektedir. Bu yöntemde kullanılan katalizörün cinsine göre kömürden benzin, dizel ve jet yakıtı gibi petrol türevleri elde edilmektedir. Bu yöntemle kömürden üretilen petrol ürünleri son derece temiz olup, sonrasında herhangi bir rafinasyon işlemi gerektirmemektedir.

Bu amaçla Arslanlı/Seyitömer (Kütahya) sahası kömürlerinin organik jeokimyasal özellikleri çok ayrıntılı olarak incelenmiş olup, ayrıca analizi yapılan örneklerin Modified Fischer Assay verimi (petrol içeriği L/ton) belirlenmiştir. Çalışma sahasına ait kömür örnekleri “Modified Fischer Assay” verimine ilişkin olarak değerlendirildiklerinde örneklerin farklı verim potansiyelleri olmasına karşın, ekonomik sıvı petrol verimlerinin zayıf – orta olduğunu ortaya koymuştur. Örneklerin MFA sonuçları petrolden daha fazla su üretimi olduğunu göstermektedir (Çizelge 3.23). Bu durum, örneklerin kömür kalitesinin düşük, yüksek nem içeriği ve olgunlaşma düzeyinin diyajenez zonunda kalmasından kaynaklı olduğu sonucuna varılmıştır.

Arslanlı kömür sahasına ait kömür örnekleri % wt TOC değerleri (30,2 - 49,93) incelendiğinde linyit – alt bitümlü kömür olduğunu işaret etmektedir.

Organik madde tipi Rock-Eval analiz sonuçlarından elde edilen HI değerlerinin (Peters ve Cassa 1994)' e göre sınıflamasından, HI-OI, HI-Tmax, S<sub>2</sub> vs. TOC grafiklerden ve GC grafiklerinden elde edilen Pr/ Ph oranları ve GC-MS analiz sonuçları dikkate alındığında organik madde tipinin Tip III-IV kökenli olduğu sonucu verilebilir. Organik petrografi çalışmalarına göre ağırlıklı olarak karasal yüksek odunsu bitkilerden (hüminit tipi maseral) oluştuğu sonucu elde edilmiştir. GC ve GC-MS analizleri sonucu elde edilen veriler genel olarak görsel ve karasal yüksek bitki depolanma ortamını işaret etmektedir.

Örneklere ait olgunlaşma seviyesinin belirlenmesi için Tmax, PI ve GC-MS analizlerden elde edilen veriler, kömür örneklerinin genel olarak olgunlaşmamış zonda olduğunu işaret etmektedir.

Petrol türümü için önemli olan HI değerleri maksimum 263 olup diğer değerler oldukça düşüktür. Bununla birlikte, S<sub>1</sub> ve S<sub>2</sub> değerlerine göre dolaylı yöntemle kömürden sıvılaştırma yöntemleriyle sıvı petrol üretimi için uygun değerlere sahip olduğu sonucuna varılmıştır. Bununla birlikte, Modified Fischer Assay analizleri elde edilecek sıvı petrol miktarının ekonomik açıdan zayıf-orta potansiyele sahip olduğunu göstermiştir.

## KAYNAKLAR

- Akinlua, A. ve Smith, R.M. 2009. High temperature steam extraction for the determination of aliphatic hydrocarbon in petroleum source rock. *Chromatographia*, 69: 1333–1339.
- Akinlua, A., Torto, N. and Ajayi, T. R. 2007. Oils in the NW Niger delta: aromatic hydrocarbons content and infrared spectroscopic characterization. *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 30, No.1, pp. 91-100.
- Akkiraz, M. S., AKGÜN, F., Utescher, T. (2012). Palaeoflora and climate of lignite-bearing lower– middle Miocene sediments in the Seyitömer and Tunçbilek Sub-basins, Kütahya Province, Northwest Turkey. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 21(2), 213-235.
- Arthur, M.A. and Sageman, B.B. 1994. Marine black shales: depositional mechanisms and environments of ancient deposits. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 22, 499–551.
- Barker, C. 1979. Organic geochemistry in petroleum exploration. AAPG Continuing Education Course Notes Series, 10, 159 p.
- Baş, H. 1986. Domaniç-Tavşanlı-Kütahya-Gediz yöresinin Tersiyer Jeolojisi. *Jeoloji Mühendisliği dergisi*, 27,11-18.
- Baş, H. 1983. Pollen analysis of coal-bearing Miocene sedimentary rocks from the Seyitömer Basin (Kütahya), Western Anatolia.
- Beder, H. A. (1996). The Geology of Seyitömer coal basin and the reserve estimation (Doctoral dissertation, M. Sc. Thesis, Dumlupınar University, 1996,(in Turkish)).
- Behrens, A., Wilkes, H., Schaeffer, P., Clegg, H. and Albrecht 1998. Molecular characterization of organic matter in sediments from the Keg River formation (Elk Point Group), Western Canada Sedimentary Basin, *Organic Geochemistry*, 29, 1905-1920.
- Bourbonniere, R.A. and Meyers, P.A. 1996. Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of lakes Ontario and Erie. *Limnology and Oceanography*, 41: 352-359.
- Bray, E.E. and Evans, E.D. 1961. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22, 2-15.
- Ciculio, M., Seyitömer de Tersiyer Baseni Çevresinde kömür ihtiva eden yeni bölgeler bulma imkanları. Garp Linyitleri İstetmesi Raporu, 1971, Kütahya

- Clementz, D.M. 1979. Effect of oil and bitumen saturation on source-rock pyrolysis: AAPG Bulletin, 63, 2227-2232.
- Çelik, Y. (2002). Depositional environment of the Seyitömer (Kütahya) Basin, coal geology, coal potential and coal geochemistry. Scientific Research Unit of Istanbul University, Project, (1535/16012001).
- Çelik, Y., Karayigit, A. I. (2004). Chemical properties and petrographic composition of the lacustrine Seyitomer lignites (Miocene), Kutahya, Turkey. Energy sources, 26(4), 339-352.
- Didyk, B. M., Simoneit, B.R.T., Brassel, S.C. and Englington, G. 1978. Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. Nature, 272, 216-222.
- Dikmen, Ü., Mirzaoğlu, M., 2005. The seismic Microzonation Map of Yenişehir-Bursa, NW of Turkey by means of ambient noise measurements, Balkan Geophysical Society, 8(2), 53-62
- Dow, W.G. 1977. Petroleum source bed on continental slopes and rises. AAPG Continuing Education Course Notes Series, 5, pp. D1-D37.
- Durand, B. 1980. Kerogen: Insoluble organic matter from sedimentary rocks. Editions Technip, 519 p, Paris.
- Durand, B. and Parette, M. 1983. Oil potential of coals, a geochemical approach, in: Petroleum Geochemistry and Exploration of Europe (J. Brooks, ed.), Blackwell Scientific, Oxford, pp. 255-265.
- Ebukanson, E. J. and Kinghorn, R.R.F. 1985. W. Petr. Geol., v. 8, 435-462.
- Ediger, V.Ş., Soylu, C. 1993. Petrol jeologları için organik jeokimya, TPAO Araştırma Merkezi Grubu Eğitim Yayınları, no. 23, 169 s.
- English, J.M., Fowler, M., Johnston, S.T., Mihalynuk, M.G. and Wight, K.L. 2004. The thermal maturity in the Central Whitehorse Trough, Northwest British Columbia, Resource Development and Geosciences Branch, British Columbia Ministry of Energy and Mines, pp.79-85.
- Espitalié, J., Deroo, G. and Marquis, F. 1985. La pyrolyse rock-eval et ses applications, Premiere Partie. Rev. Inst. Fr. Pet. 40, 563-579.
- Éspitalié, J., Deroo, G. and Marquis, F. 1986. La pyrolyse rock-eval et ses applications. Troisième partie, Rev Inst. Fr. Pét., 41: 73-89.
- Éspitalié J., Madec, M., Tissot, J., Menning, J. and Leplat, P. 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. Proc. 9<sup>th</sup> Annual Offshore Technology Conf., 3: 439-448.

- Espitalié, J., Marquis, F. and Barsony, I. 1984. Geochemical logging. In: Analytical pyrolysis: techniques and applications, Voorhees, K.J. (Eds.). London: Butterworth & Guildford, pp. 276-304.
- Ghori, K.A.R. 2000. High-quality oil-prone source rocks within carbonates of the Silurian Dirk Hartog Group, Gascoyne Platform, Western Australia, Geological Survey of Western Australia, pp. 58-62.
- Ghori, K.A.K. 2002. Modeling the hydrocarbon generative history of the Officer Basin, Western Australia, PESA Journal, No. 29, pp. 29-42.
- Hou, X. L. (1984). Shale oil industry in China. Beijing: Press of Petroleum Industry of China, 159.
- Hunt, J. M. 1995. Petroleum geochemistry and geology. W.H.Freeman and Company, New York. 743 p.
- Hunt, J. M. 1996. Petroleum geochemistry and geology (second edition), W.H.Freeman and Company, New York, 743p.
- ICCP, 1994 The New Vitrinite Classification.
- Jackson, K.S, Hawkins, P.L. and Bennet, A.J.R. 1985. Regional facies and geochemical evaluation of southern Denison Trough. APEA Jour., 20, 143-158.
- Jarvie, D.M. 1991. Factors affecting rock-eval derived kinetic parameters: Chemical Geology, 93, 79-99.
- Jarvie, D. M. and Lundell, L.L. 2001. In C. M. Isaacs, J. Rullkotter (Eds.), Amount, type, and kinetics of thermal transformation of organic matter in the Miocene Monterey Formation (pp. 268–295). The Monterey Formation: From rocks to molecules, New York: Columbia University Press.
- Johannes, J., Kruusement, K., Palu, V., Veski, R. and Bojesen, J.A. 2006. Evaluation of oil potential of Estonian shales and biomass samples using rock-eval analyzer. Oil Shale, Vol. 23, No. 2, pp. 110-118.
- Jones, R.W. 1984. Comparison of carbonate and shale source rocks. In: Palacas, J. (Ed.), Petroleum Geochemistry and Source Potential of Carbonate Rocks: AAPG Stud. Geol., p. 18.
- Jones, R.W. 1987. Organic facies, In: Advances in petroleum geochemistry. Brooks, J. And Welte, D. (eds), Academic Press, 2, pp. 1-91, London.
- Jones, R.W. and Demaison, G.J. 1982. In "Proceedings of the second ASCOPE conference and exhibition, Manila": (Saldivar-Sali, A, Ed.), 51-68.

- Jones, B. and Manning, D.A.C. 1994. Comparison of geological indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones. *Chemical Geology* 111, 111-129.
- Karayigit, A. I., Whateley, M. K. G. 1997. Properties of a lacustrine subbituminous (k1) seam, with special reference to the contact metamorphism, Soma-Turkey. *International Journal of Coal Geology*, 34(1-2), 131-155.
- Karayigit, A. I., vd. 2000. Contents of major and trace elements in feed coals from Turkish coal-fired power plants. *International Journal of Coal Geology*, 44(2), 169-184.
- Karayigit, A. I., & Celik, Y. (2003). Mineral matter and trace elements in Miocene coals of the Tuncbilek-Domanic basin, Kutahya, Turkey. *Energy Sources*, 25(4), 339-355.
- Kaya, T. 1993. First record of *Moropus elatus* (Chalicotheriidae-Perissodactyla) in Turkey (Seyitömer-Kütahya).
- Koons, C.B., Jamieson, G.W. and Ciereszko, L.S. 1965. Normal alkane distributions in marine organisms: possible significance to petroleum origin. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol.*, 49:301-316.
- Koralay, D.M. ve Sarı, A. 2007. Ağsaklar yöresindeki (Göynük/Bolu) bitümlü kayaçların organik jeokimyasal incelemesi. *Selçuk Üni.Müh.-Mim.fak.Dergisi*, 23(1-2), 33-45.
- Koralay, D. B. (2014). Organic geochemical and isotopic (C and N) characterization of carbonaceous rocks of the Denizli Area, Western Turkey. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 116, 90-102.
- Koralay, D. 2018. Denizli Güneydoğusundaki (GB Türkiye) Kömürlerin Hidrokarbon Türetme Potansiyeli ve Biyomarker Özellikleri.
- Lafargue, E., Marquis, F., & Pillot, D. 1998. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies. *Revue de l'institut français du pétrole*, 53(4), 421-437.
- Langford, F.F. and Blanc-Valleron 1990. Interpreting rock-eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon. *AAPG Bulletin*, 74, 799-804.
- Lebkuchner, R. F., 1959. Seyitömer—Kütahya Neojen sahasında Jeoloji ve Linyit yatakları ile ilgili alarak etüde hakkında rapor MTA Rap., No. 2985, Ankara.
- Liu, Z. W., Li, X., Asami, K., Fujimoto, K. (2006). High performance Pd/beta catalyst for the production of gasoline-range iso-paraffins via a modified Fischer-Tropsch reaction. *Applied Catalysis A: General*, 300(2), 162-169.



- Love, G. D., Snape, C. E., Carr, A. D., & Houghton, R. C. (1995). Release of covalently-bound alkane biomarkers in high yields from kerogen via catalytic hydrolysis. *Organic Geochemistry*, 23(10), 981-986.
- Lyons, T.W., Werne, J.P., Hollander, D.J. and Murray, R.W. 2003. Contrasting sulfur geochemistry and Fe/Al and Mo/Al ratios across the last oxic-to-anoxic transition in the Cariaco Basin, Venezuela. *Chemical Geology*, 195, 131– 157.
- Mackenzie, A. S., Leythaeuser, D., Schaefer, R. G., & Bjorøy, M. (1983). Expulsion of petroleum hydrocarbons from shale source rocks. *Nature*, 301(5900), 506.
- Merrill, R.K. 1991. Source and migration processes and evaluation techniques (R.K. Merrill, ed.), Oklahoma.
- Moldowan, J.M., Seifert, W.K. and Gallegos, E.J. 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 69, 1255-1268.
- Mukhopadhyay, P.K., Wade, J.A. and Kruger, M.A. 1995. Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian basin, Canada, *Organic Geochemistry*, 22(1), 85-104.
- Nakoman, E. 1968. Contribution A L Etude e La Microflore Tertiaire Des Lignites De Seyitömer. *Pollen Spores*
- NASA karbon çevrimi, 2012. Web Sitesi: <http://www.disc.sci.gsfc.nasa.gov>. Erişim Tarihi: 05.04.2012
- Nebert, E. 1960 Stratigraphy and tectonics of coal-bearing Neogene sediments in the west and north of Tavşanlı.
- Noble, R. A., Wu, C. H., & Atkinson, C. D. (1991). Petroleum generation and migration from Talang Akar coals and shales offshore NW Java, Indonesia. *Organic Geochemistry*, 17(3), 363-374.
- Othman, R.S. 2003. Petroleum geology of Gunedah-Bowen-Surat basins, Northern New Wales (Stratigraphy, Organic Petrology and Organic Geochemistry), PhD Thesis(unpublished), University of New South Wales, 312p.
- Özcan, N. 1986 Mineralogy, geochemistry and genesis of clays interlayered coal seams succession in the Neogene lacustrine Seyitömer coal deposit, Kütahya, western Turkey.

- Palacas, J.G. 1984. Carbonate rocks as sources of petroleum: Geological and chemical characteristics and oil-source correlations. Proceedings of the Eleventh World Petroleum Congress 1983, London, 2, 31-43.
- Peters, K.E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V.70, No: 3, pp. 318-329.
- Peters, K.E. and Cassa, M.R. 1994. Applied source rock geochemistry, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., The petroleum system -- from source to trap: AAPG Memoir 60, p. 93-120.
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M. 1993. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Englewood Cliffs, N.J.:Prentice-Hall.
- Peters, K.E., Walters, C.C. and Moldowan, J.M. 2005. The biomarker guide, second Edition, Volume II, biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history. United Kingdom at the Cambridge University Press, 684 P.
- Petersen, H.I., Andersen, C., Anh, P.H., Bojesen-Koefoed, J.A., Nielsen, L.H., Nytoft, H.P., Rosenberg, P. and Thanh, L. 2001. Petroleum potential of Oligocene lacustrine mudstones and coals at Dong Ho, Vietnam—an outcrop analogue to terrestrial source rocks in the greater Song Hong Basin. Journal of Asian Earth Sciences 19:135–154.
- Pitman, J.K., Franczyk, K.J. and Anders, D.E. 1987. Marine and Non marine Gas-Bearing Rocks in Upper Cretaceous Blackhawk and Nelsen Formations, Estern Unita Basin, Utah: Sedimentology, Diagenesis, and Source Rock Potential, AAPG Bulletin, Vol. 71, No. 1, pp. 76-94.
- Potter, P. E., Maynard J.B. and Depetris, P.J. 2005. Mud and Mudstones, Springer-Verlag, Berlin. 297 p.
- Pratt, L.M. and Threlked, C.N. 1984. Stratigraphic significance of  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$  ratios in mid-Cretaceous rocks of the Western Interior, U.S.A., in: Stott, D.F. and Glass, D.J. (Eds.), The Mesozoic of Middle North America. Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir, 9, 305-312.
- Rieley, G., Collier, R. J., Jones, D. M., Eglinton, G., Eakin, P. A., & Fallick, A. E. (1991). Sources of sedimentary lipids deduced from stable carbon-isotope analyses of individual compounds. Nature, 352(6334), 425.
- Rullkötter, J. 2006. Organic matter: The driving force for early diagenesis. In: Schulz, H.D., Zabel, M., Marine Geochemistry, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2nd, 574.

- Rullkötter, J., Marzi, R. (1988). Natural and artificial maturation of biological markers in a Toarcian shale from northern Germany. *Organic Geochemistry*, 13(4-6), 639-645.
- Sageman, B.B., Murphy, A.E., Werne, J.P., Ver Straeten, C.A., Hollander, D.J. and Lyons, T.W. 2003. A tale of shales: the relative roles of production, decomposition, and dilution in the accumulation of organic-rich strata, Middle–Upper Devonian, Appalachian basin. *Chemical Geology*, 195, 229– 273.
- Sarıyıldız, M. 1987. Seyitömer (Kütahya) KB'sindeki kömürlü Neojen kayaların jeolojisi.
- Stow, D.A.V., Huc, A.Y. and Bertrand, P. 2001. Depositional processes of black shales in deep water. *Marine and Petroleum Geology*, 18, 491-498.
- Şener, M. ve Şengüler, İ. 1992. Hatıldağ (Bolu-Göynük) bitümlü şeyl sahasının jeolojisi ve teknolojik kullanımı. MTA Raporu, rapor no:9445.
- Şener, M. ve Şengüler, İ. 1998. Geological, mineralogical and geochemical characteristics of oil shale bearing deposits in the Hatıldağ oil shale field, Göynük, Turkey. *Fuel*, Vol. 77, No. 8, pp. 871-880.
- Şengüler, İ. 1992. Geology, usage facility and firing test results in fluid bed of Seyitömer oil shale.
- Şengüler, İ. 1999. Investigation of Economically Utilization Possibilities of the Seyitömer (Kütahya, Western Turkey) Area Oil Shales.
- Tissot, B.P. and Éspitalié, J. 1975. L'évolution thermique de la matière organique des sédiments: Applications d'une simulation mathématique, *Rev. Inst. Fr. Pét.*, 30:743-777.
- Tissot, B. P. and Welte, D.H. 1978. *Petroleum formation and occurrence*, Springer – Verlag, Berlin.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H. 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag, Berlin, 699 p.
- Toprak, S. 2012 Kömür ve Kömür petrografisi, Batı Türkiye Kömürlerine ait Bazı Karakteristik Özellikler.
- Tran, K.L. and Philippe, B. 1993. Oil and rock extract analysis, in: *Applied petroleum geochemistry* (M.L., Bordenave, eds.), Paris.
- Türkmenoğlu, A. G., & Yavuz-Işık, N. (2008). Mineralogy, chemistry and potential utilization of clays from coal deposits in the Kütahya province, Western Turkey. *Applied Clay Science*, 42(1-2), 63-73.

- Van Krevelen, D.W. (1993) Coal. 3rd Edition, Elsevier Science Publishers, Amsterdam.
- Varandas da Silva, L.S., Piovano, E.L., de Almedia Azevedo, D. and de Aquino Neto, F.R. 2008. Quantitative evaluation of sedimentary organic matter from laguna Mar Chiquita, Argentina. *Organic Geochemistry* 39, 450-464.
- Waples, D.W. 1985. *Geochemistry in petroleum exploration*, International Human Resources Development Corp., Boston.
- Waples, D. W. (1994). *Maturity Modeling: Thermal Indicators, Hydrocarbon Generation, and Oil Cracking: Chapter 17: Part IV. Identification and Characterization.*
- Wehner, H. 1989. Organic-geochemical studies in the Visayan basin, Philippines. *Geol. Jb.*, 70, pp. 317-348.
- Wignall, P.B. 1994. *Black Shales*. Clarendon Press, Oxford. 127 pp.
- Wikipedia, Kömür ve Kömürler hakkında bilgi.
- Yağmurlu, F., Inaner, H., Nakoman, E., ve Inci, U., 2004. Age, tectonic setting and quality distribution of the Neogene lignite deposits of western Anatolia. *Geologica Belgica*.
- Yavuz-Işık, N. 2007. Pollen analysis of coal-bearing Miocene sedimentary rocks from the Seyitömer Basin (Kütahya), Western Anatolia. *Geobios*, 40(5), 701-708.
- Zumberger, J.E. 1987. Correlation and thermal maturity of Williston Basin crude oils and Bakken source rocks using terpane biomarkers.

## ÖZGEÇMİŞ

**Adı Soyadı** : Abdullah Can DEĞER

**Doğum Yeri** : Diyarbakır

**Doğum Tarihi** : 25.01.1989

**Medeni Hali** : Bekar

**Yabancı Dili** : İngilizce

### **Eğitim Durumu (Kurum ve Yıl)**

**Lise** : 75. Yıl Lisesi Ankara(Yabancı Dil Ağırlıklı)

**Lisans** : Ankara Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, 2008 – 2014

**Yüksek Lisans** : Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı(09/2015 – 10/2019)

### **Deneimler**

Staj: Devlet Su İşleri 5. Bölge

Tanjant mühendislik 1 yıl mühendislik

Selçuklu İmar Planlama 2 yıl mühendislik