

KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

JEOLojİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

GÜNEYDOĞU ANADOLU BÖLGESİNDE YER ALAN KAYNAK KAYA VE
PETROLLERİN C-İZOTOP VE BİYOMARKER VERİLERİ İLE
KORELASYONU

DOKTORA TEZİ

Elif AĞIRMAN AKTÜRK

NİSAN 2023
TRABZON



**KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

JEOLojİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**GÜNEYDOĞU ANADOLU BÖLGESİNDE YER ALAN KAYNAK KAYA VE
PETROLLERİN C-İZOTOP VE BİYOMARKER VERİLERİ İLE
KORELASYONU**

Elif AĞIRMAN AKTÜRK

**Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsünce
“DOKTOR (JEOLojİ MÜHENDİSLİĞİ)”
Unvanı Verilmesi İçin Kabul Edilen Tezdir.**

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 25/01/2023
Tezin Savunma Tarihi : 03/04/2023**

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Reyhan KARA GÜLBAY

Trabzon 2023

ÖNSÖZ

‘Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Yer Alan Kaynak Kaya ve Petrollerin C-İzotop ve Biyomarker Verileri ile Korelasyonu’ başlıklı bu çalışma Karadeniz Teknik Üniversitesi (KTÜ), Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı’nda Doktora Tezi olarak hazırlanmıştır.

Öncelikle doktora gibi uzun soluklu bir yolda bana önder olmayı kabul eden bilgisinden, tecrübelerinden faydalandığım her çaldığımda bana tüm kapılarını sonuna kadar açan değerli danışman Hocam Prof. Dr. Reyhan KARA GÜLBAY’a emeğinden ötürü teşekkürü bir borç bilirim. Bu çalışmayı finansal olarak destekleyen Karadeniz Teknik Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri (BAP) Koordinasyon birimine (BAP01, proje no;7669) ve KTÜ rektörlüğüne teşekkür ederim. Ayrıca tez çalışmamda kullandığım verilerin bir kısmı "114Y631" numaralı ve "Denizel, Gölsel ve Karasal Organik Maddelerin Biyomarker ve C İzotop Karakteristiklerinin İstatistiksel Değerlendirilmesi: Petrol Aramalarına Uygulanması" isimli Tübitak projesinden sağlanmış olup, teşekkür ederim. Bu çalışmaya konu olan formasyonlara (Bedinan, Dadaş, Derdere, Karababa, Karaboğaz, Sayındere) ait kaynak kaya örnekleri Petrol İşleri Genel Müdürlüğünden (PİGEM) ücret karşılığında temin edilmiştir. Örnek temini sırasında ilgilerini esirgemeyen PİGEM çalışanlarına teşekkür ederim. P2 petrol örneğinin temin edilmesinde katkıları olan PETAR Doğalgaz ve Petrol Arama şirketine ve Arama Müdürü Halil İbrahim DAĞDEVİREN’e çok teşekkür ederim. İstatistiksel analizlerin yorumlanmasında yardımlarını esirgemeyen Prof. Dr. Gülten YAYLALI ABANUZ’a çok teşekkür ederim. Ayrıca tez yazımı esnasında desteğini esirgemeyen dostum Gizem KARAKAŞ’a çok teşekkür ederim.

Hayatımda her konuda olduğu gibi bu aşamada da maddi ve manevi desteklerini hiçbir zaman esirgemeyen aileme çok teşekkür ederim. Bir teşekkürü de bu sancılı süreçte her türlü nazıma katlanan ve hep arkamda olan eşim Adem AKTÜRK’e ve moral kaynağım oğlum Mehmet Afşin AKTÜRK ve kızım Afra Beril AKTÜRK’e borçluyum.

Elif AĞIRMAN AKTÜRK
Trabzon, 2023

TEZ ETİK BEYANNAMESİ

Doktora tezi olarak sunduğum ‘Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Yer Alan Kaynak Kaya ve Petrollerin C-İzotop ve Biyomarker Verileri ile Korelasyonu’ başlıklı bu çalışmayı baştan sona kadar danışmanım Prof. Dr. Reyhan KARA GÜLBAY’ın sorumluluğunda tamamladığımı, verileri/örnekleri kendim topladığımı, deneyleri/arazileri ile ilgili laboratuvarlarda yaptığımı/yaptırdığımı, başka kaynaklardan aldığım bilgileri metinde ve kaynakça da eksiksiz olarak gösterdiğimi, çalışma sürecinde bilimsel araştırma ve etik kurallara uygun davrandığımı ve aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal sonucu kabul ettiğimi beyan ederim. 03.04 2023

Elif AĞIRMAN AKTÜRK

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖNSÖZ.....	III
TEZ ETİK BEYANNAMESİ.....	IV
İÇİNDEKİLER.....	V
ÖZET	IX
SUMMARY	X
ŞEKİLLER DİZİNİ	XI
TABLolar DİZİNİ.....	XXIV
SEMBOLLER DİZİNİ	XXVI
1. GENEL BİLGİLER.....	1
1.1. Giriş	1
1.2. Çalışmanın Amacı	2
1.3. Coğrafi Konum	3
1.4. Önceki Çalışmalar	4
2. YAPILAN ÇALIŞMALAR.....	10
2.1. Bölgenin Paleo Tektoniği	10
2.2. Ordovisiyen-Silüriyen ve Kretase Paleocoğrafyası ve Kaynak Kaya Oluşum Koşulları.....	13
2.2.1. Ordovisiyen-Silüriyen Dönemi.....	15
2.2.2. Kretase Dönemi	16
2.3. Bölgesel Jeoloji.....	19
2.3.1. Prekambriyen-Paleozoyik Yaşlı İstif.....	20
2.3.1.1. Derik Grubu	20
2.3.1.2. Habur Grubu	20
2.3.1.3. Diyarbakır Grubu.....	20
2.3.1.4. Zap Grubu	21
2.3.1.5. Tanin Grubu.....	21
2.3.2. Mesozoik-Senozoik Yaşlı İstif	21
2.3.2.1. Çığlı Grubu	22
2.3.2.2. Cudi Grubu	22
2.3.2.3. Mardin Grubu	22
2.3.2.4. Adıyaman Grubu	23

2.3.2.5.	Şırnak Grubu.....	23
2.3.2.6.	Midyat Grubu.....	23
2.3.2.7.	Silvan Grubu.....	24
2.3.2.8.	Tanf Formasyonu.....	24
2.4.	Kaynak Kayalar	26
2.4.1.	Bedinan Formasyonu	26
2.4.2.	Dadaş Formasyonu	27
2.4.3.	Derdere Formasyonu	29
2.4.4.	Karababa Formasyonu	30
2.4.5.	Karaboğaz Formasyonu	31
2.4.6.	Sayındere Formasyonu	32
2.5.	Materyal ve Metot.....	32
2.5.1.	Büro Çalışmaları.....	32
2.5.2.	Örneklerin Alınması	33
2.5.3.	Laboratuvar Çalışmaları	34
2.5.3.1.	Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizi	34
2.5.3.2.	Ekstraksiyon (Özütleme) Analizi	40
2.5.3.3.	Kolon Kromatografi Analizi.....	40
2.5.3.4.	Gaz Kromatografi (GC) Analizi	41
2.5.3.5.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi.....	42
2.5.3.6.	Duraylı İzotop Ölçümleri.....	47
3.	BULGULAR.....	50
3.1.	Bedinan Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri	50
3.1.1.	Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri.....	50
3.1.2.	Özüt (Bitüm) Analizleri.....	53
3.1.2.1.	Gaz Kromatografi (GC) Analizleri.....	53
3.1.2.2.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi.....	55
3.1.2.3.	Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS).....	62
3.1.2.4.	Organik Madde Miktarı	63
3.1.2.5.	Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı	64
3.1.2.6.	Organik Maddenin Olgunluğu.....	70
3.1.2.7.	Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli.....	73
3.2.	Dadaş Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri	75
3.2.1.	Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri.....	75

3.2.2.	Özüt (Bitüm) Analizleri.....	77
3.2.2.1.	Gaz Kromatografi (GC) Analizleri.....	77
3.2.2.2.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi.....	81
3.2.2.3.	Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS).....	96
3.2.2.4.	Organik Madde Miktarı	97
3.2.2.5.	Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı	97
3.2.2.6.	Organik Maddenin Olgunluğu	104
3.2.2.7.	Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli.....	106
3.3.	Derdere Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri	107
3.3.1.	Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri.....	107
3.3.2.	Özüt (Bitüm) Analizleri.....	110
3.3.2.1.	Gaz Kromatografi (GC) Analizleri.....	110
3.3.2.2.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi.....	112
3.3.2.3.	Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS).....	118
3.3.2.4.	Organik Madde Miktarı	118
3.3.2.5.	Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı	119
3.3.2.6.	Organik Maddenin Olgunluğu	124
3.3.2.7.	Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli.....	126
3.4.	Karababa Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri.....	128
3.4.1.	Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri.....	128
3.4.2.	Özüt (Bitüm) Analizleri.....	131
3.4.2.1.	Gaz Kromatografi (GC) Analizleri.....	131
3.4.2.2.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi.....	135
3.4.2.4.	Organik Madde Miktarı	154
3.4.2.5.	Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı	155
3.4.2.6.	Organik Maddenin Olgunluğu	162
3.4.2.7.	Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli.....	163
3.5.	Karaboğaz Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri	165
3.5.1.	Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri.....	165
3.5.2.	Özüt (Bitüm) Analizleri.....	167
3.5.2.1.	Gaz Kromatografi (GC) Analizleri.....	167
3.5.2.2.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi.....	170
3.5.2.3.	Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS).....	186
3.5.2.4.	Organik Madde Miktarı	186

3.5.2.5.	Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı	186
3.5.2.6.	Organik Maddenin Olgunluğu	193
3.5.2.7.	Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli	196
3.6.	Sayındere Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri	197
3.6.1.	Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri	197
3.6.2.	Özüt (Bitüm) Analizleri	199
3.6.2.1.	Gaz Kromatografi (GC) Analizleri	199
3.6.2.2.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi	200
3.6.2.3.	Organik Fasiyes ve Çökelme Ortamı	201
3.6.2.4.	Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)	207
3.6.2.5.	Organik Madde Miktarı	207
3.6.2.6.	Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı	208
3.6.2.7.	Organik Maddenin Olgunluğu	214
3.6.2.8.	Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli	216
3.7.	Petrol Numuneleri	217
3.7.1.	Adıyaman (P1) Petrol Numunesi	217
3.7.1.1.	Gaz Kromatografi (GC) Analizleri	217
3.7.1.2.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi	218
3.7.1.3.	Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)	225
3.7.1.4.	Organik Maddenin Çökelme Ortamı	225
3.7.1.5.	Organik Maddenin Olgunluğu	230
3.7.2.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) Petrol Numunesi	231
3.7.2.1.	Gaz Kromatografi (GC) Analizleri	231
3.7.2.2.	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi	233
3.7.2.3.	Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)	239
3.7.2.4.	Organik Maddenin Çökelme Ortamı	239
3.7.2.5.	Organik Maddenin Olgunluğu	243
3.8.	Kaynak Kaya-Petrol Korelasyonu	244
3.9.	İstatistiksel Değerlendirme	255
4.	SONUÇLAR	259
5.	KAYNAKLAR	263
ÖZGEÇMİŞ		

Doktora Tezi

ÖZET

GÜNEYDOĞU ANADOLU BÖLGESİNDE YER ALAN KAYNAK KAYA VE PETROLLERİN
C-İZOTOP VE BİYOMARKER VERİLERİ İLE KORELASYONU

Elif AĞIRMAN AKTÜRK

Karadeniz Teknik Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı
Danışman: Prof. Dr. Reyhan KARA GÜLBAY
2023, 282 Sayfa

Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde çökelmiş olan; Bedinan, Dadaş, Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonlarının ve ham petrol numunelerinin kaynak kaya özellikleri ve hidrokarbon potansiyellerini belirlemek amacıyla Piroliz/TOC, GC, GC-MS, C-izotop analizleri gerçekleştirilmiş ve *n*-alkan ve biyomarker verilerine R-mode cluster analizi uygulanmıştır. TOC içeriklerine göre formasyonlar genellikle iyi kaynak kaya özelliğine sahiptirler. Bedinan, Dadaş, Sayındere Tip II-III kerojen içerirken, Derdere, Karababa ve Karaboğaz formasyonları Tip II kerojen içermektedirler. Bedinan Formasyonu ve P2 ham petrol numunesine ait kaynak kaya suboksik bir ortamda çökelmişken Dadaş, Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonları ve P1 ham petrol numunesine ait kaynak kaya anoksik bir ortamda çökelmiştir. Piroliz, GC ve biyomarker verilerine göre kaynak kaya ve petrol örnekleri olgun özelliktedir. Kaynak kayalar hidrokarbon türetmiş olup halen hidrokarbon türüm potansiyeline sahiptirler. Petrollerin C_{28}/C_{29} steran oranları ile Kretase yaşlı bir kaynak kayadan türediği belirlenmiştir. P1 ve P2 numunelerinin biyomarker verileri petrollerin karbonatlı bir kaynak kayadan türediğini ve petrolü oluşturan organik maddenin denizel bir ortamda çökeldiğini göstermiştir. Ayrıca korelasyon için çizilen karşılaştırmalı diyagramlara ve yapılan cluster analizine göre petroller genellikle karbonat litolojisine sahip kaynak kayalarla gruplanmış olup özellikle Karaboğaz, Karababa ve Sayındere formasyonlarının P1 ve P2 petrollerinin kaynak kayası olabileceği belirlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Güneydoğu Anadolu, Biyomarker, Karbon izotop, TOC, Piroliz, Cluster

PhD. Thesis

SUMMARY

CORRELATION OF SOURCE ROCKS AND OILS IN SOUTHEASTERN ANATOLIA REGION WITH C-ISOTOPE AND BIOMARKER DATA

Elif AĞIRMAN AKTÜRK

Karadeniz Technical University
The Graduate School of Natural and Applied Sciences
Geological Engineering Graduate Program
Supervisor: Prof. Dr. Reyhan KARA GÜLBAY
2023, 282 Pages

Pyrolysis/TOC, GC, GC-MS, C-isotope analyzes were performed to determine the source rock properties and hydrocarbon potentials of the Bedinan, Dadaş, Derdere, Karababa, Karaboğaz and Sayındere formations deposited in the Southeastern Anatolia Region and crude oil samples in this region and R-mode cluster analysis was applied to the obtained *n*-alkane and biomarker data. According to their TOC content, formations generally have good source rock properties. While Bedinan, Dadaş, Sayındere contain Type II-III kerogen, Derdere, Karababa and Karaboğaz formations contain Type II kerogen. While Bedinan Formation and the source rock of P2 crude oil were deposited in a suboxic environment, Dadaş, Derdere, Karababa, Karaboğaz and Sayındere formations and the source rock of P1 crude oil were deposited in an anoxic environment. According to the pyrolysis, GC and biomarker data, the source rock and oil samples indicate mature characteristics. The source rocks produced hydrocarbon and still have hydrocarbon generation potential. It was determined that the oils were derived from a Cretaceous source rock according to the C_{28}/C_{29} sterane ratios. According to the biomarker data of the P1 and P2 samples, the oils are derived from a carbonate source rock and it has been determined that the organic matter that comprises the oil is precipitated in a marine environment. In addition, according to the diagrams drawn for correlation and cluster analysis results, the oils are generally grouped with carbonate source rocks. Especially, Oils have established a strong correlation with the Karaboğaz, Karababa and Sayındere formations. According to all these evaluations, it was determined that P1 and P2 oils could be the source rock.

Key Words: Southeast Anatolia, Biomarker, Carbon isotope, TOC, Pyrolysis, Cluster

ŞEKİLLER DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.	Çalışma alanının yer bulduru haritası..... 4
Şekil 2.	Mesozoik ve Senozoik zamanlarda oluşan okyanusal anoksik olaylar..... 17
Şekil 3.	Ana bindirme kuşakları ve faylarla birlikte Güneydoğu Türkiye'nin jeolojik haritası..... 19
Şekil 4.	Çalışma alanının genelleştirilmiş stratigrafik kesiti 25
Şekil 5.	Rock- Eval VI ile hesaplanan TOC'un analitik prosedürü 36
Şekil 6.	Piroliz (Rock-Eval) analizi program şeması ve analiz verileri ile hesaplanan parametreler 36
Şekil 7.	Gaz Kromatografi (GC) akım şeması..... 42
Şekil 8.	Gaz kromatografi-kütle spektrometresi (GC-MS) analiz düzeneği 44
Şekil 9.	Bileşik spesifik izotop analizi (CSIA) için izotop oranı izleme/GC/kütle spektrometresi (IRM/GCMS) diyagramı 48
Şekil 10.	Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği..... 52
Şekil 11.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu örneğin tüm özüt gaz kromatogramı 54
Şekil 12.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu örneğin gaz kromatogramından elde edilen <i>n</i> -alkanların dağılım grafiği..... 55
Şekil 13.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin a) m/z 191 ve b) m/z 217 kütle kromatogramları 56
Şekil 14.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin homohopan dağılımı (% C ₃₁ -C ₃₅)..... 58
Şekil 15.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu örneğin a) m/z 231 ve b) m/z 253 kütle kromatogramları 60
Şekil 16.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin a) m/z184, 198 kütle, b) m/z 178, 192 kromatogramı..... 61
Şekil 17.	Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PÜ (S ₁ +S ₂) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı 63
Şekil 18.	Bedinan Formasyonu siyah şeyllerinin; a) T _{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması, b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması diyagramları 65
Şekil 19.	Bedinan Formasyonu siyah şeyllere ait S ₂ -TOC (%) kerojen tip diyagramı..... 65
Şekil 20.	Bedinan Formasyonuna ABZ-1 nolu örneğin Pr/nC ₁₇ -Ph/nC ₁₈ diyagramındaki dağılımı 66
Şekil 21.	Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneğinin C ₂₈ /C ₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri..... 67

Şekil 22.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu örneğin C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı.....	68
Şekil 23.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin a) C ₂₉ /C ₃₀ Hopan-C ₃₅ /C ₃₄ Homohopan, b) C ₂₆ /C ₂₅ -C ₃₁ R/C ₃₀ Hopan, c) C ₂₂ /C ₂₁ TT-C ₂₄ /C ₂₃ TT diyagramları.....	68
Şekil 24.	Bedinan Formasyonuna ait örneğin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı.....	69
Şekil 25.	Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PI-T _{max} (°C) diyagramındaki dağılımı	71
Şekil 26.	Bedinan Formasyonu siyah şeyl örneği için a) 22S/(22S+22R) homohopan- 20S/(20S+20R) steran; b) 20S/(20S+20R) steran-ββ/(αα+ββ) steran diyagramları.....	72
Şekil 27.	Biyomarker olgunluk parametreleri ile hidrokarbon türüm aralıkları arasındaki ilişkiyi gösteren diyagram.....	73
Şekil 28.	Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyllerin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır).....	74
Şekil 29.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği.....	77
Şekil 30.	Dadaş Formasyonuna ait a) ABZ-1 2827 b) ABZ-1 2856 siyah şeyl örneklerinin tüm özüt gaz kromatogramı	78
Şekil 31.	Dadaş Formasyonu ait a) ABZ-1 2892 b) ABZ-1 2840 siyah şeyl örneklerinin tüm özüt gaz kromatogramı	79
Şekil 32.	ABZ-1 kuyusundan alınan Dadaş Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramından elde edilen n-alkanların dağılım grafiği.....	80
Şekil 33.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	81
Şekil 34.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	82
Şekil 35.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	82
Şekil 36.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	83
Şekil 37.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	83
Şekil 38.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	84
Şekil 39.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	84
Şekil 40.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	85

Şekil 41.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin homohopan dağılımları (% C ₃₁ -C ₃₅)	87
Şekil 42.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	88
Şekil 43.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	88
Şekil 44.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	89
Şekil 45.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	89
Şekil 46.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	90
Şekil 47.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	90
Şekil 48.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	91
Şekil 49.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	91
Şekil 50.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	92
Şekil 51.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	93
Şekil 52.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	93
Şekil 53.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	94
Şekil 54.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	94
Şekil 55.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	95
Şekil 56.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	95
Şekil 57.	Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	96
Şekil 58.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PÜ (S ₁ +S ₂) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı	97
Şekil 59.	Dadaş Formasyonu siyah şeyllerinin; a) T _{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması, b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması	98
Şekil 60.	Dadaş Formasyonu siyah şeyllere ait S ₂ -TOC (%) diyagramı	99
Şekil 61.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin Pr/nC ₁₇ -Ph/nC ₁₈ diyagramındaki dağılımı	100

Şekil 62.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin C ₂₈ /C ₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri.....	101
Şekil 63.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı.....	102
Şekil 64.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin a) C ₂₉ /C ₃₀ Hopan-C ₃₅ /C ₃₄ Homohopan, b) C ₂₆ /C ₂₅ -C ₃₁ R/C ₃₀ Hopan, c) C ₂₂ /C ₂₁ TT-C ₂₄ /C ₂₃ TT; diyagramları.....	103
Şekil 65.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı	103
Şekil 66.	Doymuş ve aromatik hidrokarbon fraksiyonu için $\delta^{13}\text{C}$ değerlerine dayanan petrol korelasyonu ve kaynakla ilgili diyagram (Sofer 1984'ten değiştirilerek alınmıştır).....	104
Şekil 67.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PI-T _{max} (°C) diyagramındaki dağılımı	105
Şekil 68.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin a) 20S/(20S+20R) steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) 22S/(22S+22R) homohopan ile 20S/(20S+20R) steran iki değişkenli diyagramları	106
Şekil 69.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyllerin TOC-HI grafiği.....	107
Şekil 70.	Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği.....	108
Şekil 71.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	110
Şekil 72.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin gaz kromatogramından elde edilen n-alkanların dağılım grafiği.....	111
Şekil 73.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramları	112
Şekil 74.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramları	114
Şekil 75.	Derdere Formasyonuna KRD-6 nolu örneğin homoopan dağılımları (% C ₃₁ -C ₃₅).....	115
Şekil 76.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	116
Şekil 77.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	116
Şekil 78.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı	117
Şekil 79.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin m/z184, 198 kütle kromatogramı	117
Şekil 80.	Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin PÜ (S1+S2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı	119

Şekil 81.	Derdere Formasyonu kireçtaşı örneklerinin; a) $T_{max}(^{\circ}C)$ -HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması, b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması	120
Şekil 82.	Derdere Formasyonu kireçtaşı örneklerine ait S_2 -TOC (%) diyagramı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek)	120
Şekil 83.	Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı	121
Şekil 84.	Derdere Formasyonu KRD-6 nolu örneğin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımı	122
Şekil 85.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri.....	123
Şekil 86.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopan, b) C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ Hopan, c) $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$; diyagramları.....	124
Şekil 87.	Derdere Formasyonuna KRD-6 nolu örneğin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı	124
Şekil 88.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin $PI-T_{max}$ ($^{\circ}C$) diyagramındaki dağılımı	125
Şekil 89.	Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları	127
Şekil 90.	Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır).....	127
Şekil 91.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği.....	128
Şekil 92.	Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	132
Şekil 93.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	132
Şekil 94.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	133
Şekil 95.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	133
Şekil 96.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	134
Şekil 97.	Karababa Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramlarından tespit edilen n -alkanların yüzde dağılım grafiği.....	134
Şekil 98.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	137
Şekil 99.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	137

Şekil 100.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	138
Şekil 101.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	138
Şekil 102.	Karababa Formasyonu KRD-2 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	139
Şekil 103.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	139
Şekil 104.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	140
Şekil 105.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	140
Şekil 106.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	141
Şekil 107.	Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	141
Şekil 108.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin homohopan dağılımları (% C ₃₁ -C ₃₅)	142
Şekil 109.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	143
Şekil 110.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	144
Şekil 111.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	144
Şekil 112.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	145
Şekil 113.	Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	145
Şekil 114.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	146
Şekil 115.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	146
Şekil 116.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	147
Şekil 117.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	147
Şekil 118.	Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	148
Şekil 119.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	149

Şekil 120.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı	149
Şekil 121.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı	150
Şekil 122.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı	150
Şekil 123.	Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	151
Şekil 124.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	151
Şekil 125.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	152
Şekil 126.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	152
Şekil 127.	Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	153
Şekil 128.	Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	153
Şekil 129.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin PÜ (S1+S2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı	155
Şekil 130.	Karababa Formasyonu killi kireçtaşı örneklerinin; a) T _{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması, b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması	156
Şekil 131.	Karababa Formasyonu killi kireçtaşı örneklerine ait S ₂ -TOC (%) diyagramı.....	156
Şekil 132.	Karababa Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin Pr/nC ₁₇ -Ph/nC ₁₈ diyagramındaki dağılımı	157
Şekil 133.	Karababa Formasyonu killi kireçtaşı örneklerinin C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı	158
Şekil 134.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin C ₂₈ /C ₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri	159
Şekil 135.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin a) C ₂₉ /C ₃₀ Hopan-C ₃₅ /C ₃₄ Homohopan, b) C ₂₆ /C ₂₅ -C ₃₁ R/C ₃₀ Hopan, c) C ₂₂ /C ₂₁ TT-C ₂₄ /C ₂₃ TT; diyagramları.....	160
Şekil 136.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılım.....	161
Şekil 137.	Doymuş ve aromatik hidrokarbon fraksiyonu için δ ¹³ C değerlerine dayanan petrol korelasyonu ve kaynakla ilgili diyagram.....	161
Şekil 138.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin PI-T _{max} (°C) diyagramındaki dağılımı	162

Şekil 139.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin a) 20S/(20S+20R) steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) 22S/(22S+22R) homohopan ile 20S/(20S+20R) steran iki değişkenli diyagramları	164
Şekil 140.	Karababa Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC-HI grafiği	164
Şekil 141.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği.....	165
Şekil 142.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	168
Şekil 143.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	168
Şekil 144.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1380 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	169
Şekil 145.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı.....	169
Şekil 146.	Karaboğaz Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramlarından tespit edilen <i>n</i> -alkanların yüzde dağılım grafiği.....	170
Şekil 147.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	171
Şekil 148.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1308 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	171
Şekil 149.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	172
Şekil 150.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı	172
Şekil 151.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	173
Şekil 152.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1380 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	173
Şekil 153.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	174
Şekil 154.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı	174
Şekil 155.	Karaboğaz Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin homohopan dağılımları (% C ₃₁ -C ₃₅)	176
Şekil 156.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	178
Şekil 157.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	178
Şekil 158.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1380 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	179

Şekil 159.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	179
Şekil 160.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	180
Şekil 161.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1308 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	180
Şekil 162.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	181
Şekil 163.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	181
Şekil 164.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	182
Şekil 165.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	182
Şekil 166.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	183
Şekil 167.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1308 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	183
Şekil 168.	Karaboğaz Formasyonu Çlg-1/1290 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	184
Şekil 169.	Karaboğaz Formasyonu Çlg-1/1328 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	184
Şekil 170.	Karaboğaz Formasyonu Çlg-1/1308 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	185
Şekil 171.	Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	185
Şekil 172.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin PÜ (S1+S2) (mgHC/g kaya)- TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı	187
Şekil 173.	Karaboğaz Formasyonu kireçtaşı örneklerinin; a) T_{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması, b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması	187
Şekil 174.	Karaboğaz Formasyonu killi kireçtaşı örneklerine ait S ₂ -TOC (%) diyagramı.....	188
Şekil 175.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin Pr/nC ₁₇ -Ph/nC ₁₈ diyagramındaki dağılımı	189
Şekil 176.	Karaboğaz Formasyonu Çalgan-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı	190
Şekil 177.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin C ₂₈ /C ₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri.....	190

Şekil 178.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopan, b) $C_{26}/C_{25}-C_{31}R/C_{30}$ Hopan, c) $C_{22}/C_{21}TT-C_{24}/C_{23}TT$; diyagramları.....	192
Şekil 179.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı	192
Şekil 180.	Doymuş ve aromatik hidrokarbon fraksiyonu için $\delta^{13}C$ değerlerine dayanan petrol korelasyonu ve kaynakla ilgili diyagram.....	193
Şekil 181.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin $PI-T_{max}$ ($^{\circ}C$) diyagramındaki dağılımı	194
Şekil 182.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları	195
Şekil 183.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır).....	196
Şekil 184.	Sayındere Formasyonuna ait numunelerin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına (%) göre dağılım grafiği.....	197
Şekil 185.	Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu killi kireçtaşı örneğinden elde edilen özütün gaz kromatogramı	199
Şekil 186.	Sayındere Formasyonuna ait örneğin gaz kromatogramlarından elde edilen <i>n</i> -alkanların % frekans dağılımı.....	200
Şekil 187.	Sayındere Formasyonuna ait örneğin m/z 191 kütle kromatogramları	202
Şekil 188.	Sayındere Formasyonuna ait örneğin m/z 217 kütle kromatogramları	202
Şekil 189.	Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneğinin homohopan dağılımı (% $C_{31}-C_{35}$).....	203
Şekil 190.	Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı	205
Şekil 191.	Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı	205
Şekil 192.	Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı	206
Şekil 193.	Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı	206
Şekil 194.	Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin PÜ (S_1+S_2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı	207
Şekil 195.	Sayındere Formasyonu kireçtaşı örneklerinin; a) T_{max} ($^{\circ}C$)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması, b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması	208
Şekil 196.	Sayındere Formasyonu kireçtaşı örneklerine ait S_2 -TOC (%) diyagramı.....	209
Şekil 197.	Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin Pr/ nC_{17} -Ph/ nC_{18} diyagramındaki dağılımı	210

Şekil 198.	Sayındere Formasyonu ATP-1 nolu kireçtaşı örneğinin C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı	211
Şekil 199.	Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin C ₂₈ /C ₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri.....	211
Şekil 200.	Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin a) C ₂₉ /C ₃₀ Hopan-C ₃₅ /C ₃₄ Homohopan, b) C ₂₆ /C ₂₅ -C ₃₁ R/C ₃₀ Hopan, c) C ₂₂ /C ₂₁ TT-C ₂₄ /C ₂₃ TT; diyagramları.....	213
Şekil 201.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı	213
Şekil 202.	Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin PI-T _{max} (°C) diyagramındaki dağılımı	214
Şekil 203.	Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin a) 20S/(20S+20R) steran ile ββ/(αα+ββ) steranın, b) 22S/(22S+22R) homohopan ile 20S/(20S+20R) steran iki değişkenli diyagramları	215
Şekil 204.	Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır).....	216
Şekil 205.	P1 (Adıyaman) ham petrol numunesinin doymuş fraksiyonlarına ait gaz kromatogramı.....	217
Şekil 206.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol örneğine ait gaz kromatogramlarından elde edilen n-alkanların % frekans dağılımı.....	218
Şekil 207.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 191 kütle kromatogramı	220
Şekil 208.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 217 kütle kromatogramları	220
Şekil 209.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol örneğinin homohopan dağılımı (% C ₃₁ -C ₃₅).....	221
Şekil 210.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 231 kütle kromatogramı	223
Şekil 211.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 253 kütle kromatogramı	223
Şekil 212.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 178, 192 kütle kromatogramı	224
Şekil 213.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 184, 198 kütle kromatogramı	224
Şekil 214.	P1 (Adıyaman) ham petrol örneğinin Pr/nC ₁₇ -Ph/nC ₁₈ diyagramındaki dağılımı.....	226
Şekil 215.	Adıyaman petrol (P1) örneğinin C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı	227
Şekil 216.	Adıyaman petrol (P1) örneğinin C ₂₈ /C ₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri.....	227

Şekil 217.	Adıyaman petrol (P1) örneğinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopan, b) $C_{26}/C_{25}-C_{31}R/C_{30}$ Hopan, c) $C_{22}/C_{21}TT-C_{24}/C_{23}TT$; diyagramları	229
Şekil 218.	Adıyaman petrol (P1) örneğinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı.....	229
Şekil 219.	Adıyaman petrol (P1) örneğinin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları	231
Şekil 220.	Şanlıurfa (Siverek) petrol numunesinin uygun fraksiyonlarına ait gaz kromatogramı	232
Şekil 221.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin gaz kromatogramlarından elde edilen <i>n</i> -alkanların % frekans dağılımı	233
Şekil 222.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 191 kütle kromatogramı.....	235
Şekil 223.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 217 kütle kromatogramları	235
Şekil 224.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin homohopan dağılımı (% $C_{31}-C_{35}$).....	236
Şekil 225.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 231 kütle kromatogramı	237
Şekil 226.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 253 kütle kromatogramı	237
Şekil 227.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 178, 192 kütle kromatogramı	238
Şekil 228.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 184, 198 kütle kromatogramı	238
Şekil 229.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) petrol örneğinin Pr/ nC_{17} -Ph/ nC_{18} diyagramındaki dağılımı	240
Şekil 230.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ steran üçgen diyagramındaki dağılımı	241
Şekil 231.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri.....	241
Şekil 232.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopan, b) $C_{26}/C_{25}-C_{31}R/C_{30}$ Hopan, c) $C_{22}/C_{21}TT-C_{24}/C_{23}TT$; diyagramları	242
Şekil 233.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı.....	243
Şekil 234.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları	244
Şekil 235.	Tüm kaynak kaya örneklerinin PÜ (S_1+S_2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı	245
Şekil 236.	Kaynak kayaların T_{max} ($^{\circ}C$)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması	246

Şekil 237.	Kaynak kayaların S ₂ -TOC(%) diyagramında ki dağılımı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek).....	247
Şekil 238.	Kaynak kaya ve petrol örneklerinin Pr/nC ₁₇ -Ph/nC ₁₈ diyagramındaki dağılımı.....	248
Şekil 239.	Doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ değerlerine dayanan diyagram	248
Şekil 240.	Kaynak kaya ve petrol numunelerinin C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ steran üçgen diyagramlardaki dağılımı	250
Şekil 241.	Kaynak kaya ve petrol numunelerinin homohopan (22S+22R) dağılım grafiği	250
Şekil 242.	Kaynak kaya ve petrol numunelerinin n, iso, dia-steran ve C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ monoaromatik üçgen diagramındaki dağılımı.....	251
Şekil 243.	Kaynak kaya ve petrol numunelerinin C ₂₈ /C ₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri.....	251
Şekil 244.	Kaynak kaya ve petrol numunelerinin Ts/Tm-C ₂₉ /C ₃₀ ve diasteran/steran-Ts/Tm diyagramlarındaki dağılımı	252
Şekil 245.	Kaynak kaya ve petrol numunelerinin C ₃₅ /C ₃₄ -C ₂₉ /C ₃₀ ve diasteran/steran-C ₂₉ /C ₃₀ diyagramlarındaki dağılımı	252
Şekil 246.	Kaynak kaya ve petrol numunelerinin tüm özüt-doygun ve aromatik karbon izotop dağılım diyagramı	253
Şekil 247.	Kaynak kaya örneklerinin PI-T _{max} (°C) diyagramındaki dağılımı	253
Şekil 248.	Kaynak kaya ve petrol numunelerinin a) 20S/(20S+20R) steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) 22S/(22S+22R) homohopan ile 20S/(20S+20R) steran iki değişkenli diyagramları	254
Şekil 249.	Kaynak kaya ve petrol örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır).....	255
Şekil 250.	Kaynak kaya ve petrol örneklerine ait n-alkan ve biyomarker verilerinden elde edilen Dendrogram	257
Şekil 251.	Kaynak kaya ve ham petrol örneklerine ait n-alkan, izoprenoid ve biyomarker verilerinden elde edilen korelasyon matrisi	258

TABLolar DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 1.	Kırıntı ve petrol numunelerinin temin edildiği kuyular 34
Tablo 2.	m/z 191 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı 45
Tablo 3.	m/z 217 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı 45
Tablo 4.	m/z 178-192 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı..... 46
Tablo 5.	m/z 231 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı 46
Tablo 6.	m/z 184-198 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı..... 47
Tablo 7.	m/z 253 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı 47
Tablo 8.	Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler 51
Tablo 9.	Bedinan Formasyonuna ait örneğın gaz kromatografisinden hesaplanan parametreler 54
Tablo 10.	Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğının GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri..... 57
Tablo 11.	Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerine ait Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler 76
Tablo 12.	Dadaş Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramlarından hesaplanan parametreler 80
Tablo 13.	Dadaş Formasyonu ABZ-1 kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri..... 86
Tablo 14.	Dadaş Formasyonuna ait örneklerin bulk, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değeri..... 96
Tablo 15.	Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin ait Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler 109
Tablo 16.	Derdere Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramlarında hesaplanan parametreler 111
Tablo 17.	Derdere Formasyonu KRD-6 kuyusuna ait kireçtaşı örneğının GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri..... 113
Tablo 18.	Derdere Formasyonu KRD-6 nolu kireçtaşı örneğine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değeri..... 118
Tablo 19.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerine ait Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler 130
Tablo 20.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin gaz kromatogramlarından hesaplanan parametreler 131
Tablo 21.	Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri..... 136

Tablo 22.	Karababa Formasyonu ait killi kireçtaşı örneklerine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri.....	154
Tablo 23.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerine ait Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler.....	166
Tablo 24.	Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin gaz kromatografilerinden hesaplanan parametreler.....	167
Tablo 25.	Karaboğaz Formasyonu Çlg-1 kuyusuna ait kireçtaşı örneklerinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri.....	175
Tablo 26.	Karaboğaz Formasyonu ait killi kireçtaşı örneklerine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri.....	186
Tablo 27.	Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler.....	198
Tablo 28.	Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneğinin gaz kromatogramından hesaplanan parametreler	200
Tablo 29.	Sayındere Formasyonu ATP-1 kuyusuna ait killi kireçtaşı örneğinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri.....	201
Tablo 30.	Sayındere Formasyonu killi kireçtaşı örneğine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri.....	207
Tablo 31.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait gaz kromatografilerden hesaplanan parametreler	218
Tablo 32.	P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesinin GC-MS Kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri.....	219
Tablo 33.	P1 (Adıyaman) ham örneğine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri.....	225
Tablo 34.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) petrol numunesine ait gaz kromatografilerden hesaplanan parametreler	232
Tablo 35.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) petrol numunesinin GC-MS Kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri.....	234
Tablo 36.	Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri.....	239

SEMBOLLER DİZİNİ

OAÖ	: Okyanusal anoksik olaylar
BZKK	: Bitlis-Zagros kenet kuşığı
CO ₂	: Karbondioksit
CPI	: Carbon Preferences Index (Karbon Tercih İndeksi)
FID	: Flame İonisation Dedector (Alev İyonizasyon Dedektörü)
GC	: Gaz Kromatografi
GC-MS	: Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi
GD	: Güneydoğu
HI	: Hidrojen indeksi
KD	: Kuzeydoğu
OI	: Oksijen indeksi
OM	: Organik madde
MDBT	: Metildibenzotiofen
Ph	: Fitane
Pr	: Pristan
R ₀	: Vitrit yansıması
S ₁	: Kaya içerisinde ki serbest halde bulunan hidrokarbon
S ₂	: Kerojenin termal parçalanmasından açığa çıkan hidrokarbon
S ₃	: Kerojenin termal parçalanmasından açığa çıkan CO ₂
S ₄	: S ₂ kaydedildikten sonra kalan organik karbon miktarı
TAR	: The Terrigenous/Aquatic Ratio (Karasal/Sucul Oranı)
TCD	: Thermal Conductivity Detector (Termal İletkenlik Tespiti)
TOC	: Totan Organic Carbon (Toplam Organik Karbon)
T _m	: Trisnorhopan
T _m	: Trisnorneohopan
T _{max}	: S ₂ pikinin maksimuma ulaştığı noktadaki sıcaklık değeri
TT	: Trisiklik terpan
%	: Yüzde
‰	: Binde

1. GENEL BİLGİLER

1.1. Giriş

Petrol, kullanım amacı çok farklı olsa da Eski ve Ortaçağ'dan beri bilinmektedir. Günümüzdeki serüveni ise ilk petrol kuyusunun 1859 tarihinde Amerika'nın Pensilvanya eyaletinde açılmasıyla başlamaktadır ve o tarihten itibaren petrol endüstrisinin temelleri atılmaya başlanmıştır. Petrol, önemini kavrayan ülkeler için siyasi ve ekonomik bir güç unsuru haline gelmiştir. 19. yüzyıldan beri savaşları, sömürgeciliği ve darbeleri yönlendiren petrolün uluslararası politika, siyasi tarih ve devletlerarası ekonomik güç dengesinde ki rolü tartışmasız hala güncelliğini korumaktadır.

Dünya genelinde nüfusun, gelişen sanayi ve teknolojik faaliyetlerin hızla artması tüketimi artırmakta ve buna paralel olarak da ülkelerin enerji ihtiyacı artmaktadır. Enerji gereksiniminin % 70'inden fazlasını ithal eden ve gelişmekte olan ülkeler içerisinde olan Türkiye için enerji de dışa bağımlılığı azaltabilmek adına yapılacak tüm çalışmaların önemi oldukça büyüktür. Dünya çapındaki enerji siyaseti genel olarak petrol ve doğal gaz üzerinden yürütülmektedir. Talebin gittikçe artması ve bu konuda ki dışa bağımlılığımız göz önüne alındığında, petrol ve doğal gazın araştırılması, bulunması kaynakların hatta her damla petrolün en verimli ve kamu yararını gözetecek şekilde değerlendirilmesi getirisi yüksek ürünlere dönüştürülmesi oldukça önemli bir husustur.

Ülkemiz için petrol kaynağı olarak Güneydoğu Anadolu Bölgesi oldukça önemlidir. Bu nedenle de petrol çalışmalarının ve üretiminin büyük bir kısmı bu bölgede gerçekleştirilmektedir.

Petrol jeolojisinde, petrol ve doğalgaz oluşturabilen yüksek organik maddeye sahip, koyu renkli ince taneli sedimanlar ana kaya olarak tanımlanmaktadır. Diğer bir ifadeyle, kaynak kayalar (ana kaya) hidrokarbon türetmiş, türeten veya türetme potansiyeli olan sedimanter kayalardır (Tissot ve Welte, 1984). Petrol kaynak kayalarının oluşumunun anlaşılması petrol aranması ve bulunması sürecinde oldukça büyük bir öneme sahiptir. Bir kaynak kayanın petrol üretilip üretilmediği, ürettiyse miktarı ve kalitesi yapılacak organik jeokimyasal analizlerle belirlenebilmektedir. Bu tez çalışmasında kaynak kaya ve petrol örnekleri üzerinde Rock-Eval (piroliz)/TOC, özütleme analizi, kolon kromatografi analizi, GC (gaz kromatografi) analizi, GC-MS (gaz kromatografi kütle spektrometri) analizi ve

karbon izotop ($\delta^{13}\text{C}$) analizleri gerçekleştirilmiştir. Güneydoğu Anadolu Bölgesinde tortul havzalarda sedimanlarla birlikte çökelen ve petrol (hidrokarbon) oluşumunu sonuçlayan organik maddelerin özellikle biyomarker parametreleri ve karbon izotop verileri ile detaylı olarak incelenmesini konu edinmektedir. Bu amaçla Güneydoğu Anadolu bölgesinde çökelmiş olan ve önceki çalışmalarla kaynak kaya özelliği taşıdığı belirlenen 6 farklı formasyondan; Bedinan (Orta-Geç Ordovisiyen), Dadaş (Silüriyen-Devoniyen), Derdere (Senomaniyen-Türoniyen), Karababa (Santoniyen-Erken Kampaniyen), Karaboğaz (Orta Kampaniyen), Sayındere (Geç Kampaniyen) kırıntı numuneleri ve Adıyaman ile Şanlıurfa (Siverek)'ten petrol örnekleri alınarak doygun-aromatik biyomarker, tüm özüt/petrol ve bileşen-spesifik $\delta^{13}\text{C}$ izotop verileri ile bölgedeki kaynak kaya-petrol ve petrol-petrol korelasyonları yapılarak petrollerin kaynakları belirlenmiştir.

1.2. Çalışmanın Amacı

Petrol, çökelleme ortamlarında organik maddenin sedimanter kayalara dahil olması ve daha sonra gelişen gömülme prosesleri ile gömüldükten sonra oluşan fosil bir yakıttır. Dünyadaki ilk petrol 1859 yılında Amerika'da çıkarılmıştır ve o günden beri tüm Dünyanın enerji ihtiyacının oldukça önemli bir bölümü bu fosil yakıttan sağlanmaktadır. Enerji, uluslararası platformda ekonomik, siyasal, sosyal, toplumsal ve politik gelişmeleri, devletlerarası güç mücadelelerini bizzat yöneten ve onlara yön veren bir pozisyona sahiptir. Böylelikle, petrole sahip ülkeler için petrolü bulmak, çıkarmak, pazarlamak ne kadar önemliyse, petrol bulunmayan ülkeler içinde bu fosil yakıtın temin edilmesi ve lojistik güvenliğinin sağlanması oldukça önemlidir.

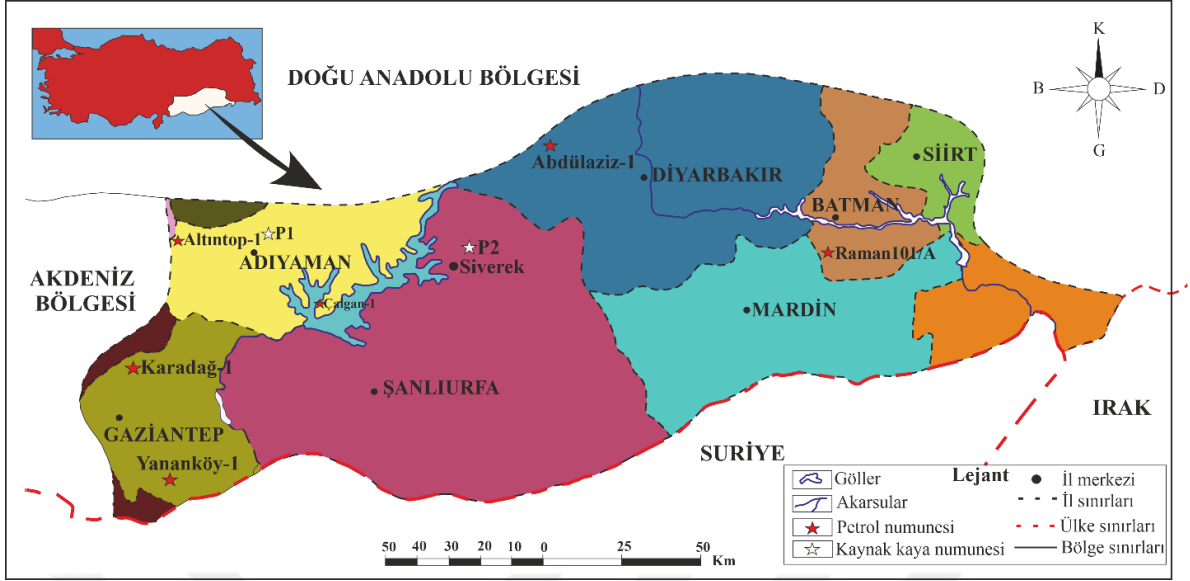
Petrol yenilenemez bir enerji kaynağı olmasına ve alternatif enerji kaynaklarının kullanım alanlarının hızla artmasına rağmen bu fosil yakıtı ilgi azalmamış aksine halihazırda yapılan rezerv çalışmaları ve yeni rezervlerin bulunmasına yönelik her türlü çalışmalar daha da önem kazanmıştır. Bu amaçla kaynak kaya incelemeleri onun tarafından türetilmiş bir hidrokarbona (petrol ve doğal gaz) ulaşmak için oldukça önemlidir. Petrolün bulunup ekonomiye kazandırılması için bu fosil yakıtı oluşturan organik maddenin dolayısıyla kaynak kayanın jeokimyasal özelliklerinin iyi bilinmesi gerekmektedir. Bu çalışmanın amacı Güneydoğu Anadolu Bölgesinde yüzeyleyen ve kaynak kaya özelliği taşıyabileceği düşünülen birimlerin kaynak kaya karakteristikleri detaylı bir şekilde ortaya konularak ve bölgede petrol türeten kaynak kayaların belirlenmesi amaçlanmıştır. Bunun için TPAO

tarafından açılmış kuyulardan temin edilen kırıntı örnekleri ve bölgeden alınan petrol numuneleri üzerinde Piroliz/TOC, GC-GCMS (doygun, aromatik) ve karbon izotop analizleri (tüm petrol, doygun, aromatik) yapılmıştır. Analizlerden sonuçları değerlendirilerek kaynak kayaların organik madde miktarı, tipi, olgunluğu, çökelme ortamı belirlenerek hidrokarbon türüm potansiyellerinin ortaya çıkarılması amaçlanmıştır. Böylelikle bölgede üretilen petrolün kaynağını oluşturan kaynak kayalar tespit edildikten sonra bölgedeki petrolerin bu kaynak kayalarla ilişkisi ortaya konularak ve farklı sahalarda yer alan petrolerin kaynak kayaları belirlenmeye çalışılmıştır. Dolayısıyla biyomarker ve karbon izotop verileri kullanılarak Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde var olan petrolerin kaynağı belirlenerek ve petrolerin köken ilişkileri belirlenmeye çalışılmıştır.

1.3. Coğrafi Konum

Güneydoğu Anadolu Bölgesi, ülkemizin iki önemli petrol üretim sahasını (Batman-Adıyaman sahası) içeren ve ülke topraklarının %8'lik bölümüne sahip olan yüzölçümü bakımından en küçük bölgesidir (Şekil 1). Bölge kuzeyden Güneydoğu Toroslari, doğudan Doğu Anadolu Bölgesi, batıdan Akdeniz Bölgesi, güneyden ise Suriye ve Irak ile çevrilidir.

Bu tez çalışmasında kullanılan kaynak kayaları temsilen Bedinan Formasyonu için ve Batman'ın güneydoğusunda bulunan Raman 101/A kuyusundan ve Diyarbakır'ın kuzeybatısında bulunan Abdülaziz-1 kuyusundan; Derdere Formasyonu için Gaziantep'in Yavuzeli ilçesinin kuzeybatısında bulunan Karadağ-1 kuyusundan; Karababa Formasyonu için Gaziantep'in güneyinde ve Kilis'in doğusunda bulunan Yananköy-1 kuyusundan; Dadaş Formasyonu için Abdülaziz-1 kuyusundan; Sayındere, Karaboğaz ve Karababa Formasyonların için Adıyaman'ın kuzeybatısında bulunan Altıntop-1 kuyusundan kırıntı örnekleri ve Adıyaman ile Şanlıurfa (Siverek)'ten ham petrol numuneleri alınmıştır.



Şekil 1. Çalışma alanının yer bulduru haritası

1.4. Önceki Çalışmalar

Çalışma alanı ve çevresinde bugüne kadar sedimantoloji-petrografi, diyajenez, organik jeokimya, stratigrafi ve depolanma ortamı ile ilgili birçok çalışma yapılmıştır. Günümüzde artan tüketim talebine paralel olarak enerji ihtiyacı da artmaktadır. Bu yüzden ülkemizin iki önemli petrol üretim sahasını içeren Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki organik jeokimyasal çalışmaların, kaynak kaya araştırmalarının sayısı da son dönemlerde artan bir grafik göstermektedir. Geçmişten günümüze kadar bölgede yapılan önemli çalışmalar derlenerek aşağıda verilmiştir.

Temple ve Perry (1962), GDA'nın günümüzdeki yapısal formunu Geç Miyosen-Pliyosen döneminde yaşanan yükselme ve orojenez hareketlerine bağlı olduğunu belirtmiştir.

Altınlı (1966), Güneydoğu Anadolu Bölgesinde uzun yıllar çalışmalar yapmış ve bölgeyi 1) Eski masifler 2) Ortotektonik bölge veya fliş bölgesi 3) Paratektonik bölge veya kenar çukuru bölgesi olmak üzere üç bölgeye ayırmıştır. Bölgedeki ekonomik anlamda petrolün paratektonik bölgede bulunduğunu ileri sürmüştür.

Cordey ve Demirmen (1971), Mardin Formasyonunu; dolomit, karbonat, vaketaşı, killi kireçtaşı, karbonat çamurtaşı-dolomit şeklinde 4 üyeye ayırmıştır. Bu çalışmayı bölgede açılan petrol kuyularından aldığı kesitleri değerlendirerek gerçekleştirmiştir.

Sungurlu (1973), VI. Bölge ile ilgili yaptığı çalışmasında, bölgenin Ortadoğu petrol havzalarının Türkiye'deki devamı olduğunu belirtmiştir. Paleozoyik'ten Paleojene kadar Arap Kalkanı ile Toros-Zagros jeosenklinali arasında ki kıta şelfinde devamlı bir çökeltme olduğunu ve Güneydoğu Anadolu Bölgesinin Mesozoik'te şelf, Tersiyerde ön ülke (foreland) özelliği sergilediğini belirtmiştir. Bu çalışmasında ayrıca bölgenin petrol imkânlarının diğer bölgelere göre daha az önemli olduğu söylemiştir.

Yalçın (1976), Adıyaman sınırları içerisinde bulunan Narince-Gerger alanının kaynak kaya ve rezervuar kaya özelliklerini araştırarak bölgenin petrol potansiyelini incelemiştir.

Ala ve Mos (1979), denizel ortamda çökelmiş karbonatlardan oluşan Germav Formasyonunun o alanda bulunan hidrokarbonların kaynağı olabileceğini dile getirmiştir. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndeki Geç Kretase katmanlarından üretilen petrolün kaynak kayasının Mestrihtiyen yaşlı Germav şeylleri olduğunu söylemiştir.

Horstink (1981), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde 300'den fazla arama kuyusu açılarak yaklaşık 40 petrol sahası keşfedildiği çalışmasında iki petrol türü ayırt etmiştir. (1) Esas olarak bindirme kuşağıyla sınırlı ve Silüriyen kaynak kayalarından türediği düşünülen düşük kükürtlü, hafif ham petroler ve (2) Kıta önü (foreland) alanlarından üretilen ağır, yüksek kükürtlü ham petroler. Ayrıca bu petrollerinde muhtemelen Erken Mesozoik kaynak kayalarından türemiş olabileceği belirtilmiştir.

Açıkbaş vd., (1981), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Prekambriyen-Pliyosen aralığındaki tüm birimlerin stratigrafisini incelemiştir. Kalınlığı 10.000 m'ye varan istifin, hidrokarbon aramalarında en dikkat çeken bölge olduğunu belirtmiştir.

Dinçer ve Kurt (1983), Cudi Grubu Formasyonlarını açılan kuyularla ayrıntılı olarak incelemiştir. Bakük Formasyonuna ait şeylli seviyelerin iyi kaynak kaya olduğunu, Girmeli ve Telhasan Formasyonlarının örtü kaya özelliği gösterdiğini, Çamurlu Formasyonunun iyi rezervuar özelliği gösterdiğini ve petrol üretiminin yapıldığını belirtmiştir.

Öncü (1983), Cudi Grubu'na ait birimlerin organik jeokimyasal özelliklerini araştırmış ve kaynak kaya, rezervuar kaya ve örtü kaya özelliği gösteren birimlerin olduğunun vurgulamıştır.

Pasin vd., (1983), Adıyaman'ın kuzeyinde bulunan Çemberlitaş-Bölükayla sahaları ile yakın çevresinin hidrokarbon olanaklarını araştırarak kaynak kaya rezervuar kaya ilişkisini açıklamaya çalışmışlardır. Ayrıca Kambriyen'den-Geç Miyosen'e kadar çökelen otokton ve allokon birimlerin stratigrafik özelliklerini çalışmışlardır.

Erdoğan ve Akgül (1985), Mardin Grubu karbonatlarının rezervuar özelliklerini incelemiş ve tektonizmanın etkisiyle birçok bloğa ayrılan Adıyaman-Çemberlitaş petrol sahasındaki birimlerin (Apsiyen-Geç Kampaniyen) stratigrafik özelliklerini, fosil içeriğini, dokanak ilişkilerini ve tektonik özelliklerini ortaya koymuşlardır.

Wagner vd., (1986), Adıyaman alanında Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere Formasyonlarının depolanma şartları ve paleocoğrafya özelliklerini araştırarak jeolojik gelişimlerini ortaya koymuşlardır. Karababa-A üyesi ve Karaboğaz formasyonlarının ana kaya potansiyeline, Karababa-C üyesi ve Derdere formasyonlarının hazne kaya özelliğine sahip olduğunu vurgulamışlardır.

Yoldemir (1987), Suvarlı-Gaziantep bölgesinde açılan kuyuları korele ederek bölgenin petrol potansiyelini araştırmıştır. Daha önce yapılan organik jeokimyasal araştırma raporlarını bu çalışmada tekrardan değerlendirmiştir.

Güven vd., (1988), Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Mardin-Midyat grupları içerisinde bulunan formasyonlardan alınan ölçülü stratigrafik kesitlerle birimlerin kalınlıkları, kayaç özellikleri, rengi, dokusu, yanal ve düşey fasiyes ilişkileri ile ilgili çalışmalar yapmışlardır. Ayrıca yapılan paleontolojik çalışmalarla da birimlerin yaşları belirlenerek depolanma ortamları tespit edilmiştir.

Uygur ve Aydemir (1988), Bölükyayla ve Çukurtaş bölgelerinde yüzeyleyen Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonlarına ait karbonatlı kayaçların diyajenezi, gözenekliği ve geçirgenliği ile ilgili çalışmalar yapmışlardır. Karbonatlardaki çatlakların gömülme esnasında meydana gelen basınç ve streslerle oluştuğunu ve bu çatlakların organik maddenin ve suyun taşınması için bir kanal görevi gördüğünü belirtmişlerdir. Böylelikle karbonatların çatlak kronolojisini, rezervuar karakterini tespit etmeye çalışmışlardır.

Mardin Grubu karbonatları birçok araştırmacı tarafından çalışılmıştır. Nusaybin ve Gaziantep bölgelerinde karbonat ve evaporit sekansından oluşan Cudi Grubu kayaçları yer almaktadır. Bakük Formasyonu, Nusaybin-Cizre ilçelerindeki petrol keşif kuyularında görülen Uludere Formasyonu üzerine diskordansla gelmektedir. Girmeli Formasyonu, şeyl-kireçtaşı ve dolomitli kireçtaşları üzerinde uyumlu olarak gelmektedir (Araç ve Yılmaz 1991). İstifin kalınlığı yer yer farklılık göstermekte birlikte Gaziantep civarında açılan kuyularda 105-1506 m iken Nusaybin-Cizre civarındaki kuyularda ise 541-1264 metre aralığında değişmektedir (Araç ve Yılmaz, 1991; Dinçer ve Kurt, 1983; Yalçın 1979, Yılmaz, 1984; Yılmaz vd., 1991). Ayrıca Cudi Grubunun depolanma ortamının sınırlı-yarı

sınırlı sığ denizel olduğu yapılan çalışmalarda belirtilmiştir (Perinçek vd., 1991; Salem, 1984; Araç ve Yılmaz, 1991).

Gürgey (1991), Bakük-Garzan petrol sisteminde bulunan petrolerin API değerinin düşük (12–18), NSO miktarının (>%40) ve viskozite (30–592 cp) değerinin yüksek olduğunu belirtmiştir. Türkiye’de Bakük-Garzan petrol sistemine karşılık gelen birimin Triyas–Jura yaşlı Cudi Grubu olduğuna dikkat çekmiştir.

Çoruh (1991), Adıyaman ve çevresinde yaptığı çalışmada 13 tane litostratigrafik birimi haritaya işlemiştir. Birimlerin, sedimantolojik ve stratigrafik özelliklerini belirlemiş, paleontolojik ve mikrofasiyes çalışmalarıyla yaş tayinlerini ve çökelim ortamlarını belirlemiştir. Mardin Grubu içinde gösterilen Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonlarını ayrı grup içerisinde tanımlayarak bu birime Adıyaman Grubu adını vermiştir.

Soylu (1991), Adıyaman bölgesinde ki petrolerin kaynak kayalarını tespit etmeye çalışmış ve bu petrolerin genelde aynı tür kaynak kayadan türediğini belirtmiştir. Bu kaynak kayaların genelde karbonatlı litolojilere sahip olduklarını ve denizel organik madde içerdiklerini tespit etmiştir. Ayrıca biyomarker çalışmaları da gerçekleştirmiş ve petrol-kaynak kaya korelasyon çalışmalarının yapılmasını gerekli görmüştür.

Coşkun (1992), Adıyaman-Çemberlitaş-Bölükayla dolaylarındaki Mardin Grubu’nun petrol imkânlarını ortaya çıkarmak için yaptığı çalışmasında, inceleme alanının kuzeyinde bulunan Koçali-Karadut bindirmesinin yapısal değişimlere sebep olarak petrol oluşum zonlarının oluşmasını sağladığını belirtmiştir. Ayrıca, çalışma alanındaki en önemli hazne kayaların Derdere Formasyonuna ait olduğunu söylemiştir.

Soylu vd., (1993), bölgede yaptığı çalışmalarda Derdere Formasyonunun belirli seviyelerinin, Karababa Formasyonunun Karababa-A üyesinin ve Karaboğaz Formasyonunun petrol üretebilecek özelliklere sahip olduklarını belirtmiştir. Karaboğaz Formasyonunun organik madde tipini kuzey kesimlerde Tip-III güney kesimlerde Tip-II olduğunu belirtmiştir.

Sayılı ve Duran (1996), XI. ve XII. Petrol Bölgelerinde yüzeyleyen Sabunsuyu, Sayındere, Karaboğaz, Karababa ve Derdere formasyonlarının çökeltme fasiyesi ve rezervuar özelliklerini incelemişlerdir. Çalışılan tüm formasyonların bölgesel ölçekte fasiyes ve kalınlık haritalarını hazırlamışlardır. Karababa-C üyesi rezervuar özelliklerini, porozite oranlarını ve porozitenin arttığı ve azaldığı alanları belirleyerek haritalamışlardır.

Yılmaz ve Duran (1997), TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) öncülüğünde yaptıkları çalışma ile tüm Güneydoğu Anadolu Bölgesinin jeolojisi, formasyonların isimlendirilmesi, birimlerin sedimantolojik, petrografik ve organik jeokimyasal özelliklerinin belirlenmesi ve yaşlandırılması ile ilgili ayrıntılı bilgiler vermişlerdir.

İztan (1999), GDA Bölgesi'nden çıkarılan petroleri API gravite ve kükürt içeriklerine göre Grup-I, Grup-II ve Grup-III olarak üç gruba ayırmıştır. Bunların, düşük API gravitesi ve yüksek kükürt içeriği ile ağır petrol özelliğine sahip olduğunu belirtmişlerdir.

Şengündüz ve Aras (1986), Karaboğaz Formasyonu ve Mardin Grubu Karbonatlarını fasiyeslerine ayırarak tüm sedimantolojik, stratigrafik özellikleri ile diyajenetik evrelerini belirleyerek birimlerin depolanma ortamları ile ilgili bir model belirlemişlerdir.

Kavak (2000), Karaboğaz Formasyonunun kaynak kaya potansiyelini ortaya çıkarmak için yaptığı çalışmada toplam organik karbon miktarının %0.82-7.29 arasında değiştiğini, organik madde tipinin Tip II veya Tip II/III arasında değiştiğini ve organik maddenin orta olgun-olgun olduğunu ortaya koymuştur.

Erik ve Özçelik (2007), GDAB'de Nusaybin ve Cizre ilçeleri arasında yüzeyleyen Cudi Grubuna ait (Bakük, Girmeli, Çamurlu, Telhasan, Dinçer, Kozluca ve Yolaçan) 7 formasyonun petrografik özellikleri, çökelim ortamı ve organik jeokimyasını incelemişlerdir. Cudi Grubuna dahil olan formasyonlar içinde sahip olduğu organik jeokimyasal özellikleri yönünden en dikkat çekici olanın Bakük Formasyonu olduğunu, kaynak kaya potansiyeli olmadığı, gaz türetme potansiyelinin düşük miktarda olabileceğini belirtmişlerdir.

Işık (2013), Derindere-1 ve Çeltikli-I kuyularında kesilen Dadaş Formasyonunun kaynak kaya özelliklerini belirlemiştir. Bu çalışmaya göre Diyarbakır'da açılan Derindere-I ve Çeltikli-I kuyularında kesilen Dadaş Formasyonunun TOC değerlerinin % 0.16-2.87, HI değerlerinin 48-454 mgHC/g kaya, T_{max} değerlerinin ise 427-440°C arasında değiştiği belirlenmiştir. Dadaş Formasyonuna ait şeyller Tip II ve Tip III karışımı kerojen içermekte olup, erken olgun-olgun özellik taşımaktadırlar.

Özdemir ve Ünlügenç (2013), Gökiçi (Diyarbakır) bölgesinin TOC değerlerinin yeterli derecede olduğunu, kerojen tipinin Tip II ve Tip III olduğunu, T_{max} değerlerinin 440-446 °C arasında değiştiğini ve örneklerin olgun, yer yer de aşırı olgun özellikte olduklarını ve orta derecede kaynak kaya özelliği taşıdıklarını belirtmişlerdir.

Mülayim vd., (2016), Adıyaman bölgesinde yaptığı çalışmada bölgedeki Senomaniyen-Turaniyen karbonat platformunun İnışdere Kesiti ve yöredeki sondaj

verilerine dayanarak Senomaniyen-Turaniyen bindirme sınırında bentik karbonatlardan pelajik karbonatlara ani bir değişimin varlığından söz etmişlerdir.

Özkan (2021), Adıyaman Grubu üzerinde yaptığı çalışmada elde ettiği biyostratigrafik verilere göre bu gruba ait karbonatların derin şelften-lagün ortamına kadar farklı birçok çökelme ortamını yansıttıklarını belirtmişlerdir.



2. YAPILAN ÇALIŞMALAR

2.1. Bölgenin Paleo Tektoniği

Afrika plakasını kuşatan okyanus ortası sırtlarının uzaklaşan plaka sınırlarındaki hareketi ve Kızıldeniz'deki açılma nedeniyle Arap levhası, Afrika levhası ile beraber kuzeye doğru kayarak Afrika-Arabistan ve Avrasya levhalarının kuzey-güney doğrultuda yakınsamalarına ve birbirlerini sıkıştırmalarına neden olmaktadır. Böylelikle Arabistan Levhası, Bitlis-Zagros Kenet Kuşağı (BZKK) veya Güneydoğu Anadolu Bindirmesi boyunca Avrasya Plakasının altına dalarak çarpışmışlardır (Şengör, 1980). Kuzey-güney yönlü bu sıkışma Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde bu yönde bir fay sisteminin gelişmesine neden olmaktadır. Güneydoğu Anadolu Bölgesi güneyden-kuzeye 3 tektonik zona ayrılmıştır. Bunlar; Arap Platformu, Nap Zonu ve Bindirme Zonudur (Yılmaz, 1993).

Arap Platformu, tabandan tavana doğru alt otokton-alt allokton ve üst otokton olmak üzere üç üniteye ayrılmıştır (Yılmaz, 1993). Alt otokton birim, Prekambriyen-Geç Kretase aralığında çökelmiş birimlerden oluşmaktadır. Erken Paleozoyik istif, sığ denizel kırıntılı çökellerle temsil edilirken Devoniyen-Kretase zaman aralığında bu çökeller yerini neritik karbonat kayalarına bırakmıştır. Permiyen'de birimler genellikle kireçtaşı ve dolomitlerden oluşmaktadır. Triyas'ta birimler kırıntılılardan karbonatlara yanal bir değişim göstermektedir. Alt allokton birim, birbirleriyle ilişkili iki ana gruptan meydana gelmektedir. Üstteki grup Cilo, Keban veya Kızıldağ ofiyolitlerinden alttaki grup ise Koçali ve Karadut karmaşıklarından oluşmaktadır (Yılmaz, 1993). Üst otokton birimde ön ülkenin Geç Kretase döneminde naplarla örtülemeyen güney kesiminde denizel çökellerin oluşumları Geç Maastrichtiyene kadar devam etmiştir. Bu alanlarda Sinan ve Garzan formasyonları çökelmiştir. Nap Zonu ise bindirme zonunun kuzeyinde bulunmaktadır. Naplar Güneydoğu Anadolu orojenik kuşağının en yüksek en üstteki üniteleridir. Alt ve üst nap olmak üzere iki geniş yığından oluşurlar (Yılmaz, 1993). Bindirme Zonu, Arap Plakası ile naplar arasında sıkışmış dar ve uzun doğu-batı gidişli bir kuşaktır. Bu zon güneye itilmiş çok sayıda şaryaj diliminden oluşmaktadır. Ekay zonu, batıya doğru, sıkışma tektonizmasından kısmen korunmuş Misis Andırın dağlarına doğru giderek genişler ve bu dağ kuşağını tamamen sarar.

Bu tektonizmanın kompresif etkisinden kısmende olsa korunduğu için ‘Orojenezden korunmuş kuşak’ olarak tabir edilmektedir.

Her bir şaryaj dilimi birbirleriyle bağlantılı Geç Kretase-Erken Miyosen yaş aralığındaki bir dizi kayaçtan oluşmaktadır. Ekay zonunun en alt kesiminde Erken Miyosen yaşlı flišlerden oluşan Hompur Formasyonu yer almaktadır. Bu birim, tabanında ofiyolitler bulunan Geç Kretase-Erken Eosen yaşlı pelajik kireçtaşı, şeyl ve marndan oluşan Harami Formasyonu tarafından üzerlenmektedir. Bu birim ise, asidik-ortaç özellikli lav ara katmanlı ofiyolitik, volkanik ve metamorfik bloklardan oluşan türbiditik bir istif olan Eosen-Oligosen yaşlı Hakkari Grubu tarafından uyumsuzlukla örtülür. Bindirme zonu çevresinde bulunan istifler, naplar ile Arap Patform birimleri arasında bir geçiş oluşturmaktadır.

SE Türkiye, Arap Levhası’nın kuzeyinde yer almaktadır ve kuzey sınırı, iyi tanımlanmış Zagros-Bitlis kenedi boyunca izlenir (Şekil 2). Bu alan, Fanerozoik sırasında tektonik olaylara ve östatik deniz seviyesi değişikliklerine tanık olmuştur (Perinçek vd., 1991; Yılmaz, 1993; Haq ve Al-Qahtani, 2005). GD Türkiye’nin mevcut ön bölge havzası şekli ve doğu-batı yönelimli tektonik zonları, birinci Alp orojenezi (Geç Kampaniyen-Erken Mestrihtiyen) ve ikinci Alp orojenezi (Erken Miyosen) tarafından yeniden inşa edilmiş ve Neotetis Okyanus’unun kapanması ile sonuçlanmıştır (Şengör ve Yılmaz, 1981; Yılmaz, 1993).

Güneydoğu Anadolu Bölgesi, Paleozoyik’ten itibaren karmaşık bir sürü tektonik olaylarla karakterize edilmiştir. Bu tür tektonik hareketler, bölgenin yapısal özellikleri, tabakalanma stratigrafik birimlerin kalınlığı ve dağılımı ve isitiflenme özellikleri üzerinde etkili bir rol oynamıştır. GD Türkiye Erken Paleozoyik’te çoğunlukla tektonik olarak istikrarlı bir dönemdeyken Karbonifer öncesi tektonik olarak durgun olan bir dönem vardır ve bu dönem Arap Levhası’nın yükselmesi, ters çevrilmesi ve blok faylanması ile sonuçlanan tektonizması tarafından bozulmuştur (Yıldız, 2022). Karbonifer boyunca Arap Levhası ve Kimmer katmanlarında meydana gelen tektonik deformasyon ve volkanik aktivitelerin genellikle Hersiniyen Orojenezi ile bağlantılı olduğu söylenmektedir (Berberian ve King, 1981; Gvirtzman ve Weissbrod, 1984; Hussein, 1992; Cater ve Tunbridge, 1992; Konert vd., 2001; Haq ve Al-Qahtani, 2005). Karbonifer boyunca Güneydoğu Anadolu, Arap levhasının en kuzey ucunda ve kuzeydoğu Gondwanaland’ın bir parçasıydı ve kuzeyde merceksi Kimmer kıtasal katmanları ile çevriliydi (Şengör ve Yılmaz, 1981; Şengör, 1990; Stampfli ve Borel, 2002; Torsvik ve Cocks, 2004). Karbonifer sırasında Paleo-Tetis’in güneye doğru yitimi, GD Türkiye’nin paleo-yapısal motiflerini açıklamak için oldukça

önemlidir. Paleo-Tetis okyanus kabuğunun Gondwana yönelimli yitimini takip eden Karbonifer sıkışma tektonizması bölgesel yükselme, blok faylanma ve buna bağlı olarak Pre-Permien (Permien öncesi) birimlerinin kapsamlı erozyonu ve Arap Plakasının geri kalanında olduğu gibi Güneydoğu Türkiye'de uzun süreli çökelimin olmadığı bir dönemle sonuçlanmıştır. Karbonifer dönemindeki sıkışma izlerini örten ilk çökel, akarsu, sığ denizel ve gelgit üstü çökelleri içeren transgresif bir istif olan Orta Permien yaşlı Kaş Formasyonudur. Karbonifer'deki karmaşık tektonik olaylardan sonra Permien-Triyas açılımı meydana gelmiştir ve bu durum Arap Paleozoyik kenarlarının ve Kimmeriyen süper kıtasını genişlemeli tektonizma yaşamasına sebep olmuştur.

Güneydoğu Türkiye'deki petrol arama faaliyetlerinin çoğu Mesozoik dönemde çökelen çoğunluğu karbonatlı birimlerden oluşan otokton istiflerinde yapılmıştır. Son dönemlerde yapılan çalışmalar ile hidrokarbon arama faaliyetleri çoğunluğu kırıntılı birimlerden oluşan Paleozoyik özellikle Ordovisiyen-Silüriyen yaşlı petrol sistemlerine kaymıştır. GD Türkiye'nin Paleozoik petrol sistemi, hidrokarbonların üretilmesi, kapanlanması ve depolanması için gerekli şartları sağlamaktadır ve en önemli kaynak kayası GD Türkiye'nin orta havza kısmında, Diyarbakır Havzasında bulunan Silüriyen yaşlı Dadaş Formasyonu'dur. 'Sıcak şeyl' olarak adlandırılan, yüksek uranyum konsantrasyonuna sahip (300° API'ye kadar doğal radyoaktivite) Dadaş şeyllerinin en alt kısmı, Hirnantiyen (Geç Ordovisiyen) buzullarının erimesini izleyen ilk Silüriyen transgresyon ürününü temsil eder (Yıldız ve Yılmaz, 2020). Karbonifer sıkışma olayı, Silüriyen yaşlı Dadaş Formasyonunun ve dolayısıyla Güneydoğu Türkiye'nin Paleozoik petrol sisteminin dağılımı ve termal olgunlaşması üzerinde önemli bir etkiye sahiptir.

Sıkışma deformasyonu, Mardin-Kahta ve Siirt kemerleri üzerindeki alanlardan Silüriyen şeyllerini kaldırarak Silüriyen kaynak kayasını daha dar bir alan ile (Diyarbakır Havzası) sınırlamıştır. Karbonifer sıkışmasına bağlı derin aşındırma ve ardından çökelmeme dönemi, organik açıdan zengin Dadaş Formasyonunun petrol penceresinde kalmasına ve Diyarbakır Havzası'nın daha derin kesimlerinde bile gaz üretim penceresine ulaşmamasına neden olmuştur (Yıldız, 2022). Orta Karbonifer uyumsuzluk yüzeyi Orta-Geç Permien birimleri (Kaş ve Gomanibrik formasyonları) tarafından GD Türkiye'nin KD kenarına doğru bir kalınlaşma eğilimi ile kapatılmıştır.

Orta Permien'den Triyas'a kadar küresel deniz seviyesindeki belirgin düşüşe rağmen, birimlerin birikmesi bu dönemde Güneydoğu Türkiye'de Neo-Tetis Okyanusu'nun açılmasına atfedilebilecek yaygın bir genişleme göstermektedir. Orta Permien-Triyas

uzantısı, KB-BKB gidişli normal fayların gelişmesine neden olmuştur. Bu faylar Karbonifer Siirt Kemerini, Siirt Çukuruna çevirmiştir. Genişlemeli deformasyon, rezervuar kayalarının dağılımını ve hidrokarbon olgunlaşmasını, göçünü ve yapısal kapan mekanizmalarını kontrol ederek Güneydoğu Türkiye'deki Paleozoik petrol sistemlerini önemli ölçüde etkilemektedir. Güneydoğu Türkiye'deki Orta Permiyen-Triyas sin-rift birimleri hidrokarbon birikimi için potansiyel rezervuar seviyeleri oluşturur, çünkü diğer Arap ülkelerindeki eşdeğerleri birinci sınıf rezervuarlardır ve muazzam miktarda hidrokarbon içermektedirler (Yıldız, 2022). Mezozoik ve Senozoyik jeolojik evrimi sırasında Türkiye, kuzeyden güneye doğru Pontidler, Anatolidler-Toridler ve bugün kenet zonları ile ayrılan Arap Platformu olmak üzere üç ana tektonik birimden oluşmuştur (Okay ve Tüysüz, 1999). Arap Platformu, Mesozoik'te Neo-Tetis'in Güney Koluyla Anatolid-Torid Bloğundan ayrılmıştır (Şengör ve Yılmaz, 1981; Okay vd., 2006). Güneydoğu Anadolu, Arap Platformu'nun kuzey bölümünü temsil eder ve Paleozoik'ten Senozoyik'e kadar bir sedimanter istif tarafından örtülen Pan-Afrikan kristalin bir temele sahiptir (Okay, 2008). Yılmaz'a (1993) göre bu istif, Geç Kretase ofiyolitik napları ile ayrılan bir alt otokton istif (Prekambriyen-Geç Kretase) ve bir üst otokton istiftten (Geç Kretase-Miyosen) oluşmaktadır. Bölge çoğunlukla Mesozoik ve Senozoyik çökellerle kaplıdır ve çok az Paleozoik kayaç mostraları vardır. Perinçek vd., (1991), Güneydoğu Anadolu'daki otokton tortul kayaçların çökelişinin üç ana tektonik olay tarafından kontrol edildiğini ileri sürmüşlerdir ve bunlar: (1) deniz seviyesindeki değişimlere ve dalgalanmalara neden olan epirojenik hareketler, (2) Geç Kretase tektonizma ve (3) Miyosen tektonizması'dır.

2.2. Ordovisiyen-Silüriyen ve Kretase Paleocoğrafyası ve Kaynak Kaya Oluşum Koşulları

Okyanusal anoksik olaylar (OAO), geniş bir coğrafik alan üzerinde okyanusların bazı bölümlerinin oksijen bakımından tükendiği zaman aralığını ifade etmektedir (Schlanger ve Jenkyns 1976; Jenkyns vd., 2004; Jenkyns, 2010; Jenkyns vd., 2017). Yapılan tüm çalışmalar, anoksik olayların milyonlarca yıl boyunca sürekli olmadığını, ancak Dünya'nın jeolojik tarihinde birçok kez kısa zaman aralıklarında meydana geldiğini göstermiştir. Hepsi arasında, en yaygın olarak tartışılan OAO'lar, özellikle Jura-Kretase aralığını kapsayan Mezozoik Çağ'a denk gelmektedir (Jenkyns, 2010 ve Arora vd., 2015). Okyanuslarda ki anoksik olaylar, Dünya iklimi ve iklim üzerinde geçmişte meydana gelen küresel değişimler

ile küresel karbon döngüsünde büyük değişiklikleri ortaya çıkaran güçlü kayıtlardır. Ayrıca bazı araştırmacılar, bunları geçici olarak büyük volkanik (Mukherjee vd., 2017) ve kitlesel yok oluş olaylarıyla ilişkilendirmişlerdir (Ernst ve Youbi 2017; Bastos vd., 2020; Kabanov ve Jiang 2020; Kuroyanagi vd., 2020). Araştırmacılar, OAO'ların dünya çapında farklı zamanlarda oluşmasının nedeni olarak östatik seviyede ki değişimler, tektonizma, volkanizma, gaz hidratların çözünmesi, okyanus sirkülasyonu modeli ve asteroitlerin etkisi gibi birçok faktör önermişlerdir (Schlanger and Jenkyns 1976; Jenkyns vd., 2004; Jenkyns 2010; Pandey ve Pathak 2016, Jenkyns vd., 2017; Jenkyns 2018; Kemp vd., 2020; Bonacina vd., 2021). Bu faktörler, okyanus ve göllerdeki besin artışına, yoğun upwelling ve organik üretkenlik artışı ile birlikte küresel sıcaklıktaki ani yükselişe neden olabilirler (Schlanger and Jenkyns 1976; Arthur ve Sageman 1994; Larson ve Erba 1999; Leckie vd., 2002; Weissert ve Erba 2004; Jenkyns 2010; Jenkyns vd., 2017; Kemp vd., 2020; Bonacina vd., 2021).

Anoksik olayların ayırt edici özelliklerinden birisi derin okyanustan- sıg su kenarlarına kadar değişen tortullarda olağanüstü yüksek oranlarda organik karbon gömülmesi ile karakteristik olmalarıdır. Bu nedenle, organik açıdan zengin, baskın olarak koyu gri-siyah şeyl fasiyesleri içeren tortullarla temsil edilirler. Anoksik olayların karakteristiği olan bu tür çökeller, hidrokarbon rezervleri için uygun kaynak kayalardır. Araştırmacılar, dünya çapında bilinen petrol yataklarının %50'sinden fazlasının, anoksik olaylar sırasında biriken sedimanlar/litofasiyeslerdeki kaynak kayalardan oluştuğunu göstermiştir (Arthur ve Schlanger 1979; Klemme ve Ulmishek 1991; Sageman 2006; Soua ve Chihi 2014; Soua 2016; Pandey ve Pathak 2016; Talbi vd., 2019; Kassem vd., 2020; Wentong He vd., 2021). Jeokimyasal olarak TOC değeri, hidrojen indeksi (HI), oksijen indeksi (OI), biyomarkerlar (Yeşil Sülfür bakterilerinde türetilmiş), majör ve eser elementler ile yorumlanabilirler. Kararlı karbon izotopların yanı sıra, oksijen ve nitrojen izotop oranları ile Mg/Ca değerleri bu OAO sırasında spesifik değişim/eğilim göstermektedir. Eser elementler V, U, Ni ve Mo redoks ortamına ve oranlarına karşı hassastır (Arthur ve Sageman 1994; Fleurance vd., 2013). Örneğin, paleo-redoks koşullarının yorumlanması için U/Th, V/Cr, Ni/Co ve V/V+Ni nu oranlar çeşitli araştırmacılar tarafından kullanılmıştır (Algeo ve Maynard 2004; Pi vd., 2013).

2.2.1. Ordovisiyen-Silüriyen Dönemi

Bazı araştırmacılar okyanusların Erken Paleozoik zamanlarda daha oksik olduğunu belirtmişlerdir (Canfield vd., 2008; Poulton ve Canfield, 2011; Jin vd., 2014; Sperling vd., 2015; Wang vd., 2019a). Bununla birlikte, birçok araştırmacı ise okyanusların Paleozoyik dönemin belirli zaman aralıklarında anoksik olduklarını jeokimyasal kanıtlara dayanarak tanımlamıştır (Poulton ve Canfield 2011; Canfield vd., 2008). Ordovisiyen ve Silüriyen Dönemleri arasında, normal oksik koşullarla beraber ardalanmalı olarak bulunan anoksik alanların olduğunu ve Silüriyen döneminde anoksik koşulların daha yaygın olduğunu belirtmişlerdir (Bartlett vd., 2018). Ordovisiyen Dönemi'nin sonlarına doğru, Afrika'nın günümüzdeki kuzey ve orta kısımları olan Gondwana'nın bir kısmı Güney Kutbu'na doğru sürüklenerek buzullaşmaya ve deniz seviyesinin 100 m kadar alçalmasına neden olmuştur. Ordovisiyen dönemindeki sınırlı okyanus sirkülasyonu, organik maddenin korunmasına yardımcı olan anoksik dip sularına sahip geniş tropik şelf denizel alanları ile sonuçlanmıştır (Peters vd., 2005). Disoksik veya suboksik sularda beslenmeyi tercih eden Graptolitlerin, petrollü kaynak kayalarda yaygın fosiller olduğu görülmüştür. Ordovisiyen Dönemi'nin büyük bölümünde Laurentia, Sibirya ve Orta Doğu-Güney Çin bölgesinin batı kenarlarında upwelling zonları gelişmiştir. Paleo-Tetis Denizi'ndeki sınırlı sirkülasyon, kaynak kaya çökelimini desteklemiştir. Ekvatorial bölgelerde, genellikle *Gloeocapsomorpha Prisca*'nın (alg türü) hakim olduğu, organik açıdan zengin şeyl fasiyesi ile ilişkilendirilen karbonat birikimi meydana gelmiştir (Douglas vd., 1991; Hoffmann vd., 1987). Ordovisiyen kaynak kayalarından üretilen ham petroler, çok çeşitli sabit karbon izotop değerleri sergilemektedir ($\delta^{13}\text{C}_{\text{sat}} \sim -34$ ila -25 ‰, $\delta^{13}\text{C}_{\text{aro}} \sim -34$ ila -24 ‰). Ordovisiyenden sonrası buzulların erimeye başlamasıyla deniz seviyesi yükselmeye başlamıştır. Deniz seviyesinin yükselmesiyle transgresyon başlamıştır. Ordovisiyen Dönemi'nin sonunda yüksek güney enlemlerinde ($>40^\circ$) kuzey Gondwana sahanlığının geniş bir bölümünü sular altında bırakan büyük bir deniz transgresyonu oluşmuştur. Transgresyon, gelişmiş üretkenlik ve bunların korunabileceği çökelme koşullarını oluşturarak olağanüstü kalitede bölgesel bir kaynak kayalar ortaya çıkmıştır. Bu koşullar, Kuzey Afrika ve Arabistan'da graptolitik şeyl kaynak kayalarının birikmesini desteklemiştir. Kaynak kaya çökeli, Erken Silüriyen Dönemi'nde başlayan büyük bir ikinci dereceden östatik döngü ile ilişkilendirilmiştir.

Klemme ve Ulmishek (1991), Erken Silüriyen Dönemi'ni, dünya rezervlerinin yaklaşık %9'unu oluşturan kaynak kaya çökeli için en önemli altı zamansal aralıktan biri olarak

tanımlamıştır. Erken Silüriyen döneminde Kuzey Afrika, Arap plakası ve Türkiye Godwana'nın kuzey kısımlarında yer almaktadır (Husseini, 1990 ve 1991). Arap körfezindeki birtakım hidrokarbon birikimlerin kaynak kayası olarak Silüriyen yaşlı organik maddece zengin şeyller olduğunu belirtmektedirler (Ala vd., 1980 ve Alsharhan ve Kendal, 1986).

Silüriyen şeyleri oldukça önemlidir çünkü Dünya petrollerinin %9'u yüksek organik madde miktarına sahip olan bu şeylli kaynak kayalardan türemiştir (Klemme ve Ulmishek, 1991) Güneydoğu Anadolu Havzası'nın Ordovisiyen-Silüriyen yaşlı kanıtlanmış kaynak kayalarından ikisi Bedinan ve Dadaş formasyonlarıdır. Dadaş Formasyonu Silüriyen Dönemi'nde Türkiye'nin Güney Anadolu Bölgesi'ndeki çökelen önemli bir kaynak kayalarından birisidir (Soylu, 1987). 'Sıcak şeyl' olarak adlandırılan Dadaş şeyllerinin en alt kısmı, Hirnantiyen (Geç Ordovisiyen) buzullarının erimesini izleyen ilk Silüriyen transgresyon ürününü temsil etmektedir (Yıldız ve Yılmaz, 2020). Dadaş Formasyonunun, Suriye ve Kuzey Irak'taki Tanf Formasyonunun eşdeğeri olduğu görülmüştür (Bozdoğan, 1992).

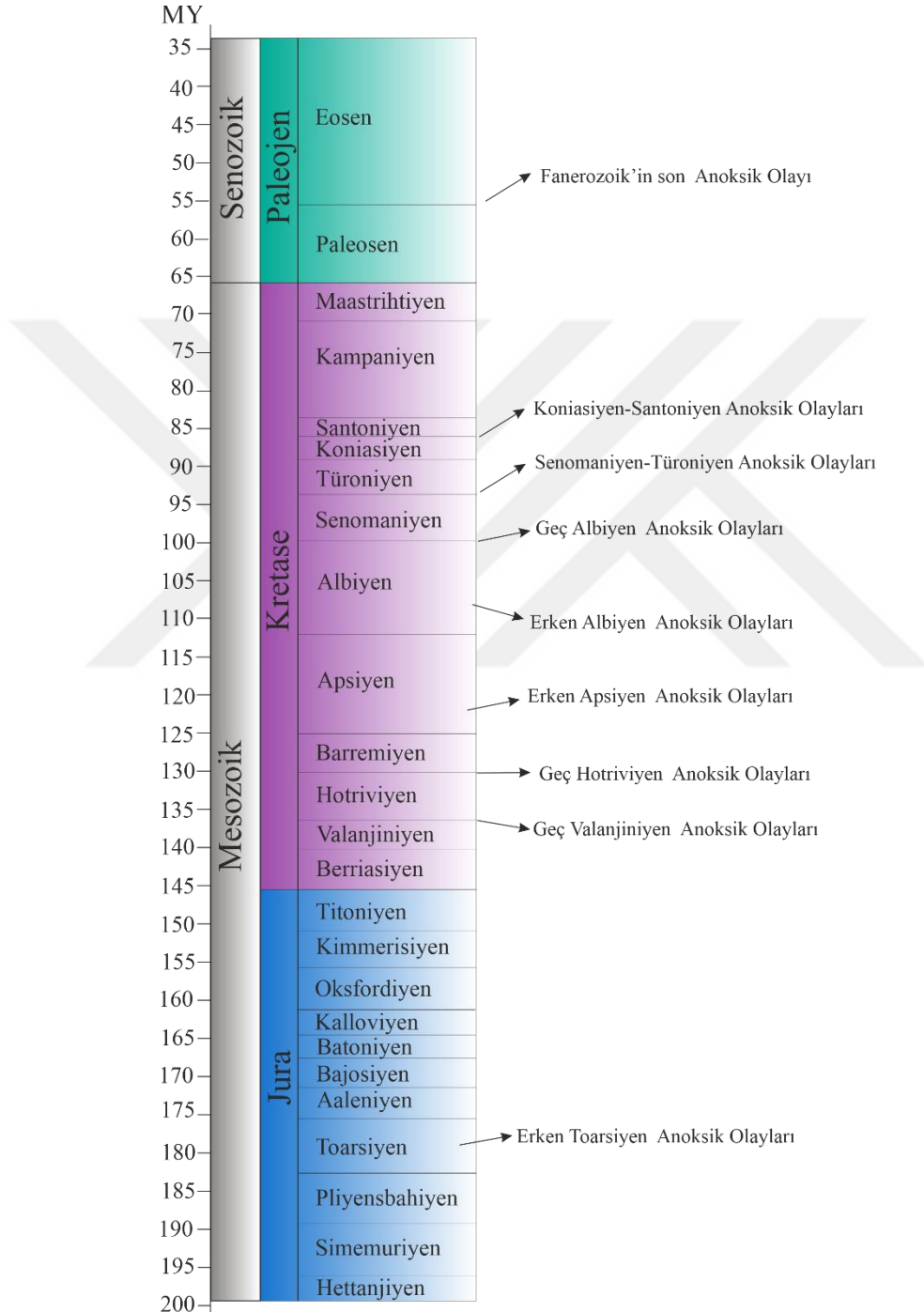
2.2.2. Kretase Dönemi

Mesozoik'te, tüm okyanus havzası geçici olarak disoksik veya anoksik hale gelmiştir. Kretase sırasında, anoksik olaylar, organik açıdan zengin lamine şeyller ve düşük oksijen miktarı ile karakteristiktir. Wyrki (1962), bu dönemdeki OAO'lar sırasında, çöken organik materyalin oksidasyonu nedeniyle meydana gelen afotik bölgenin hemen altında oksijence minimum bölgelerin hakim olduğunu göstermiştir.

Erken Toarsiyen, Erken Apsiyen ve Senomaniyen-Turoniyen Mesozoik dönemde tanımlanan üç ana OAO'ların olduğu zamanlardır (Şekil 2). Bu OAO'lar, sedimanlarda yoğun miktarda organik karbon bulunması nedeniyle önemli ölçüde inceleme konusudur ve tümü stratigrafik olarak pozitif veya negatif karbon izotop sapmaları ile ilişkilidir (Scholle ve Arthur 1980; Pratt ve Threlkeld 1984; Schlanger vd., 1987; Gale vd., 1993).

Erken Toarsiyen OAO'lar, hızlı küresel ısınma koşulları altında meydana gelmiştir (Baily vd., 2003; Jenkyns, 2003), buna kitlesel yok oluş olayları (Wignall vd., 2006) ve gelişmiş organik karbon gömülmesi de (Jenkyns, 1988) eşlik etmektedir. Erken Apsiyen'de ise derin ve sık denizel karbonatlarda, denizel ve yüksek karasal bitkilerde negatif karbon izotop değerlerinden pozitif karbon izotop değerlerine doğru bir değişim ile karakteristiktir

(Gröcke vd., 1999; Jenkyns, 2003; Herrle vd., 2004; Van Breugel vd., 2007). Bu belirgin negatif karbon izotop sapması, küresel ölçekte Erken Apsiyen OAO'ların belki de en ayırt edici özelliğidir (Jenkyns, 2010).



Şekil 2. Mesozoik ve Senozoik zamanlarda oluşan okyanusal anoksik olaylar (Jenkyns, 2010'dan değiştirilerek alınmıştır)

Pangea'nın Jura Dönemi'nde başlayan parçalanması Kretase Dönemi boyunca devam etmiştir. Afrika kuzeye doğru hareket ederek Doğu Tetis Denizi'ni kapatmıştır. Yüksek deniz seviyeleri, Kretase kıtalarının topografyasının çoğunu etkilemiştir. İç denizler Avrupa, Asya, Kuzey Afrika ve Batı Kuzey Amerika'nın çoğunu sular altında bırakmıştır. Kretase Dönemi'nin dünya çapındaki iklimi bugün olduğundan çok daha sıcaktır, belki de Dünya'nın Hadean sonrası tarihindeki en sıcak iklimi bu dönemde görülmüştür. Tropik bölgelerdeki yaygın evaporitler, kurak koşulların hüküm sürdüğünü gösterirken, orta enlemlerdeki kömürler, mevsimsel yağışlı daha nemli ortamları göstermektedir. Ilık okyanus suları ve düşük sıcaklık gradyanları, yavaş sirkülasyona ve küresel dip suyu anoksisine neden olarak kaynak kaya birikimini kolaylaştırmıştır. Okyanuslarda ammonit, belemnit ve diğer yumuşakçalar bol miktarda bulunmaktaydı. Bu dönem de canlı çeşitliliği denizde ve karada oldukça çeşitlenmiş ve Kretase Dönemi'nin sonu büyük bir kitlesel yok oluş meydana gelmiştir. Dünya çapında petrolün yaklaşık %29'unun çıkarıldığı denizel kaynak kayalar Kretase Dönemi'nde (özellikle Apsiyen-Turoniyen) yaygın bir şekilde çökelmiştir (Klemme ve Ulmishek, 1991). Dünyadaki petrol ve doğalgazın yaklaşık %60'ı Albien- Koniasiyen döneminde çökelen bu kaynak kayaları ile bağlantılıdır (Irving vd., 1974). Organik açıdan zengin deniz şeylleri ve kireçtaşları Meksika Körfezi'nde, Güney Atlantik havzaları boyunca, Kuzey Afrika'da, Güney Avrupa'da, Kırım'da, Batı Sibirya'da ve Alaska'nın Kuzey Yamacı'nda birikmiştir. Dünya genelinde İran Sahili-Zagros Havzası, Maracaibo Havzası (Venezuela) ve Songliao Havzası'nda içerisinde bulunduğu birçok petrollü havza, Kretase dönemi kaynak kayaları ile bağlantılıdır. Ortadoğu'da çıkarılan petrolünün %70'inden fazlası, Jura-Kretase yaşlı çökellerden (Sargel Garau, Gadvan formasyonları gibi) üretilmektedir.

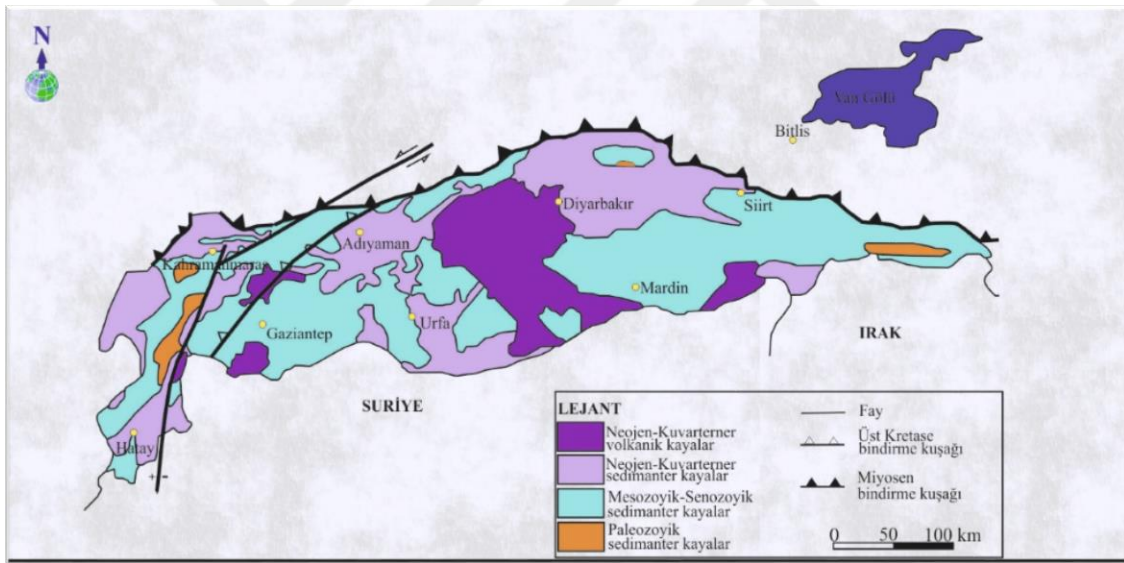
Ortadoğu'nun sedimanter fasiyes dağılımlarına dayanılarak Mesozoik yaşlı karbonatlar iki gruba ayrılmıştır. Birinci grup, 30-100 m kalınlığına sahip regresyon döneminde çökelen kırıntılı killi tabakalarla ardalanmalı olarak bulunan karbonatlardır. İkinci grup ise ilk grubun tam tersi transgresyon döneminde depolanan platform/şelf karbonatlarından oluşmaktadır. İkinci grup organik maddece zengin ana kayaları bünyesinde bulundurduğu için oldukça önemlidir (Sorkhabi, 2010).

Türkiye'de ise transgresyon ile şelf-içi havzalarda çökeldiği bilinen (Çelikdemir vd., 1987) Derdere Formasyonu, transgresyon etkisinde şelf içi ve sığ denizel ortamlarda, bol fosfat ve glokonit minerallerini içermesi sebebiyle de yavaş sedimantasyon ve oksidasyonun sınırlı olduğu anoksik alanlarda çökelen Karababa Formasyonu, yine anoksik koşullar

altında upwelling sistemleriyle çökelen (Ehler ve Blatt, 1982) Karaboğaz Formasyonu Kretase döneminde çökelen önemli kaynak kayalardır.

2.3. Bölgesel Jeoloji

Güneydoğu Anadolu Bölgesi Paleozoik'ten günümüze kadar farklı yaşlarda ve farklı yayılım genişliğine sahip birçok stratigrafik birimden oluşmaktadır (Şekil 3). Bölgede yüzeyleyen birimlerin bazıları iyi porozite ve permeabilite özelliği sunan karbonatlı kayalardan, kireçtaşlarından, kumtaşlarından ve konglomeralardan oluşmakta iken; bir kısmı da geçirgen özelliği olmayan kilaşı ve marn seviyelerinden oluşmaktadır. Bu kayalar bazı bölgelerde çok iyi kaynak kaya özelliği gösterirken bazı bölgelerde de çok iyi hazne kaya ve örtü kaya özelliği sunmaktadır.



Şekil 3. Ana bindirme kuşakları ve faylarla birlikte Güneydoğu Türkiye'nin jeolojik haritası (Yılmaz, 1993'ten değiştirilerek alınmıştır)

Güneydoğu Anadolu Bölgesinde'ki çalışma alanlarını da içerisinde bulunduran otokton birimler iki ayrı istiftten meydana gelmektedir. Birincisi, 5 grup ile birde bu grupların hiç birine dahil edilmeyen Tanf Formasyonundan oluşan Prekambriyen-Paleozoyik yaşlı istiftir ikincisi ise 7 gruptan oluşan Mesozoik-Senozoyik yaşlı istiftir (Şekil 4).

2.3.1. Prekambriyen-Paleozoyik Yaşlı İstif

Bu istif; 5 gruptan ve gruplara dahil olmayan bir formasyondan oluşmaktadır Bu istifte yer alan birimler yaşlıdan gence doğru aşağıda sıralanmıştır.

2.3.1.1. Derik Grubu

Amanoslar, Adıyaman, Derik, Hakkâri’de yüzeyleyen Derik grubu, alttan üste doğru Prekambriyen yaşlı, volkanik kayalardan ve bunlarla yer yer ardalanmalı olarak (Bozdoğan, 1982) oluşan aynı yaşlı Telbesmi Formasyonundan; Erken Kambriyen yaşlı, tabanda konglomeralardan üste doğru-kumtaşı-silttaşı-şeyl ardalanmasından oluşan Sadan Formasyonundan; tabanda açık renkli kumlu dolomitlerden üst kesimlerde fosilli-killi kireçtaşlarından meydana gelen Orta Kambriyen yaşlı Koruk Formasyonundan; tabanda kireçtaşı-şeyllerden üste doğru şeyl-silttaşı-kumtaşı ardalanmalarından oluşan, Orta-Geç Kambriyen yaşlı Sosink Formasyonundan oluşmaktadır (Günay, 1984 ve Atan, 1969).

2.3.1.2. Habur Grubu

Amanoslar, Derik ve Hakkâri’de yüzeyleyen Ordovisiyen yaşlı Habur Grubu, Seydişehir ve Bedinan formasyonlarından oluşmaktadır. Ordovisiyen yaşlı Seydişehir Formasyonu, ince taneli-laminalı, çok iyi boylanmış kumtaşları ile şeyllerin ardalanmasından, Orta-Geç Ordovisiyen yaşlı Bedinan Formasyonu ise tabanda gri-siyah renkli şeyl-bej renkli kumtaşı ve silttaşlarından üste doğru ise yine kumtaşı-silttaşı ve şeyl ardalanmasından oluşmaktadır (Bayçelebi vd. 1984; Dean 1980 ve Bozdoğan ve Erten 1990).

2.3.1.3. Diyarbakır Grubu

Diyarbakır-Hazro’da yüzlek veren Erken Silüriyen-Geç Devoniyen yaşlı Diyarbakır Grubu; üst kesime doğru sığlaşan yeşil-siyah renkli şeyllerden oluşan Erken Silüriyen-Erken Devoniyen yaşlı ve üç üyeye ayrıtılan (Dadaş-I, Dadaş-II, Dadaş-III) Dadaş Formasyonundan; tabanda marn-miltaşı ara seviyeli kumtaşları, ortada dolomitik

kireçtaşlarından ve üst kesimlerde yine miltaşlarından oluşan Erken Devoniyen yaşlı Hazro Formasyonundan ve Orta-Geç Devoniyen yaşlı Altta killi dolomitlerle üstte ise şeyl-dolomit ardalanmasından oluşan Kayayolu Formasyonundan oluşmaktadır (Akyol ve Sinanoğlu, 1977, Güven vd., 1982; Bozdoğan vd., 1987).

2.3.1.4. Zap Grubu

Amanoslar ve Hakkâri civarında yüzeyleyen Geç Devoniyen-Erken Karbonifer yaşlı Zap Grubu, alttan üste doğru; pembe-bordo renkli kuvars kumtaşlarından ve yer yer bunlarla ardalanmalı yeşil-kırmızı-gri renkli çamurtaşlarından (Alişan ve Bozdoğan, 1992) oluşan Geç Devoniyen- Erken Karbonifer yaşlı (Alişan, 1990; Bozdoğan 1992) Yığınlı Formasyonundan, genel olarak kireçtaşı-şeyl ardalanmasından oluşan Geç Devoniyen-Erken Karbonifer yaşlı Köprülü Formasyonundan (Alişan ve Bozdoğan, 1992) ve koyu renkli, orta-kalın katmanlı resifal kireçtaşlarından oluşan Erken Karbonifer yaşlı Belek Formasyonundan oluşmaktadır (Alişan, 1990).

2.3.1.5. Tanin Grubu

Geç Permien yaşlı bu grup Hakkâri ve Hazro civarında yayılım göstermektedir. Grup alttan üste doğru; doğuda denizel kumtaşı, killi kireçtaşı ve koyu renkli şeyllerden orta-batıda flüviyal kumtaşı, kömür arabantlı şeyl, dolomitlerden oluşan (Alişan ve Bozdoğan, 1992), Geç Permien yaşlı (Ağralı ve Akyol, 1967) Belek Formasyonundan ve Geç Permien yaşlı karbonat-klastik-karbonat şeklinde 3 üyeye ayrılan (A-B-C üyeleri) ve doğuda tamamen karbonatlı kayaçlara geçen Gomanibrik Formasyonundan oluşmaktadır.

2.3.2. Mesozoik-Senozoik Yaşlı İstif

Bölgenin en önemli kaynak ve rezervuar kayaları Mesozoik zaman dilimi boyunca depolanmıştır. Triyas'tan Kretase sonuna kadar çökelen istif 5 gruptan ve gruplara dahil olan 29 formasyondan oluşmaktadır.

2.3.2.1. Çıgılı Grubu

Erken Triyas yaşlı, Hakkâri-Hazro ve Amanoslar'da yüzeyleyen grup oolitik kireçtaşlarıyla başlayan ve kireçtaşı-şeyl ar dalanmasıyla son bulan (Günay,1990) Erken Triyas yaşlı (Perinçek, 1980) Yoncalı Formasyonundan, bordo-koyu kırmızı rengiyle ayırt edilen kireçtaşı-şeyl-kiltaşlarından oluşan (Araç ve Yılmaz, 1991; Fontaine, 1981) Erken Triyas yaşlı (Alişan, 1983) Uludere Formasyonundan ve kireçtaşı-şeyl ve ara ara dolomitlerden oluşan Erken Triyas yaşlı (Monod ve Dean, 1981) Uzungöçit Formasyonundan oluşmaktadır.

2.3.2.2. Cudi Grubu

Erken Triyas-Erken Kretase yaşlı Gölbaşı-Adıyaman-Mardin-Diyarbakır-Silvan-Hazro gibi genişçe bir alanda yayılım gösteren istifte hakim litolojisi dolomitlerdir. Erken Triyas-Erken Jura yaşlı Çanaklı Formasyonundan ve yine karbonatların ağırlıkta olduğu Hakkari dolaylarında killi kireçtaşı-dolomit-marn-şeyl seviyelerini içeren Orta Jura-Erken Kretase yaşlı Latdağı Formasyonundan oluşmaktadır (Günay, 1984 ve Perinçek, 1980).

2.3.2.3. Mardin Grubu

Kretase yaşlı çok geniş bir yayılıma sahip olan istif bölgede üretilen petrolün yaklaşık %80 karşılamaktadır. Bu grup alttan üste doğru; tip kesit yeri olan Areban'da kalın katmanlı kumtaşlarından ve güneye doğru kireçtaşlarına değışen Apsiyen-Albiyen yaşlı Areban Formasyonundan, tabanda dolomitlerden orta ve üst kesimde kireçtaşlarından oluşan Albiyen-Senomiyen yaşlı Sabunsuyu Formasyonundan, koyu gri-kahverengi kalın katmanlı dolomitlerden ve açık-boz renkli kireçtaşlarından oluşan Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonundan, kireçtaşları ve dolomitik kireçtaşlarıyla temsil edilen ve bölgenin petrol çalışmalarında en çok kullanılan Koniasiyen-Erken Kampaniyen yaşlı Karababa Formasyonundan oluşmaktadır (Aksu, 1980; Çelikdemir ve Dölger, 1990; Çoruh, 1991; Akgöl ve Apak, 1987 ve Blakslee vd., 1960).

2.3.2.4. Adıyaman Grubu

Geç Kretase yaşı Adıyaman Grubu alttan üstü doğru; genellikle organik maddece zengin karbonatlı kayaçlardan oluşan Orta Kampaniyen yaşı Karaboğaz Formasyonundan; çoğu alanda killi kireçtaşlarından oluşan sadece X. Bölgenin doğusunda organik maddece zengin kireçtaşlarından oluşan Geç Kampaniyen yaşı Sayındere Formasyonundan, açık renkli bol bentik foraminiferli Erken Kampaniyen-Erken Maastrichtiyen yaşı Beloka Formasyonundan oluşmaktadır (Çoruh, 1991; Aras ve Kirici, 1989; Duran ve Pekcan, 1980 ve Araç vd., 1990).

2.3.2.5. Şırnak Grubu

Şırnak Grubu Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin yayılımı en geniş ve en çok formasyona sahip olan grubudur. Geç Kretase-Paleosen yaşı ve çok geniş bir yayılıma sahip olan istif yaşıdan gence doğru: Geç Kampaniyen-Orta Maastrichtiyen yaşı Kastel Formasyonu, Geç Kampaniyen-Orta Maastrichtiyen yaşı Bozova Formasyonu; Erken-Orta Maastrichtiyen yaşı Terbüzek Formasyonundan; Erken-Orta Maastrichtiyen yaşı Kıradağ Formasyonu; Orta-Geç Maastrichtiyen yaşı Besni Formasyonu; Orta Maastrichtiyen yaşı Garzan Formasyonu; Geç Maastrichtiyen yaşı Alt Sinan Formasyonu; denizel kökenli klastik birimlerden oluşan Paleosen yaşı Germav Formasyonu; karasal kökenli klastiklerden oluşan Orta-Geç Paleosen yaşı Antak Formasyonu; Erken-Orta Paleosen yaşı Geç Sinan Formasyonu; Geç Paleosen yaşı Becirman Formasyonu; Orta-Geç Paleosen yaşı Belveren Formasyonu ve Geç Paleosen yaşı Gercüş Formasyonundan oluşmaktadır (Güven vd., 1988; Aköz, 1992; Çoruh, 1991; Araç, 1982; Eren ve Sarı, 1984; Açıkbaş vd., 1981). Bu formasyonlardan Sinan, Besni, Garzan, Becirman ve Belveren formasyonları karbonatlı-dolomitik kayaç litolojisine sahipken diğerleri ağırlıklı olarak kırıntılı kayaç litolojisine sahiptir.

2.3.2.6. Midyat Grubu

Eosen-Oligosen yaşı grup alttan üste doğru: kireçtaşlarıyla temsil edilen Erken Eosen yaşı Kavalköy Formasyonundan; bol bentik foraminiferli kireçtaşlarından ve dolomitlerden

oluşan Erken Eosen-Geç Oligosen yaşlı Hoya Formasyonundan; karbonatların egemen olduğu bir litolojiye sahip Orta Eosen-Oligosen yaşlı Germik Formasyonundan; killi foraminiferli kireçtaşlarından oluşan Orta Eosen-Geç Eosen yaşlı Havillati Formasyonundan; çörtlerden ve kireçtaşlarından oluşan Erken Eosen-Geç Oligosen yaşlı Gaziantep Formasyonundan meydana gelmektedir (Perinçek, 1990; Duran vd., 1988 ve Açıkbaş vd.,1981).

2.3.2.7. Silvan Grubu

Miyosen yaşlı olan Silvan Grubu; kırmızı-kahve-alacalı renkli çakıltası-kumtaşı-silttaşı-çamurtaşlarından oluşan Erken Miyosen yaşlı Kapıkaya formasyonundan; krem ve bej renkli bol miktarda fosil içeren kireçtaşlarından oluşan Erken Miyosen yaşlı Fırat Formasyonundan; bazı alanlarda kumlu kireçtaşlarından bazı yerlerde ise silttaşı-marn-şeyllerin ardalanmasından oluşan Orta-Geç Miyosen yaşlı Lice Formasyonundan; bordo-kırmızı-alaca renklerde çakıltası-kumtaşı-şeyl-çamurtaşı litolojileriyle temsil edilen Geç Miyosen-Pliyosen yaşlı Şelmo Formasyonundan oluşmaktadır (Açıkbaş vd., 1981; Aras, 1990; Perinçek, 1990 ve Duran vd., 1987).

2.3.2.8. Tanf Formasyonu

Bu formasyon Tel Hasan-1 kuyusunda kesilen, Erken Silüriyen yaşlı 67m'lik bir istiftir ve Suriye'deki siyah şeyllerden oluşan Tanf Formasyonunun zamansal eşdeğeri olması nedeniyle aynı isimle anılmaktadır. Yapılan çalışmalar sonucu yukarıdaki hiçbir gruba dahil edilmediği için ayrı olarak ele alınmıştır. Organik maddece zengin ve kumlu şeyllerden oluşmaktadır. Taban ilişkisi çok net gözlenememiştir ama Bedinan Formasyonunun üzerine diskordansla oturduğu tahmin edilmektedir. Tanf Formasyonunun üzerine de Yığınlı Formasyonu uyumsuz olarak gelmektedir (Bozdoğan,1992).

YAŞ	KAYA BİRİMLERİ		LİTOLOJİ
	GRUP	FORMASYON	
OLİGOSEN	MİDYAT	GERMİK	
		GAZİANTEP	
EOSEN	MİDYAT	HOYA	
		KARAKÖY	
PALEOSEN	ŞİRNAK	GERCÜŞ	
		BELVEREN	
		GERCÜŞ	
		Beciman	
		ÜST GERMAV	
		ÜST SINAN	
		ALT GERMAV	
		LA SINAN	
		BESNİ	
		GARZAN	
		TERBÜZEK	
		KOÇALI	
		KASTEL	
		KARADUT	
		BOZOVA	
KRETASE	MARDİN	SAYINDERE	
		KARABOĞAZ	
		ORTABAĞ	
		BELOKA	
		KARABABA	
		DERDERE	
		SABINSUYU	
		AREBAN	
		LATDAĞI	
		YOLAÇAN	
JURA	CUDI	KOZLUCA	
		DİNÇER	
		TELHASAN	
		ÇAMURLU	
		GİRMELİ	
		BAKÜK	
		UZUNGEÇİT	
		ULUDERE	
		YONCALI	
		BULAKBAŞI	
TRİYAS	ÇİĞLI	GOMANLIBRIK	
		KAŞ	
		BELEK	
		KÖPRÜLÜ	
		YİĞİNLİ	
PERMIYEN	TANIN	KAYAYOLU	
		HAZRO	
		DADAŞ	
		BEDİNAN	
KARBONİFER	ZAP		
DEVONİYEN	DIYARBAKIR		
SİLÜRİYEN	HABUR		
ORDOVİSİYEN	HABUR		

Şekil 4. Çalışma alanının geliştirilmiş stratigrafik kesiti (Güven vd., 1991'den değiştirilerek alınmıştır)

2.4. Kaynak Kayalar

Ülkemizin iki önemli petrol üretim sahasını (Batman-Adıyaman Sahası) içeren Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Ordovisiyen'den Kretase sonuna kadar birçok petrol kaynak kayası bulunmakta olup bu kaynak kayalar bölgedeki petrollerin kaynağını oluşturmaktadır. Bölgede yapılan önceki çalışmalarda belirlenen ve bu tez çalışması kapsamında kullanılan petrol kaynak kayaları Bedinan (Orta-Geç Ordovisiyen), Dadaş (Silüriyen-Devoniyen), Derdere (Senomoniyen-Turoniyen), Karababa (Santoniyen-Erken Kampaniyen), Karaboğaz (Orta Kampaniyen), Sayındere (Geç Kampaniyen) formasyonlarına aittir. Aşağıda bu formasyonlar kısaca açıklanmıştır.

2.4.1. Bedinan Formasyonu

Adlandırma ve Yayılım: Birim ilk olarak Cobb (1957) tarafından tanımlanarak Bedinan Formasyonu adı verilmiştir. Geniş bir yayılım gösteren birim bu bölgelerde açılan petrol kuyularının çoğunda kesilmiştir. Güneydoğu Türkiye'deki Bedinan Formasyonu mostraları Mardin (Derik), Hakkâri ve Amanos sıradağları ile sınırlıdır (Kellogg, 1960; Schmidt, 1964; Dean, 1975; Perinçek vd., 1991; Monod vd., 2003; Paris vd., 2007 ve Ghienne vd., 2010).

Litoloji: Bedinan Formasyonu, Güneydoğu Anadolu Bölgesinde açılan kuyulardan elde edilen verilere göre alttan üste doğru gayri resmi olarak Bedinan-I, Bedinan-II, Bedinan-III ve Bedinan-IV olmak üzere dört üyeye ayrılmıştır. “Bedinan-I üyesi” koyu gri renkli şeyllerden; “Bedinan-II üyesi” gri, koyu kahve renkli silttaşlarından; “Bedinan-III üyesi” beyaz renkli kumtaşlarından ve “Bedinan IV üyesi” de kumtaşı, silttaşı ve şeyllerden oluşmaktadır. Bedinan Formasyonu kısa mesafelerde büyük değişiklikler göstermektedir. Orta-Geç Ordovisiyen yaşlı Bedinan Formasyonu kumtaşı ve şeyl aralanmasından oluşur ve üste doğru regresif bir istiflenme göstermektedir (Bozdoğan vd., 1994).

Alt-üst sınırlar ve kalınlık: Sosinik Formasyonu ile olan alt dokanak ilişkisi tektonik olan birim, Dadaş Formasyonu, Tanin grubu, Çığlı ve Mardin gruplarına ait birimler tarafından uyumsuzlukla örtülmektedir. Alt dokanağı yalnızca, Bedinan köyünün 9 km batısında bulunan Seydişehir Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelmektedir. Bedinan Formasyonu, Orta Doğu ve Kuzey Afrika'daki Silüriyen sıcak şeyllerinin Türkiye'deki karşılığı olan Dadaş Formasyonu tarafından uyumsuz olarak örtülmektedir (İztan ve Harput,

1991; İztan, 2004). Bedinan Formasyonu, arazi gözlemleri ve açılan kuyulardan elde edilen bilgilere göre farklı kalınlıklar sunmaktadır. Asgari kalınlığı Hakkâri (Çukurca) dolaylarında 10 m'dir. Azami kalınlığı ise 1683 m ile Ceylanpınar-1 kuyusunda ölçülmüştür. Formasyonun tip kesit alanı ve çevresinde ki ölçülen kalınlığı 431-678 m arasında değişmektedir (Cobb, 1957; Ketin, 1964; Aksu, 1980; Bayçelebi vd., 1984 ve Amaco, 1985).

Fosil içeriği ve yaş: Birim, trilobit, gastropod, brakiyopod, ostrakod, lamelli branş ve sefalopod ve makrofosillerden oluşan oldukça zengin bir fosil içeriğine sahiptir. Mikro ve makro fosillere dayanılarak birimin yaşı Orta-Geç Ordovisiyen olarak belirlenmiştir (Bayçelebi vd., 1984 ve Bozdoğan vd., 1994).

Çökelme ortam: Bedinan Formasyonu, GD Türkiye'deki Ordovisiyen birimlerinin ikinci çökelme istifine (Darriwilien-Hirnantien) karşılık gelir ve Suudi Arabistan'daki Sarah ve Qasim ve Iraktaki Habur formasyonları gibi aynı yaştaki birimlerle tabaka dizilimi açısından güçlü benzerliklere sahiptir (Alsharhan ve Nairn, 1997; Husseini, 1991; Konert vd., 2001; Sharland vd., 2001; Ghienne vd., 2007, 2010; LHeron ve Howard, 2010; Le Hérissé vd., 2015; Craigie vd., 2016; Saberi vd., 2016 ve Yıldız, 2019). Bu nedenle Bedinan Formasyonu çökellerinin tektonizmadan çok östatik deniz seviyesi değişimi tarafından yönetildiği şeklinde yorumlanabilmektedir (Yıldız ve Yılmaz 2020). Formasyonun alt tarafındaki çökeller transgresif üst tarafındaki çökeller ise tam tersi regresif özellik göstermektedir. Bedinan Formasyonu çökel ortamı sığ deniz-kıyı yakını-geçiş ve delta ilerisi dalga zonu-kıyı ötesi olarak belirlenmiştir (Bayçelebi vd., 1984).

Organik jeokimya: Formasyondan alınan örnekler üzerinde yapılan jeokimyasal analizler sonucunda TOC miktarları 0.32-0.82 arasında değişmekte, organik madde tipinin Tip-II ve 442-445°C arasında değişen T_{max} değerleri ile orta olgun özellikte olduğu belirlenmiştir (Özdemir ve Ünlügenç, 2013).

2.4.2. Dadaş Formasyonu

Adlandırma ve yayılım: Dadaş Formasyonu ilk kez Kellogg (1960) tarafından Diyarbakır (Hazro) çevresinde ölçülen Hacertumdağ stratigrafik kesitinde belirlenmiştir. Birim üst kısmı Hazro antiklinalinin çekirdeğinde ve Diyarbakır civarında yüzerlerken alt kısmı sadece bölgede açıklan petrol kuyularında tespit edilmiştir (Bozdoğan vd., 1987; Güven vd., 1982).

Litoloji: GDA'da açılan kuyularda, Dadaş Formasyonu yaşlıdan gence doğru 'Dadaş-I', 'Dadaş-II' ve 'Dadaş-III' olmak üzere üç farklı üyeye ayrılmaktadır. Dadaş-I üyesi, karbonat ara katkılı koyu renkli şeyllerden; Dadaş-II üyesi, yer yer kumtaşı bantlarıyla ardalı olarak bulunan organik maddece zengin koyu renkli şeyllerden ve Dadaş-III üyesi ise şeyl, kumtaşı, dolomit ve marn seviyelerinden oluşmaktadır (Kozlu vd.,2002).

Alt-üst sınırlar ve kalınlık: Dadaş Formasyonunun alt dokanağı Güneydoğu Anadolu Bölgesinde yüzeylenmemektedir. Mardin Gurubu'nun karbonatları tarafından açıl原因 uyumsuzlukla örtülmektedir (Perinçek, 1979). Hazro Formasyonu ile uyumlu bir üst dokanağı sahiptir (Bozdoğan, 1982). Dadaş Formasyonunun kalınlığı 90-220 m arasında değişmektedir.

Fosil içeriği ve yaş: Dadaş Formasyonu içerdiği bryoz, brakiyopod, gastropod, krinoid vb. çeşitli fosillerle oldukça zengin biofaunaya sahiptir. Yapılan paleontolojik çalışmalar neticesinde birimin yaşı Erken Silüriyen-Erken Devoniyen olarak belirlenmiştir (Bozdoğan, 1982; Karabulut vd., 1982 ve Bozdoğan vd., 1987, 1988).

Çökelme ortam: Birim, sığ deniz-kıyı yakını dalga-gel/git ortamında depolanmıştır (Erten, 1983; Bozdoğan vd., 1988.)

Organik Jeokimya: Dadaş Formasyonu, Diyarbakır Havzası boyunca hidrokarbon üretmek için termal olarak elverişlidir, Diyarbakır Havzasında T_{max} değerleri çoğunlukla 435 °C'nin üzerindedir (Aydemir, 2012; Soylu vd., 2012; Mitchell, 2013; Yıldız, 2016, 2019). Dadaş Formasyonunun "sıcak şeyl" olarak adlandırılan taban bölümü, Arap Yarımadası ve Kuzey Afrika'daki Silüriyen sıcak şeyl seviyelerine yaş ve jeolojik olarak benzemektedir (Alsharhan ve Nairn, 1997; Hussein, 1991; Lüning vd., 1999, 2000; Konert vd., 2001; Le Heron ve Howard, 2010; Ghienne vd., 2010; Le Hérisse vd., 2015; Yıldız, 2016; Craigie vd., 2016; Saberi vd., 2016). Diyarbakır bölgesinde açılan Derindere-1 ve Çeltikli-I kuyularında kesilen Dadaş Formasyonunun kaynak kaya özellikleri belirlenmiştir. Bu çalışmaya göre Derindere-I ve Çeltikli-I kuyularında kesilen Dadaş Formasyonunun TOC değerleri 0.16-2.87, HI değerleri 48-454 mgHC/g kaya, T_{max} değerleri ise 427-440 °C arasında değişmektedir. Dadaş Formasyonuna ait şeyller Tip II ve Tip III karışımı kerojen içermekte olup, erken olgun-olgun özellik taşımaktadırlar. Özdemir ve Ünlügenç (2013) yaptıkları çalışmada birimin TOC değerlerinin yeterli derecede olduğunu, kerojen tipinin Tip II ve Tip III olduğunu, T_{max} değerlerinin 440-446 °C arasında değiştiğini ve örneklerin olgun yer yerde aşırı olgun olduklarını ve orta derecede kaynak kaya sınıfında yer aldıklarını belirtmiştir. Tip-II kerojenli Dadaş Formasyonunun toplam organik karbon (TOC) içeriği,

Diyarbakır havzasındaki derin kuyulardan alınan karot ve kesme numuneleri için % 0,4 ile %17 arasında değişmektedir (Aydemir, 2012; Yıldız, 2016 ve Merey, 2019).

2.4.3. Derdere Formasyonu

Adlandırma ve Yayılım: İlk olarak Diyarbakır'ın Çüngös ilçesinin Derdere köyü çevresinde ölçülen kesite Derdere Formasyonu ismi verilmiştir (Handfield vd., 1959). Derdere Formasyonu yayılımı oldukça geniş olup hemen hemen tüm GD Anadolu bölgesinde çökeldiği bilinmektedir (Aksu, 1980; Çelikdemir ve Dölger, 1990).

Litoloji: Derdere Formasyonu mostra verdiği alanlarda grimsi bej, siyahımsı gri; sert-çok sert, sıkı, gevrek, ince-kalın-çok kalın tabakalı; fosil içeren, düşük-orta poroziteli yer yer çört yumrulu kireçtaşı- dolomitik kireçtaşı ile grimsi bej, bej, kahverengi, sert-çok sert, orta-kalın ve çok kalın katmanlı ara ara çört yumrulu dolomitlerden oluşmaktadır (Perinçek 1989 ve 1990).

Alt-üst sınırlar ve kalınlık: Formasyonun Karababa Formasyonu ile olan üst kontağı uyumsuzdur (Bryant, 1960; Handfield vd., 1959). Alt kontağı ise, Sabunsuyu Formasyonu ile geçişlidir. Derdere Formasyonu, Güneydoğu Anadolu bölgesinde açılmış olan pek çok kuyuda kesilmiştir. Kalınlığı 50-275 metre arasında değişmektedir (Çelikdemir ve Dulger, 1990).

Fosil içeriğı ve yaşı: Formasyon genellikle foraminifer, algler, makrofosiller ve kavkı parçalarından oluşmaktadır. Yapılan paleontolojik çalışmalar neticesinde birimin yaşı Senomaniyen-Türoniyen olarak belirlenmiştir (Köylüoğlu, 1981; Erenler, 1989 ve Ertuğ, 1991).

Çökelme ortam: Derdere formasyonunun tabanındaki organikçe zengin kireçtaşları, nispeten daha derin denizel, anoksik koşullarda çökelmiş ve lagünelden gelgit düzlüğü karbonatlardan oluşan yukarıya doğru sığlaşan bir ortamı işaret etmektedir (Perincek vd., 1991).

2.4.4. Karababa Formasyonu

Adlandırma ve Yayılım: Bu formasyonun ilk tanımlanması Gossage (1956) tarafından Karababa Dağının güneyinde “Karababa Kireçtaşları” adıyla yapılmıştır. Adıyaman güneyinde bulunan Karababa Dağının güney yamacı formasyonun tip kesit alanı olarak belirtilmiştir (Tuna, 1973). Formasyon, Fırat nehrinin doğusunda yüzeylenmemektedir (Yılmaz ve Duran, 1997).

Litoloji: Birim A, B ve C olmak üzere üç farklı üyeye Saltık ve Saka (1971) tarafından ayrılmıştır. En alttaki koyu renkli derin deniz ortamında çökelen killi kireçtaşları Karababa-A üyesi olarak iyi kaynak kaya sınıfındadır. Karababa-B üyesi ise çört ara katkılı kireçtaşından oluşmaktadır. Karababa-C üyesi ise en üstte bulunan sığ denizel kireçtaşlarından oluşmaktadır. Adıyaman sahalarında petrol türettiği için oldukça önemlidir. Karababa Formasyonu altta Derdere Formasyonu üstte Karaboğaz Formasyonu ile olan dokanakları uyumlu olarak gösterilmiştir. Karababa Formasyonunun üç üyesinden en altta olanı Karababa-A, Beşikli petrol sahası (Sarı ve Bahtiyar, 1999) ve Karakuş Petrol Sahasında petrol kaynak kaya özelliği taşıdığı tespit edilmiştir.

Alt-üst sınırlar ve kalınlık: Karababa Formasyonu, genellikle Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde, altta Derdere Formasyonunu, üstte Karaboğaz Formasyonunu diskordansla örtmektedir (Sungurlu, 1973 ve 1974). Karababa-C üyesinin, Karaboğaz ve Sayındere formasyonları ile sınırı ise diskordanslıdır (Çelikdemir vd., 1987). Tip kesit alanında birimin kalınlığı 110 m olarak ölçülmüştür (Tuna, 1973).

Fosil içeriği ve yaş: Birimin yaşı içerdiği fosillere dayanılarak Geç Koniasiyen-? Erken Kampaniyen olarak belirlenmiştir (Çoruh, 1983; Ertuğ, 1991; Erenler, 1989).

Çökel ortam: Anoksik indirgen bir denizel ortamda çökelmeye başlayan formasyon üste doğru normal denizel koşullarda çökelimine devam etmiş ve sığ denizel/lagün/gelgit ortamları ile çökelimini tamamlamıştır. Birimin kalınlığı bölgede maksimum 80 m olarak ölçülmüştür.

Organik Jeokimya: Karababa Formasyonunun A üyesine ait kireçtaşlarının (Beşikli-1, Beşikli-4 kuyularına ait örnekler için) TOC içeriği %1.28-2.02 arasında değişmektedir. Hidrojen indeksi (HI), Üretim indeksi ve T_{max} değerleri sırasıyla 457-475 mgHC/g kaya, 0.13-0.22 ve 434-436 °C arasında değişmektedir. Birimin Tip II kerojen içerdiği tespit edilmiştir. Gaz kromatogramlarına göre kireçtaşları algal organik madde içermektedirler. Bu kireçtaşları için Pr/Ph oranı 1’den düşük olarak tespit edilmiştir. *n*-alkan/isoprenoid oranları

oldukça düşüktür. Mikroskobik tayinlere göre birim %80-90 amorf organik madde içermektedir.

2.4.5. Karaboğaz Formasyonu

Adlandırma ve Yayılım: Formasyon ilk kez Handfield vd., (1959) tarafından tanımlanmıştır. Birim, Mardin civarında, Şırnak- Uludere arasında ve Karababa Dağının Fırat Nehrine bakan yamacında yüzeylemektedir (Güven vd., 1991).

Litoloji: Birim genel olarak koyu renkli, ince-orta tabakalı, organik maddece zengin kireçtaşlarından oluşmaktadır. Yer yer bol makro kavkılı kireçtaşı bantlarını içeren formasyon üste doğru açık renkli, bentik foraminiferli dah sığ kireçtaşlarına dönüşmektedir (Çoruh, 1991; Güven vd., 1988; Perinçek 1990).

Alt-üst sınırlar ve kalınlık: Birim alttaki Karababa Formasyonu ile diskordanslı üstteki Sayındere Formasyonu ile uyumlu bir kantağa sahiptir. Derdere Formasyonu ile olan sınır her zaman diskordanslıdır. Sayındere Formasyonu ile olan üst dokanağı ise her yerde uyumlu ve geçişlidir. Birimin kalınlığı kuyularda 10-70 m arasında değişmektedir (Güven vd., 1991; Sungurlu, 1974; Uygur ve Aydemir, 1988).

Fosil içeriği ve yaş: Birimin yaşı içerdiği fosillere göre Erken Kampaniyen üstü-Geç Kampaniyen altı şeklinde belirtilmiştir (Güven vd., 1991; Çoruh, 1983 ve Ertuğ, 1991).

Çökelme ortam: Formasyonun genel özelliklerine göre derin denizel ve anoksik bir ortamda çökelindiğini göstermektedir. İçerdiği fosfat çökelimleri nedeniyle 500m aşan derinliklerde fosfat çökelemeyeceği için (Ehlers ve Blatt, 1982) çökel ortamının şelf içi basen olarak tanımlanmaktadır (Uygur ve Aydemir 1988, Wagner ve Tuna, 1988; Kavak, 1997).

Organik Jeokimya: Birimin TOC içeriği %1,2-2.42 arasında değişmektedir (Beşikli-1.4.10 nolu kuyular için). HI, Üİ ve T_{max} değerleri sırasıyla 462-592, 0.12-2.42 ve 431-434°C arasında değişmektedir. Birim için Tip II kerojen özelliği belirlenmiştir. Gaz kromatogramlarına göre birim algal organik madde içermektedir. Pr/Ph oranları 1'den düşük olup, *n*-alkan/izoprenoid oranları da oldukça düşüktür. Birimin mikroskobik tayinleri sonucunda %80-90 oranında petrol türetme potansiyeli yüksek organik maddeden oluştuğu belirlenmiştir (Bahtiyar, 1999).

2.4.6. Sayındere Formasyonu

Adlandırma ve yayılım: Formasyon ilk kez Gossage (1959) tarafından isimlendirilmiş ve özellikleri belirlenmiştir. Birim, Mardin, Batman ve Siirt çevresi dışında nerdeyse tüm Güneydoğu Anadolu Bölgesinde yayılım göstermektedir.

Litoloji: Formasyon genellikle kirli sarı, gri, koyu gri, açık/koyu gri, krem bej, siyah, kirli beyaz renkli, orta yumuşak-sert, ince-orta-kalın tabakalı, glokonili, piritli, plaket yarılımlı, yer yer çört yumruları içeren, mikritik, kesif, kalsit çatlaklı, marna doğru değişen killi kireçtaşlarından oluşmaktadır (Gossage, 1959; Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ; Perinçek, 1979, 1980, 1989; Güven vd., 1988 ve 1991).

Alt-üst sınırlar kalınlık: Formasyonun taban dokanağı yayılım alanının orta ve batı bölgelerinde Karaboğaz Formasyonu ile geçişlidir. Mardin Grubu birimlerini ise diskordansla örtmektedir. Üst dokanak yayılım alanının kuzeyinde Kastel Formasyonu, güneyde ise Bozova Formasyonu ile geçişli bir özellik sunmaktadır. Kalınlığı çok değişken olup 30-300 m arasında değişmektedir (Güven vd., 1991; Aköz ve Baykal, 1993)

Fosil içeriği ve yaş: Formasyon genellikle foraminiferlerden, kırmızı alg parçalarından ve makrofosillerden oluşmaktadır. Sayındere Formasyonunun yaşı içerdiği fosillere göre Geç Kampaniyen olarak belirtilmiştir (Güven vd.,1991; Çoruh, 1983)

Çökelme ortam: Formasyonun genel olarak sakin ve derin şelf ortamında çökeldiği kabul edilmektedir (Güven vd., 1991).

2.5. Materyal ve Metot

Tez çalışmasının amacına yönelik yapılan çalışmalar büro, arazi çalışması ve laboratuvar çalışması olmak üzere üç aşamada gerçekleştirilmiştir.

2.5.1. Büro Çalışmaları

Tez kapsamında çalışma alanına ait önceki araştırmalar detaylı olarak incelenmiş, bu araştırmalar ile kaynak kaya ve petrolle ilişkin literatür verileri derlenmiştir. Bölgede yapılan araştırma ve üretim kuyuları önceki çalışmalar çerçevesinde incelenmiş ve teze konu edilen kaynak kayalara ait kırıntı numunelerinin alınabileceği sondaj noktaları belirlenmiştir.

Ayrıca kaynak kaya kırıntı numunelerinin alındığı lokasyonlara yakın konumda bulunan üretim kuyuları belirlenerek arazi çalışmaları esnasında ham petrol alınacak kuyuların tespiti yapılmıştır. Ayrıca bu kapsamda petrol ve kaynak kaya oluşumları üzerinde yapılan güncel biyomarker, C-izotop çalışmaları ve bu verilerin petrol-petrol, petrol-kaynak kaya korelasyonu içeren çalışmalar detaylı bir şekilde takip edilmiştir. Tez çalışması Microsoft Office 2016 kullanılarak yazılmış ve tabololar bu program kullanılarak çizilmiştir. Ayrıca haritalar, grafikler, diyagramlar gibi hazırlanan tüm çizimler Grapher 12, Coreldraw Graphics Suites X7 kullanılarak elde edilmiştir. İstatistiksel analizler yapılarak elde edilen dendrogram Sosyal Bilimler İstatistik Programı olan SPSS paketi kullanılarak hazırlanmıştır.

2.5.2. Örneklerin Alınması

Kırıntı numunesinin alınacağı kuyulara ait kaynak kaya örneklerinin Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (MAPEG) arşivlerinde bulunup bulunmadığı kurumla iletişime geçilerek ve kurumdan ücret karşılığında raporlar temin edilerek belirlenmiştir. Çalışmada kullanılacak kaynak kaya numunelerinin temini MAPEG'e ait kırıntı arşivinden temin edilmiştir. Kırıntı örneklerinin alındığı kuyuların isimleri ve alınan miktarları aşağıda Tablo 1' de verilmiştir. Ayrıca bu tez çalışmasında kullanılan Çalgan-1(Karaboğaz Formasyonu), Yananköy-1 (Karababa Formasyonu) ve Abdülaziz-1 (Dadaş Formasyonu) kuyularından alınan toplamda 27 adet kırıntı numunesinin verileri 'Denizel, Gösel ve Karasal Organik Maddelerin Biyomarker ve C-İzotop Karakteristiklerinin İstatistiksel Olarak Değerlendirilmesi: Petrol Aramalarında Uygulanması', isimli '114Y631' nolu Tübitak 1001 projesinden ve Cote (2020)'den elde edilmiştir. Arazi çalışmaları kapsamında literatür çalışmaları sonucunda belirlenen Adıyaman ve Şanlıurfa (Siverek) petrol üretim sahalarında bulunan üretim kuyularından petrol numuneleri alınmıştır (Tablo 1).

Tablo 1. Kırıntı ve petrol numunelerinin temin edildiği kuyular

Kuyu Kırıntı Numuneleri	Kuyu Adı	Örnek Sayısı ve Derinlik (m)	Formasyon
	Abdülaziz-1	4 (2580-2638 m) 9 (2816-2894 m)	Bedinan Dadaş
	Raman101/A	4 (2295-2332 m)	Bedinan
	Karadağ-1	6 (2027-2198 m)	Karababa, Derdere
	Altıntop-1	6 (1710-1866 m)	Sayındere, Karaboğaz, Karababa
	Çalğan-1	9 (1280-1348 m)	Karaboğaz
	Yananköy-1	9 (2270-2322 m)	Karababa
	Toplam	47 kırıntı örneği	
Petrol	Örnek No.	Aldındığı Lokasyon	
	P-1	Adıyaman	
	P-2	Şanlıurfa (Siverek)	

2.5.3. Laboratuvar Çalışmaları

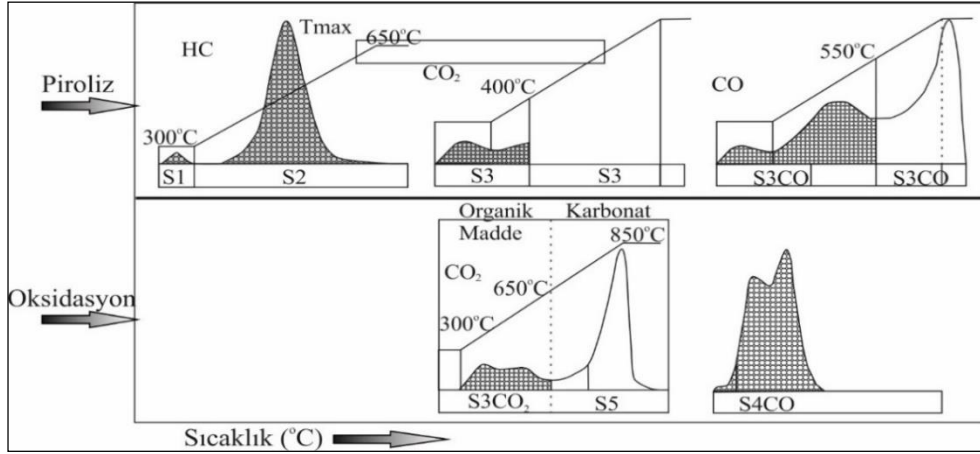
Laboratuvar çalışmaları örnek hazırlama ve analiz yöntemleri olmak üzere iki aşamada gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda kaynak kaya örnekleri, KTÜ Jeoloji Mühendisliği Bölümü Örnek Hazırlama Laboratuvarında analizler için hazırlanmıştır. Örnekler halkalı öğütücüde toz haline getirilerek Piroliz/TOC analizi, Gaz Kromatografi (GC), Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometri (GC-MS) (doygun ve aromatik hidrokarbonlar için) ve C izotop (tüm özüt, doygun, aromatik bileşen) analizleri için öğütülmüştür. Toz haline getirilen kaynak kayadan elde edilen özütler ve ham petrol numuneleri üzerinde Piroliz/TOC (sadece kaynak kayalar için), GC, GC-MS (doygun ve aromatik), C izotop (tüm petrol/özüt, doygun/aromatik hidrokarbon) analizleri yapılmıştır. Analizler TPAO Organik Jeokimya Laboratuvarında gerçekleştirilmiştir.

2.5.3.1. Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizi

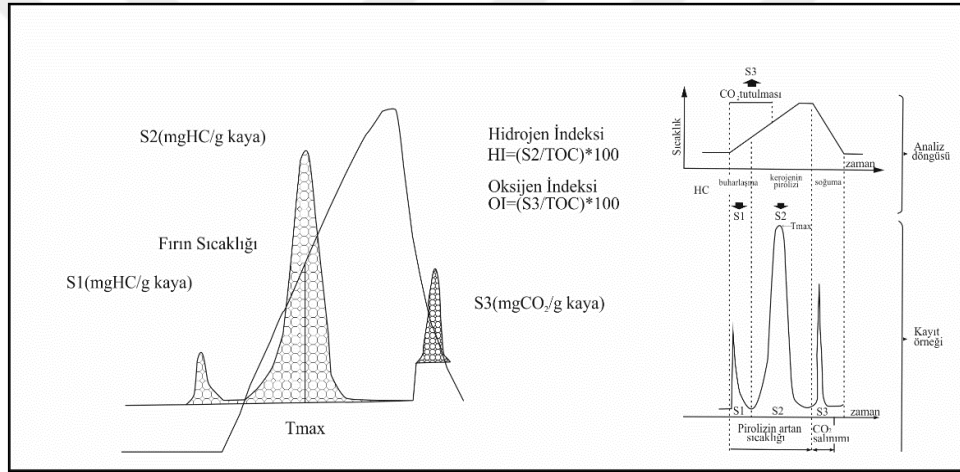
Piroliz, organik maddenin oksijenin olmadığı bir ortamda ısıtılarak ayrıştırılması işlemidir. Organik jeokimyacılar genellikle potansiyel kaynak kayaların zenginliğini ve olgunluğunu ölçmek için pirolizi kullanırlar. Bir piroliz analizinde, organik madde oksijen yokluğunda pirolize edilir ve daha sonra yakılır. Salınan hidrokarbon ve karbondioksit miktarı ölçülür. En yaygın kullanılan piroliz tekniği Rock-Eval'dır. Tüm kayaların Rock-

Eval pirolizi (Espitalie vd., 1977), ilişkili organik maddenin (OM) miktarı, türü ve termal olgunluğu hakkında bilgi verir ve petrol, doğalgaz aramalarında tortul organik maddenin tanımlanabilmesi için yaygın olarak kullanılmaktadır. Rock-Eval analizi ile kayaların petrol üretim potansiyelini belirlenebilmekte ayrıca organik maddenin türü, olgunluğu ve sedimanlardaki hidrokarbon oluşumu ve kalitesi hakkında yorumlar yapılabilir (Tissot ve Welte, 1984).

Rock-Eval VI, 1996 yılında piyasaya çıkan Rock-Eval versiyonudur. 100°C ile 850°C arasında değişen bir piroliz sıcaklığı programına sahiptir (Şekil 5). Bu, hafif hidrokarbonları, ağır petroleri ve kerojen tip III 'ü (yüksek bitkiler) ve ayrıca mineral karbonu analiz etmeyi sağlar. Rock-Eval 6, analizin düşük sıcaklıklarda (100°C) başlatılmasını mümkün kılarak, pirolizin uygulanma alanını genişletir. Ayrıca, farklı petrol türlerini (örneğin benzin, dizel yağı, ağır petroler...) serbest bırakmak için ısıtma hızları ayarlanabilir. Başarılı petrol arama, belirli bir alandaki petrol sisteminin ayrıntılı analizine dayanır. Potansiyel kaynak kayaların, olgunluklarının ve kinetik parametrelerinin ve bölgesel dağılımlarının belirlenmesi, en iyi şekilde Rock-Eval analizi kullanılarak kaya örneklerinin hızlı taranmasıyla gerçekleştirilir. Yaklaşık 100 mg ağırlığa kadar öğütülmüş kayaç numuneleri ilk önce 3-4 dakika boyunca 300 °C' de inert bir helyum/azot atmosferi altında ısıtılır ve kayadaki serbest halde bulunan organik bileşikler (bitüm) damıtılır. Pirolizin ikinci aşamasında sıcaklık dakikada yaklaşık 25°C artırılarak 600°C'ye çıkar ve numuneler piroliz edilir. Bu aşamada termal olarak gelişen organik CO₂ miktarı ölçülür. İkinci aşama, daha yüksek karbon numaralı hidrokarbon bileşiklerinin (>C₄₀) uçucu hale gelmesi ve çözünmeyen organik madde (kerojen) pirolitik ürünlere ayrıldığı yani parçalandığı bölümdür. Bu termal parçalamadan salınan hidrokarbonlar, S₂ zirvesi olarak alev iyonlaşma dedektörü (FID) ile ölçülmektedir (Şekil 6). S₂'nin maksimuma ulaştığı sıcaklık, kerojenin doğasına ve termal olgunluğuna bağlıdır ve bu T_{max} olarak ölçülmektedir. Yani T_{max} S₂ zirvesinin maksimuma ulaştığı sıcaklıktan hesaplanan standart bir parametredir. Kerojen çatlamasından üretilen CO₂, 300-390°C aralığında tutulur. Sonrasında bir sonraki numunenin çalışması için arkadan soğuma yapılır. Fırının soğumasına zaman tanıyan her analiz yaklaşık 20 dakika sürer. HI, TOC'a (mg HC/g TOC) göre indirgenmiş piroliz ürünlerinin (S₂) ve OI, oksijen ile bağlı organik karbonun (S₃) bir sonucu olarak ortaya çıkar (Şekil 6).



Şekil 5. Rock- Eval VI ile hesaplanan TOC'un analitik prosedürü (Behar vd., 2001)



Pirolizlenmiş Karbon (PC) $PC(\%) = (S_1 + S_2) * 0.083 + \left(S_3 * \frac{12}{440} \right) + \left(S_3CO + \frac{1}{2} S_3CO \right) * \frac{12}{280}$	TOC=PC+RC
Kalıntı Karbon (RC) $RC(\%) = (S_4CO_2 * \frac{12}{440}) + (S_4CO * \frac{12}{280})$	

Şekil 6. Piroliz (Rock-Eval) analizi program şeması ve analiz verileri ile hesaplanan parametreler (Tissot ve Welte, 1984)

Rock-Eval VI tekniği çeşitli değerler ölçmektedir. Bilgisayarda toplanan T_{max} , S_1 , S_2 , S_3 , PI , S_2/S_3 , PC , TOC , HI ve OI gibi piroliz değerleri bir tabloda sunulmaktadır (Şekil 6).

Proliz Analizi ile ölçülen ve hesaplanan parametreler:

- S_1 : Numunedeki serbest hidrokarbonların (gaz ve petrol) miktarıdır (kaya gramı başına miligram hidrokarbon olarak) ve alev iyonizasyon dedektörü (FID) ile ölçülür. $S_1 > 1$ mg/g ise, petrol göstergesi olabilir. S_1 normalde derinlikle artar. Numunelerin sondaj sıvıları ve çamurla kirlenmesi S_1 için anormal derecede yüksek bir değer verebilir. S_1 , 300°C'de izotermal sıcaklık adımı sırasında salınan hidrokarbonların miktarına karşılık gelmektedir. Bunlar organik madde içerisindeki bitümün parçalanması sonucu açığa çıkan hidrokarbonlardır. S_1 'in sınır değerleri göz önüne alınarak farklı araştırmacılar tarafından kaynak kaya potansiyeli belirlenmiştir. Bir kaynak kayanın organik karbon içeriğinin yüksek miktarda olması, petrol potansiyelinin her zaman iyi olduğu anlamına gelmez. Bu kayaçların aynı zamanda kerojen tiplerinin tespit edilip incelenmesi ve bu iki kriterin birlikte değerlendirilmesi gerekmektedir. Piroliz sonucunda elde edilen S_1 ve S_2 değerleri kaynak kaya potansiyelini belirlemede oldukça önemlidir.
- S_2 : Organik maddenin termal parçalanması yoluyla üretilen hidrokarbonların miktarıdır. S_2 , gömülmesi ve olgunlaşmasının devam etmesi durumunda kayanın üretme potansiyeline sahip olduğu hidrokarbonların sayısının bir göstergesidir. S_2 , 300°C ile 650°C arasında salınan hidrokarbonların miktarına karşılık gelir. Bu sıcaklık aralığında hidrojen ve oksijen içeren bileşikler ile ağır ekstrakt edilebilir bileşikler, organik parçalanma süresi boyunca kayaçtan dışarı atılır. S_2 hidrokarbonları kayacın aktüel hidrokarbon potansiyelinin karşılığıdır (Clementz vd., 1979). Farklı çalışmacılar S_2 değerlerini kullanarak kaynak kaya potansiyelini belirlemeye çalışmışlardır.
- S_3 : Kerojenin pirolizi sırasında üretilen CO_2 miktarıdır (bir gram kaya başına miligram cinsinden CO_2) ve Alev iyonizasyonu (FID) ile ölçülür. S_3 , kerojendeki oksijen miktarının bir göstergesidir ve oksijen indeksini hesaplamak için kullanılmaktadır. Anormal derecede yüksek S_3 değerleri elde edilirse numunelerin kirlendiğinden şüphelenilmelidir. 390°C'den daha düşük sıcaklıklarda parçalanmış yüksek karbonat konsantrasyonları da beklenenden daha yüksek S_3 değerlerine neden olacaktır.
- S_4 : Kaya gramı başına düşen miligram karbon olarak ifade edilmektedir. Pirolizden sonra numunede kalan organik maddelerin oksitlenmesinden (600°C'de) elde edilen kalıntı karbondur. Hidrojen eksikliği ve kimyasal yapısı sebebiyle

hidrokarbon üretme potansiyeli çok azdır ya da hiç yoktur. Bu değeri kullanarak TOC kalıntı organik karbonun, pirolize organik karbona eklenmesiyle belirlenir.

$$S_4=10*TOC-[0.83*(S_1+S_2)] \quad (1)$$

- HI: Hidrojen indeksi (HI), numunedeki toplam organik karbona (TOC veya C_{org}) göre S_2 'den piroliz edilebilir organik bileşiklerin veya "hidrokarbonların" (HC) miktarına karşılık gelir ($mg\text{-hidrokarbon}/g\text{-organik karbon} = mgHC/g C_{org}$). HI değeri kerojen içerisindeki hidrojen miktarı ile ilgilidir ve kaynak kayadaki yüksek HI değeri petrol üretme potansiyelinin yüksek olduğuna işaret etmektedir (Mc Carthy vd., 2011). HI, genellikle jeolojik örneklerde ~100 ile 600 aralığındadır. Yüksek HI değerleri (>400), kaynak kayanın iyi korunmuş algal ve mikrobik organik madde içeriğinin yüksek olduğunu göstermektedir.

$$HI=S_2*100/TOC \quad (2)$$

- OI: Oksijen indeksi (OI), bir kayaç örneğindeki normalize edilmiş oksijen içeriğidir ve kerojenin oksijence zenginliğini gösterir. Oksijen indeksi, O'nun C'ye oranı ile ilişkili bir parametredir. OI değerleri genellikle 0 ile ~150 arasında değişmektedir ve organik madde tipini belirlerken kullanılan bir parametredir.

$$OI=(100*S_3)/TOC \quad (3)$$

- Üİ: Üretim indeksi (PI), Kaynak kaya içerisinde ki serbest hidrokarbonların (S_1) kerojenin ısısal parçalanmasından açığa çıkan hidrokarbonlara (S_2) oranıdır. Üİ, petrol penceresi boyunca sürekli olarak 0,50 değerine kadar artar. S_1 piki, sondaj katkı maddeleri veya göç etmiş hidrokarbonlar gibi yerli olmayan hidrokarbonları içeriyorsa, Üİ değeri yanıltıcı olabilir (Tissot ve Welte, 1984). Kerojenin serbest hidrokarbonlara evrimini gösteren bu değer petrolün olgunluğu ile ilgili yorum yaparken kullanılmaktadır.

$$Üİ=S_1/[S_1 + S_2] \quad (4)$$

- PÜ: Potansiyel ürün (PÜ), kayaç içerisinde ki serbest ve kerojenin ısısal parçalanmasından açığa çıkan hidrokarbonların toplamı olarak ifade edilmektedir. Bu değer yeterince olgunluğa sahip bir kaynak kayanın üretebileceği maksimum hidrokarbon miktarını göstermektedir (Mc Carty vd., 2011).

$$PÜ=S_1+S_2 \quad (5)$$

- S_2/S_3 : Bu oran hidrojenin, oksijene oranını yansıtmaktadır. S_2/S_3 oranı 390°C 'ye kadar olan sıcaklık programlaması sırasında açığa çıkan organik CO_2 miktarına göre bir kayadan üretilebilecek hidrokarbon miktarının ölçüsünü temsil eder. S_2/S_3 oranları, Tip III kerojende Tip II ve Tip I göre oldukça düşüktür, çünkü karasal organik madde, diğer organik madde türlerinden (sucul, algal...) daha fazla oksijen içerir.
- PC: Pirolize edilebilir karbon (PC), analiz sırasında buharlaşan ve pirolize edilen hidrokarbonların karbon içeriğine karşılık gelir. Tip I kerojen, yaklaşık % 80, Tip II yaklaşık % 50 ve Tip III % 10-30 arasında PC değerleri verir.

PC > % 30: petrole yatkın kaynak kaya

PC < % 30: gaza yatkın kaynak kaya

$$PC=0.083*(S_1+S_2) \quad (6)$$

- RC: Kalıntı karbon (RC), hidrokarbon türetmek için çok düşük potansiyele sahip kerojenin mevcut karbonunu temsil eder. TOC'un artık karbon yüzdesi, III > II > I sırası ile kerojen tipi ile artar. RC, Tip II ve III kaynak kayaları için herhangi bir olgunlukta nispeten sabit kalır. Kalıntı karbon aynı zamanda TOC'un piroliz edilemeyen bölümü olarak da tanımlanabilir (Johannes vd., 2006).

$$RC= \frac{S_4}{10} \quad (7)$$

2.5.3.2. Ekstraksiyon (Özütleme) Analizi

Organik maddenin bir çözelti ya da süspansiyon içerisinde ayrılması işlemidir. Analiz için öğütülen numuneler özel krozelere konularak bu krozelere ekstraksiyon soksileti içerisinde yerleştirilmektedir.

Analiz, toz haline getirilmiş numunelerin ekstraksiyon sıvılarına daldırılması ve yükseltilmesi için cam balonların kullanılması ile gerçekleştirilmektedir. Ekstraksiyon düzeneğinin alt ucunda diklorometan (CH_2Cl_2) bulunan balon ve üst ucunda ise soğutucuya bağlı soksilet bulunmaktadır. Sistem balona ısı verilerek ısıtılır ve böylelikle diklorometanın buharlaşması sağlanmaktadır. Buharlaşan diklorometan içerisinde serbest hidrokarbonlar çözülür ve balona boşalması sağlanmaktadır. Ekstraksiyon analizi yaklaşık 40 saat sürmektedir. Süre tamamlandıktan sonra kroze soksileti içerisinde alınarak işlem devam etmektedir. Analiz sonucunda çözücü azot gazı yardımıyla uçurularak serbest hidrokarbonlar elde edilmektedir. Daha sonra özütleme ile bitümlü kayalardan elde edilen bitüm, GC ve GC-MS analizleri için hazır hale getirilir. Kayaç içerisinde bitümü elde etmek amacıyla özütleme analizi yapılmakta ve Rock-Eval analizinde tespit edilen S_1 değerinin örnek miktarını belirlemede, kılavuz olarak kullanılmaktadır. Bu analizde kullanılacak örnek miktarı, kayacın TOC oranına göre değişmektedir.

2.5.3.3. Kolon Kromatografi Analizi

Kolon kromatografi analizi ekstraksiyon (özütleme) analizi ile elde edilen petrol ve bitüm numunelerinin hidrokarbon grupları elde edilmektedir. Kolonda dolgu malzemesi olarak silika jeli ve alümina kullanılmaktadır. Dolgu malzemeleri porselen krozelere konularak 240°C 'de 12 saat boyunca yakılmaktadır. Daha sonra petrol ya da bitüm örneği hekzan ile çözülerek kolonun üst kısmına yerleştirilir. Bu işlemlerden sonra kolonun musluğu açılarak kromatografiye başlanmaktadır. Analiz üç aşamalı olarak gerçekleştirilir.

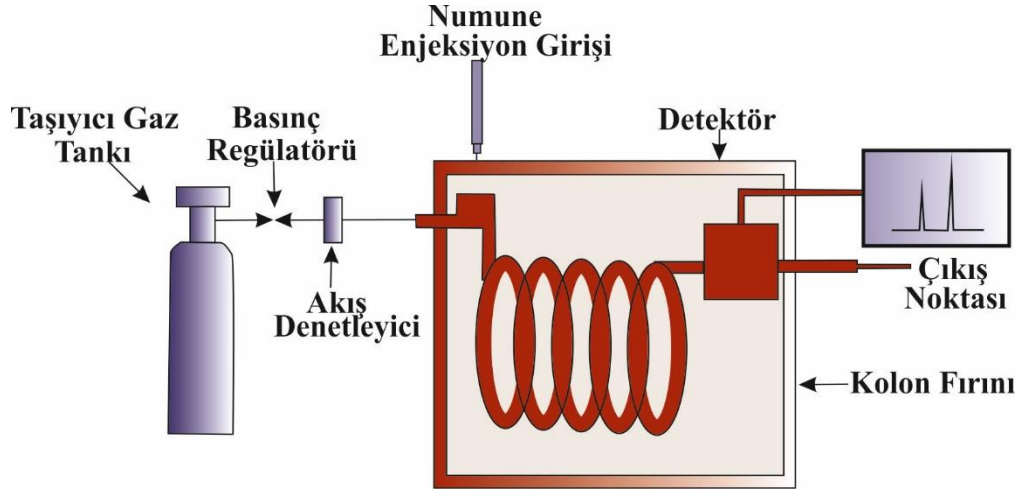
- Alümina-silica jel kolon ile doymuş hidrokarbonlar ve aromatikler ayrılır.
- Bakır kolon ile aromatikler içindeki elementler kükürt uzaklaştırılır.
- Alümina kolon ile mono-aromatikler ve tri-aromatikler elde edilmektedir

Elde edilen doygun ve aromatik hidrokarbonlar işlemlere tabii tutularak numuneler GC (Gaz Kromatografi) ve GC-MS (Gaz Kromatografi Kütle Spektrometresi) analizleri için hazır hale getirilmektedir.

2.5.3.4. Gaz Kromatografi (GC) Analizi

Gaz kromatografi analizi, petrol ve/veya bitüm örneklerinde bulunan hidrokarbon bileşiklerinin genel dağılımlarını görmek ve bu dağılımlar kullanılarak organik maddenin kaynağı, türü, çökel ortam özellikleri, biyolojik bozunma ve olgunlaşması hakkında yorumlar yapılabilmektedir. Ayrıca GC analizlerinden yararlanarak farklı kökenlere sahip petrol ve bitümlerin korelasyonları yapılabilmektedir. GC analizi; daha az örnekle diğer analitik analizlere göre daha başarılı sonuçlar vermesi, petrol ve bitüm örnekleri için analiz sonucunda elde edilen piklerin dijital ortamda kaydedilebilmesi ve istatistiksel olarak karşılaştırılabilmesi, birçok analizden daha ucuz/çok yönlü olması ve C_1 - C_{40} arasında yüzlerce tepe noktasından oluşan parmak izi niteliğinde bilgiler sunması nedeniyle günümüzde yaygın olarak kullanılmaktadır (Peters ve Moldowan, 1993).

Bu tez çalışmasındaki GC analizleri TPAO Araştırma Merkezi Laboratuvarlarında Agilent 6850 cihazı kullanılarak yapılmıştır. Gaz kromatografi cihazı, enjeksiyon, kolon ve dedektör olmak üzere üç ana bölümden oluşmaktadır (Şekil 7). Yapılacak olan çalışmanın çeşiti ve gayesi göz önüne alınarak numuneler farklı konsantrasyonlarda hazırlanarak bir enjektör aracılığı ile cihazın enjeksiyon bölgesine konulmaktadır. Analiz kimyasal olarak aktif olmayan helyum atmosferi içerisinde gerçekleştirilmektedir. Kullanılan Helyum kirlenmeyi ve okside olmayı önleyerek daha kesin ve gerçek verilere ulaşımı sağladığı için oldukça önemlidir. Enjeksiyon işleminden sonra kolon bölümüne doğru ilerleyen numune $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'de 8 dakika bekletildikten sonra dakikada 4°C arttırılarak sıcaklık 270°C 'ye getirilip bu sıcaklıkta 1 saat boyunca tutulmaktadır. Bu işlem sırasında kolon bölmesinde bulunan ve kaynama noktalarının farklı olmasından dolayı her biri farklı sıcaklıklarda buharlaşan moleküller dedektör yardımıyla ölçülmektedir. Tüm bu işlemler bittikten sonra yatay ekseni zaman ve düşey ekseni bolluk olan grafiklerle her biri farklı olan bu moleküllerin pik dağılımları verilmektedir. Piklerin konsantrasyonları ve boyları ölçülerek elde edilen değerlerle organik maddenin tipi ve olgunluğu hakkında çıkarımlar yapılabilmektedir.



Şekil 7. Gaz Kromatografi (GC) akım şeması (Philadelphia College of Pharmacy, 2012'den değiştirilerek alınmıştır)

GC analiz sonucunda *n*-alkan dağılımları, CPI (karbon tercih indeksi), Pr/Ph oranı, izoprenoid/*n*-alkan oranı, TAR (karasal/sucul) oranı hesaplanabilmektedir ve bu değerler kullanılarak organik maddenin tipi, çökme ortamı, biyolojik bozunma ve kaynak kayanın termal olgunluğu ile ilgili yorumlamalar yapılabilmektedir.

2.5.3.5. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

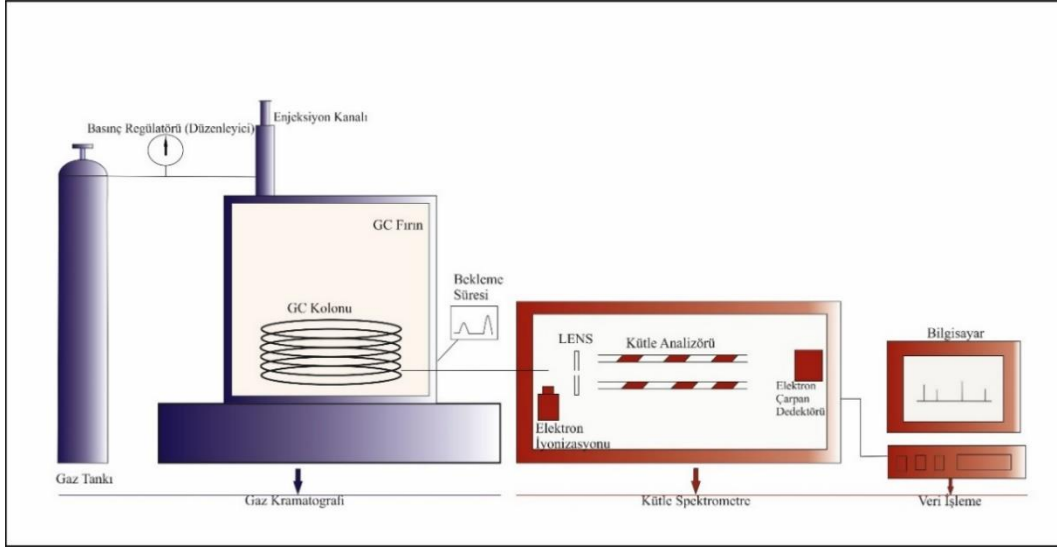
Gaz kromatografisi-kütle spektrometresi (GC-MS), bir test numunesi içindeki farklı maddeleri tanımlamak için gaz kromatografisi ve kütle spektrometresinin özelliklerini birleştiren analitik bir yöntemdir. İki analitik yöntemin birleştirilmesiyle elde edilen bu analiz yöntemiyle çok az miktarlarda ki sedimanter organik madde kusursuz bir şekilde analiz edilebilmektedir. Tortul organik maddenin organik jeokimyasal özelliklerinin belirlenerek yorumlanabilmesi için GC-MS analiz yöntemi kullanılmaktadır (Noble 1991).

Jeokimyasal fosil olarak bilinen biyomarkerların dağılımlarının ortaya çıkarılması, moleküllerin jeokimyasal olarak ayrılması ve kompleks moleküllerin ölçülmesi bu analiz yöntemiyle sağlanmaktadır. Biyomarkerlar termal olgunlaşma, göç ve biyolojik bozunma gibi olaylara karşı dayanıklı olup organizma içindeki orijinal kimyasal yapı iskeletini hidrokarbon içinde de korumaktadırlar. Dolayısıyla depolanma ortamı, kaynak ve paleoortam belirteci olarak kullanılmaktadırlar (Hunt, 1995). Makro ya da mikro fosil gibi kullanılabilen biyomarkerlar, oluştukları canlı organizmadaki organik moleküller çok az

değişim göstererek veya hiç değişmeden sedimana katılan organik bileşikli karbon strüktürleridir (Tissot ve Welte, 1984; Noble, 1991; Waples ve Machihara, 1991; Peters ve Moldowan, 1993 ve Hunt, 1995). Bazı biyomarkerlar gömülmeye bağlı ısısal reaksiyonlar neticesinde dönüşüme uğramaktadır. Bu dönüşüm oranı, hem biyomarkerların çökeldiği ortamdaki sıcaklıktan, hem de bu sıcaklığa maruz kalma sürelerinden etkilenmesi nedeniyle biyomarkerlar olgunlaşma ve ısısal sürecin tanımlanmasında organik iz olarak kullanılmaktadır (Waples ve Machihara, 1991). GC-MS analizlerinden elde edilen biyomarker verileri kullanılarak organik maddenin tipi, çökelme ortamı, termal olgunluk ve biyolojik bozunma ve organik maddenin kökeni hakkında bilgi edinilebilmektedir.

Bu tez çalışmasındaki GC-MS analizleri TPAO Araştırma Merkezi Laboratuvarlarında Agilent 7890A/5975C cihazı kullanılarak yapılmıştır. GC-MS analiz yöntemi, GC analizinde olduğu gibi doygun hidrokarbon bileşenleri üzerinde gerçekleştirilmektedir. GC-MS cihazı gaz kromatografi ile kütle spektrometre cihazlarının bir arayüz ile bağlanması şeklinde dizayn edilmiştir (Şekil 8). GC, 0.25µm kalınlığındaki bir film ile kaplanmış, iç çapı 0.25mm olan bir 60m HP-1MS erimiş silika kolon ile donatılmıştır. Taşıyıcı gaz olarak helyum kullanılmıştır. Fırın sıcaklığı öncelikle 50°C’de 10 dakikada bekletilerek dakikada 10°C arttırılarak 200°C’ye çıkarılmaktadır. 200°C’de 15 dakika bekletildikten sonra dakikada 5°C arttırılarak 250°C’ye ulaşmakta ve 24 dakika bu sıcaklıkta bekletilmektedir. Sonra sıcaklık dakikada 2°C arttırılarak 280°C’ye çıkarılmakta ve bu sıcaklıkta da 24 dakika beklemektedir. En son sıcaklık n dakikada 1°C arttırılarak 290°C’ye yükseltilerek ve bu sıcaklıkta 37 dakika sabit tutulmaktadır. Triterpan ve steran dağılımları m/z 191 ve m/z 217 için çoklu iyon izleme ile analiz edilmektedir.

GC-MS analizinde yapılan temel işlemleri özetleyecek olursak; numune, kolon içerisinde bileşenlerine ayrılmakta ve ayrılan bileşenler kolon içinde helyum gazı ile taşınarak kütle spektrometrenin iyon oluşturma bölümüne gelmektedir. Bir filaman üzerine uygulanan akım sonucu oluşan elektron demeti ile bombardıman olurlar ve elektronlar kolondan gelen moleküllere çarparak iyonları oluştururlar.



Şekil 8. Gaz kromatografi-kütle spektrometresi (GC-MS) analiz düzeneği (Kolapkar, 2018)

Oluşan iyonlar daha önceden bilgisayara verilen bir komutla seçilebilmektedir. İyon kaynağında iyonlaşma olduktan sonra iyonlar analizör bölümüne girmektedirler. Analizör iyonların kütlelerine göre ayrıldığı bölümdür. Kütlelerine göre ayrılan iyonlar “electron multiplier” tarafından sayılarak, bilgiler bilgisayara sinyaller halinde ulaşır ve toplam iyon kromatogramlar elde edilir. Bu kromatogramlardaki piklerin her biri bir molekülü temsil etmektedir. Bu tez çalışmasında kullanılan biyomarker bileşenleri:

- Steranlar ve diasteranlar (m/z 217)
- Terpanlar ve benzer bileşikler (m/z 191)
- Triaromatik steroidler ve monoaromatik steroidler (m/z 231- m/z 253)
- Fenantren-metil fenantrenler, (m/z 178 ve 192)
- Dibenzotiyofen- metildibenzotiyofenler (m/z 184-198)

Her bir kromatograma ait kaydedilen pikler tablolar halinde (Tablo 2, 3, 4, 5, 6 ve 7) aşağıda verilmiştir.

Tablo 2. m/z 191 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı

PİK	BİLEŞEN	PİK	BİLEŞEN
1	C ₁₉ Trisiklik Terpan	18	C ₂₉ 17 α (H)-21 β (H)-30-Norhopan
2	C ₂₀ Trisiklik Terpan	19	C ₂₉ Ts(18 α (H)-30-Norneohopan
3	C ₂₁ Trisiklik Terpan	20	C ₃₀ (17 α (H)-Diahopan)
4	C ₂₂ Trisiklik Terpan	21	C ₂₉ 17 β (H),21 α (H)-30-Normoretane
5	C ₂₃ Trisiklik Terpan	22	Oleanan
6	C ₂₄ Trisiklik Terpan	23	C ₃₀ 17 α (H),21 β (H)-Hopan
7	C ₂₅ (22S+22R) Trisiklik Terpan	24	C ₃₀ 17 β (H),21 α (H)-Moretane
8	Tetrasiklik Hopan (Secohopan)	25	C ₃₁ 17 α (H),21 β (H)-30-Homohopan(22S)
9	C ₂₆ 22(S) Trisiklik Terpan	26	C ₃₁ 17 α (H),21 β (H)-30-Homohopan(22R)
10	C ₂₆ 22(R) Trisiklik Terpan	27	Gamaseran
11R	C ₂₈ Trisiklik Terpan	28	Homomoretan
11S	C ₂₈ Trisiklik Terpan	29	C ₃₂ 17 α (H),21 β (H)-30,31-Bishomohopan(22S)
12R	C ₂₉ Trisiklik Terpan	30	C ₃₂ 17 α (H),21 β (H)-30,31-Bishomohopan(22R)
12S	C ₂₉ Trisiklik Terpan	31	C ₃₃ 17 α (H),21 β (H)-30,31,32-Trishomohopan(22S)
13	C ₂₇ 18 α (H)-22,29,30-Trisnorneohopan(Ts)	32	C ₃₃ 17 α (H),21 β (H)-30,31,32-Trishomohopan(22R)
14	C ₂₇ 17 α (H)-22,29,30-Trisnorhopan(Tm)	33	C ₃₄ 17 α (H),21 β (H)-30,31,32,33-Tetrakishomohopan(22S)
15	17 α (H)-28,30-Bisnorhopan	34	C ₃₄ 17 α (H),21 β (H)-30,31,32,33-Tetrakishomohopan(22R)
16	C ₃₀ Trisiklik Terpan	35	C ₃₅ 17 α (H),21 β (H)-30,31,32,33,34-Pentakishomohopan(22S)
17	17 α (H)-28,30-Bisnorhopan	36	C ₃₅ 17 α (H),21 β (H)-30,31,32,33,34-Pentakishomohopan(22S)

Tablo 3. m/z 217 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı

PİK	BİLEŞEN
1	C ₂₇ 13 β (H),17 α (H)-Diasteran(20S)
2	C ₂₇ 13 β (H),17 α (H)-Diasteran(20R)
3	C ₂₇ 13 α (H),17 β (H)-Diasteran(20S)
4	C ₂₇ 13 α (H),17 β (H)-Diasteran(20R)
5	C ₂₈ 13 β (H),17 α (H)-Diasteran(20S)
6	C ₂₈ 13 β (H),17 α (H)-Diasteran(20R)
7	C ₂₈ 13 α (H),17 β (H)-Diasteran(20S)
8	C ₂₇ 5 α (H),14 α (H), 17 α (H)-Steran(20S)+ C ₂₈ 13 α (H),17 β (H)-Diasteran(20S)
9	C ₂₇ 5 α (H),14 β (H), 17 β (H)-Steran(20R)+ C ₂₉ 13 β (H),17 α (H)-Diasteran(20S)
10	C ₂₇ 5 α (H),14 β (H), 17 β (H)-Steran(20S)+ C ₂₈ 13 α (H),17 β (H)-Diasteran(20R)
11	C ₂₇ 5 α (H),14 α (H), 17 α (H)-Steran(20R)
12	C ₂₉ 13 β (H),17 α (H)-Diasteran(20R)
13	C ₂₉ 13 α (H),17 β (H)-Diasteran(20S)
14	C ₂₈ 5 α (H),14 α (H), 17 α (H)-Steran(20S)
15	C ₂₈ 5 α (H),14 β (H), 17 β (H)-Steran(20R)+C ₂₉
16	C ₂₈ 5 α (H),14 β (H), 17 β (H)-Steran(20S)
17	C ₂₈ 5 α (H),14 α (H), 17 α (H)-Steran(20R)

Tablo 3'ün devamı

PİK	BİLEŞEN
18	C ₂₉ 5 α (H),14 α (H), 17 α (H)-Steran(20S)
19	C ₂₉ 5 α (H),14 β (H), 17 β (H)-Steran(20R)
20	C ₂₉ 5 α (H),14 β (H), 17 β (H)-Steran(20S)
21	C ₂₉ 5 α (H),14 α (H), 17 α (H)-Steran(20R)
22	C ₃₀ 5 α (H),14 α (H), 17 α (H)-Steran(20S)
23	C ₃₀ 5 α (H),14 β (H), 17 β (H)-Steran(20R)
24	C ₃₀ 5 α (H),14 β (H), 17 β (H)-Steran(20S)
25	C ₃₀ 5 α (H),14 α (H), 17 α (H)-Steran(20R)

Tablo 4. m/z 178-192 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı

PİK	BİLEŞEN
1	Fenantren
2	3-Metil-Fenantren
3	2-Metil-Fenantren
4	9-Metil-Fenantren
5	1-Metil-Fenantren

Tablo 5. m/z 231 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı

PİK	BİLEŞEN
1	C ₂₀ Pregnan
2	C ₂₁ Metil-Pregnan
3	C ₂₂ Ephymers
4	C ₂₆ 20S
5	C ₂₆ 20R+ C ₂₇ 20S
6	C ₂₈ 20S
7	C ₂₇ 20R
8	C ₂₈ 20R
9	C ₂₉ 20S Ephymers
10	C ₂₉ 20R

Tablo 6. m/z 184-198 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı

PİK	BİLEŞEN
1	Dibenzotiofen
2	1-Metil Dibenzotiofen
3	2-Metil Dibenzotiofen
4	4-Metil Dibenzotiofen

Tablo 7. m/z 253 kütle kromatogramlarından kaydedilen piklerin tanımı

PİK	BİLEŞEN
1	C ₂₁
2	C ₂₂
3	C ₂₃
4	C ₂₇ 20S 5B
5	C ₂₇ 20S 5B DIA-MA
6	C ₂₇ 20R 5B+C ₂₇ 20R 5B DIA-MA
7	C ₂₇ 20S 5A
8	C ₂₈ 20S 5B+C ₂₈ 20S 5B DIA-MA
9	C ₂₇ 20R 5B
10	C ₂₈ 20S 5B
11	C ₂₈ 20R 5B+C ₂₈ 20R 5B DIA-MA
12	C ₂₉ 20S 5B+C ₂₉ 20S 5B DIA-MA
13	C ₂₉ 20S 5A
14	C ₂₈ 20S 5A
15	C ₂₉ 20R 5B+C ₂₉ 20R 5B DIA-MA
16	C ₂₉ 20R 5A

2.5.3.6 Duraylı İzotop Ölçümleri

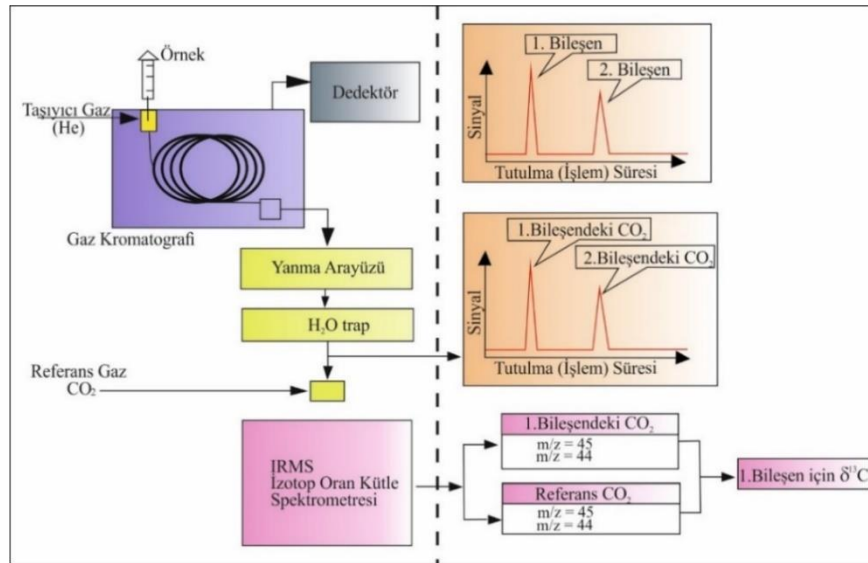
Günümüzde, kararlı karbon izotop bileşimi için çoğu analiz, birleştirilmiş bir elemental analizör ve izotop oranı kütle spektrometresi (yanma / IRMS) ile çevrimiçi yanma sistemleri kullanılarak gerçekleştirilmektedir (Hoefs, 1997).

Duraylı karbon izotop analizi GV Instruments Isoprime EA-IRMS cihazı kullanılarak TPAO Araştırma Merkezi Laboratuvarlarında yapılmıştır. Bu yöntem daha önceki yöntemlerden çok daha küçük numune boyutları ile yapıldığından çok daha kullanışlı bulunmaktadır. Bileşiğe özgü duraylı izotop analizi (CSIA) ile, organik analitleri kompleks karışımlardan ayrılmakta ve doğal izotop bolluğu içerisinde her bir (bireysel) duraylı izotop oranları belirlenebilmektedir. Buna ek olarak, bir gaz kromatografi yanma sistemine bağlanabilir, böylece karbon izotop oranlarının her bir organik bileşikler üzerinde

belirlenmesine izin verilir (GC / yanma / IRMS, ayrıca bileşik spesifik izotop analizi (CSIA) olarak da bilinir. GC organik bileşenleri, bir CuO/Ni/Pt katalizörü üzerinde 940°C'de tutulan yakma fırınında CO₂'ye oksitlenmektedir. CO₂, karbon izotop oranlarını belirlemek için çevrimiçi olarak kütle spektrometresine aktarılmaktadır. Programlanabilir sıcaklık buharlaştırma girişine numune (0,5 l) enjekte edilmektedir. Enjektör 300 °C ye ısıtılarak her bir dakikada sıcaklık artırılarak 700 °C'ye programlanmakta ve analiz süresinin geri kalanında bu sıcaklıkta tutulmaktadır. Helyum dakika da 2 ml akış hızına ayarlanarak numune bileşenleri, silika kapiler kolon üzerinde bileşenlerine ayrılmaktadır. GC fırınının sıcaklığı başlangıçta 3 dakika boyunca 40 °C'de tutulmaktadır ardından dakikada 2°C artırılarak 100 °C'ye çıkarılmakta daha sonra dakikada da 4 °C artırılarak sıcaklık 310 °C getirilerek ve orada 30 dakika boyunca bekletilmektedir.

Karbon izotop oranları, gaz kütle spektrometresi ile belirlenir ve δ -değerleri olarak rapor edilir. δ -değeri, bir numunenin izotop oranları ile kullanılan standardın izotop oranına bağlı bir standart arasındaki farktır (8. denklem) (Stahl, 1979). Karbon izotop bileşimi, Viyana Pee Dee Belemnite standardına (V-PDB) göre ' δ ' işareti ile binde (‰) olarak hesaplanmaktadır.

$$\delta C^{13} [‰] = \left(\frac{(C^{13}/C^{12})_{\text{örnek}}}{(C^{13}/C^{12})_{\text{standart}}} - 1 \right) * 1000 \quad (8)$$



Şekil 9. Bileşik spesifik izotop analizi (CSIA) için izotop oranı izleme/GC/kütle spektrometresi (IRM/GCMS) diyagramı (Philp ve Monaco, 2012'den değiştirilerek alınmıştır).

Analiz üç ana bileşenden oluşur:

(1) gaz kromatografisi; organik bileşiklerin piklere ayrıldığı kısımdır (2) her bir pikin CO₂, He ve diğer ürünlerle yakıldığı yüksek sıcaklık (~ 900 °C) yanma fırını; (3) izotop oranı kütle spektrometresi; burada her bir pik için ¹³CO₂ ve ¹²CO₂ değeri ilgili bileşimlerin izotop oranlarını vermek üzere ölçülmektedir.



3. BULGULAR

3.1. Bedinan Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri

3.1.1. Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri

Bedinan Formasyonu için Abdülaziz-I ve Raman101/A kuyusu olmak üzere iki ayrı kuyudan dörder tane siyah şeyl örneği alınarak toplamda 8 adet kırıntı numunesinin Piroliz (Rock-Eval)/TOC analizleri yapılmıştır. Formasyona ait numunelerin Piroliz/TOC analiz sonuçları Tablo 8’de verilmiştir.

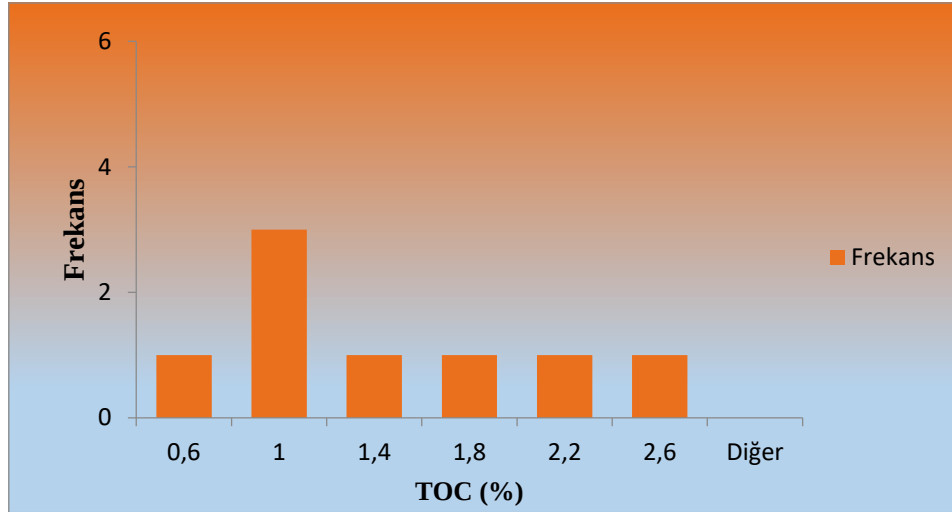
Bedinan Formasyonuna ait TOC değerleri iki kuyuda farklılık göstermektedir. Abdülaziz-1 kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin TOC değerleri Raman 101/A kuyusuna göre daha yüksektir.

Abdülaziz-I kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin TOC değerleri % 1.17 ile % 2.54 arasında değişmektedir ve ortalama TOC değeri %1.76 olarak hesaplanmıştır. Raman 101/A kuyusuna ait örneklerinin TOC değerleri % 0.59 ila % 0.96 arasında değişmekte olup hesaplanan ortalama TOC değeri % 0.71’dir (Tablo 8). Çizilen histogram grafiği göz önüne alındığında Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin TOC değerlerinin baskın olarak %0.6-1 arasında değiştiği görülmektedir (Şekil 10).

Piroliz analizi sırasında S_1 , S_2 , S_3 , T_{max} , HI, OI, $\bar{U}$ ve $P\bar{U}$ ölçülen ve hesaplanan bu parametreler kaynak kaya içerisindeki organik maddenin olgunluğu, tipi, hidrokarbon potansiyeli gibi birçok özelliğin belirlenmesinde kullanılmaktadır. Abdülaziz-I kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin S_1 , S_2 ve HI değerleri Raman 101/A kuyusuna göre oldukça yüksektir. Abdülaziz-I kuyusuna ait örneklerin S_1 değerleri 0.52-1.26 mgHC/gkaya, S_2 değerleri ise 2.27-5.27 mgHC/gkaya arasındadır. Raman 101/A kuyusuna ait örneklerin S_1 değerleri 0.07-0.09 mgHC/gkaya, S_2 değerleri ise 0.37-0.74 mgHC/gkaya arasında değişmektedir. S_1 ve S_2 değerlerinin toplanmasıyla hesaplanan $P\bar{U}$ (potansiyel ürün) miktarı Abdülaziz-1 kuyusunda 2.79-6.53 mgHC/g kaya arasında değişmekte olup ortalama değer 4.5 mgHC/g kaya olarak hesaplanmıştır. Raman 101/A kuyusundan alınan örneklerin $P\bar{U}$ değerleri ise 0.44-0.83 mgHC/gkaya arasında değişmekte olup ortalama değer 0.58 mgHC/gkaya’dır.

Tablo 8. Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler

Örn. No	TOC (%)	S ₁ (mgHC/g kaya)	S ₂ (mgHC/g kaya)	S ₃ (mgHC/g kaya)	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgCO ₂ /g TOC)	Üİ (S ₁ /S ₁ +S ₂)	PÜ (S ₁ +S ₂)	S ₁ / TOC	S ₂ /S ₃	RC (%)	PC (%)	MINC (%)
ABZ-1	2.54	1.26	5.27	0.2	441	207	8	0.19	6.53	0.5	26.35	1.97	0.57	0.65
ABZ-2	1.9	0.95	4.16	0.24	442	219	13	0.19	5.11	0.5	17.33	1.45	0.45	0.69
ABZ-3	1.44	0.76	2.81	0.32	443	195	22	0.21	3.57	0.53	8.78	1.11	0.33	0.64
ABZ-4	1.17	0.52	2.27	0.2	444	194	17	0.19	2.79	0.44	11.35	0.91	0.26	0.87
Ort.	1.76	0.87	3.63	0.24	443	203.8	15	0.2	4.5	0.49	15.95	1.36	0.40	0.71
RMN-1	0.63	0.09	0.39	0.86	440	62	137	0.19	0.48	0.14	0.45	0.53	0.1	3.07
RMN-1	0.96	0.09	0.74	0.18	439	77	19	0.11	0.83	0.09	4.11	0.86	0.1	2.14
RMN-1	0.66	0.07	0.37	0.58	438	56	88	0.16	0.44	0.11	0.64	0.59	0.07	2.39
RMN-1	0.59	0.07	0.46	0.46	440	78	78	0.18	0.56	0.17	1.00	0.5	0.09	2.75
Ort.	0.71	0.08	0.49	0.52	439	68.3	80.5	0.16	0.58	0.13	1.55	0.62	0.09	2.59
Genel Ort.	1.23	0.47	2.05	0.38	441	136	47.7	0.17	2.5	0.31	8.7	0.9	0.24	1.65



Şekil 10. Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği

Abdülaziz-I kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin S_2/S_3 değeri 8.78-26.35 arasında değişmekte olup ortalama değer 15.95 olarak hesaplanmıştır. Raman101/A kuyusuna ait örneklerin S_2/S_3 değerleri ise 0.45-4.11 arasında değişmekte olup ortalama değer 1.55 olarak hesaplanmıştır. Bedinan Formasyonuna ait Abdülaziz-1 kuyusundan alınan örneklerin HI değerleri 194-219 mgHC/g arasında değişmekte olup ortalama HI değeri 203.8 mgHC/gTOC olarak hesaplanmıştır. Raman101/A kuyusuna ait kırıntı örneklerinin hidrojen indeksi değerleri 62-78 mgHC/g arasında değişmektedir ve ortalama HI değeri 68.3 mgHC/gTOC olarak hesaplanmıştır (Tablo 8).

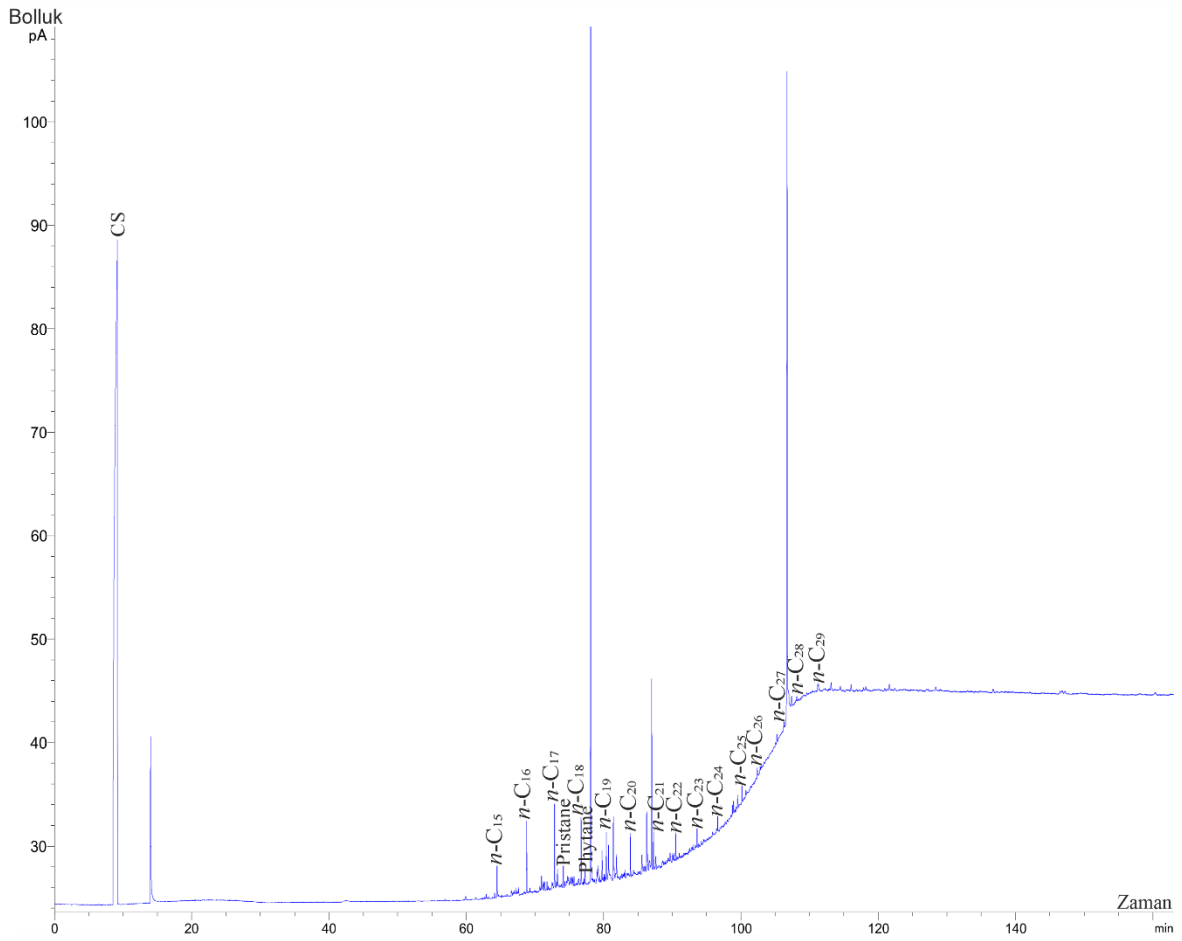
Organik maddenin ısısal olgunluğunu belirlemeye çalışırken T_{max} (°C) ve üretim indeksi ile bu parametreler kullanılarak çizilen diyagramlar kullanılmıştır. Abdülaziz-1 kuyusuna ait T_{max} (°C) değerleri Raman 101/A kuyusundan daha yüksektir. Bedinan Formasyonuna ait Abdülaziz-1 kuyusundan alınan örneklerin T_{max} değeri 441-444 °C aralığında olup ortalama T_{max} değeri 443 °C iken Raman /A kuyusundan alınan örneklerin T_{max} değeri 438-440 °C aralığında olup ortalama T_{max} değeri 439 °C'dir. Abdülaziz-1 kuyusundan alınan örneklerin üretim indeksi değerleri 0.19-0.21 arasında değişirken, Raman 101/A kuyusundan alınan örneklerin üretim indeksi değerleri ise 0.11-0.19 arasındadır.

3.1.2. Özüt (Bitüm) Analizleri

Biyomarkerler, oluştukları canlı organizmadan sedimana katılan organik maddelerle direkt ilişkili olan, karbon yapıları dahil oldukları canlı organizma molekülleri ile aynı olan ya da çok az farklılık gösteren ve bu organizmalar için belirleyici olan organik bileşenlerdir (Tissot ve Welte, 1984; Noble, 1991; Waples ve Machihara, 1991; Peters ve Moldowan, 1993; Hunt, 1995). Gaz kromatografi analizleri çökelme sırasındaki çevresel faktörleri ve organik maddenin kaynağını belirleyebilmek amacıyla kullanılmaktadır (Tissot ve Welte 1984, Moldowan vd., 1985, Killips ve Killips 1993; Hunt 1996). Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometri (GC-MS) analizi ise karmaşık hidrokarbonların özel organik bileşenlerin oluşum ve dağılımlarını çalışmak için kullanılan analitik bir yöntemdir. Bu analiz kapsamında örnekler doymuş hidrokarbonlar için m/z 217 (steran), m/z 191 (terpan), aromatik hidrokarbonlar için m/z 184-198 (tiyofen grubu), m/z 178-192 (fenantren grubu), m/z 253 (monoaromatik steroid) ve m/z 231 (triaromatik steroidler) analiz edilerek bu analizler sonucu kromatogramlar elde edilmiştir. Duraylı izotoplar, zamana bağlı olarak herhangi bir değişikliğe uğramazlar ve ilksel özelliklerini korurlar ve bu özelliklerinden dolayı da jeolojik olayların çözümlenmesinde anahtar olarak kullanılabilmektedirler. Karbon, kükürt, azot ve hidrojenin kararlı izotop bileşimleri, petroler ve bitümler arasındaki genetik ilişkileri belirlemek için biyomarkerlar ile birlikte kullanılırlar (Fuex, 1977; Hoefs, 1997; Schoell, 1984; Macko ve Quick, 1986). Bu analiz kapsamında tüm petrol/özüt, doymuş ve aromatik hidrokarbonlara ait $\delta^{13}\text{C}$ değerleri elde edilerek bu değerler özellikle korelasyon çalışmalarında kullanılmışlardır.

3.1.2.1. Gaz Kromatografi (GC) Analizleri

GC analizleri çökelme esnasındaki ortam koşulları ve organik maddenin kaynağı olgunluk, biyolojik bozunma hakkındaki yorumlamalarda kullanılabilmektedir (Tissot ve Welte, 1984; Moldowan vd., 1985; Hunt, 1996). Bedinan Formasyonuna ait daha önce piroliz analizi yapılmış örnekler içerisinde Abdülaziz-1 kuyusundan seçilen 1 adet örnek üzerinde GC analizi yapılmıştır. İncelenen örneğin gaz kromatogramından elde edilen doymuş hidrokarbon fraksiyonlarının dağılımı Şekil 11 ve bu kromatogram üzerinden hesaplanan tüm veriler (Pr/Ph, Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, CPI ve TAR) Tablo 9'da verilmiştir



Şekil 11. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu örneğin tüm özüt gaz kromatogramı

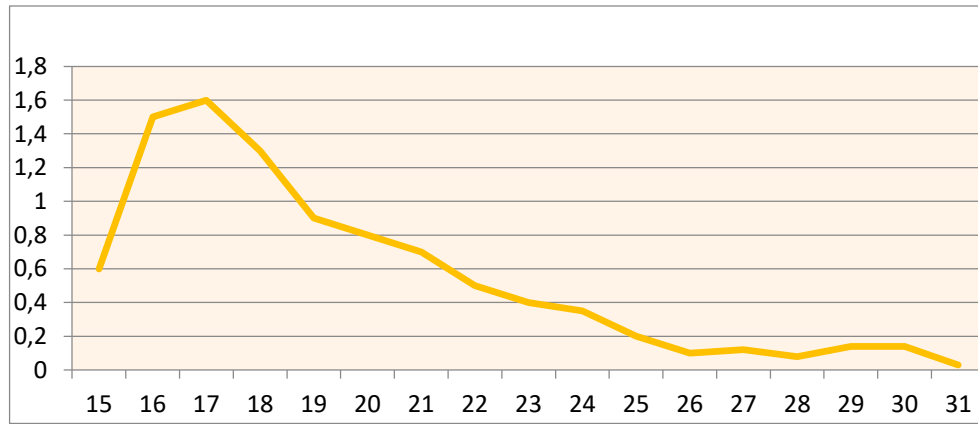
Tablo 9. Bedinan Formasyonuna ait örneğin gaz kromatografisinden hesaplanan parametreler

Örnek No	Pr/Ph	Ph/Pr	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	CPI (24-34)	TAR
ABZ-1	1.50	0.67	0.19	0.15	1.2	0.09

Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneğinin gaz kromatogramında *n*-alkanlar C₁₅-C₂₉ aralığında kaydedilmiştir ve maksimum pik veren *n*-alkan C₁₇ olarak ölçülmüştür (Şekil 11). Gaz kromatogramındaki *n*-alkan dağılımına bakıldığında düşük karbon numaralı *n*-alkanların baskın olduğu, sola çarpık unimodal bir *n*-alkan dağılımı gözlenmektedir (Şekil 12). Pristan (Pr), fitana (Ph) göre daha baskındır ve Pr/Ph oranı 1.50'dir (Tablo 9). Pristan, nC₁₇'e göre fitan ise nC₁₈'e göre düşük bollukta kaydedilmiştir. İzoprenoid/*n*-alkan oranları Pr/nC₁₇ ve Pr/nC₁₈ ise sırasıyla 0.19 ve 0.15 olarak hesaplanmıştır. Karbon tercih indeksi

(CPI), tek karbon numaralı *n*-alkanların ve çift numaralı *n*-alkanların birbirlerine göre bolluğunun değeridir ve termal olgunluğu yorumlamada kullanılan bir parametredir. Olgunluğun artması ile CPI değeri 1'e yaklaşmaktadır (Waples, 1985). Bedinan Formasyonuna ait örneğin CPI (24-34) değeri 1.2 olarak hesaplanmıştır (Tablo 9).

Karasal ve algal organik madde girdisini belirlemeye yarayan TAR (karasa /sucul organik madde oranı) indeksi 0.09 olarak hesaplanmıştır ve bu oranın oldukça düşük olduğu görülmüştür.

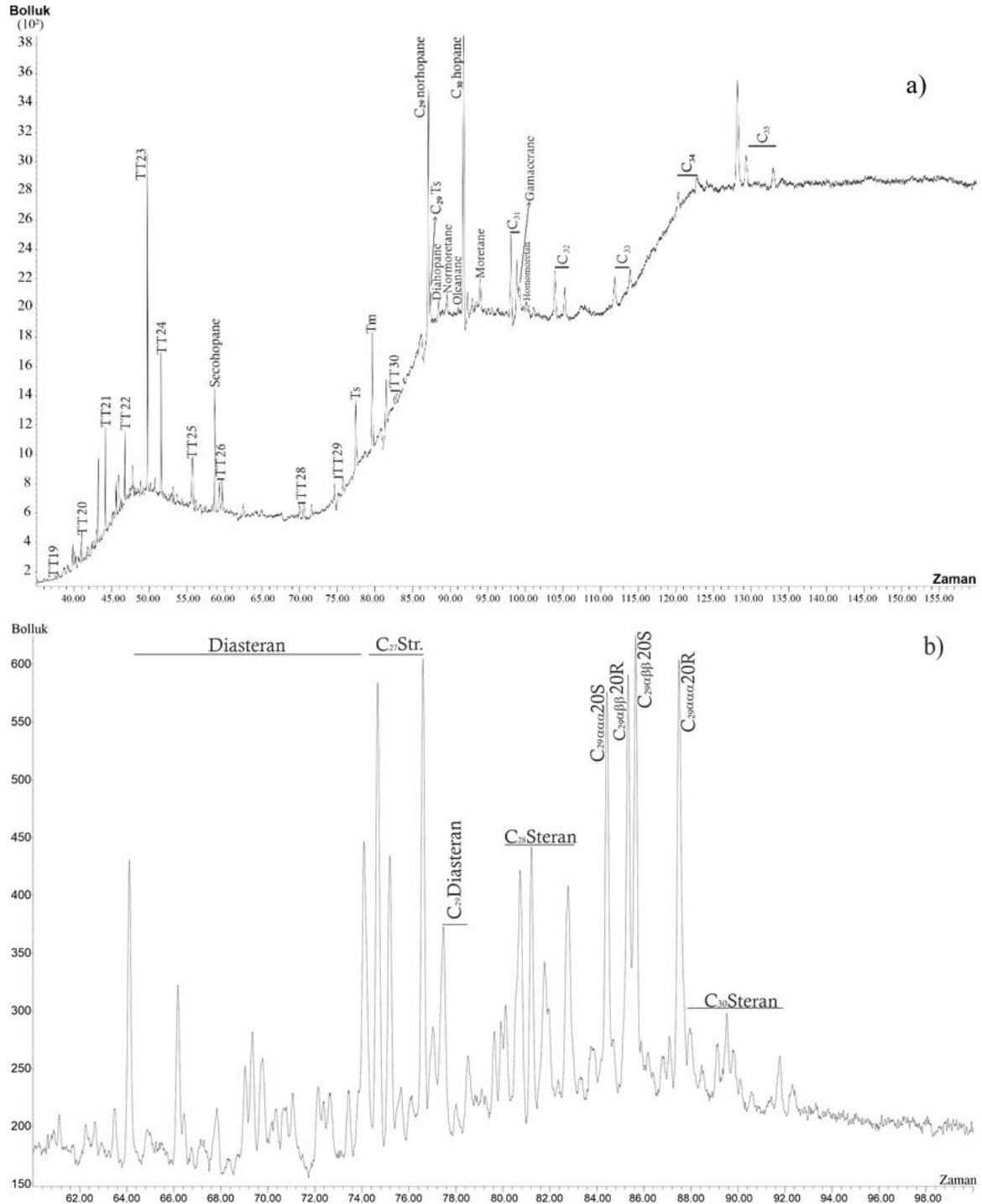


Şekil 12. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu örneğin gaz kromatogramından elde edilen *n*-alkanların dağılım grafiği

3.1.2.2. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

Bedinan Formasyonu ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğine ait pikler üzerinden hesaplanan çeşitli parametreler Tablo 10'da, terpan ve steran kromatogramları ise Şekil 13' de verilmiştir. C_{27} , C_{28} , C_{29} steranlar m/z 217 kütle kromatogramında kaydedilmektedir ve bu steranlarının göreceli bollukları organik madde tipinin belirlenmesinde kullanılmaktadır (Gurgey, 1999). Baskın steranın C_{27} olduğu gözlenmiştir ayrıca C_{27} ve C_{29} steran değerleri birbirlerine oldukça yakındır. C_{27} , C_{28} , C_{29} steranların bollukları sırasıyla %42, %17, %41 oranındadır ve bu sonuçlara göre $C_{27} > C_{29} > C_{28}$ olduğu görülmüştür. m/z 217 kütle kromatogramında kaydedilen diasteran-steran dağılımlarına bakıldığında steranlar daha baskın kaydedilmiş olsa da diasteran oranları da düşük değildir. Bedinan Formasyonu için diasteran/steran oranı 0.61 olarak ve C_{28}/C_{29} steran oranı 0.42 olarak hesaplanmıştır. Steran izomerizasyon oranları, analiz kolaylığı nedeniyle m/z 217 kütle kromatogramları

kullanılarak genellikle C₂₉ bileşeni ile rapor edilmektedir. Steranlar biyolojik olarak yalnızca 20R konfigürasyonuna sahip *aaa* formunda bulunmaktadırlar. Olgunluğun artışı ile birlikte



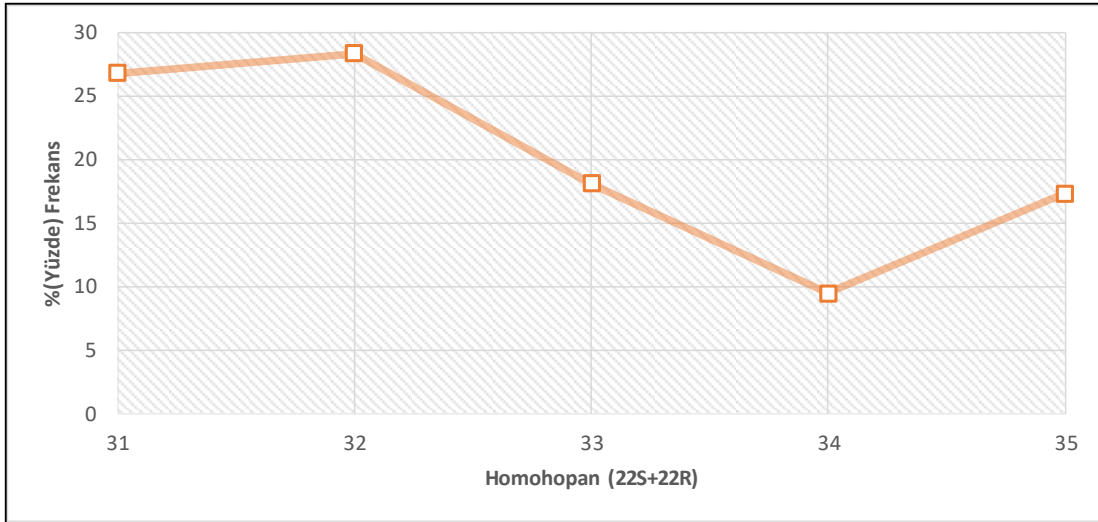
Şekil 13. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin a) m/z 191 ve b) m/z 217 kütle kromatogramları

Tablo 10. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri

Terpan	Steroid	Bedinan Formasyonu	
	ABZ-1		ABZ-1
C_{22}/C_{21} Tricyclic T.	0.68	$C_{27}-C_{28}-C_{29}$ MA steroid (%)	40, 30, 30
C_{24}/C_{23} Tricyclic T.	0.43	MA(I)/MA(I+II)	0.41
$(C_{19}+C_{20})/C_{23}$ tt.	0.10	TA(I)/TA(I+II)	0.82
Ts/(Ts+Tm)	0.37	TA[$C_{20}/(C_{20}+C_{28}20R)$]	0,92
Moretan/hopan	0.10	$C_{28}-TA/(C_{29}-MA+C_{28}-TA)$	0.32
C_{31} R HH./ C_{30} H.	0.17	$C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA	0.50
C_{23} tt/($C_{23}tt+C_{30}$ H)	0.54	Phenanthren	
C_{26}/C_{25} Tricyclic T.	1.17	MPI-1	0.52
C_{29}/C_{30} hopan	0.86	MPI-2	0.67
$C_{29}Ts/(C_{29}H+C_{29}Ts)$	0.10	MPI-3 (β/α MP)	0.63
$C_{30}^*/C_{29}Ts$	0.62	MPR	1.08
$C_{30}^*/(C_{30}H+C_{30}^*)$	0.05	MPR1	0.46
Gam./ C_{30} hopan	0.07	MPR9	0.76
C_{35}/C_{34} HH	1.83	MPR2	0.50
22S/(22S+22R)(C_{32})	0.61	MPR3	0.27
Oleanan / C_{30} Hopan %	-	1-MP/9-MP	0.61
C_{24}/C_{26}	2,14		
Steran			
C_{27}, C_{28}, C_{29} steran (%)	42,17,41		
n-, iso-, diasteran (%)	42,39,18	Dibenzothiophen	
diasteran/steran	0.61		
Steran/Hopan	0.64	MDR	2.09
20S/(20S+20R) C_{29}	0.47	MDR'	0.68
$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	0.48	DBT/P	1.01
C_{28}/C_{29}	0.42		

20R konfigürasyonu 20S'ye dönüşmektedir ve 0 değerinden itibaren yükselmeye başlayarak 0.52-0.55 denge aralığına kadar bu yükselme olgunlaşma ile birlikte devam etmektedir (Seifert ve Moldowan, 1980). Bedinan Formasyonuna ait 20S/(20S+20R) 0.47 olarak hesaplanmıştır ve denge değerine oldukça yakın olduğu görülmektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ izomerizasyonunda olgunluğun artmasıyla birlikte $\alpha\alpha$ formunda olan steranlar $\beta\beta$ formuna dönüşmektedirler. Bu oran kaynak kaya girdisinden bağımsız olarak daha yüksek olgunluk seviyelerine kadar devam etmektedir (Peters vd., 2005). Artan olgunlukla birlikte $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ sıfıra yakın değerlerden ~0,7'ye (0,67–0,71 = denge) bir artışa neden olur (Seifert ve Moldovan, 1986). $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranı Bedinan Formasyonu için 0.48 olarak hesaplanmıştır.

m/z 191 kütle kromatogramlarında, trisiklik terpanlar hopanlara göre daha yüksek bollukta kaydedilmiştir. Formasyonun, homohopan dağılımlarına bakıldığında (C_{31} - C_{35}), C_{31} homohopan konsantrasyonunun diğerlerinden daha yüksek olduğu ve C_{34} homologlara doğru bolluğun azaldığı C_{35} homologta bolluğun tekrar yükseldiği bir dağılım söz konusudur (Şekil 14). Ayrıca 22S epimerleri, 22R epimerlerine göre daha fazla miktarda kaydedilmiştir.



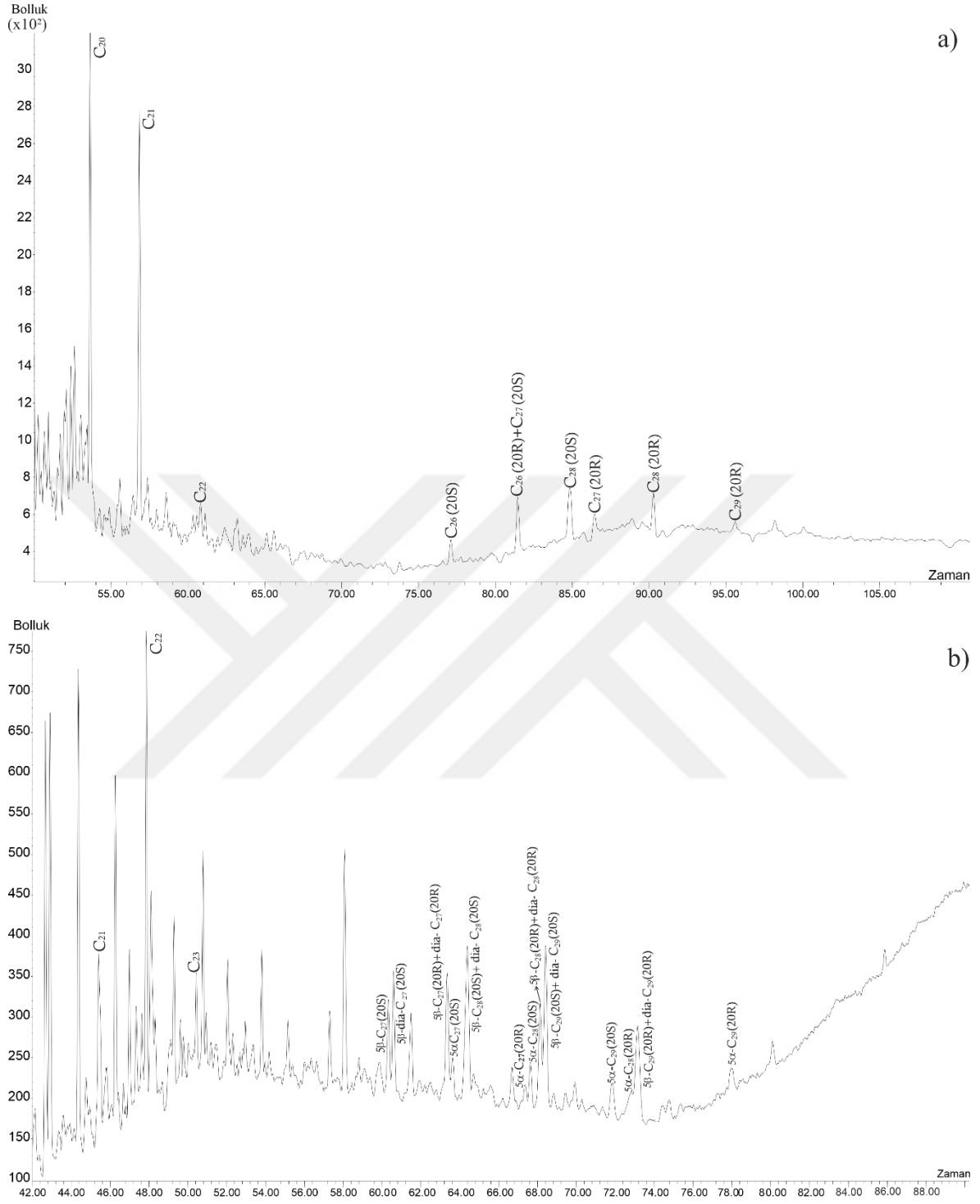
Şekil 14. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin homohopan dağılımı (% C_{31} - C_{35})

m/z 191 kütle kromatogramlarında, trisiklik terpanlar hopanlara göre daha yüksek bollukta kaydedilmiştir. Bedinan Formasyonuna ait örneğin C_{22}/C_{21} TT oranı 0.68, C_{24}/C_{23} TT oranı ise 0.43 olarak hesaplanmıştır. C_{26}/C_{25} TT oranı 0.86 olarak, C_{31} 22R/ C_{30} hopan oranı düşük olup 0.17 olarak hesaplanmıştır. C_{29} norhopane bolluğu C_{30} hopandan daha düşüktür ve C_{29}/C_{30} oranı 0.86 olarak hesaplanmıştır. C_{29} Ts, C_{30}^* göre daha baskındır. Kaynak kaya girdisi ve olgunluktan etkilenen moretan/hopan oranı Bedinan Formasyonu siyah şeyl örneği için 0.10 olarak hesaplanmıştır.

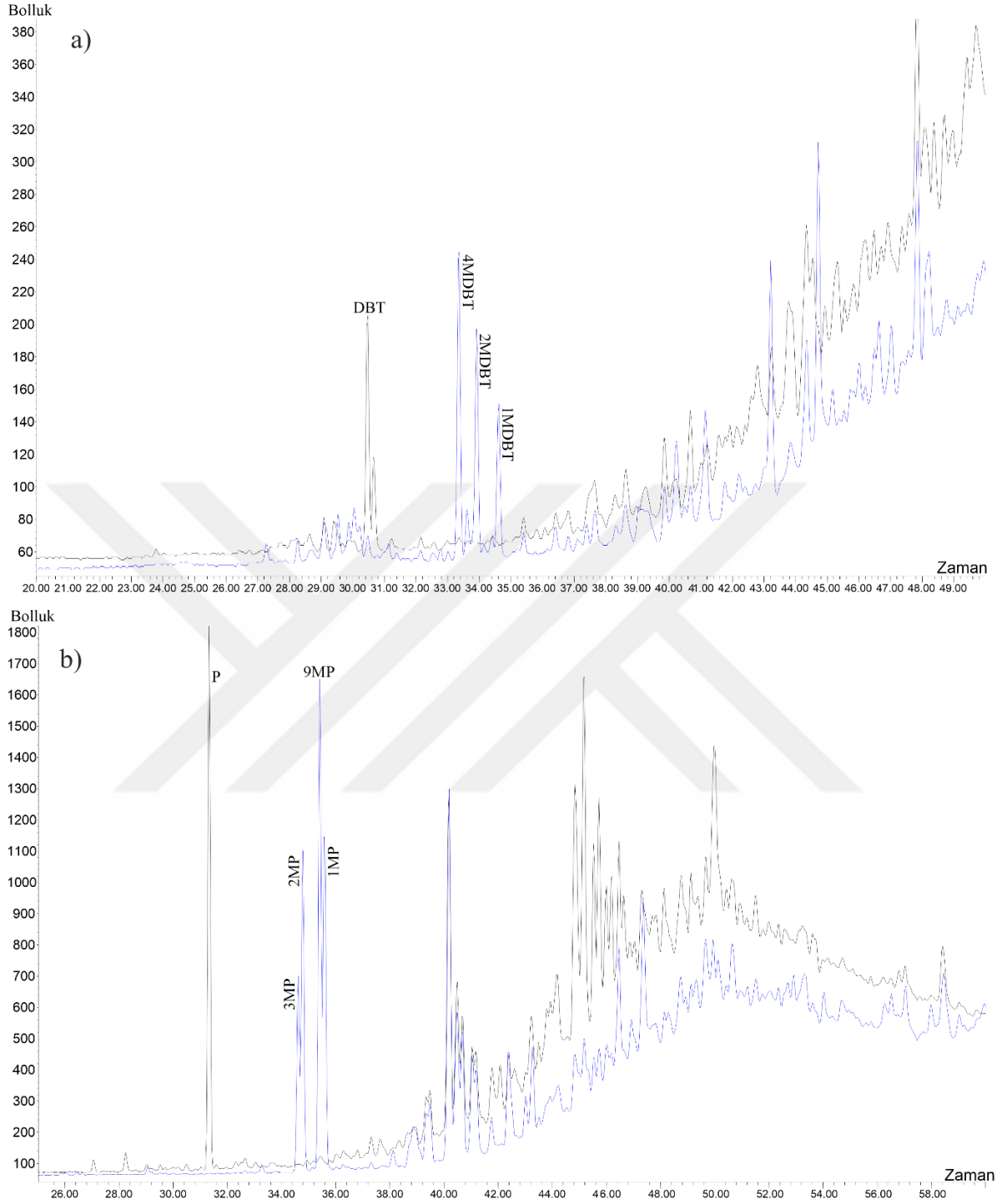
Yüksek tuzluluğa sahip göl ve denizel sedimanlar için karakteristik olan gamaseran indeksi Bedinan Formasyonu için gameseran/ C_{30} hopan formülü ile düşük bir değer olan 0.07 olarak hesaplanmıştır. Kaynak girdisi ve yaş belirlemede kullanılan oleanan Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneğinde kaydedilmemiştir. Bedinan Formasyonunda Tm, Ts'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. Bedinan Formasyonu şeyl litolojisine sahip olmasına rağmen Ts/(Ts+Tm) oranı düşük bir değer olan 0.37 olarak hesaplanmıştır. Organik fasiyesleri ve çökelme ortamını analiz etmek için monoaromatik steroidler (MA)

ve triaromatik steroidler (TA) kullanılmaktadır. Bedinan Formasyonuna ait örneğin m/z 253 ve m/z 231 kromatogramları Şekil 15’de verilmiştir. m/z 253 kütle kromatogramlarında baskın steroidi C₂₇ MA oluşturmakta, C₂₈ ve C₂₉ MA steroidler ise eşit bollukta kaydedilmiştir (Tablo 10). Hesaplanan C₂₉/(C₂₈+C₂₉) MA steroid oranı yüksek olup 0.5 olarak hesaplanmıştır. m/z 253 kütle kromatogramlarından hesaplanan MA(I)/MA(I+II) steroid oranı yüksek bir değer olan 0.41’dir. TA(I)/TA(I+II) steroid oranı 0.82, TA[C₂₀/(C₂₀+C₂₈20R)] oranı 0.92, C₂₈-TA/(C₂₉-MA+C₂₈-TA) oranı ise 0.32’dir.

Bedinan Formasyonuna ait örneğin m/z184+198 ve m/z 178+192 kromatogramları Şekil 16’da verilmiştir. m/z184+198 kromatogramında ölçülen dibenzodiyofen ve metil-dibenzotiyofen pik alanları kullanılarak DBT/P, 4-MDBT/1-MDBT, MDR-MDR’ değerleri hesaplanmaktadır. Formasyona ait m/z184+198 kromatogramına bakıldığında MDBT bollukları DBT’ten daha yüksektir. 4MDBT ve 2MDBT baskınlığı ve düşük 1MDBT içeriği ile temsil edilen genel bir dağılım vardır. Bedinan Formasyonuna ait örneğin MDR’ oranı 0.68 olarak hesaplanmıştır ve bu oran 4-MDBT’nin 1-MDBT’ye göre daha baskın olduğunu göstermektedir. DBT bolluğu ise P’den düşüktür. m/z178+192 kromatogramında fenantren (P) ve metil-fenantren (MP) değerleri ile MPI (1-3) ve MPR (1-9) değerleri hesaplanmıştır (Tablo 10). Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneğinin m/z178+192 kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla 9MP > 2MP > 1MP > 3MP olduğu belirlenmiştir. α-izomerlerin (1-MP ve 9-MP), β-izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir (Şekil 16). MPI-3 (α/β) oranı bu değerler kullanılarak 0.63 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 15. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu örneğin a) m/z 231 ve b) m/z 253 kütle kromatogramları



Şekil 16. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin a) m/z 184, 198 kütle, b) m/z 178, 192 kromatogramı

3.1.2.3. Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)

Organik madde içerisinde bulunan karbon, hidrojen, oksijen, azot ve kükürt elementlerinin kararlı izotop bileşenleri petrol ve bitümler arasındaki genetik ilişkiyi belirlemek için biyomarkerlar ile birlikte kullanılmaktadır. Petrolün ana bileşeni karbon olduğu için çalışmalarda genellikle karbon izotopunun üzerinde yoğunlaşmaktadır. Karbon doğada, okside formda (CO_2 , karbonatlar, bikarbonatlar), indirgenmiş karbon şeklinde (metan ve organik karbon) ve elmas, grafit şeklinde bulunmaktadır. Karbon, iki duraylı izotopa sahiptir (^{12}C ve ^{13}C). ^{12}C , tüm duraylı karbonun % 98.89'unu ^{13}C ise % 1.11'ni oluşturmaktadır. Karbon izotop oranları PDB (Pee Dee Formation Belemnite) standartına göre belirlenmektedir ve PDB'de $\delta^{13}\text{C}$ değeri "0"dır.

Jeolojik bir numunedeki ^{13}C 'nin ^{12}C 'ye oranı, karbonun CO_2 'ye dönüştürülmesinden sonra kütle spektrometresi ile ölçülmektedir. Bir örneğin izotopik oranı, standarda göre normalde δ değerleri (permil veya ‰ birimleriyle) ile ifade edilir ve genel biçimi şu şekilde temsil edilmektedir:

$$\bullet \delta^{13}\text{C} (\text{‰}) = \left\{ \left[\frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{örnek}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{standart}}} \right] - 1 \right\} \times 100 \text{ 'tür.}$$

Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneği üzerinde karbon izotop analizi yapılmış ve hesaplanan değerler Tablo 30'da verilmiştir.

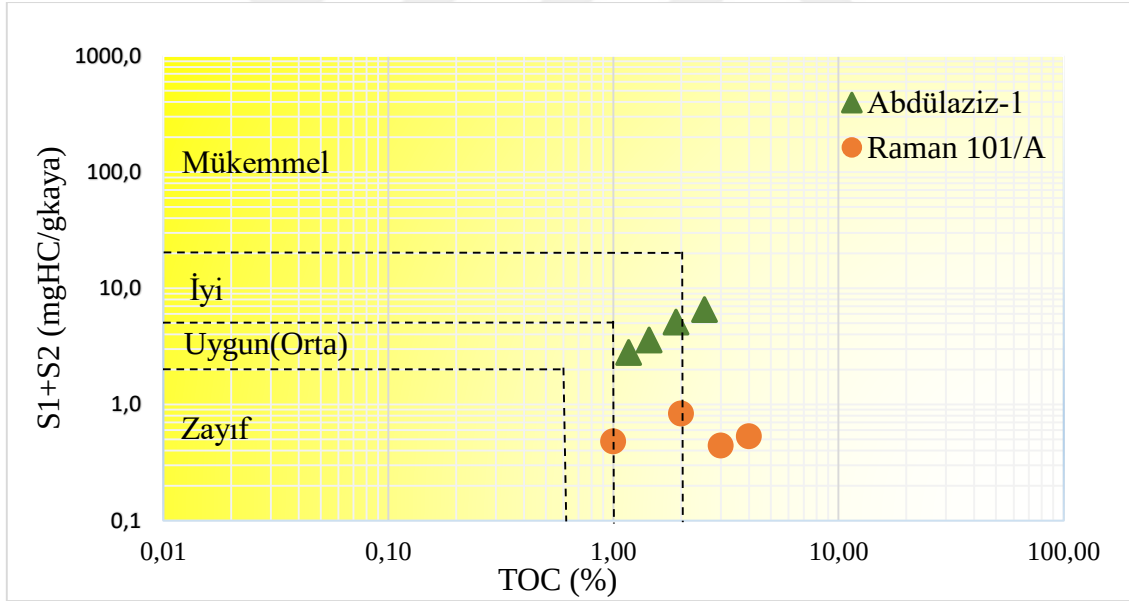
Tablo. 30 ABZ-1 nolu örneğin tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri

$\delta^{13}\text{C}$			
Örnek No	Tüm	Sat. (Doymuş Hidrokarbon)	Aro. (Aromatik Hidrokarbon)
ABZ-1	-27.97	-	-28.31

$\delta^{13}\text{C}$ (tüm) izotop oranı -27.97‰ ve $\delta^{13}\text{C}$ (aromatik hidrokarbon) izotop değeri ise -28.31‰ olarak hesaplanmıştır. Numuneye ait $\delta^{13}\text{C}$ (doymuş hidrokarbon) izotop oranı madde miktarının eksik olması nedeniyle hesaplanamamıştır.

3.1.2.4. Organik Madde Miktarı

Genellikle %1'den yüksek TOC değerleri hidrokarbon türümü için yeterli organik maddeyi işaret etmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Çeşitli araştırmacılar Tissot ve Welte (1984), Peters (1986), Jarvie (1991), Peters ve Cassa (1994) toplam organik karbon yüzdelere göre kaynak kayaları farklı şekillerde sınıflamışlardır. Bu sınıflamalara göre Abdülaziz-1 kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin TOC içeriklerine bakıldığında (%1.17-%2.54) iyi kaynak kaya özelliğine sahipken, Raman 101/A kuyusuna ait örneklerin (%0.59-%0.96) orta kaynak kaya özelliğine sahip olduğu görülmektedir. TOC ve potansiyel ürün (S_1+S_2), kaynak kayaların kalitesini değerlendirmek için önemli parametrelerdir (Tissot ve Welte, 1984). TOC ve potansiyel ürünün karşılıklı çizilen grafiği organik madde miktarını yorumlarken kullanılmaktadır. Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PÜ-TOC grafiği Şekil 17'de verilmiştir.



Şekil 17. Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PÜ (S_1+S_2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı

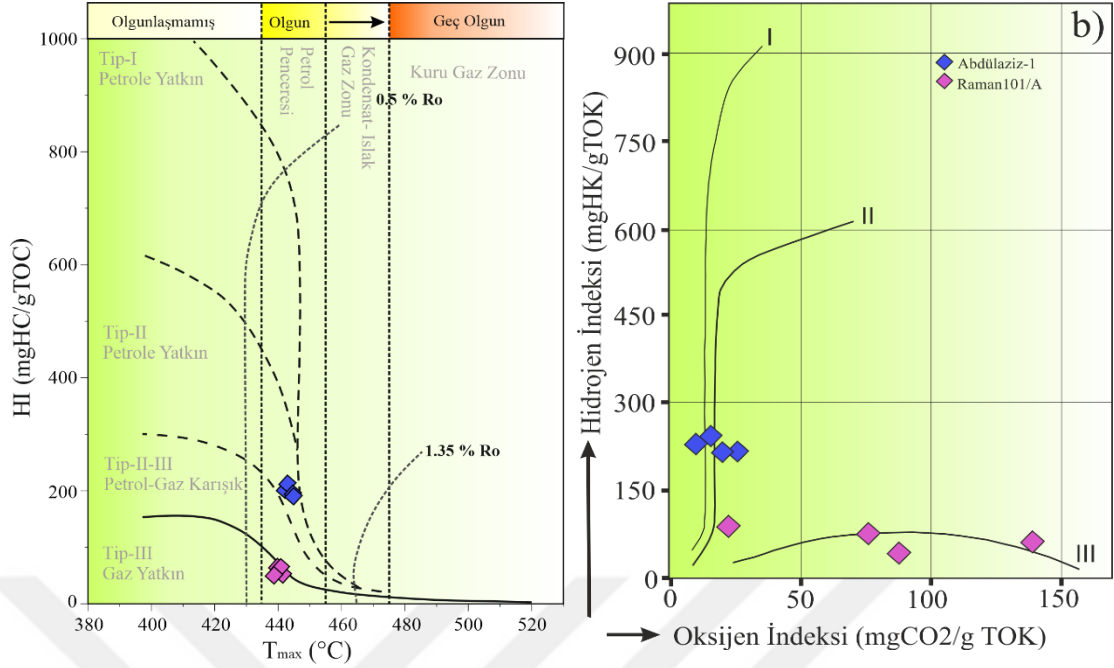
Bu grafiğe göre Raman 101/A kuyusundaki numunelerin kaynak kaya özelliğinin uygun-mükemmel, Abdülaziz-1 kuyusundan alınan numunelerin ise iyi-mükemmel kaynak kaya özelliğine sahip olduğu görülmektedir.

3.1.2.5. Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı

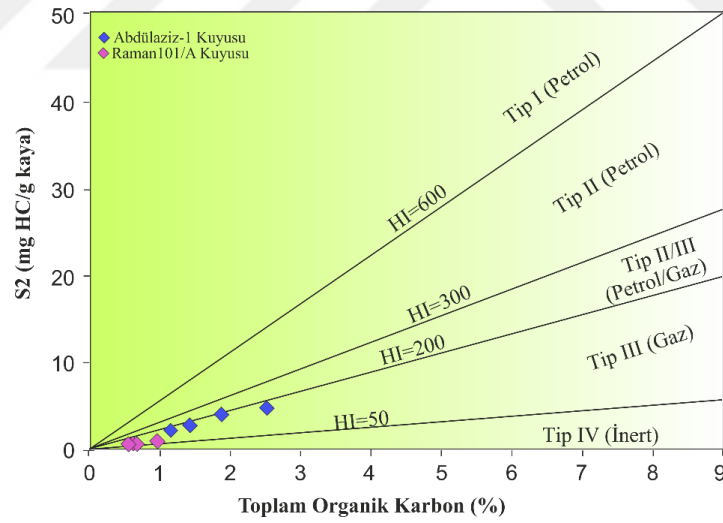
S_2/S_3 değeri hesaplanarak kaynak kayanın organik madde tipi yorumlanabilmektedir. Bedinan Formasyonuna ait örneklerin S_2/S_3 değerlerinin oldukça farklılık gösterdiği gözlemlenmiştir. Abdülaziz-1 kuyusuna ait kırıntı örneklerinin S_2/S_3 değerleri Raman101/A kuyusuna göre oldukça yüksektir. Abdülaziz-I kuyusuna ait örneklerin Tip II/I kerojen içerdiğini ve petrol türetme yatkınlığının olduğunu, Raman101/A kuyusuna ait örneklerin ise Tip III kerojen içerdiğini ve gaz türetme potansiyelinin olduğunu görülmektedir (Peter ve Cassa, 1994). HI değerleri göz önüne alındığında ortalama 203.8 mgHC/g hidrojen indeksi değerine sahip olan Abdülaziz-1 kuyusuna ait örneklerin Tip II/III karışık kerojen tipine sahip ve petrol/gaz türetebilecek özelliğe sahip olduğu görülmektedir. Raman101/A kuyusunda ise ortalama 68.25 mgHC/g HI'dir ve bu değer kırıntı örneklerinin Tip III kerojen tipine sahip olduğunu ve petrol-gaz türetebileceğini göstermektedir (Peter ve Cassa, 1994; Jarvie ve Tobbey, 1999; Merrill, 1991).

Organik madde tipini belirlerken ve yorumlama yaparken HI-OI diyagramı (Van Krevlen diyagramları) ile $HI-T_{max}$ ($^{\circ}C$) ve S_2 -TOC diyagramları da kullanılmaktadır. Bedinan Formasyonu ait Abdülaziz-1 ve Raman 101/A kuyularından alınan siyah şeyl örneklerinin HI- T_{max} ve HI-OI değerlerine göre diyagramları çizilmiş ve organik maddenin kerojen tipi yorumlanmıştır (Şekil 18,19).

HI- T_{max} ($^{\circ}C$) diyagramına göre Raman 101/A kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin Tip III kerojen tipini, Abdülaziz-I kuyusuna ait siyah şeyl örnekleri de genellikle Tip II kerojen tipini işaret etmektedir. HI-OI diyagramına göre ise Raman 101/A kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin kerojen tipinin Tip II/III karışımı olduğunu, Abdülaziz-I kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin de genellikle Tip II kerojen tipine sahip olduğu söylenebilmektedir. (Şekil 18). Bedinan Formasyonu S_2 /TOC grafiğine göre Raman 101/A kuyusuna ait siyah şeyl örnekleri Tip III kerojen tipini, Abdülaziz-I kuyusuna ait siyah şeyl örnekleri de genellikle Tip II/III karışımı kerojen tipini göstermektedir (Şekil 19). Pr/Ph oranının 1.0'den küçük değerleri depolanma ortamının indirgen/anoksik olduğuna, 1.0'den büyük değerleri ise depolanma ortamının yükseltgen/oksik olduğuna işaret etmektedir (Tissot ve Welte, 1984; Didyk vd., 1978). Pr/Ph oranı Bedinan Formasyonu için 1.60 olarak hesaplanmıştır. Bu değere göre Pr'nin, Ph'ye göre baskın olduğu ve organik maddenin suboksik-oksik bir çökelme ortamında oluştuğu söylenebilmektedir. Elde edilen sonuçlardan izoprenoidlerin *n*-alkanlara göre çok düşük bolluğa sahip olduğu görülmektedir.



Şekil 18. Bedinan Formasyonu siyah şeyllerinin; a) T_{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması (Espitalie vd., 1977)'den değiştirilerek, b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması (Krevelen, 1984'den değiştirilerek) diyagramları

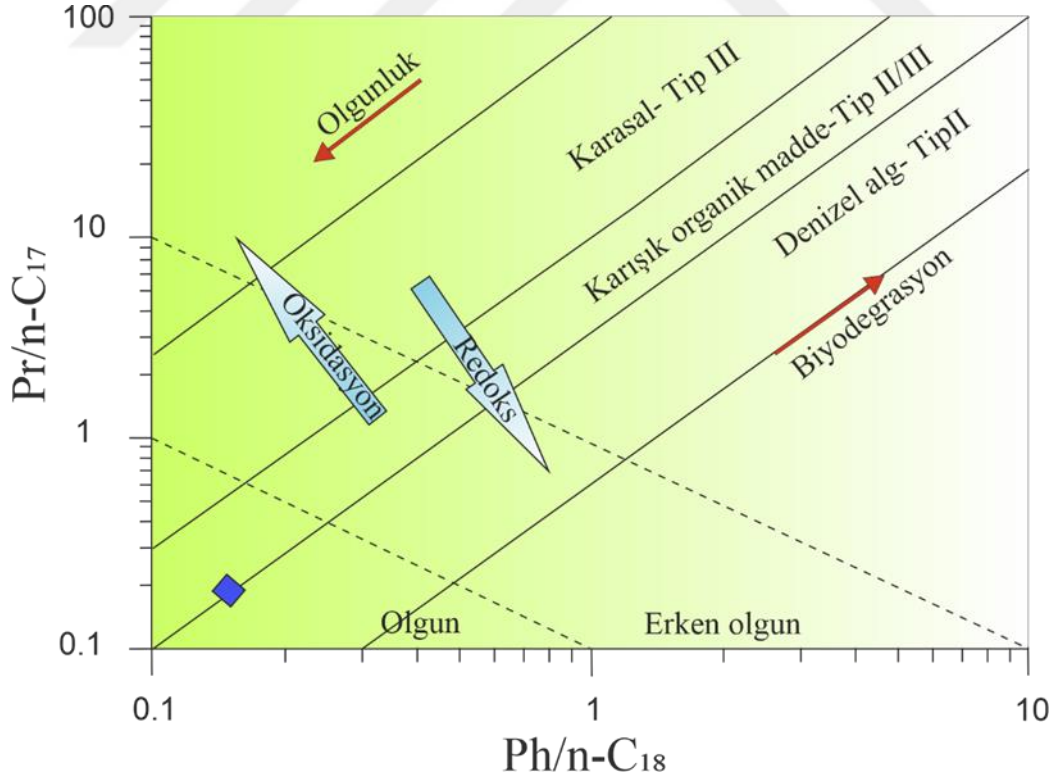


Şekil 19. Bedinan Formasyonu siyah şeyllerine ait S₂-TOC (%) kerojen tip diyagramı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek)

Bu sonuçlar Hunt (1995)'un geliştirdiği diyagram üzerine yerleştirildiğinde, Bedinan Formasyonunun çökeltme ortamı redoks koşullarının indirgen, denizel-algal organik maddelerden oluştuğu, organik madde tipinin Tip II kerojen olduğu ve olgun olduğu görülmektedir (Şekil 20). C₂₈/C₂₉ normal steran oranının denizel organik madde içeren

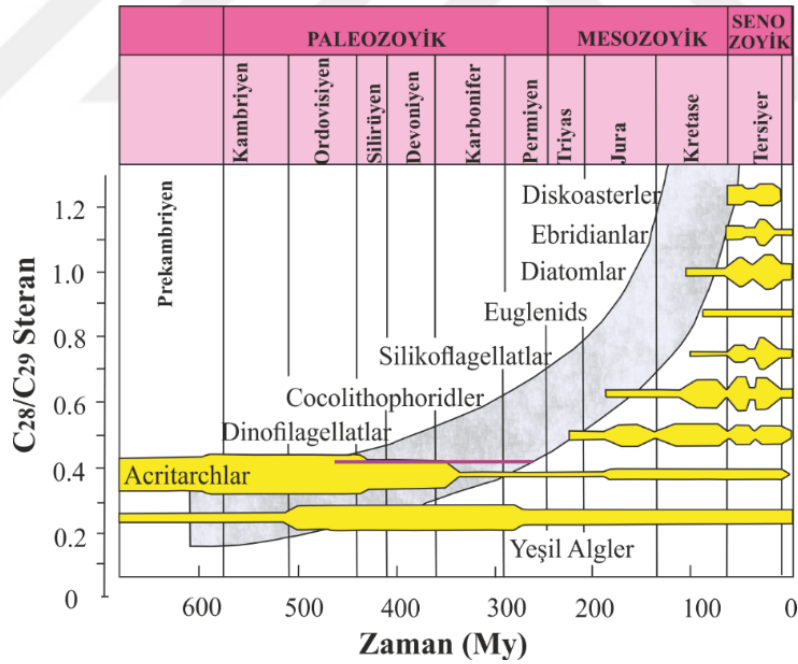
kaynak kaya ve bu kaynak kayalardan türeyen petrolerin yaşını belirlemede kullanılmaktadır (Peters vd., 2005). C_{28}/C_{29} oranının 0.5'ten küçük olduğu durumlar Erken Paleozoyik yaşını, 0.4-0.7 aralığında olduğu durumlar Geç Paleozoyik-Erken Jura yaş aralığını, 0.7'den büyük olduğu durumlarda Geç Jura-Miyosen yaş aralığını temsil ettiği bilinmektedir (Grantham ve Wakefield, 1988). Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneğinin C_{28}/C_{29} steran oranı 0.42 olarak hesaplanmıştır ve bu değer Paleozoyik yaş dönemini işaret etmektedir. Bedinan Formasyonu yaşı önceki paleontolojik ve sedimentolojik çalışmalarla Orta-Geç Ordovisiyen (Bayçelebi vd., 1984) olarak belirlenmiştir ve C_{28}/C_{29} steran oranı ile edilen yaş aralığı ile uyumluluk göstermektedir (Şekil 21).

Bedinan Formasyonu siyah şeyl örneğindeki C_{27} steranın bolluğu denizel fitoplanktonların varlığını yani denizel-algal organik madde girdisini göstermektedir (Peters vd., 2005). Ayrıca C_{27} , C_{28} , C_{29} steranların üçgen diyagramına bakıldığında formasyona ait örneğin 'Açık deniz ve plankton/alg' alanına düştüğü ve verilerin birbirini desteklediği görülmektedir (Şekil 22).

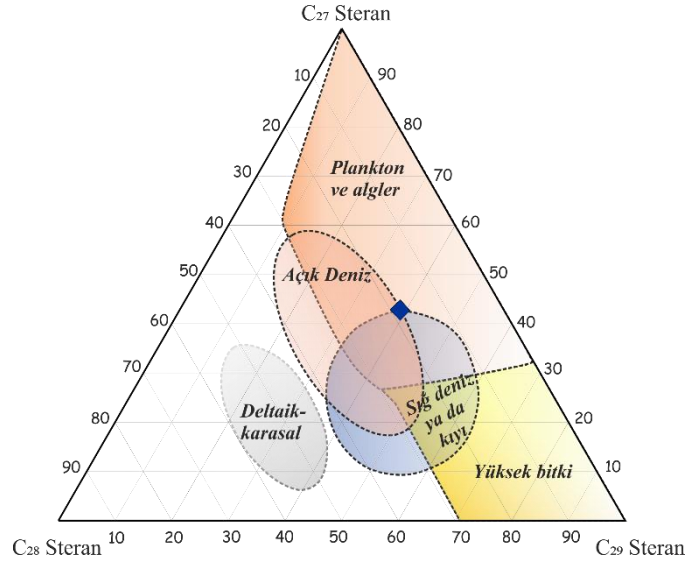


Şekil 20. Bedinan Formasyonuna ABZ-1 nolu örneğin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı (Hunt, 1995'ten değiştirilerek alınmıştır)

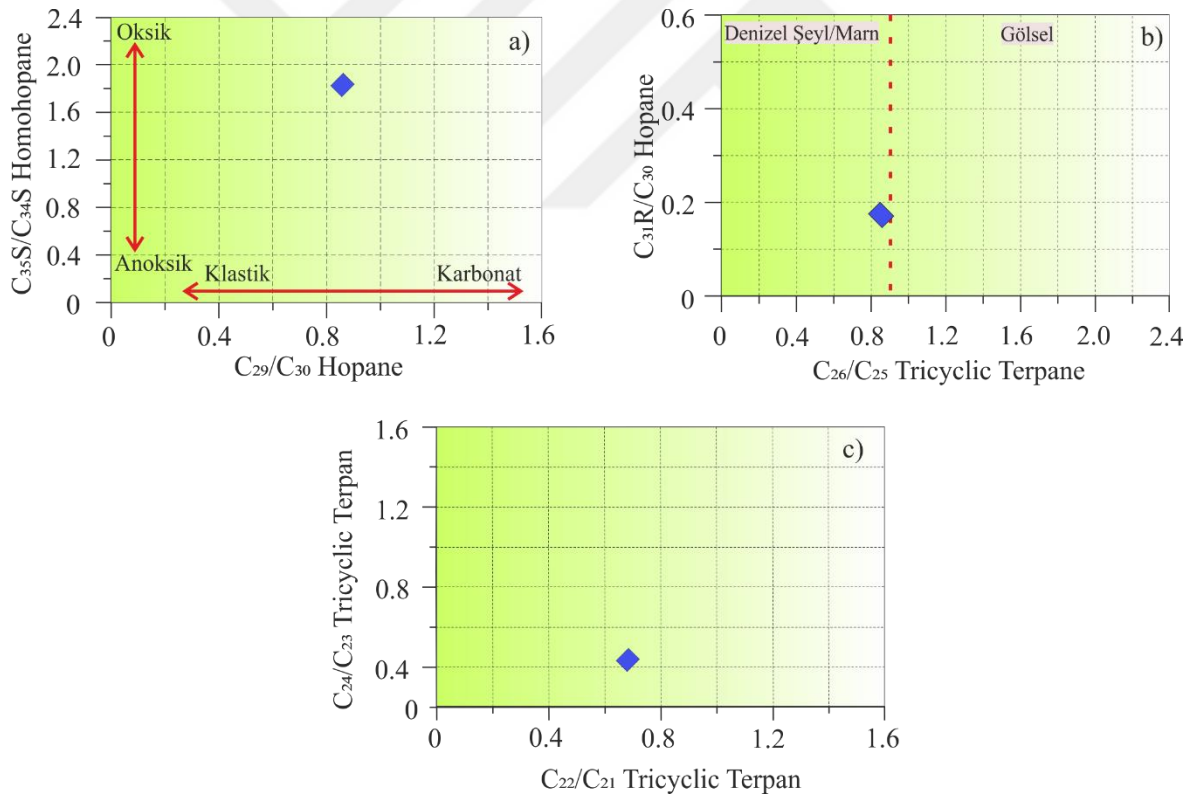
Denizel ortamlarda C_{22}/C_{21} trisiklik terpan oranının yüksek, C_{24}/C_{23} trisiklik terpan oranının ise düşük olması beklenmektedir (Peters vd., 2005). Bedinan Formasyonuna ait örneğin C_{22}/C_{21} TT oranı 0.68, C_{24}/C_{23} TT oranı ise 0.43 olarak hesaplanmıştır (Şekil 22). Bu değerlerde ortamın denizel olduğunu göstermektedir. $C_{31} 22R/C_{30}$ hopan oranı da ortam belirlemek için kullanılan diğer bir biyomarker parametresidir ve 0.25’den düşük değerler gölsel çökel ortamlarını gösterirken, 0.25’ten büyük değerler denizel çökelme ortamlarını göstermektedir (Peters vd., 2005; Kara Gülbay vd., 2010, 2014; Hoş Çebi, 2013; Hoş Çebi, 2017). Bedinan Formasyonu’na ait örneğin $C_{31} 22R/C_{30}$ hopan oranı düşük olup 0.17 olarak hesaplanmıştır. Bu değer siyah şeyllerin gölsel bir ortamda çökeldiğini gösterse de yapılan önceki çalışmalardan ortamın denizel olduğu bilinmekte ve ayrıca hesaplanan diğer tüm biomarker verileri ortamın denizel olduğunu desteklemektedir. C_{29} norhopanın, C_{30} hopana göre düşük konsantrasyonlarda kaydedilmesi şeyl litolojisini işaret etmektedir (Peters, vd., 2005). Bu durum önceki çalışmalarla siyah şeyl litolojisine sahip olduğu bilinen Bedinan Formasyonu litolojisiyle uyumluluk göstermektedir.



Şekil 21. Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneğinin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri

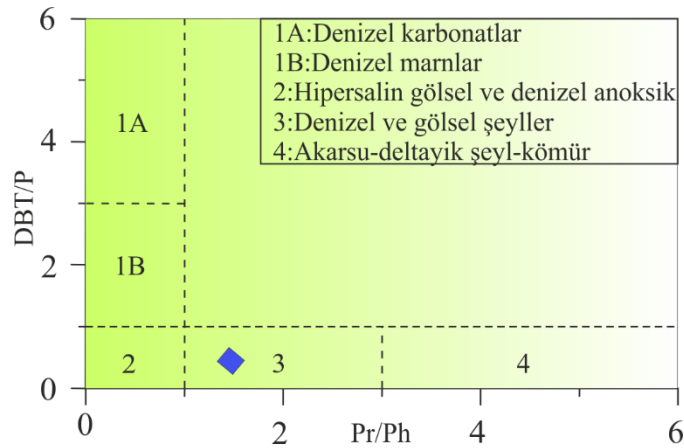


Şekil 22. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu örneğin C₂₇-C₂₈-C₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı



Şekil 23. Bedinan Formasyonuna ait ABZ-1 nolu siyah şeyl örneğinin a) C₂₉/C₃₀ Hopan-C₃₅/C₃₄ Homohopane, b) C₂₆/C₂₅-C₃₁R/C₃₀ Hopane, c) C₂₂/C₂₁TT-C₂₄/C₂₃TT diyagramları

Moretan/hopan oranı olgunluk ve kaynak kaya litolojisinden etkilenen bir biyomarker parametresidir. Bu değerin yüksek olması karasal kökenli organik madde girdisinin yüksek olduğu anlamına gelmektedir. Bedinan Formasyonu için hesaplanan bu değer oldukça düşük olup denizel organik madde girdisini desteklemektedir. $C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranı (0.5) denizel depolanma ortamını ve baskın olarak denizel organik madde katkısını ifade etmektedir (Peters vd., 2005). DBT/P-Pr/Ph diyagramında formasyona ait siyah şeyl örneğinin 3 nolu alan olan ‘denizel veya gölsel şeyl’ bölgesine düşmektedir (Şekil 24). Abdülaziz-1 kuyusuna ait örneğin tip II kerojen içermesi organik maddenin denizel planktonlarından, spor ve polenlerden oluştuğunu yani ortamın denizel olduğunu göstermektedir. Tüm bu veriler formasyonun denizel çökel ortamı ve şeyl litolojisini desteklemektedir. 9-MP'nin yüksek miktarlarda bulunması denizel şeyllere ait organik maddeleri, 1-MP'lerin yüksek konsantrasyonları genellikle karasal kaynak kayalara ait organik maddeleri işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995). Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneğinde 9-MP 1MP'ye göre daha yüksek konsantrasyonlarda bulunması numunenin denizel ortamda çökelediğini ve denizel organik madde içerdiğini göstermektedir. Yüksek DBT ve MDBT oranları denizel şeyl ve karbonatları işaret ederken, bu oranlar kıta içi fasiyeslerde genellikle düşük konsantrasyonlarda görülürler (Radke vd., 1986). Formasyona ait DBT ve MDBT oranları da yüksek olup bu değerler denizel şeyl litolojisini desteklemektedir.



Şekil 24. Bedinan Formasyonuna ait örneğin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı

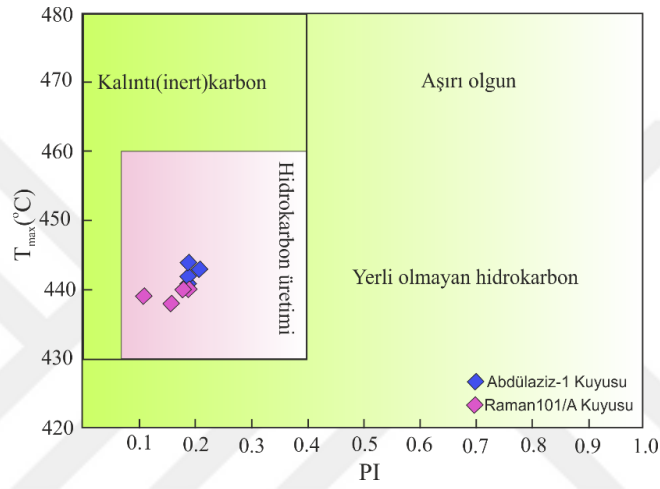
3.1.2.6. Organik Maddenin Olgunluğu

Organik maddenin ısısal olgunluğunu belirlemede piroliz ve özüt analizinden elde edilen veriler birlikte yorumlanmıştır. T_{max} ($^{\circ}C$), organik maddenin tipine bağlı olarak değişen bir parametredir (Peters, 1986). Mukhopadyay vd., 1995 yaptıkları çalışmada HI- T_{max} grafiği ile organik maddenin olgunluğunu belirlemeye çalışırken R_o (vitrinit yansıması) değerini de göz önüne almışlardır. Bu grafiğe göre 0.50 ile 1.35 arasında R_o değerine sahip numunelerin T_{max} değerleri $430^{\circ}C$ - $460^{\circ}C$ arasında olup petrol türetme olgunluğundadır (Şekil 11). Formasyonun T_{max} değerleri (ABZ-1 ort. $443^{\circ}C$ ve Raman101/A ort. $439^{\circ}C$) göz önüne alındığında (Éspitalié vd., 1985) göre her iki kuyuya ait organik maddenin petrol penceresinde olduğu Peters ve Cassa (1994)' e göre ise olgun olduğu görülmektedir. Peters ve Cassa (1994)'ün üretim indeksi ile olgunluk seviyesini belirlediği çizelgeye göre formasyona ait üretim indeksi değerlerine göre (ABZ-1 ort. 0.20 ve Raman101/A ort. 0.16) olgun sınıfına düşmektedir. Formasyona ait CPI değeri 1'e yakın bir değer olduğu için organik maddenin olgun olduğunu göstermektedir. $22S/(22S+22R)$ Homohopan İndeksi olgunlaşma sırasında 0'dan 0.6'ya yükselmektedir. 0.50-0.54 aralığındaki örnekler nadiren petrol üretim penceresine girerken 0.57-0.62 aralığındaki oranlar petrol üretim aşamasına ulaşıldığını göstermektedir. Bedinan Formasyonuna ait örneğimizde bu değer 0.61 olarak hesaplanmıştır ve bu değer formasyona ait siyah şeyl örneğinin en az erken olgun olduğunu ve izomerizasyonun denge değerine ulaştığını göstermektedir. Moretanlar, 17-(H) Hopanlara göre daha az duraylıdır (Waples ve Machihara, 1991). Bu sebeple Moretan/hopan değeri termal olgunlaşmanın artmasıyla beraber azalmaktadır. Olgunlaşmamış kaynak kayalarda bu oran yaklaşık 0.8 civarındayken, olgunlaşmış kaynak kayada yaklaşık 0.15-0.05 aralığındadır (Mackenzie vd., 1980; Seifert ve Moldowan, 1981). Bedinan Formasyonu siyah şeyl örneği için bu oran oldukça düşüktür (0.10) ve hesaplanan değere göre organik maddenin olgun olduğu görülmektedir. Üretim indeksi ve T_{max} değerleri kullanılarak çizilen grafiğe göre formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin hidrokarbon üretiminin ana aşamasında olduğu görülmektedir (Şekil 25).

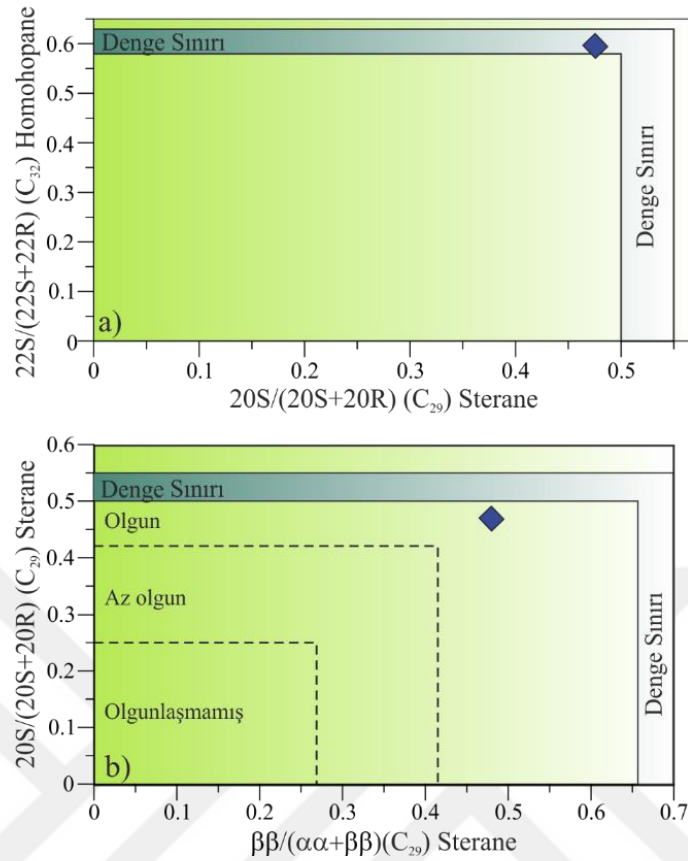
Bedinan Formasyonuna ait $20S/(20S+20R)$ oranı denge değerine oldukça yakındır. $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steran oranı ise izomerizasyonun henüz dengeye ulaşmadığını göstermektedir. Denge değerine oldukça yakın olan $20S/(20R+20S)$ ve yüksek $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steran oranları Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneğinin olgun karakterde olduğunu göstermektedir. Bedinan Formasyonu siyah şeyl örneği için çizilen $22S/(22S+22R)$ homohopan ile

20S/(20S+20R) steran diyagramı ile 20S/(20S+20R) steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın diyagramına göre organik maddenin olgun özellikte olduğu söylenebilmektedir (Şekil 26).

Alkildibenzodiyofen oranları (MDR ve MDR') olgunlukla birlikte değişmektedir. 1-MDBT olgunlukla azalmakta olup termal olarak duraylı olan 4-MDBT görece olarak artmaktadır (Radke vd.,1986). Bedinan Formasyonuna ait örneğin MDR' oranı 0.68 olarak hesaplanmıştır ve bu oran 4-MDBT'nin daha baskın olduğunu ve örneğin olgun olduğunu göstermektedir.

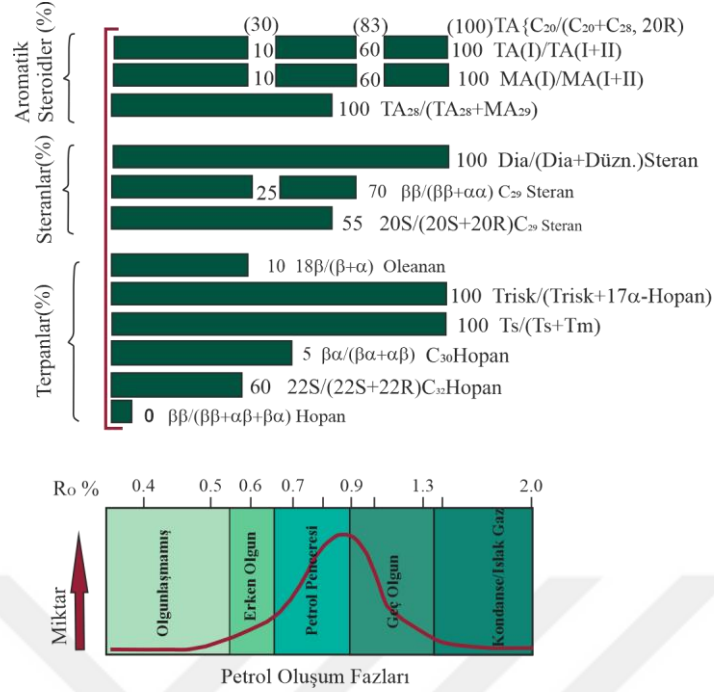


Şekil 25. Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PI-T_{max} (°C) diyagramındaki dağılımı



Şekil 26. Bedinan Formasyonu siyah şeyl örneği için a) 22S/(22S+22R) homohopan- 20S/(20S+20R) steran; b) 20S/(20S+20R) steran-ββ/(αα+ββ) steran diyagramları

MA(I)/MA(I+II) ve TA(I)/TA(I+II) steroid oranları olgunluk artışına bağlı olarak 0'dan %100'e kadar artmakta ve erken olgun-geç olgun aralığını tanımlamada kullanılabilmektedir (Seifert ve Moldowan, 1978; Mackenzie vd., 1981; Peters vd., 2005). Bedinan Formasyonuna ait MA(I)/MA(I+II) steroid (0.41) ve TA(I)/TA(I+II) steroid (0.82) oranları siyah şeyl örneğinin olgun karakterde olduğunu göstermektedir (Şekil 27).

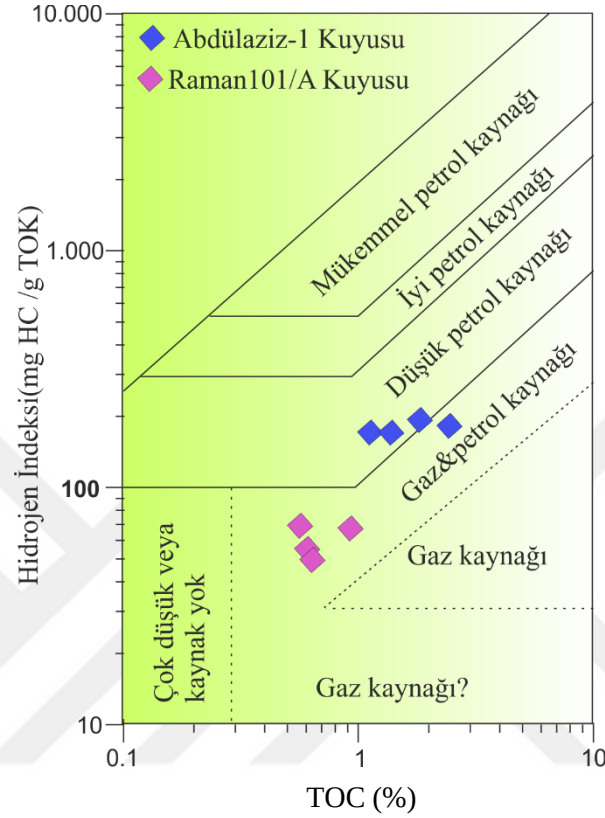


Şekil 27. Biyomarker olgunluk parametreleri ile hidrokarbon türüm aralıkları arasındaki ilişkiyi gösteren diyagram (Peters vd., 2005)

3.1.2.7. Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli

Formasyona ait hidrokarbon üretme potansiyeli Rock-Eval piroliz analizi verileri ile değerlendirilmiştir. Hidrokarbon üretme potansiyeli belirlenirken, potansiyel ürün (S_1+S_2) verileri, S_2/S_3 oranı ve HI-TOC diyagramı (Jackson vd., 1985) kullanılmıştır. Abdülaziz-1 kuyusuna ait siyah şeyller S_1 değerlerine göre orta-iyi; S_2 değerlerine göre ise zayıf-orta hidrokarbon potansiyeline sahiptir. Raman 101/A kuyusuna ait siyah şeyllerin S_1 değerlerine göre zayıf; S_2 değerlerine göre ise zayıf-orta hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu görülmektedir (Peters ve Cassa, 1994). Formasyonun üretim indeksi değerlerine göre Abdülaziz-1 ait örneklerin hidrokarbon potansiyelinin orta derecede olduğu, Raman 101/A ait örneklerin ise zayıf hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu görülmektedir (Merrill, 1991). HI-TOC diyagramları kaynak kayaların hidrokarbon potansiyellerini yorumlama da kullanılan diğer bir parametredir. İncelenen numunelerin sahip olduğu toplam organik karbon ve hidrojen indeksi değerleri göz önüne alınarak Jackson vd., (1985)'in diyagramına göre, Bedinan Formasyonuna ait Abdülaziz-1 kuyusuna ait örnekler genellikle düşük petrol

kaynağını ve Raman 101/A kuyusundan alınan örnekler ise gaz/petrol kaynağını işaret etmektedir (Şekil 28).



Şekil 28. Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyllerin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır)

S_2/S_3 oranı organik madde tipinin belirlenmesi sırasında kullanıldığı gibi numunelerin üretebileceği hidrokarbon tipinin belirlenmesinde de kullanılmaktadır. Abdülaziz-1 kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin S_2/S_3 oranı (ort. 15.95) Raman 101/A kuyusuna (ort. 1.55) göre oldukça yüksektir. Bu değerler Clementz vd., (1979) ve Peters (1986)'a göre örneklerin üretebileceği hidrokarbon tipi Abdülaziz-1 kuyusu için petrol iken Raman 101/A kuyusu içinde gaz olduğu görülmektedir.

3.2. Dadaş Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri

3.2.1. Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri

Dadaş Formasyonu için Abdülaziz-I kuyusundan alınan 9 adet siyah şeyl örneği üzerinde Piroliz (Rock-Eval)/TOC analizleri yapılmıştır. Formasyona ait numunelerin piroliz/TOC analiz sonuçları Tablo 11’de verilmiştir.

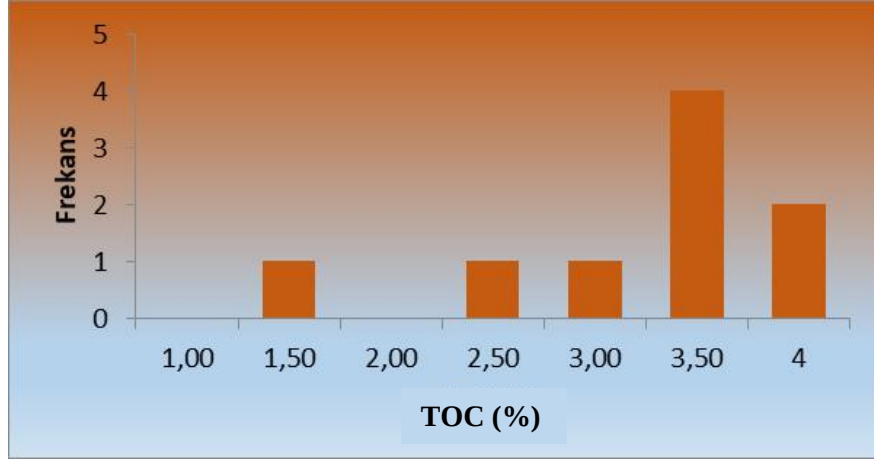
Abdülaziz-I kuyusuna ait kırıntı örneklerinin TOC değerleri yüksek olup % 1.47 ile % 3.76 arasında değişmekte ve ortalama TOC değeri % 3.05 olarak hesaplanmıştır (Tablo 11). Çizilen histogram grafiği göz önüne alınarak Dadaş Formasyonuna ait TOC değerlerinin baskın olarak %3-3.5 arasında değiştiği görülmektedir (Şekil 29).

Dadaş Formasyonu Abdülaziz-I kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin S_1 değerleri genellikle düşük olup 0.31-0.94 mgHC/gkaya arasında değişmektedir ve ortalama değeri 0.71 mgHC/gkaya olarak hesaplanmıştır. S_2 değerleri ise 2.12-7.07 mgHC/gkaya arasında değişmekte olup ortalama S_2 değeri 5.25 mgHC/gkaya’dır. PÜ (potansiyel ürün) miktarları 2.43-7.96 mgHC/g kaya arasında değişmekte olup ortalama değer 5.96 mgHC/g kaya olarak hesaplanmıştır. Dadaş Formasyonu Abdülaziz-I kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin S_2/S_3 değeri yüksek olup 8.15-47.73 arasında değişmekte olup ortalama değer 30.96 olarak hesaplanmıştır. Abdülaziz-1 kuyusundan alınan örneklerin HI değerleri orta-düşük olup 144-188 mgHC/gTOC arasında değişmekte olup ortalama HI değeri 170 mgHC/gTOC olarak hesaplanmıştır. OI değerleri ise 4-18 mgCO₂/g TOC arasında değişmektedir.

Dadaş Formasyonuna ait Abdülaziz-1 kuyusundan alınan örneklerin T_{max} değeri 442-448 °C aralığında olup ortalama T_{max} değeri 445 °C’dir. Bu değerlerin oldukça yüksek olduğu görülmektedir. Abdülaziz-1 kuyusundan alınan örneklerin üretim indeksi değerleri ise 0.09-0.14 arasında değişmektedir.

Tablo 11. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerine ait Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler

Örnek No	TOC (%)	S ₁ (mgHC/g kaya)	S ₂ (mgHC/g kaya)	S ₃ (mgHC/g kaya)	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgCO ₂ /g TOC)	ÜI (S ₁ /S ₁ +S ₂)	PÜ (S ₁ +S ₂)	S ₁ /TOC	S ₂ /S ₃	RC (%)	PC (%)	MINC (%)
ABZ-1/2816	1.47	0.31	2.12	0.26	442	144	18	0.13	2.43	0.211	8.15	1.24	0.23	1.67
ABZ-1/2827	2.47	0.62	4.18	0.3	443	169	12	0.13	4.8	0.251	13.93	2.04	0.43	2.14
ABZ-1/2834	3.64	0.94	6.71	0.38	448	184	10	0.12	7.65	0.258	17.66	2.96	0.68	2.28
ABZ-1/2840	3.36	0.74	6.26	0.15	446	186	4	0.11	7.00	0.220	41.73	2.75	0.61	1.54
ABZ-1/2848	2.98	0.53	5.25	0.11	445	176	4	0.09	5.78	0.178	47.73	2.47	0.51	1.5
ABZ-1/2856	3.76	0.89	7.07	0.15	445	188	4	0.11	7.96	0.237	47.13	3.07	0.69	1.19
ABZ-1/2874	3.35	0.75	5.1	0.18	444	152	5	0.13	5.85	0.224	28.33	2.83	0.52	1.31
ABZ-1/2880	3.28	0.77	5.56	0.12	446	170	4	0.12	6.33	0.235	46.33	2.73	0.55	1.04
ABZ-1/2892	3.17	0.83	4.97	0.18	445	157	6	0.14	5.8	0.262	27.61	2.67	0.5	1.28
Ortalama	3.05	0.71	5.25	0.20	445	170	7.44	0.12	5.96	0.23	30.96	2.53	0.52	1.55



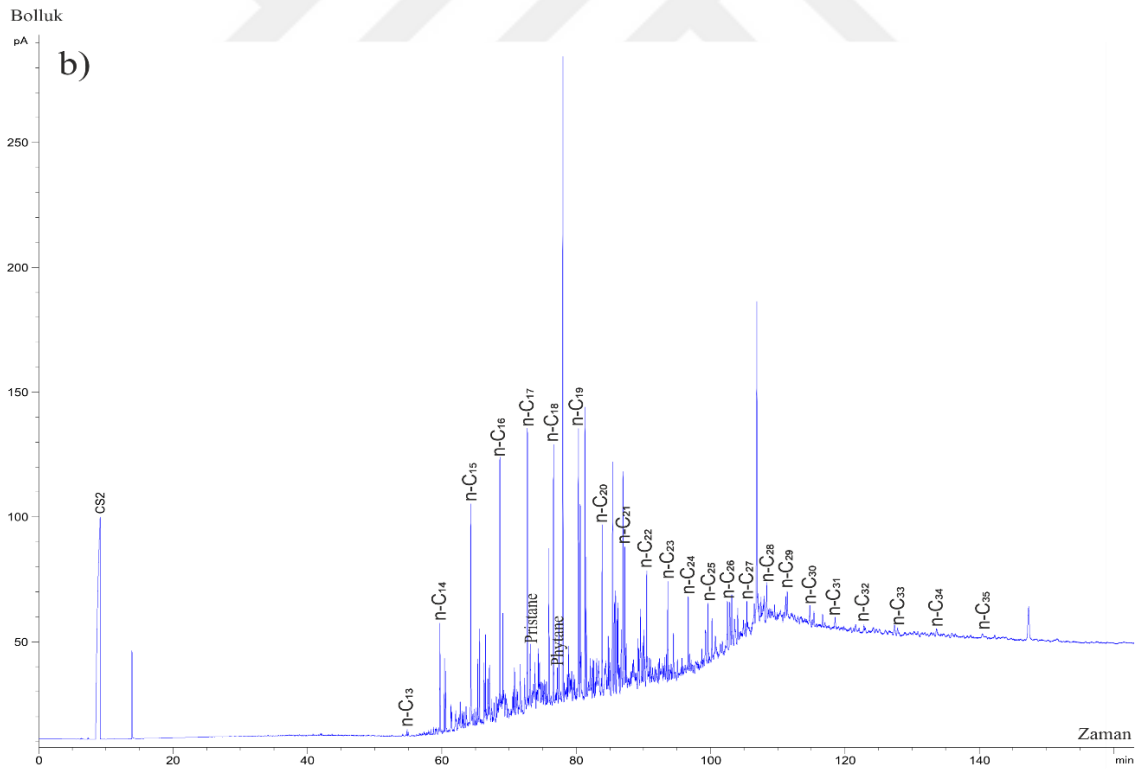
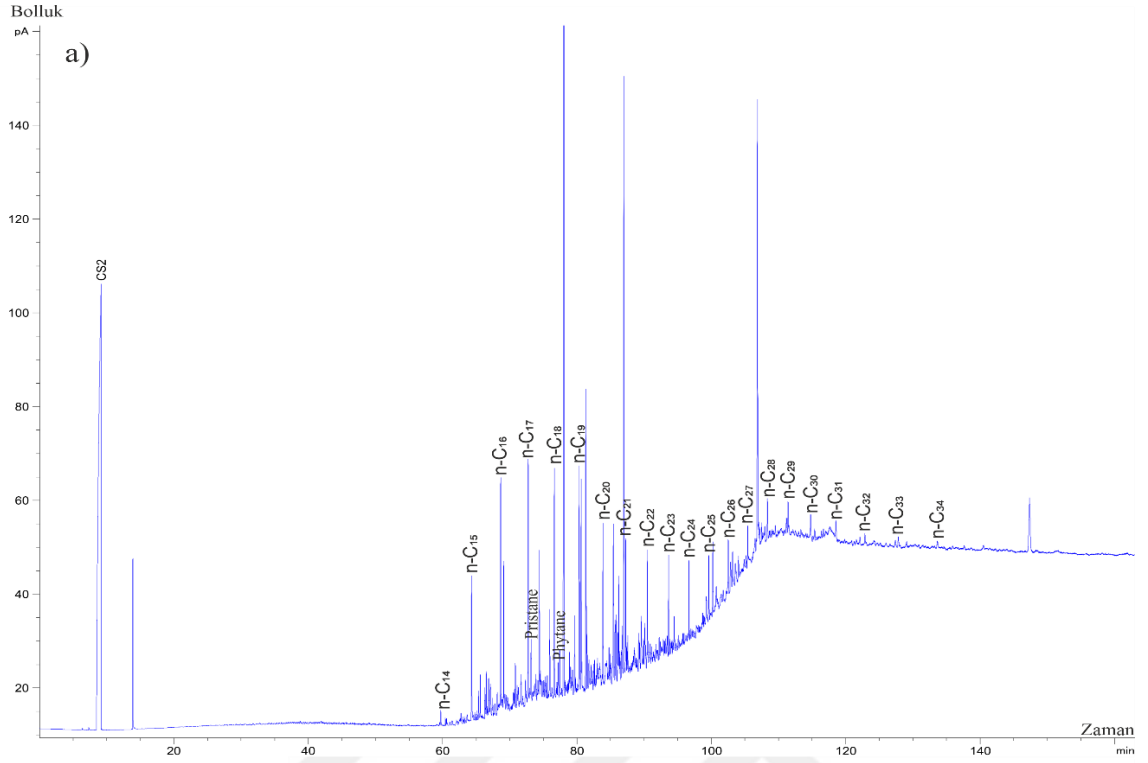
Şekil 29. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği

3.2.2. Özüt (Bitüm) Analizleri

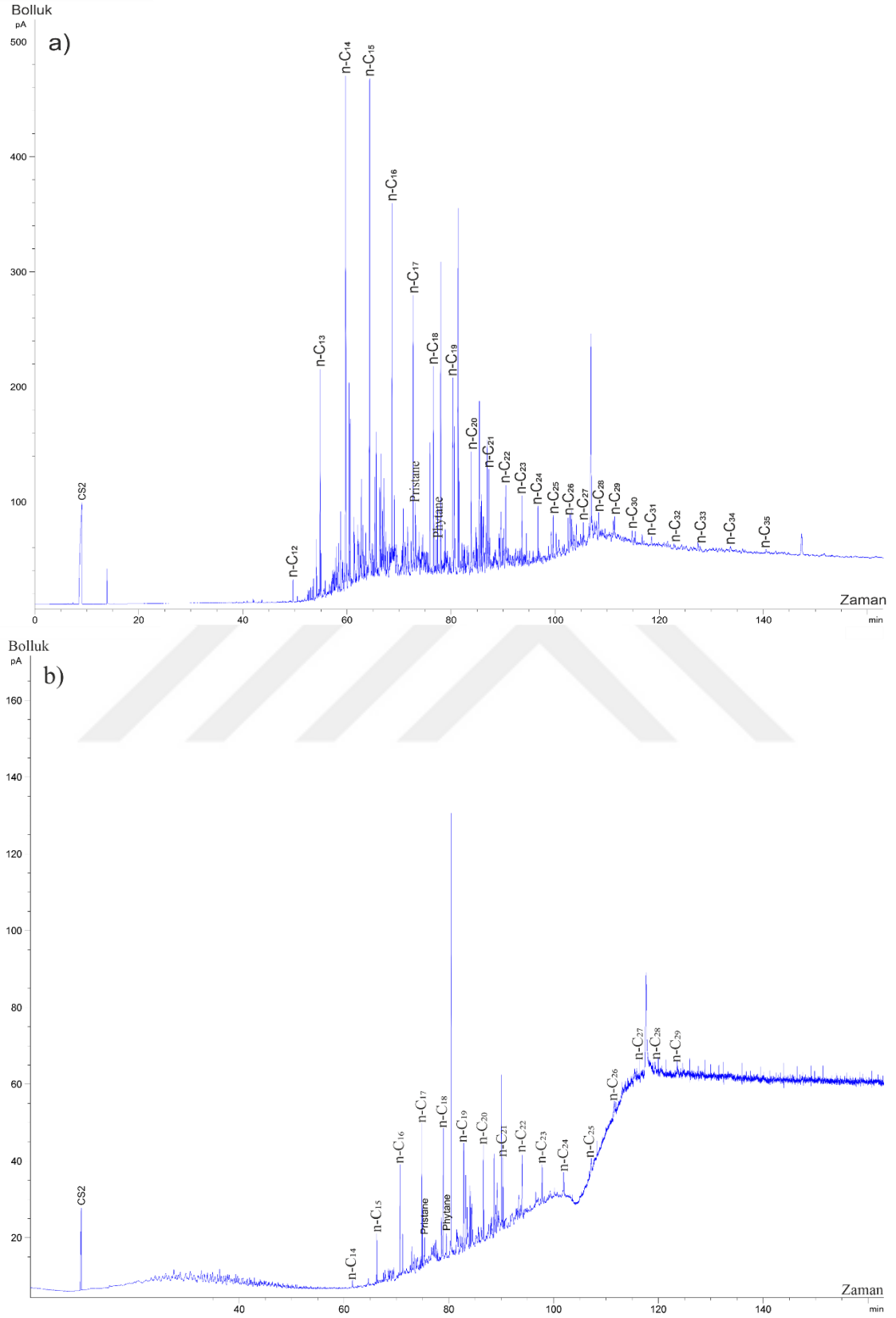
Biyomarkerlar hem denizel hem de karasal kökenli organik maddeler içerisinde bulunan kompleks karbon molekülleridir. Kaynak kayalarda ve bitümde serbest olarak bulunan bu moleküllerin en önemli özelliği termal olgunlaşma, biyolojik bozunma gibi etkenlere oldukça dayanıklı olmalarıdır. Kimyasal yapılarını korumaları ve kararlı yapıları nedeniyle organik maddenin kökeni, çökme ortamı gibi birçok özelliğini yorumlama da kullanılmaktadır. Piroliz analizi yapılmış örnekler içerisinde Dadaş Formasyonu Abdülaziz-1 kuyusuna ait 4 adet siyah şeyl örneğine GC, GC-MS ve karbon izotop analizleri yapılmış ve sonuçlar değerlendirilmiştir.

3.2.2.1. Gaz Kromatografi (GC) Analizleri

Dadaş Formasyonuna Abdülaziz-1 kuyusundan alınana siyah şeyl örneklerinin gaz kromatogramından elde edilen doymuş hidrokarbon fraksiyonlarının dağılımı (Şekil 30 ve 31) ve bu kromatogram üzerinden hesaplanan tüm veriler (Pr/Ph, Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, CPI ve TAR) (Tablo 12) verilmiştir.



Şekil 30. Dadaş Formasyonuna ait a) ABZ-1 2827 b) ABZ-1 2856 siyah şeyl örneklerinin tüm özüt gaz kromatogramı

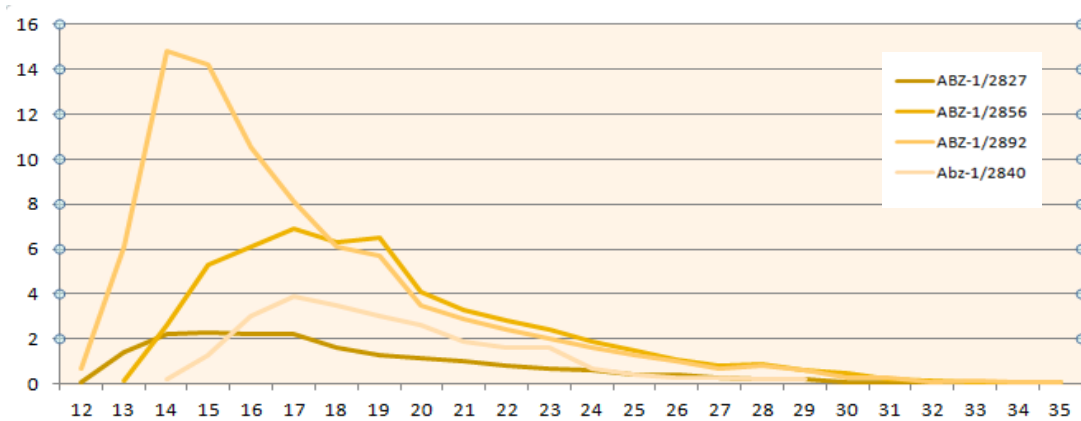


Tablo 12. Dadaş Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramlarından hesaplanan parametreler

Örnek No	Pr/Ph	Ph/Pr	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	CPI (24-34)	TAR
ABZ-1/2827	1.16	0.19	0.19	0.18	1.03	0.09
ABZ-1/2840	1.32	0.63	0.27	0.21	1.08	0.19
ABZ-1/2856	1.81	0.50	0.22	0.13	1.05	0.10
ABZ-1/2892	1.97	0.67	0.24	0.16	1.28	0.06

Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin gaz kromatogramında *n*-alkanlar genellikle C₁₃-C₃₅ aralığında kaydedilmiştir. Abz-1 2827 nolu örnekte maksimum pik veren *n*-alkan C₁₄ olarak Abz-1 2856, Abz-1 2892, Abz-1 2840 nolu örneklerin maksimum pik veren *n*-alkanı ise C₁₇ olarak ölçülmüştür. Gaz kromatogramların *n*-alkan dağılımlarına bakıldığında düşük karbon numaralı *n*-alkanların baskın olduğu, sola çarpık unimodal bir *n*-alkan dağılımı söz konusudur (Şekil 32).

Dadaş Formasyonuna ait tüm örneklerde pristanın (Pr), fitana (Ph) göre daha baskın olduğu görülmektedir (Tablo 12). Pr/Ph oranları Abz-1 2827 nolu örnek için 1.16, Abz-1 2856 nolu örnek için 1.81, Abz-1 2892 nolu örnek için 1.97 ve Abz-1 2840 nolu örnek için 1.32 olarak hesaplanmıştır (Tablo 12). Pr/nC₁₇ oranları Abz-1 2827, Abz-1 2856, Abz-1 2892, Abz-1 2840 örnekleri için sırasıyla 0.19, 0.22, 0.24, 0.217 olarak; Pr/nC₁₈ oranları ise 0.18, 0.13, 0.16, 0.21 olarak hesaplanmıştır. Bu değerlerin oldukça düşük olduğu görülmektedir.



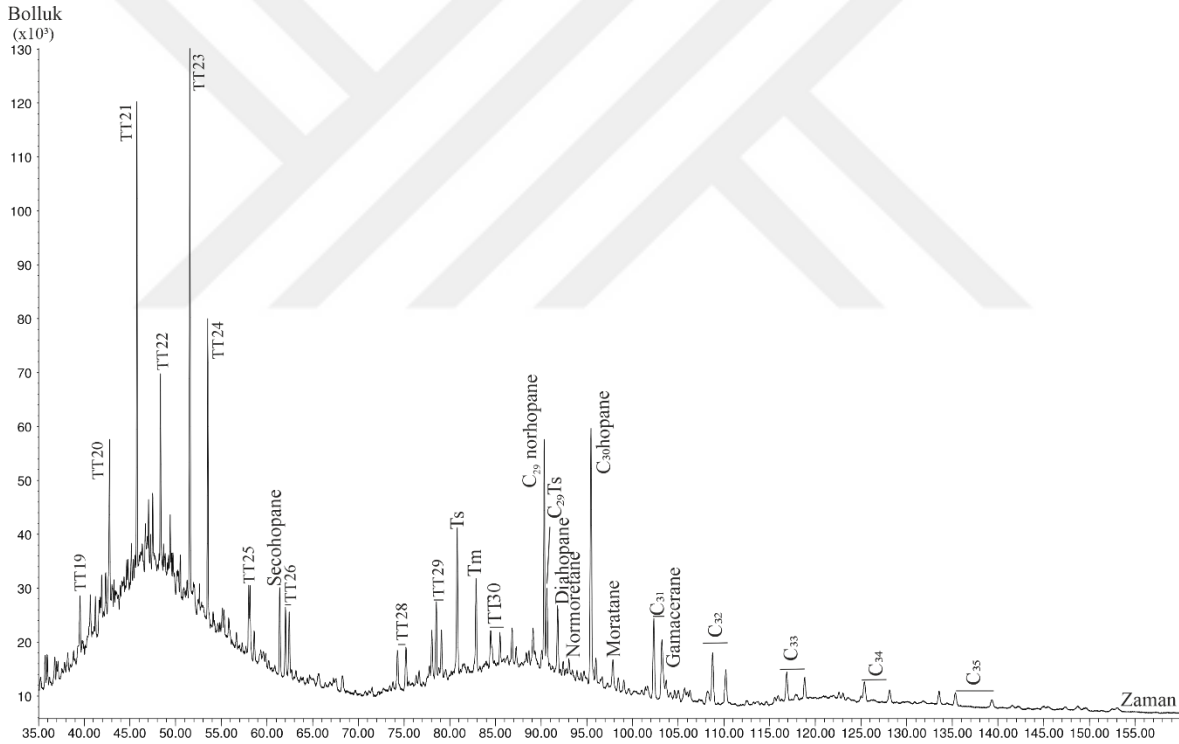
Şekil 32. ABZ-1 kuyusundan alınan Dadaş Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramından elde edilen *n*-alkanların dağılım grafiği

CPI değeri Dadaş Formasyonuna ait Abz-1 2827, Abz-1 2856, Abz-1 2892, Abz-1 2840 örnekler için sırasıyla 1.03, 1.05, 1.28, 1.08 olarak hesaplanmıştır (Tablo 12).

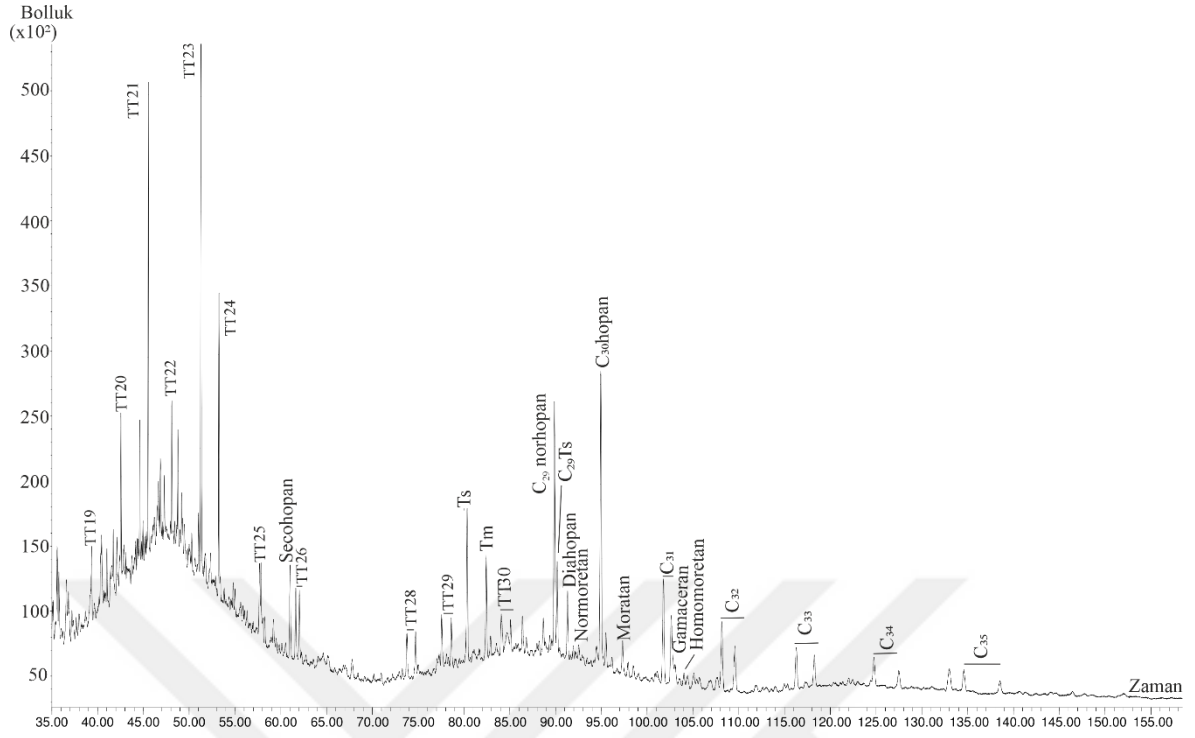
TAR (karasal /sukul organik madde oranı) indeksi değerleri 0.06-0.19 arasında hesaplanmıştır ve bu oranların oldukça düşük olduğu görülmüştür.

3.2.2.2. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

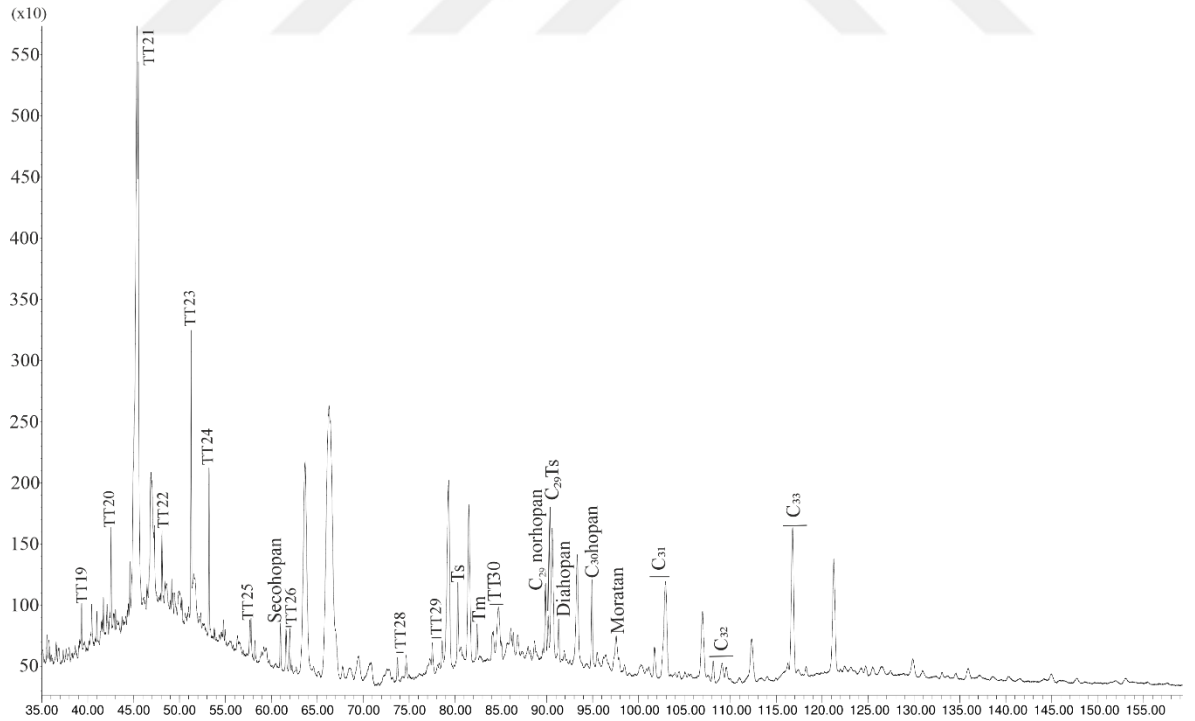
Dadaş Formasyonu Abdülaziz-1 kuyusundan alınan siyah şeyl örneklerine ait pikler üzerinden hesaplanan çeşitli parametreler Tablo 13’de, terpan ve steran kromatogramları ise Şekil 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39 ve 40’da verilmiştir.



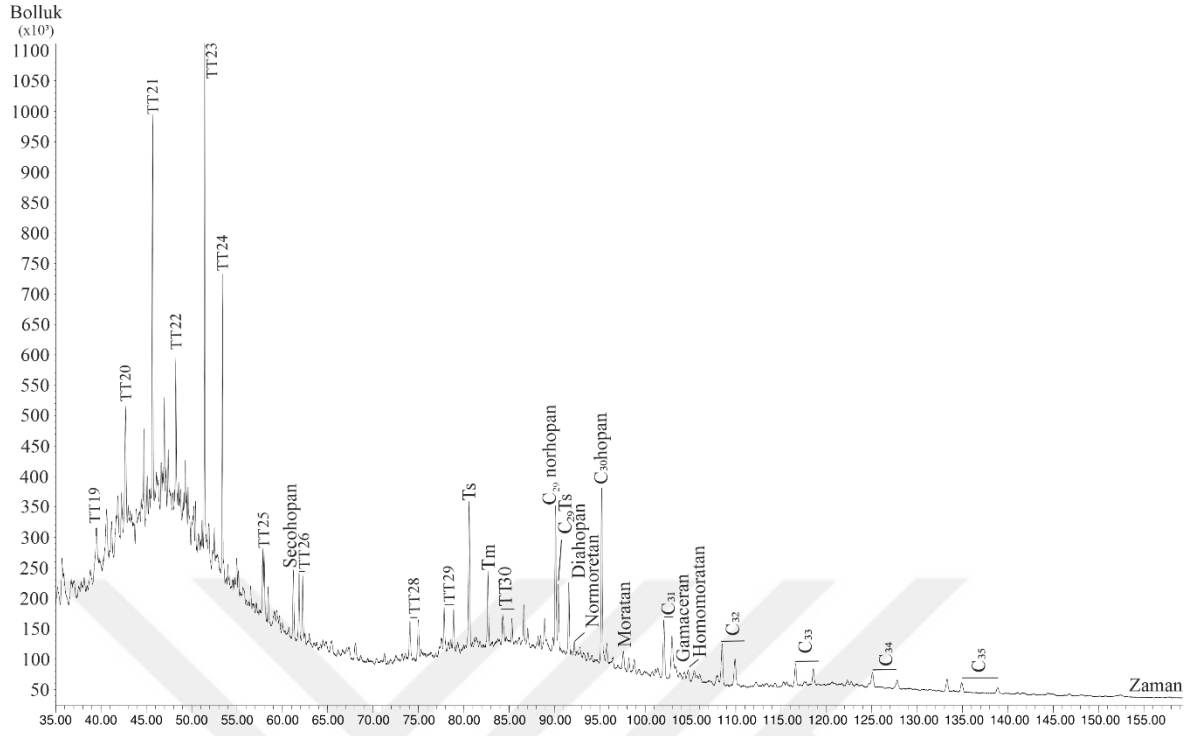
Şekil 33. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



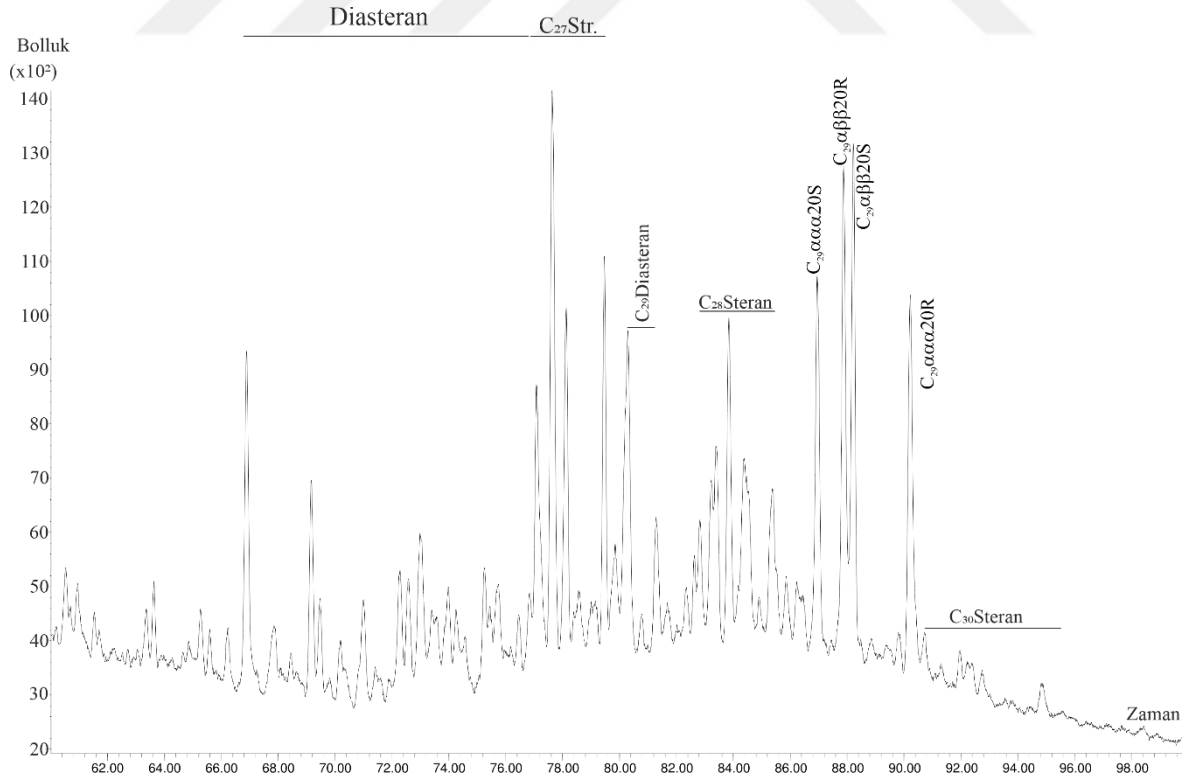
Şekil 34. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



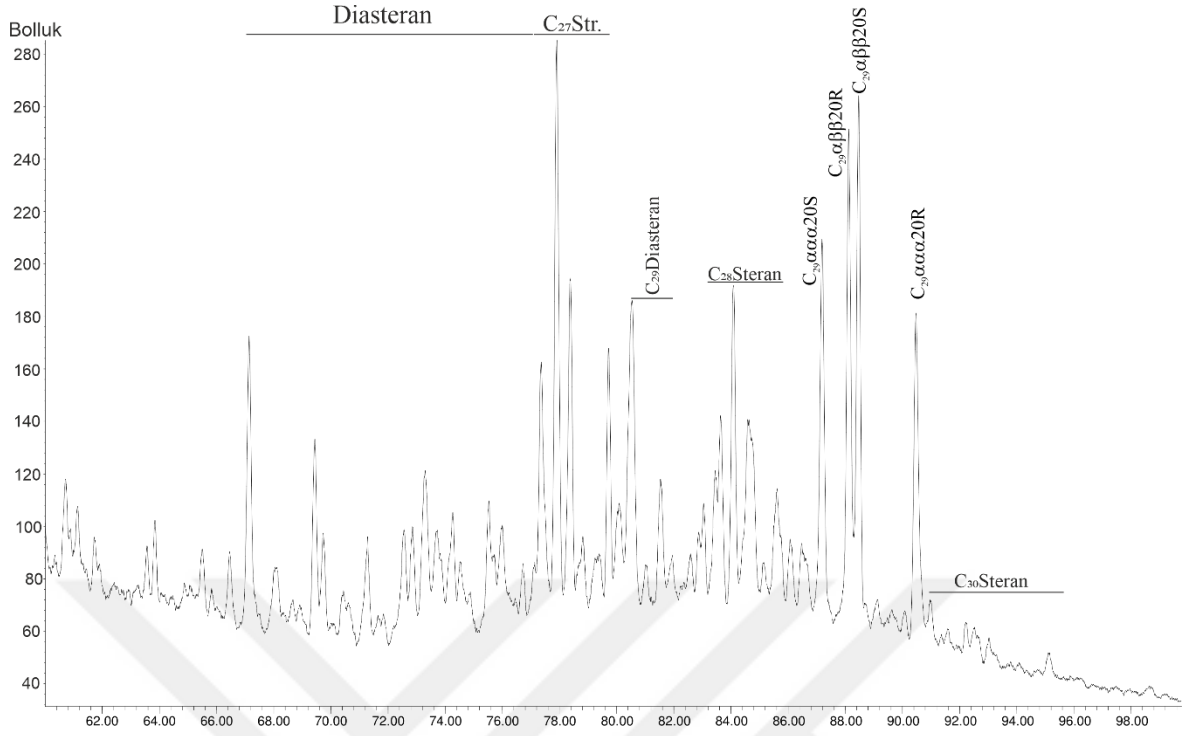
Şekil 35. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



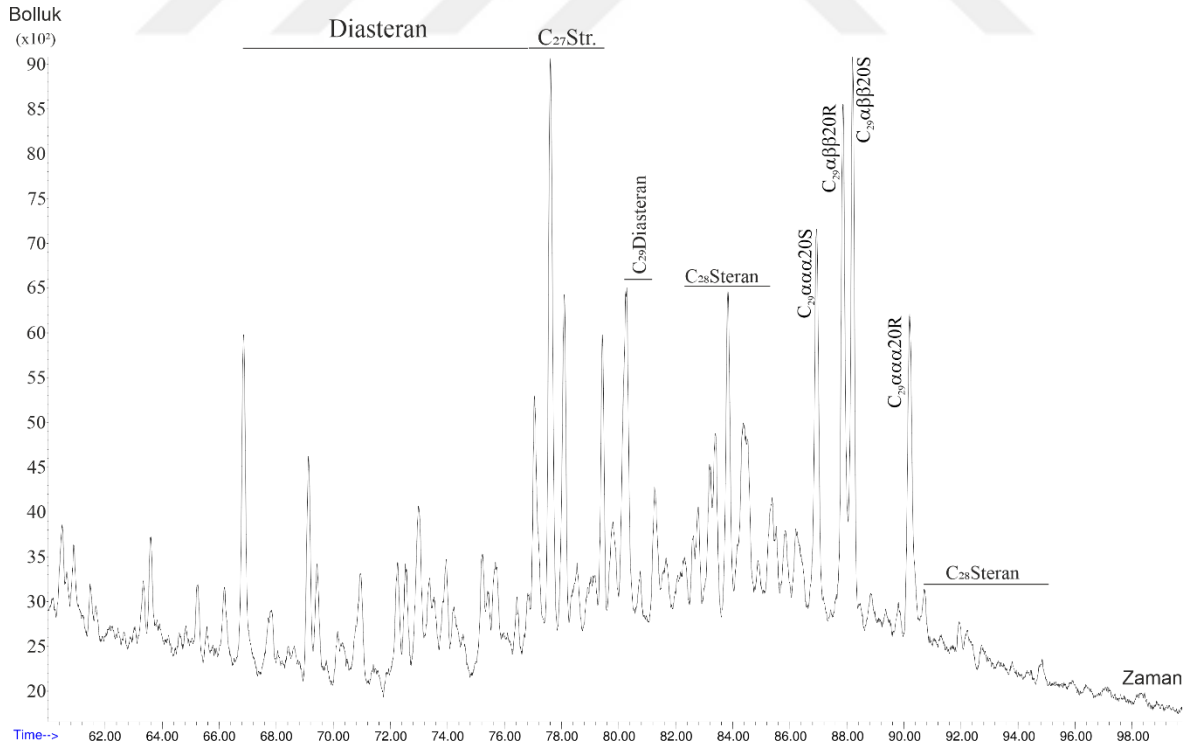
Şekil 36. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



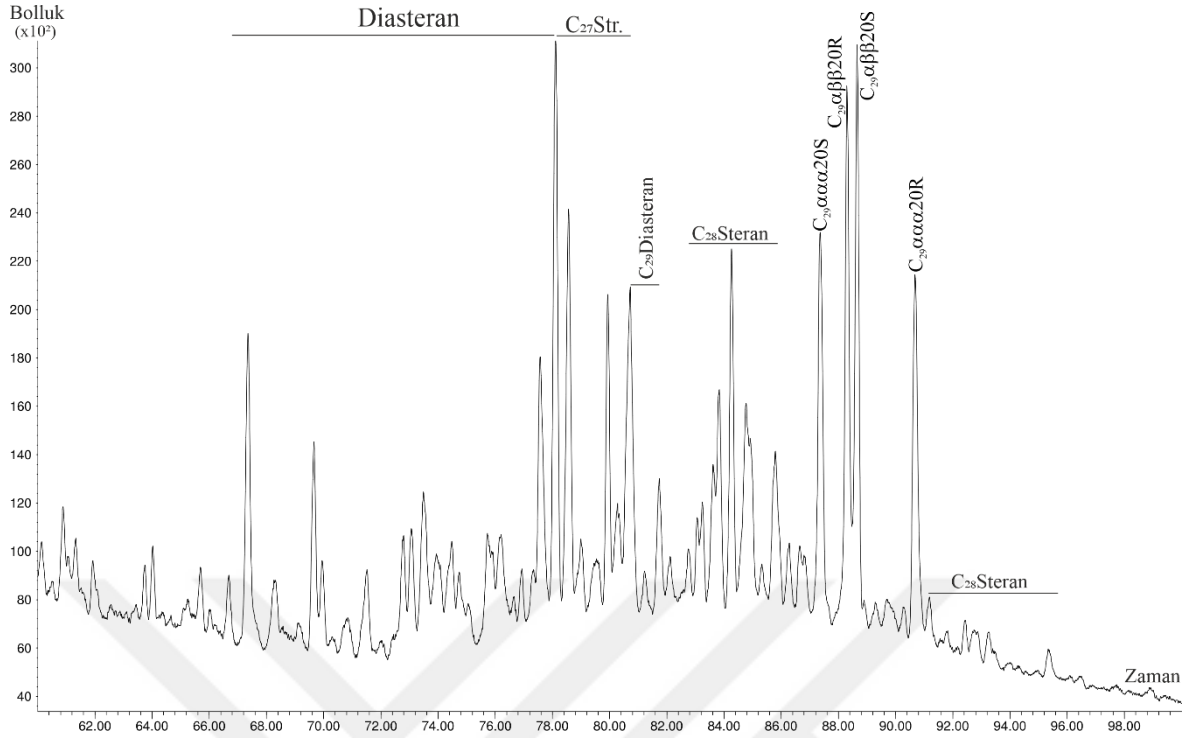
Şekil 37. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



Şekil 38. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



Şekil 39. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



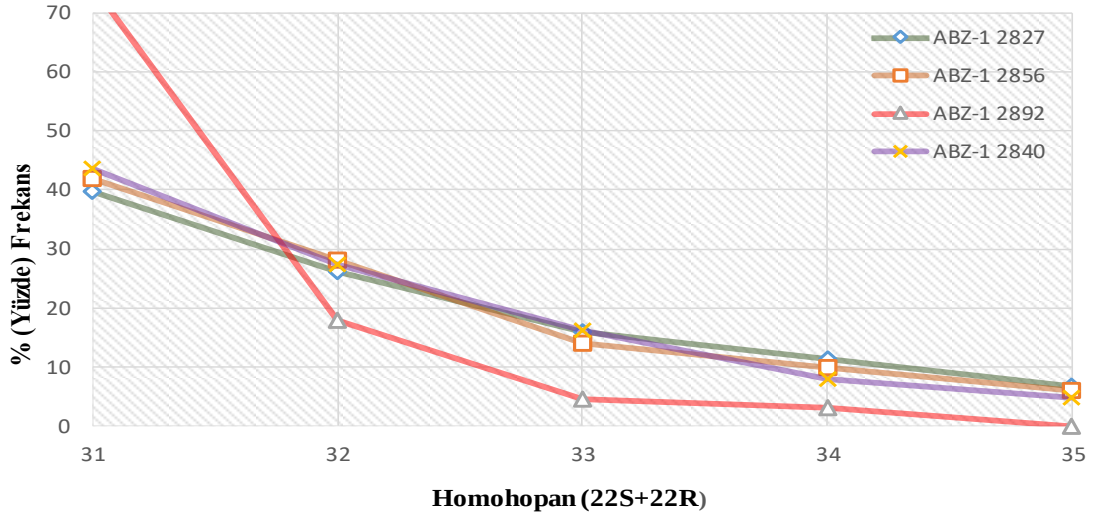
Şekil 40. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu siyah şeyl örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı

Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1-2856, ABZ-1-2827 ABZ-1-2840 ABZ-1-2892 nolu siyah şeyl örneklerinin hepsinde baskın steranın C₂₉ olduğu gözlenmiştir. C₂₇, C₂₈, C₂₉ steranların sırasıyla %39-%16-%45, %41-%16-%43, %39-%16-%45, %39-%15-%46 oranında bulundukları tespit edilmiş ve bu sonuçlara göre C₂₉>C₂₇>C₂₈ olduğu görülmüştür. m/z 217 kütle kromatogramında kaydedilen diasteran-steran dağılımlarına bakıldığında ABZ-1-2827, ABZ-1-2840 ve ABZ-1-2892 nolu örneklerde steranlar ABZ-1-2856 ve nolu örneklerde ise diasteranların daha baskın kaydedilmiş olduğu görülmektedir. Dadaş Formasyonu için diasteran\steran oranları sırasıyla 0.82, 0.98, 0.46 ve 1.10 olarak hesaplanmıştır. Örneklerin C₂₈/C₂₉ steran oranları sırasıyla 0.35, 0.36, 0.37 ve 0.31 olarak hesaplanmıştır. Dadaş Formasyonuna ait 20S/(20S+20R) steran oranları sırasıyla 0.50, 0.52, 0.54, 0.55 olarak ββ/(ββ+αα) steran oranı ise 0.55, 0.50, 0.52, 0.55 olarak hesaplanmıştır. m/z 191 kütle kromatogramlarında trisiklik terpanlar yüksek bollukta kaydedilmiştir ve C₂₃tt/(C₂₃tt+C₃₀H) oranları oldukça yüksek olup 0.64-0.75 arasında değişmektedir. C₂₃ trisiklik terpan, C₁₉ ve C₂₀ trisiklik terpanlara göre yüksek konsantrasyonlara sahiptir.

Tablo 13. Dadaş Formasyonu ABZ-1 kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri

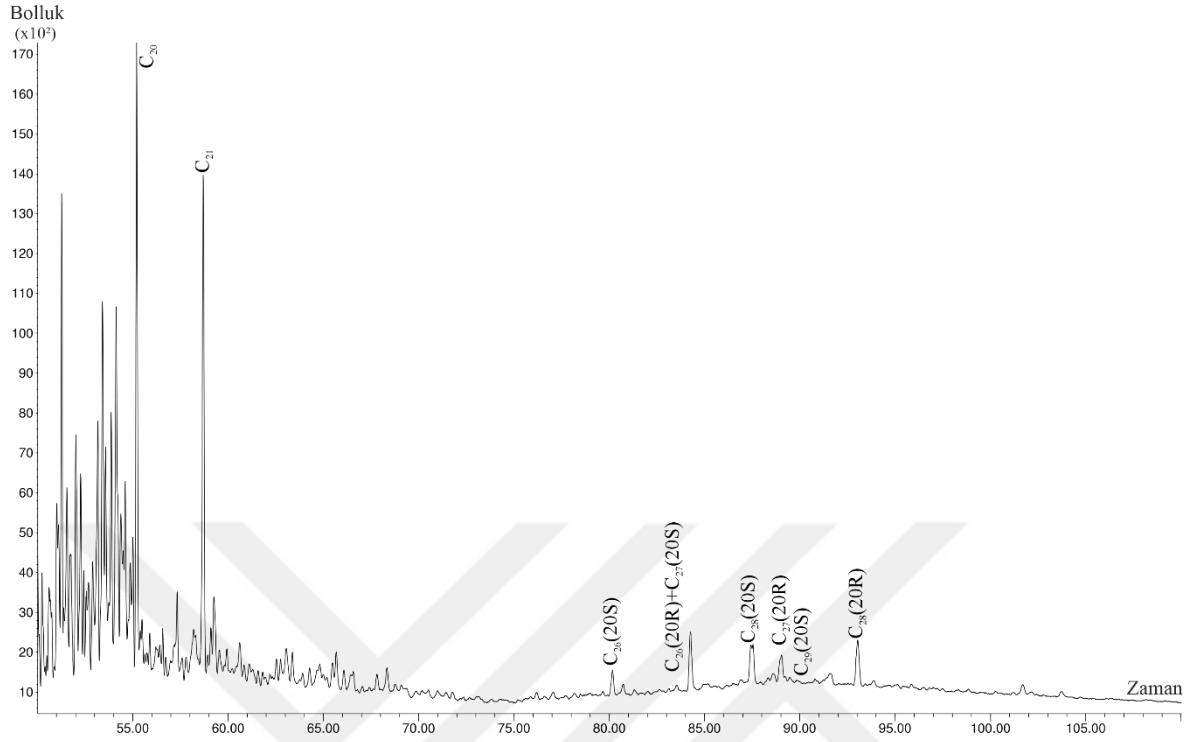
Terpan	Dadaş Formasyonu				Steroid	Dadaş Formasyonu			
	ABZ1/2827	ABZ1/12856	ABZ1/2892	ABZ1/2840		ABZ1/2827	ABZ1/2856	ABZ1/2892	ABZ1/2840
C ₂₂ /C ₂₁ Tricyclic T.	0.29	0.37	0.11	0.40	C ₂₇ . C ₂₈ . C ₂₉ MA ste. (%)	41,29, 30	43, 20, 37	40, 26, 34	19, 19, 62
C ₂₄ /C ₂₃ Tricyclic T.	0.57	0.61	0.63	0.55	MA(I)/MA(I+II)	0.17	0.33	0.34	0.12
(C ₁₉ +C ₂₀)/C ₂₃ tt.	0.44	0.33	0.55	0.43	TA(I)/TA(I+II)	0.77	0.89	0.89	0.84
Ts/(Ts+Tm)	0.60	0.67	0.68	0.61	TA[C ₂₀ /(C ₂₀ +C ₂₈ 20R)]	0.91	-	-	0.93
Moretan/hopan	0.12	0.11	0.39	0.12	C ₂₈ -TA/(C ₂₉ -MA+C ₂₈ -TA)	0.25	0.18	0.20	0.19
C ₃₁ R HH./C ₃₀ H.	0.20	0.23	1.06	0.22	C ₂₉ /(C ₂₈ +C ₂₉) MA	0.50	0.65	0.57	0.76
C ₂₃ tt/(C ₂₃ tt+C ₃₀ H)	0.64	0.74	0.75	0.68	Phenanthren				
C ₂₆ /C ₂₅ Tricyclic T.	2.13	1.89	2.43	1,98	MPI-1	0.77	0.66	0.80	0.84
C ₂₉ /C ₃₀ hopan	0.83	0.80	0.78	0.86	MPI-2	0.90	0.71	0.89	0.94
C ₂₉ Ts/(C ₂₉ H+C ₂₉ Ts)	0.25	0.28	0.33	0.27	MPI-3 (β/α MP)	0.54	0.46	0.56	0.91
C ₃₀ */C ₂₉ Ts	0.88	1.32	1.14	0.88	MPR	0.88	0.86	0.95	1.18
C ₃₀ */(C ₃₀ H+C ₃₀ *)	0.19	0.29	0.31	0.22	MPR1	6.94	6.75	6.19	0.69
Gam./ C ₃₀ hopan	0.05	0.06	-	0.06	MPR9	12.31	16.75	12.67	0.90
C ₃₅ /C ₃₄ HH	0.65	0.75	-	0.81	MPR2	6.11	5.81	5.90	0.63
C ₂₄ /C ₂₆	0.69	0,52	0,53	0,65	MPR3	4.35	5.00	4.67	0.19
22S/(22S+22R)(C ₃₂)	0.61	0.60	0.67	0.60	1-MP/9-MP	0.56	0.40	0.49	2.04
Steran/hopan	1.08	1.65	1.54	1.23					
Steran					Dibenzothiophen				
C ₂₇ , C ₂₈ , C ₂₉ ste. (%)	41, 16, 43	39, 16, 45	39, 15, 46	39, 16, 45	MDR	2.43	2.73	3.48	11.0
n-.iso-.diaster. (%)	33, 45, 22	28, 48, 24	63, 20,17	48, 30, 21	MDR'	0.71	0.73	0.78	0.92
diasteran/steran	0.82	1.10	0.46	0.98	DBT/P	0.04	0.03	0.03	0.02
20S/(20S+20R) C ₂₉	0.50	0.55	0.55	0.52					
ββ / (ββ+αα)	0.54	0.56	0.58	0.57	C ₂₈ /C ₂₉	0.38	0.33	0.31	0.37

Formasyonun, homohopan dağılımlarına bakıldığında (C_{31} - C_{35}), C_{31} homohopan konsantrasyonunun diğerlerinden daha yüksek olduğu ve C_{35} homologlara doğru bolluğun azaldığı bir dağılımın olduğu görülmektedir (Şekil 41).

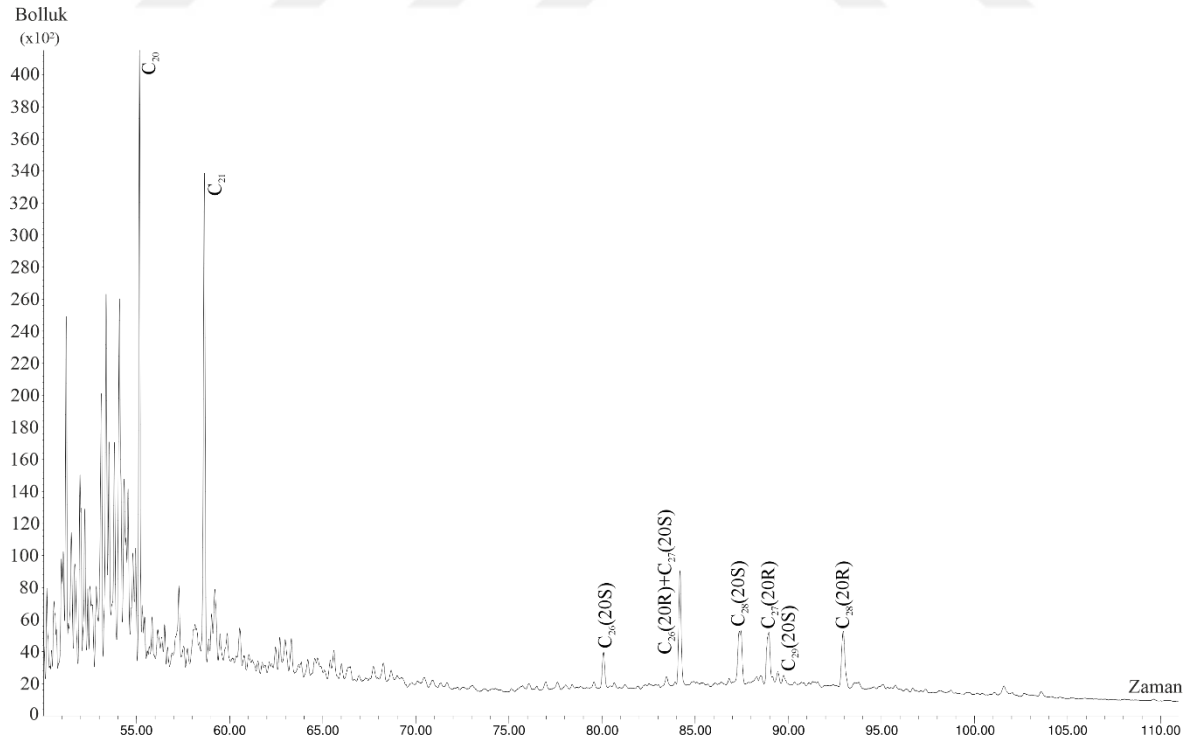


Şekil 41. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin homohopan dağılımları (% C_{31} - C_{35})

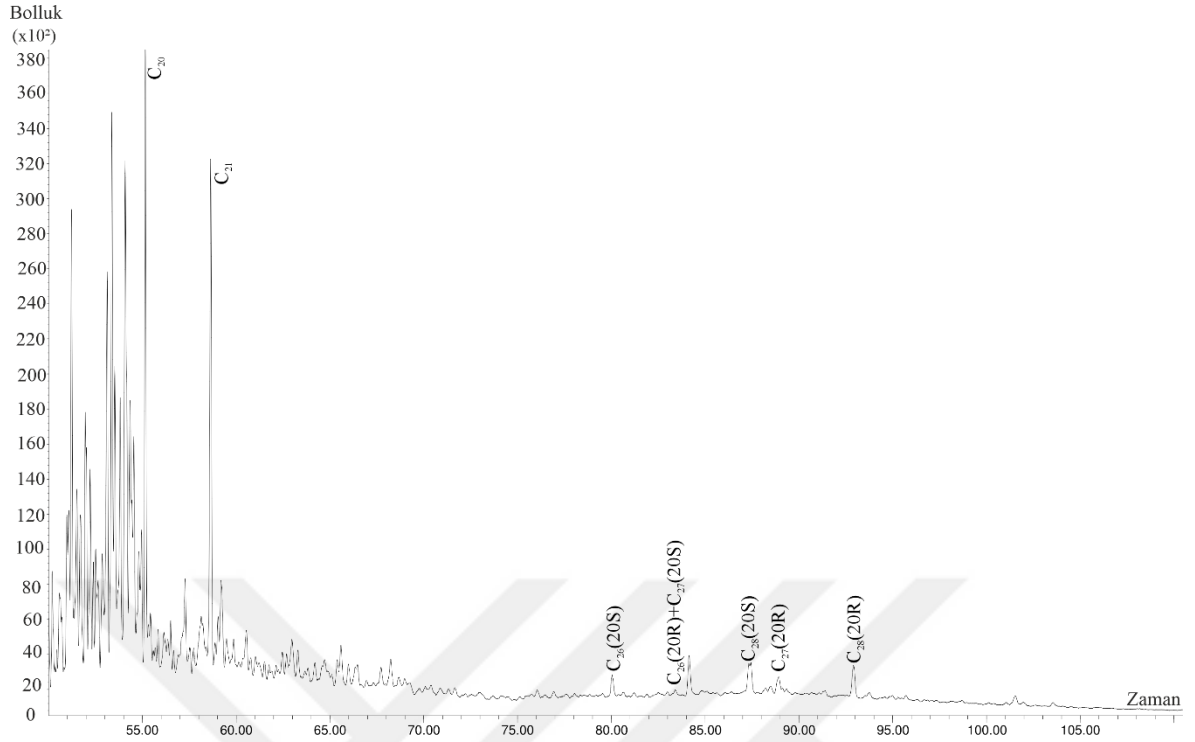
Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1-2827, ABZ-1-2840, ABZ-1-2856, ABZ-1-2892 örneklerin C_{22}/C_{21} TT oranları sırasıyla 0.29, 0.40, 0.37 ve 0.11; C_{24}/C_{23} TT oranları 0.57, 0.55, 0.61 ve 0.63; C_{26}/C_{25} TT oranları ise 2.13, 1.98, 2.08 ve 2.43 olarak hesaplanmıştır. Dadaş Formasyonuna ait tüm örneklerde T_s , T_m 'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. Oleanan, Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinde kaydedilmemiştir. Gamaseran indeksi ABZ-1-2892 nolu örnekte ölçülmemiştir ve diğer üç örnekte bu değer oldukça düşük olduğu (0.05-0.06-0.06) gözlenmiştir. m/z 253 kütle kromatogramlarında baskın MA steroidi ABZ-1 2840 örneğinde C_{29} iken diğer üç örnekte ise baskın MA steroidin C_{27} olduğu görülmektedir (Tablo 13). MA steroid bollukları sırasıyla $C_{27} > C_{29} > C_{28}$ şeklindedir (ABZ-1 2840 hariç). Dadaş Formasyonu için $MA(I)/MA(I+II)$ steroid oranları sırasıyla 0.17, 0.12, 0.33, 0.34; $TA(I)/TA(I+II)$ steroid oranları 0.77, 0.84, 0.89, 0.89 ve $C_{28}-TA/(C_{29}-MA+C_{28}-TA)$ oranları ise 0.25, 0.19, 0.18, 0.20 olarak hesaplanmıştır (Tablo 13).



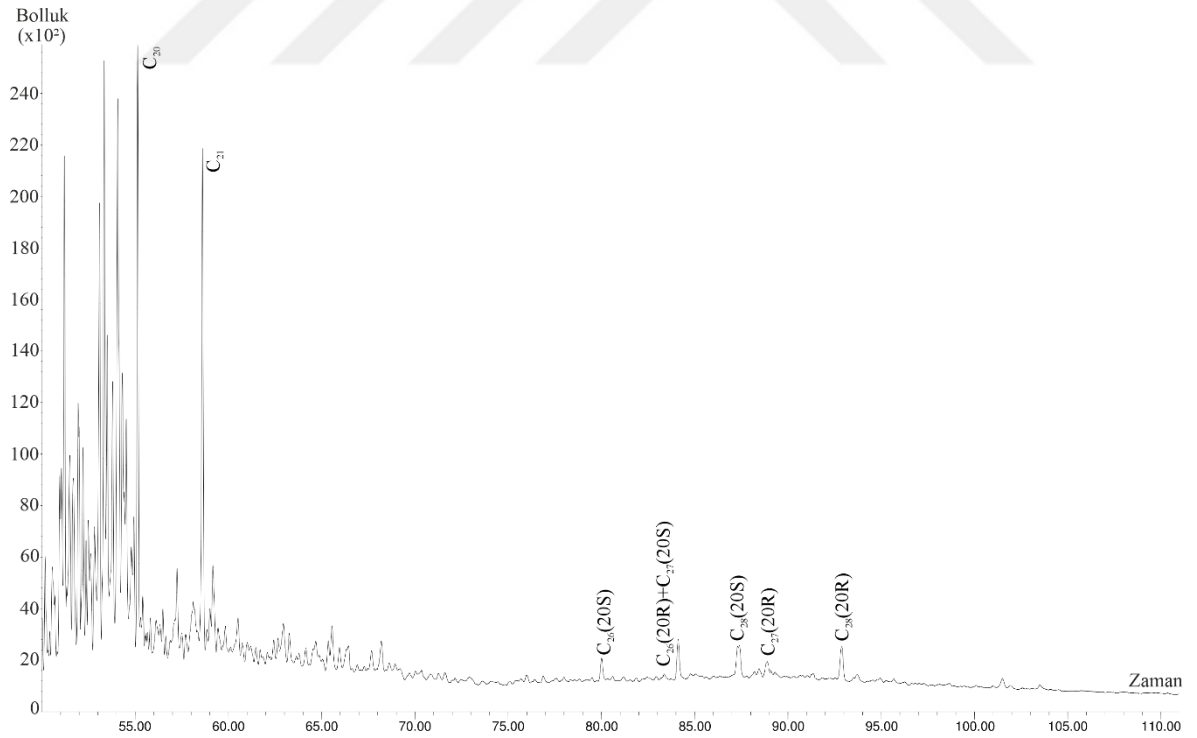
Şekil 42. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



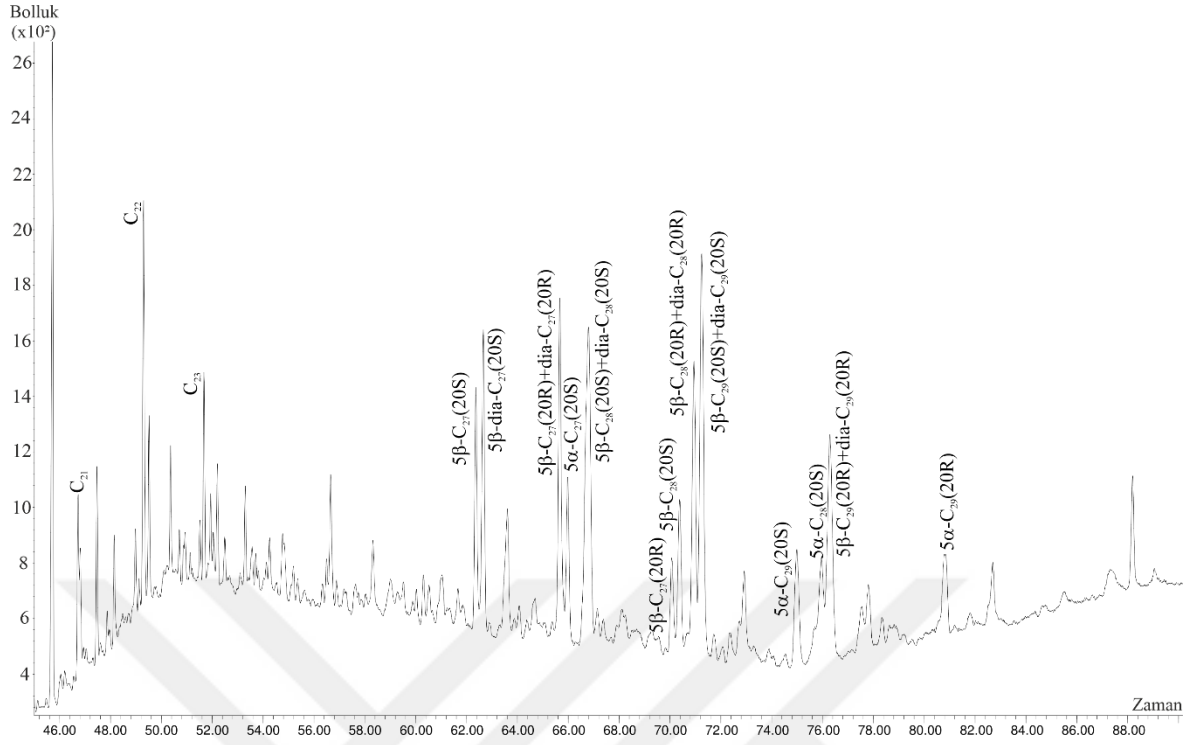
Şekil 43. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



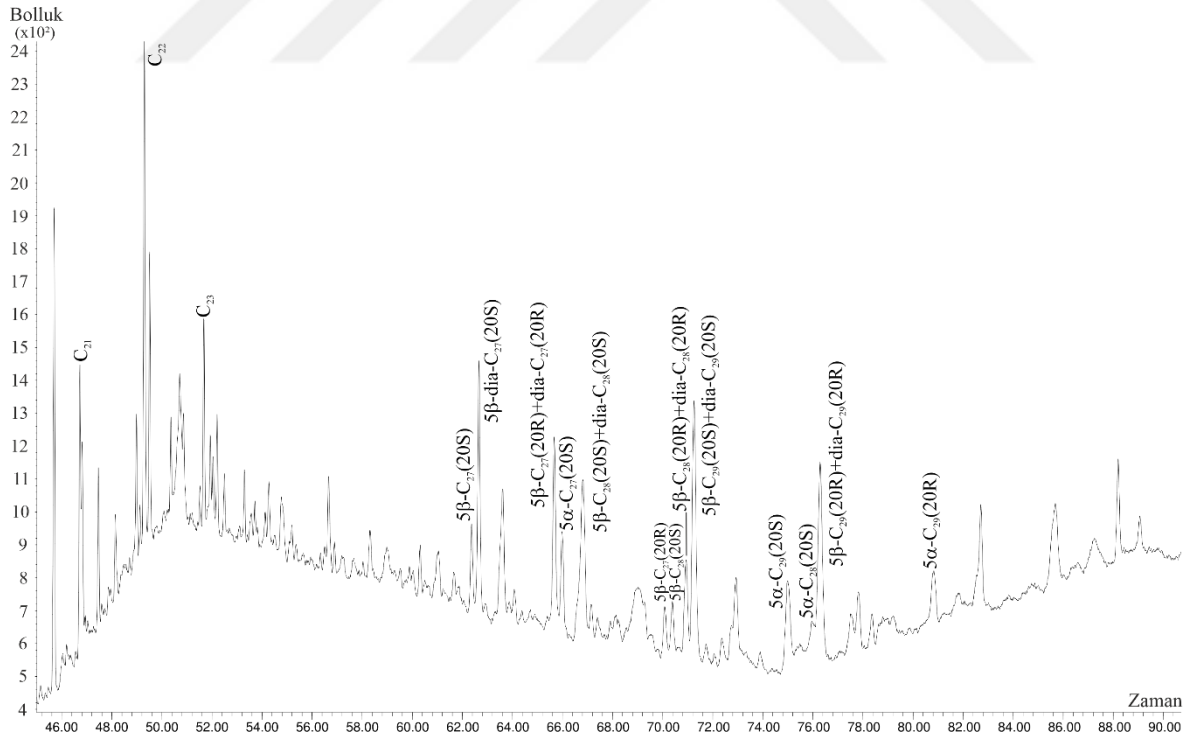
Şekil 44. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



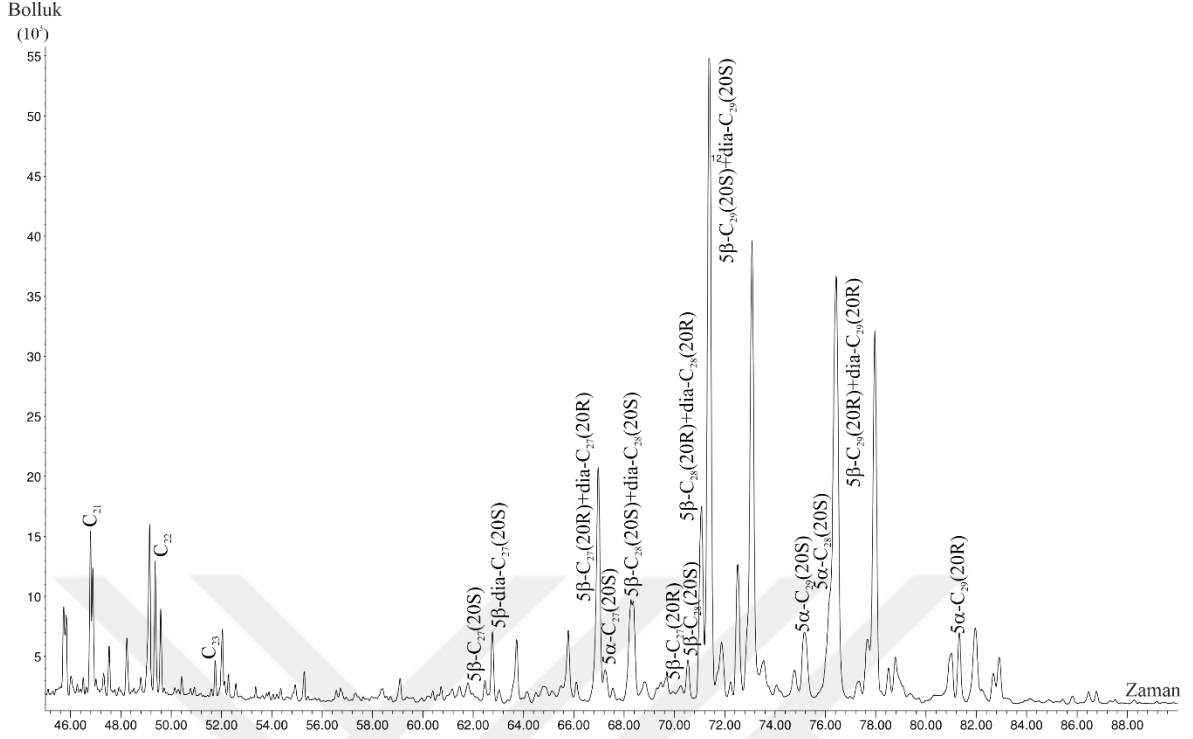
Şekil 45. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



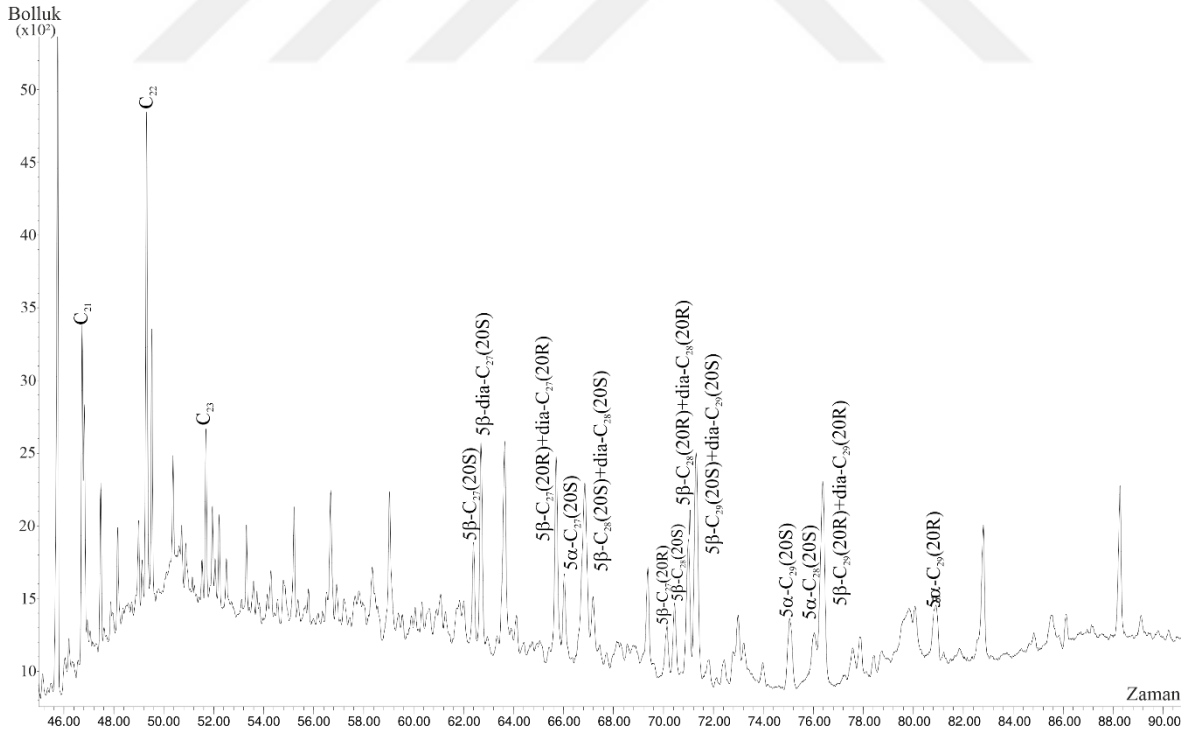
Şekil 46. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



Şekil 47. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



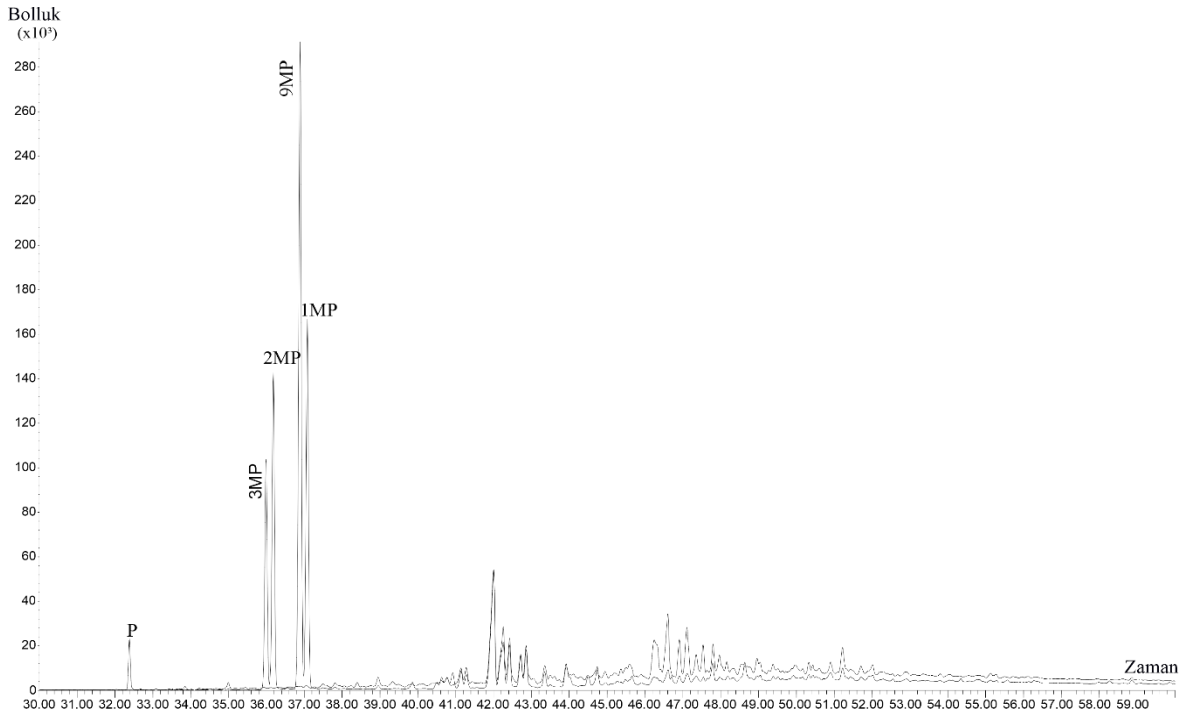
Şekil 48. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



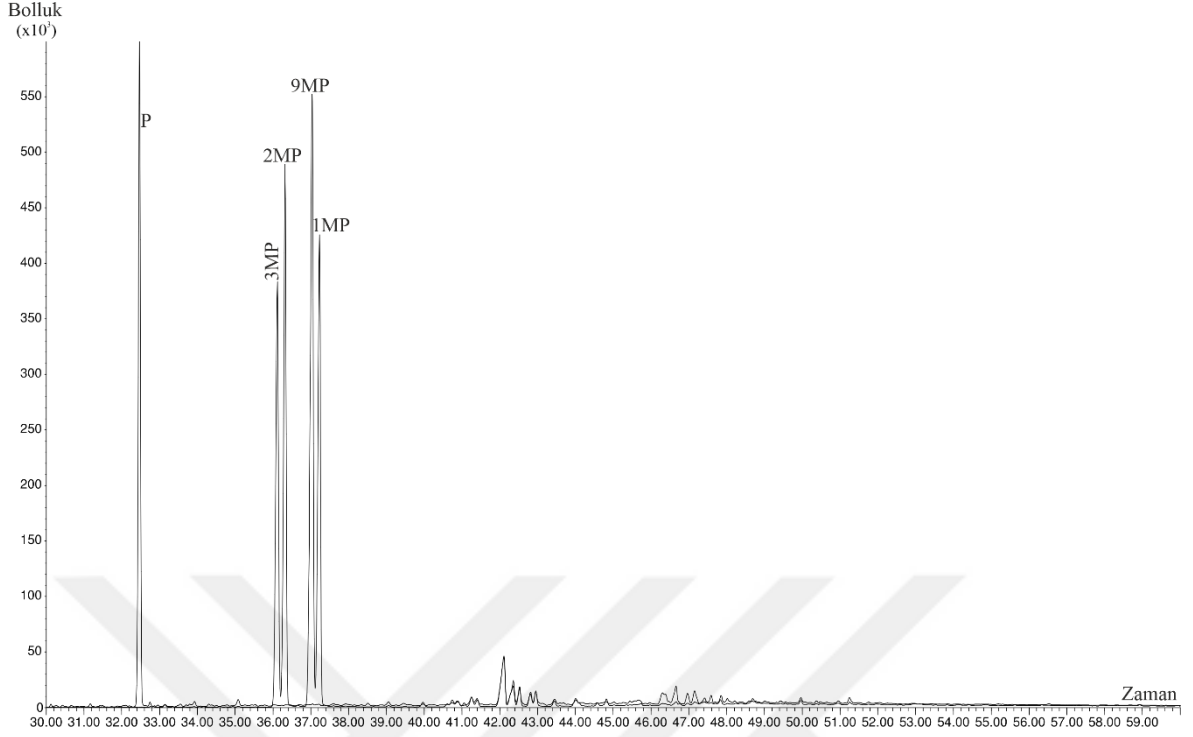
Şekil 49. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı

Ayrıca örneklerin $C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranları genellikle yüksek olup 0.50-0.76 aralığında hesaplanmıştır. m/z178-192 kromatogramında fenantren (P) ve metil-fenantren (MP) değerleri ile MPI (1-3) ve MPR (1-9) değerleri hesaplanmıştır (Şekil 50, 51, 52 ve 53). Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1-2827, ABZ-1-2840, ABZ-1-2856, ABZ-1-2892 nolu siyah şeyl örneklerinin m/z178+192 kütle kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla $9MP > 1MP > 2MP > 3MP$ olduğu belirlenmiştir. 9-MP, 1-MP' ye göre baskın olarak kaydedildiği ve α -izomerlerin (1-MP ve 9-MP), β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir. MPI-3 (α/β) oranı bu değerler kullanılarak sırasıyla 0.54, 0.91, 0.46 ve 0.56 olarak hesaplanmıştır.

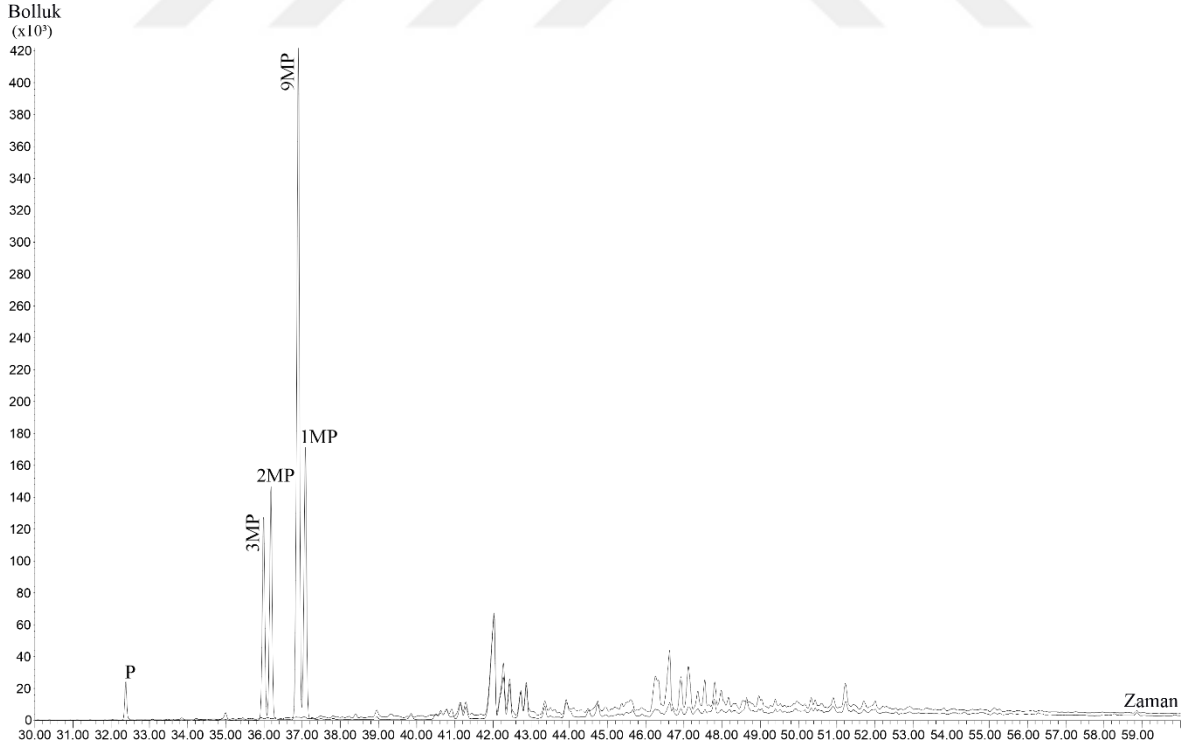
m/z 184-198 kromatogramında ölçülen dibenzodiyofen ve metil-dibenzodiyofen pik alanları kullanılarak DBT/P, 4-MDBT/1-MDBT, MDR-MDR' değerleri hesaplanmaktadır. Formasyona ait m/z184-198 kromatogramına bakıldığında MDBT bollukları DBT'ten daha yüksektir. 4MDBT ve 2MDBT baskınlığı ve düşük 1MDBT içeriği ile temsil edilen genel bir dağılım vardır (Şekil 54, 55, 56 ve 57). Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1-2827, ABZ-1-2840, ABZ-1-2856, ABZ-1-2892 örneklerinin MDR' oranları sırasıyla 0.71, 0.92, 0.73, 0.78 olarak hesaplanmıştır ve bu oranlar 4-MDBT'nin 1-MDBT'ye göre daha baskın olduğunu göstermektedir.



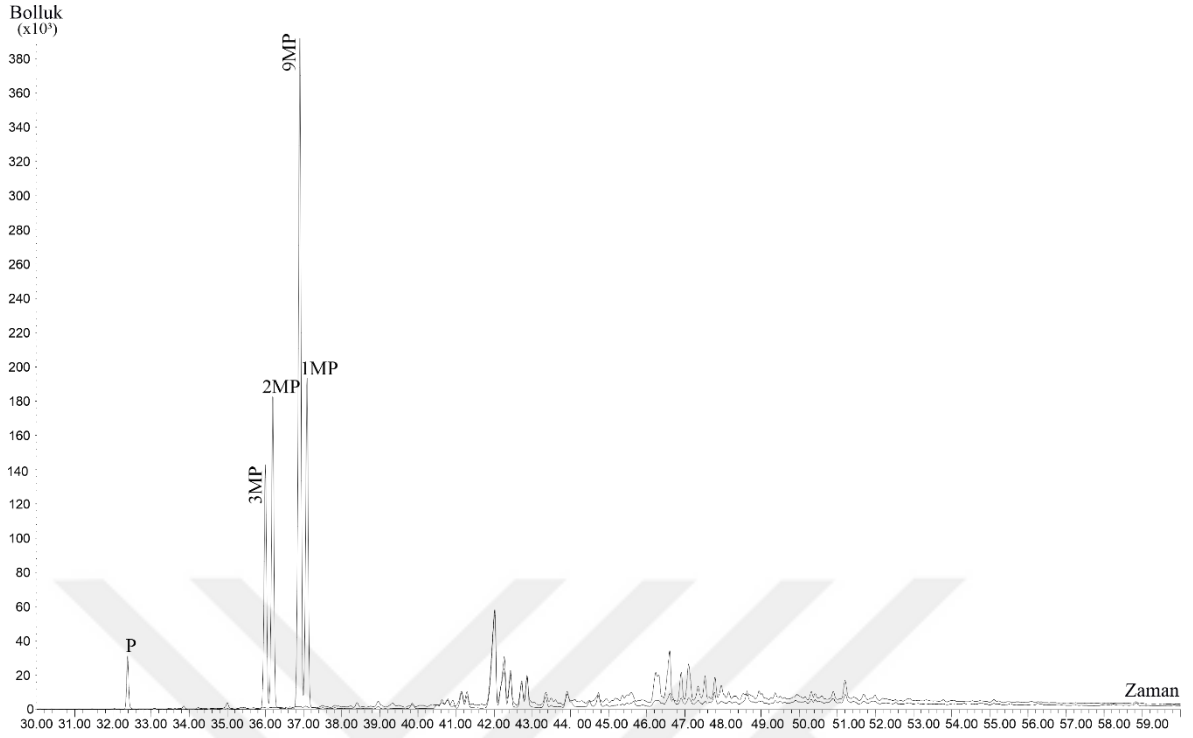
Şekil 50. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



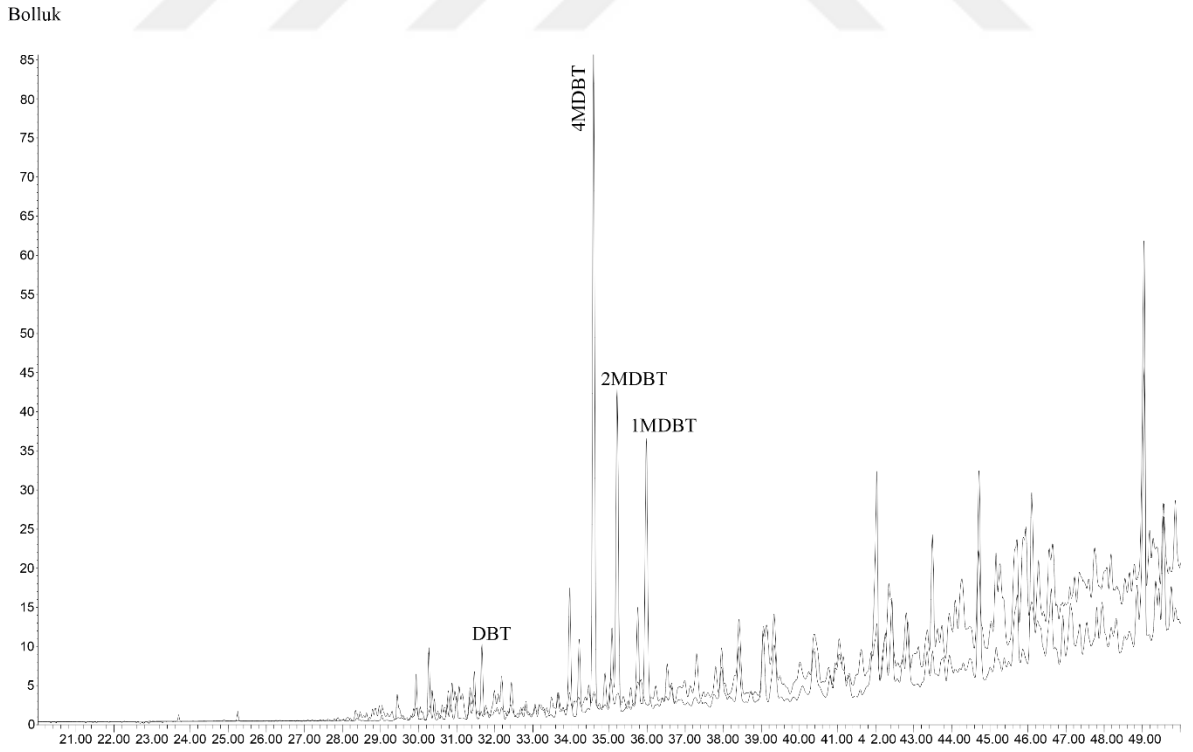
Şekil 51. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



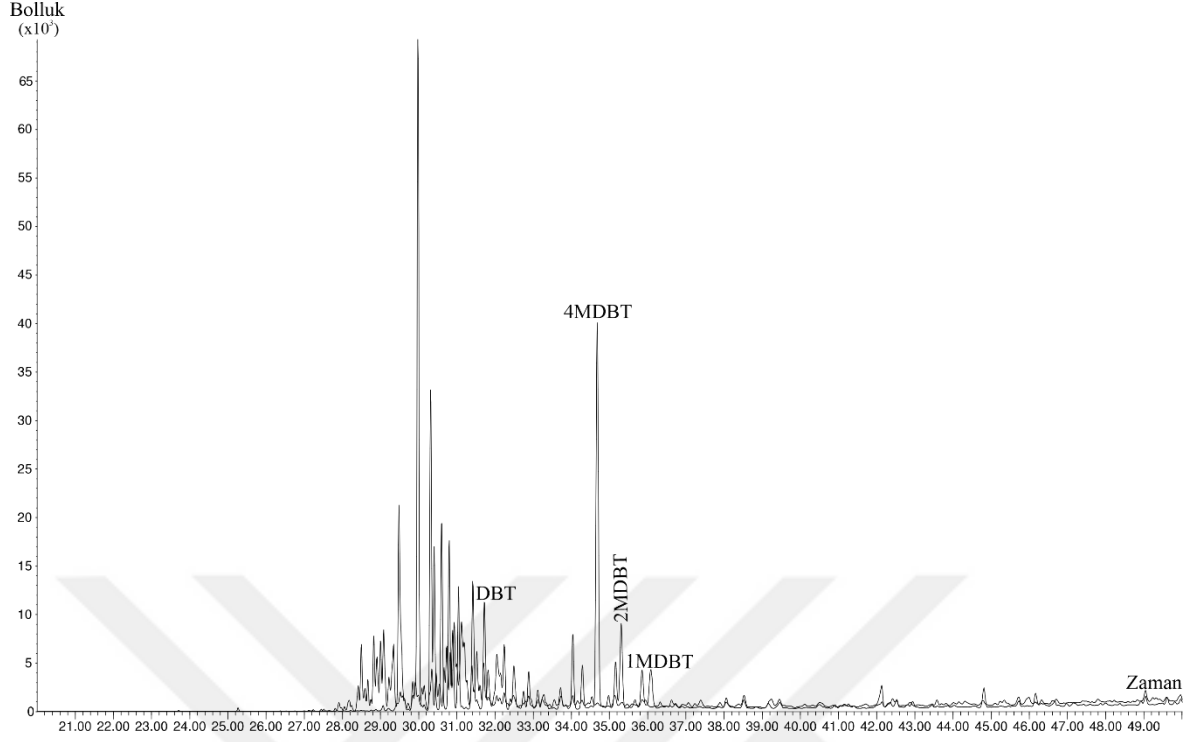
Şekil 52. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



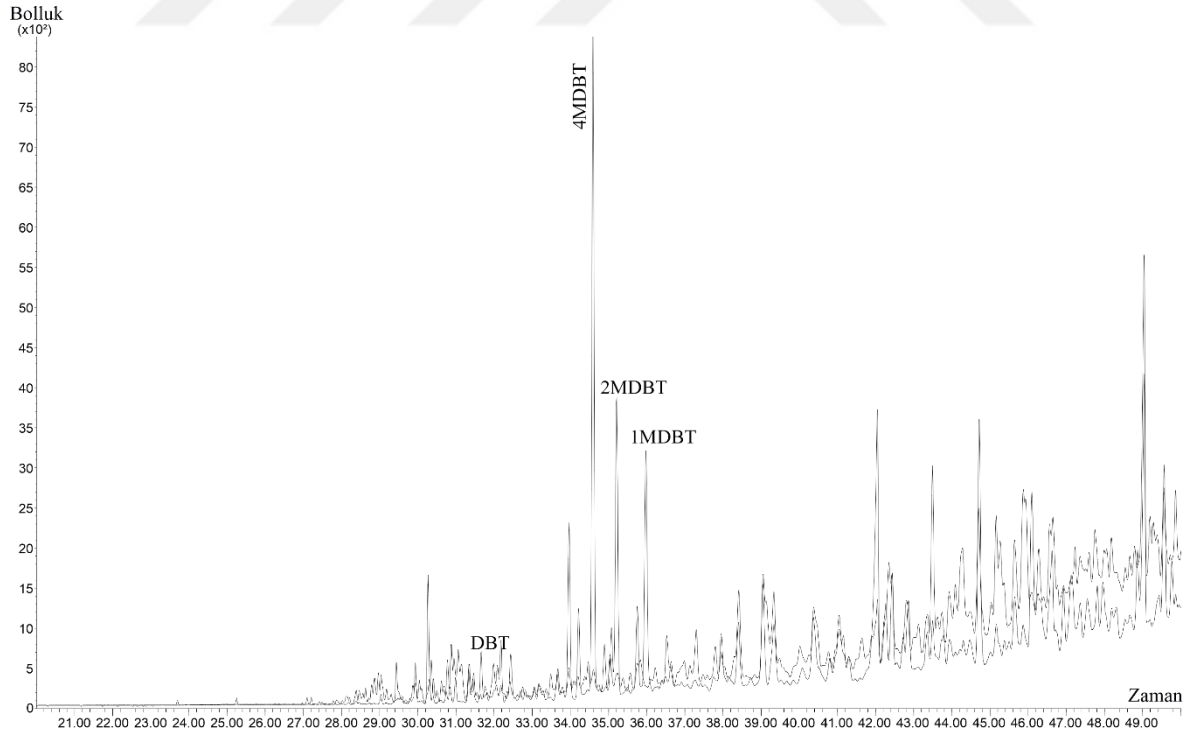
Şekil 53. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogram



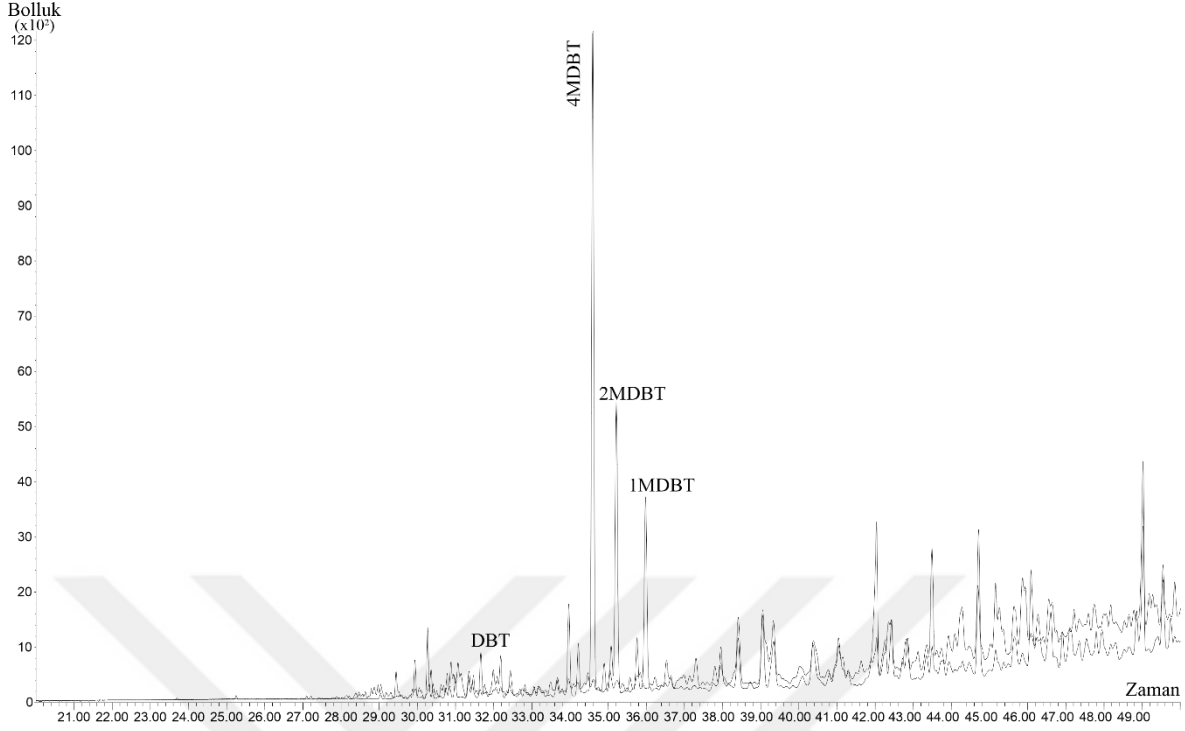
Şekil 54. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2827 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 55. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2840 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 56. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2856 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 57. Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1/2892 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogram

3.2.2.3. Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)

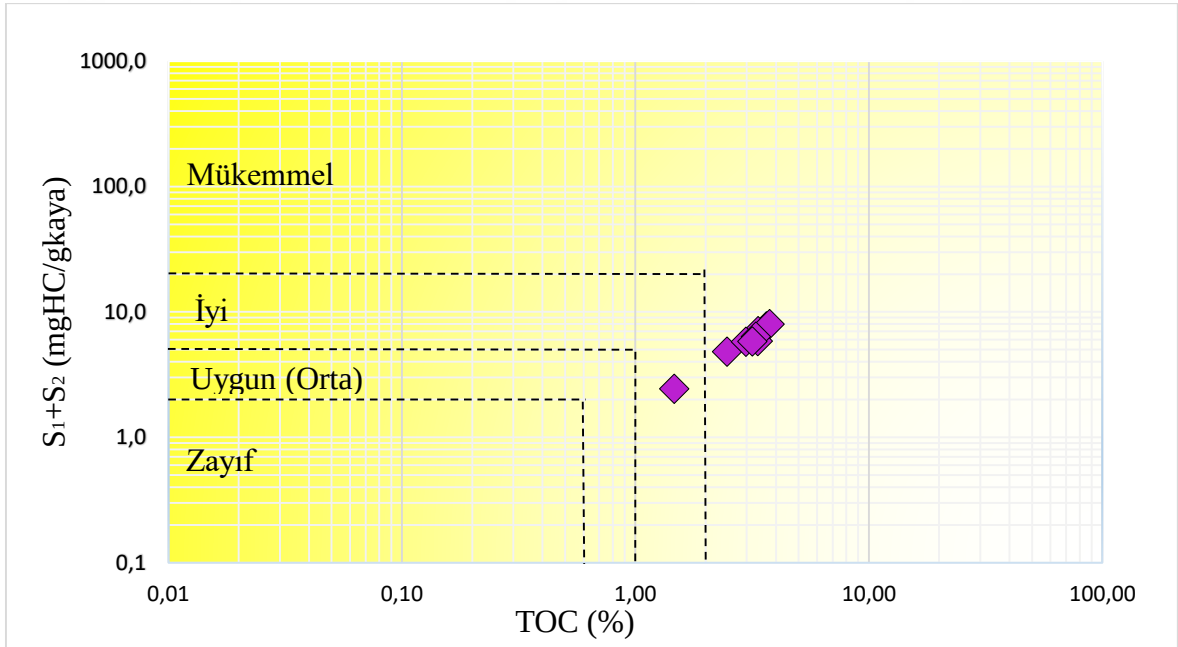
Dadaş Formasyonuna ait ABZ-1 2834, ABZ-1 2840, ABZ-1 2848 ve ABZ-1 2880 nolu siyah şeyl örnekleri üzerinde karbon izotop analizi yapılmış ve hesaplanan değerler Tablo 14’de verilmiştir.

Tablo 14. Dadaş Formasyonuna ait örneklerin bulk, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri

Örnek No.	$\delta^{13}\text{C}$		
	Sat. (Doymuş Hidrokarbon)	Tüm	Aro. (Aromatik Hidrokarbon)
ABZ-1/2834	-28.96	-28.26	-28.11
ABZ-1/2840	-29.42	-28.74	-28.63
ABZ-1/2848	-28.98	-28.42	-28.21
ABZ-1/2880	-28.74	-28.19	-27.81

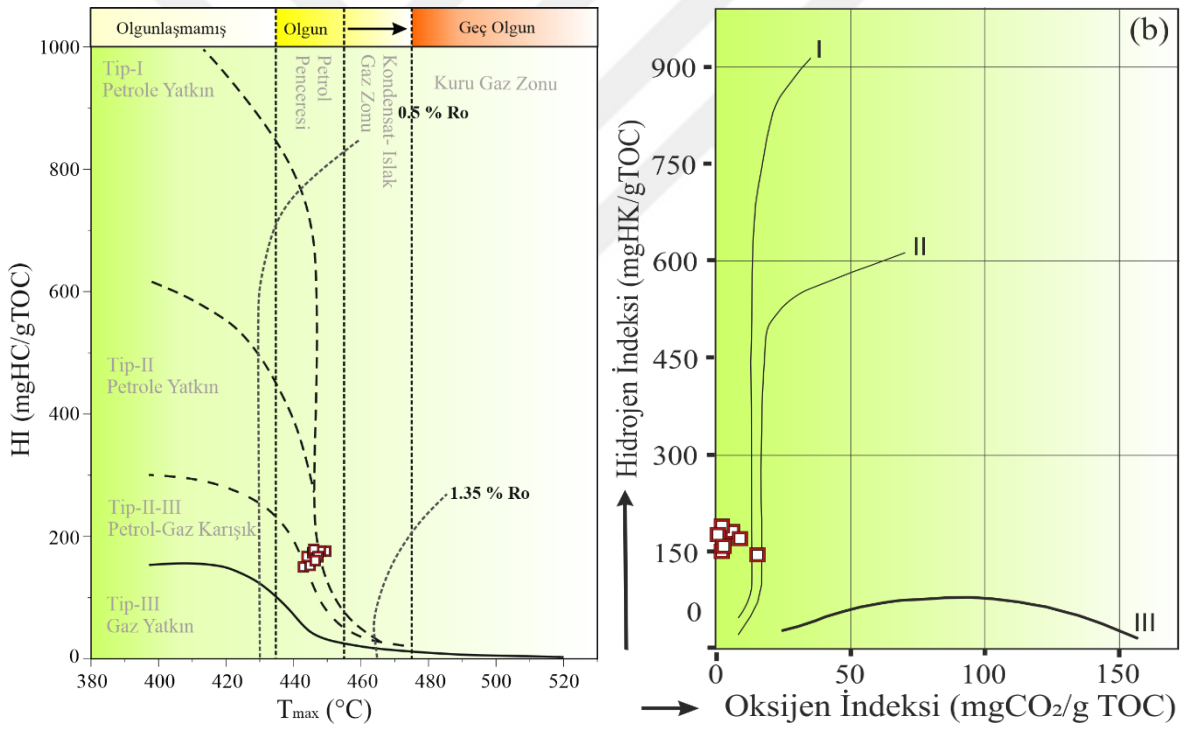
3.2.2.4. Organik Madde Miktarı

Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin toplam organik karbon değerleri Tissot ve Welte (1984)'e göre zengin; Jarvie (1991)'e göre yeterli; Peters (1986)'a göre çok iyi kaynak kaya potansiyeline sahiptir. TOC ve potansiyel ürünün karşılıklı çizilen grafiği organik madde miktarını yorumlarken kullanılmaktadır. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PÜ-TOC grafiği Şekil 58'de verilmiş ve organik madde miktarı bu diyagrama göre yorumlanmıştır. Bu grafiğe göre Dadaş Formasyonu Abdülaziz-1 kuyusundan alınan numunelerin genellikle iyi- mükemmel kaynak kaya özelliğine sahip olduğu görülmektedir.

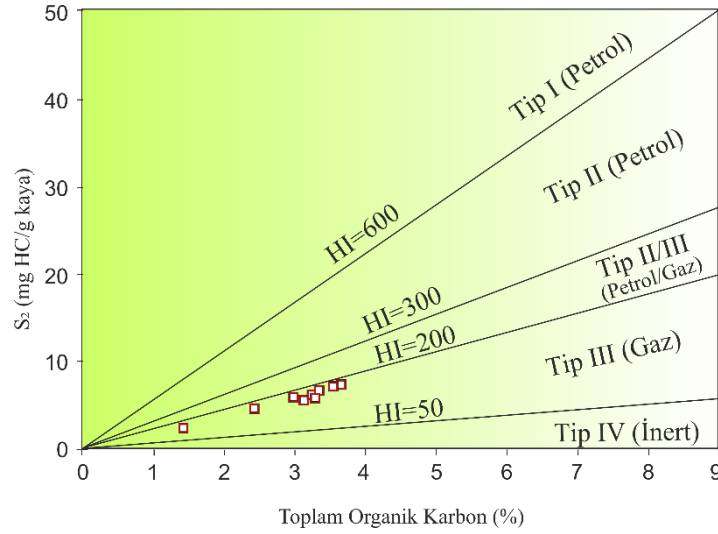


(Peters ve Cassa, 1994; Jarvie ve Tobey, 1999). Dadaş Formasyonuna ait örneklerin oldukça yüksek S_2/S_3 değerlerine göre Tip II/I kerojen içerdiği ve petrol türetme yatkınlığının olduğunu görülmektedir (Peter ve Cassa, 1994). Organik madde tipinin belirlerken ve yorumlama yaparken HI-OI diyagramı (Van Krevlen diyagramları) ile $HI-T_{max}$ ($^{\circ}C$) ve S_2 -TOC diyagramları da kullanılmaktadır (Şekil 59 ve 60).

$HI-T_{max}$ ($^{\circ}C$) diyagramına göre Abdülaziz-1 kuyusuna ait şeyl örneklerinin Tip II kerojen aralığında yer almakta olup petrol türetebilir özellikte olduğu görülmektedir. HI-OI diyagramında OI değerlerinin çok düşük olması sebebiyle örnekleri alan dışında yer almışlardır. Dadaş Formasyonu S_2 /TOC grafiğine göre Abdülaziz-1 kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin Tip III kerojen alanında yer aldığı ve gaza yatkın olduğu görülmektedir (Şekil 60).

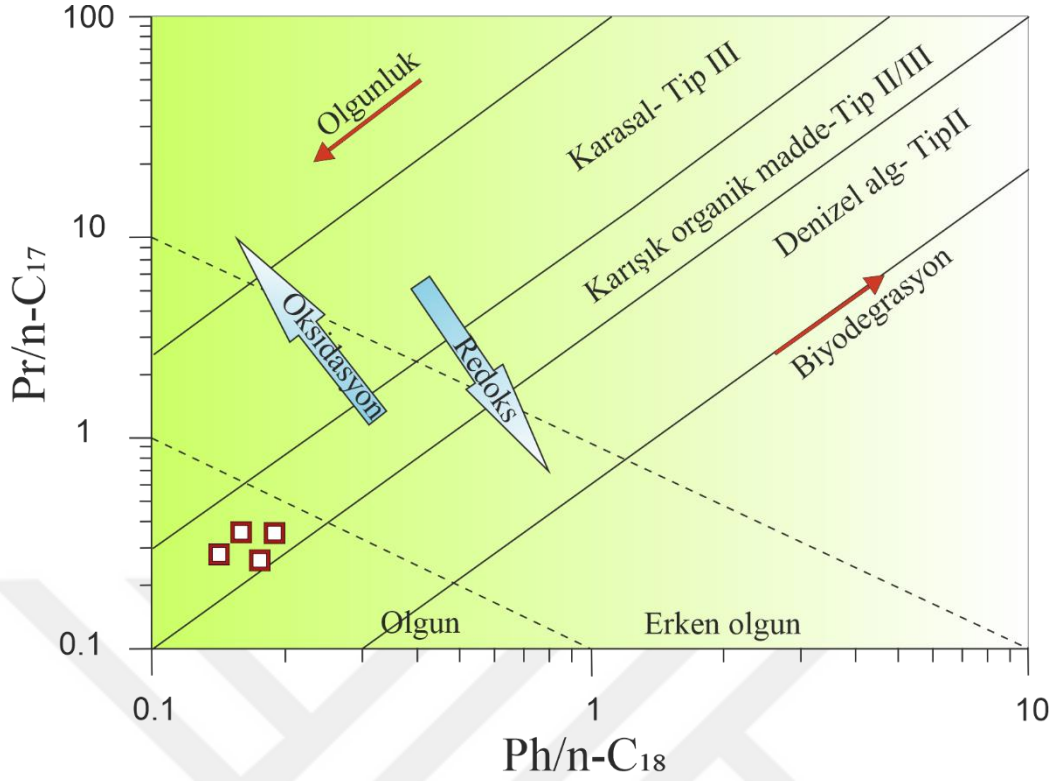


Şekil 59. Dadaş Formasyonu siyah şeyllerinin; a) T_{max} ($^{\circ}C$)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması (Espitalie vd., 1977'den değiştirilerek), b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması (Krevelen, 1984'den değiştirilerek)



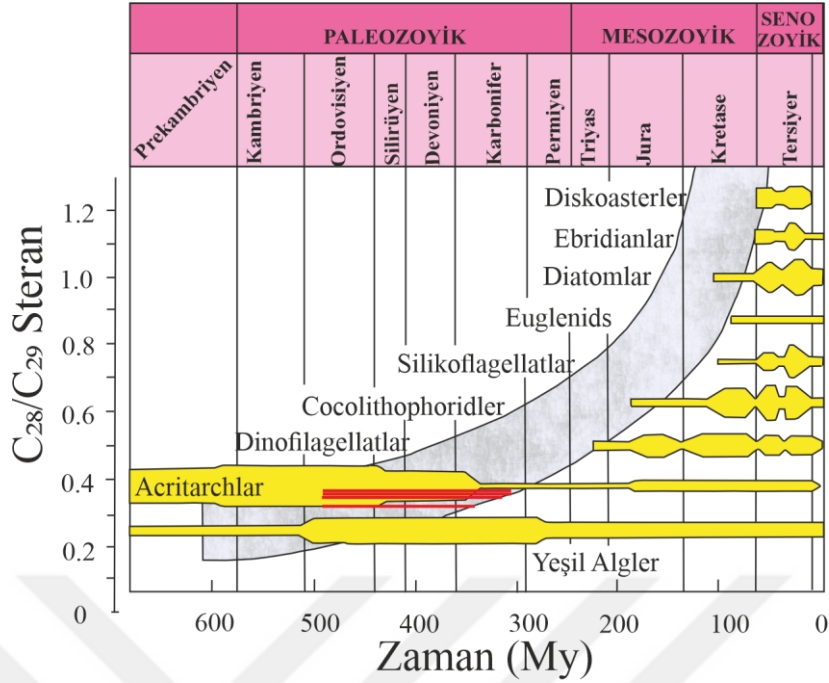
Şekil 60. Dadaş Formasyonu siyah şeyllere ait S₂-TOC (%) diyagramı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek)

Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin hepsinde Pr baskın izoprenoid olup Pr/Ph değerlerine göre organik maddenin suboksik-oksik bir çökeltme ortamında oluştuğu söylenebilmektedir. Pr/nC₁₇ oranının (<0.5) 0.5'ten küçük olması çökeltme ortamının denizel olduğunu, Pr/nC₁₈ oranının 0,3'ten küçük veya eşit olması (≤ 0.3) şeyl kaynak kayalarını işaret etmektedir (Peters ve Moldowan, 1993). Tüm bu verilere göre Dadaş Formasyonundan alınan örneklerin denizel ortamda çökelen şeyl litolojisine sahip olduğunu göstermektedir. İzoprenoidlerin *n*-alkanlara göre çok düşük bolluğa sahip olduğu görülmektedir ve Hunt (1995)'un geliştirdiği diyagram üzerinde ki dağılımına bakıldığında örneklerin Tip II/III kerojen içeren karışık organik madde içerdiğini ve ayrıca örneklerin suboksik bir ortamda çökeldikleri ve yüksek olgunluğa sahip oldukları söylenebilmektedir (Şekil 61).



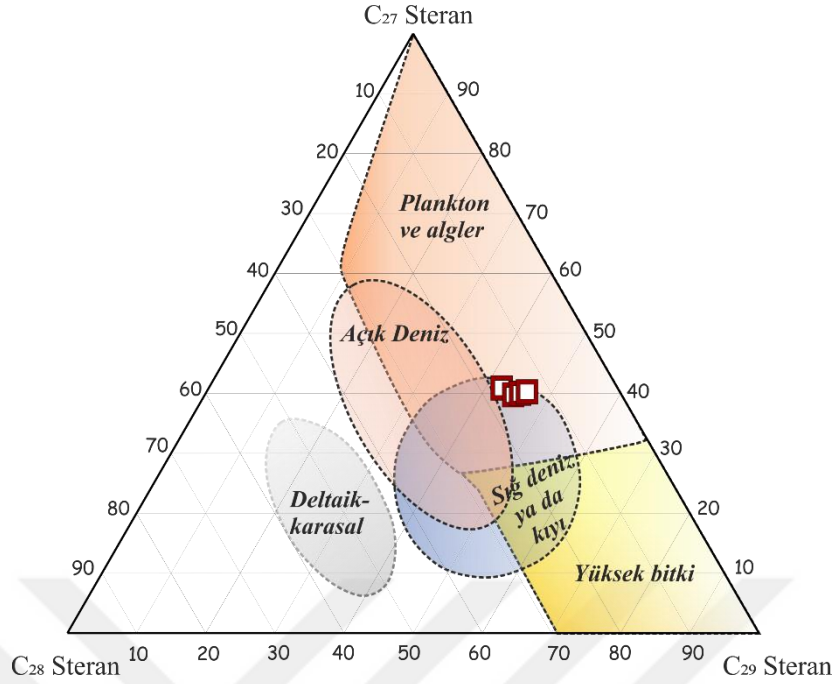
Şekil 61. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı (Hunt, 1995'ten değiştirilerek alınmıştır)

C_{29} steranların baskınlığı yüksek karasal bitkilerin oluşturduğu organik maddeyi işaret etmektedir (Huang ve Meinschein, 1979). Ancak denizel organik madde girdisinin göstergesi olan C_{27} steranların bolluklarında C_{29} sterana oldukça yakındır. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımına bakıldığında örneklerin 'açık deniz-sığ deniz' sınırında oldukları gözlemlenmiştir (Şekil 63). Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin C_{28}/C_{29} steran oranı 0.31-0.37 arasında hesaplanmıştır ve bu değer Ordovisiyen ve Karbonifer yaş dönemini işaret etmektedir. Dadaş Formasyonunun yaşı önceki paleontolojik ve sedimantolojik çalışmalarla Silüriyen-Erken Devoniyen (Bozdoğan, 1982; Karabulut vd., 1982) olarak belirlenmiştir ve C_{28}/C_{29} steran oranı ile elde edilen yaş aralığı ile uyumluluk göstermektedir (Şekil 62).



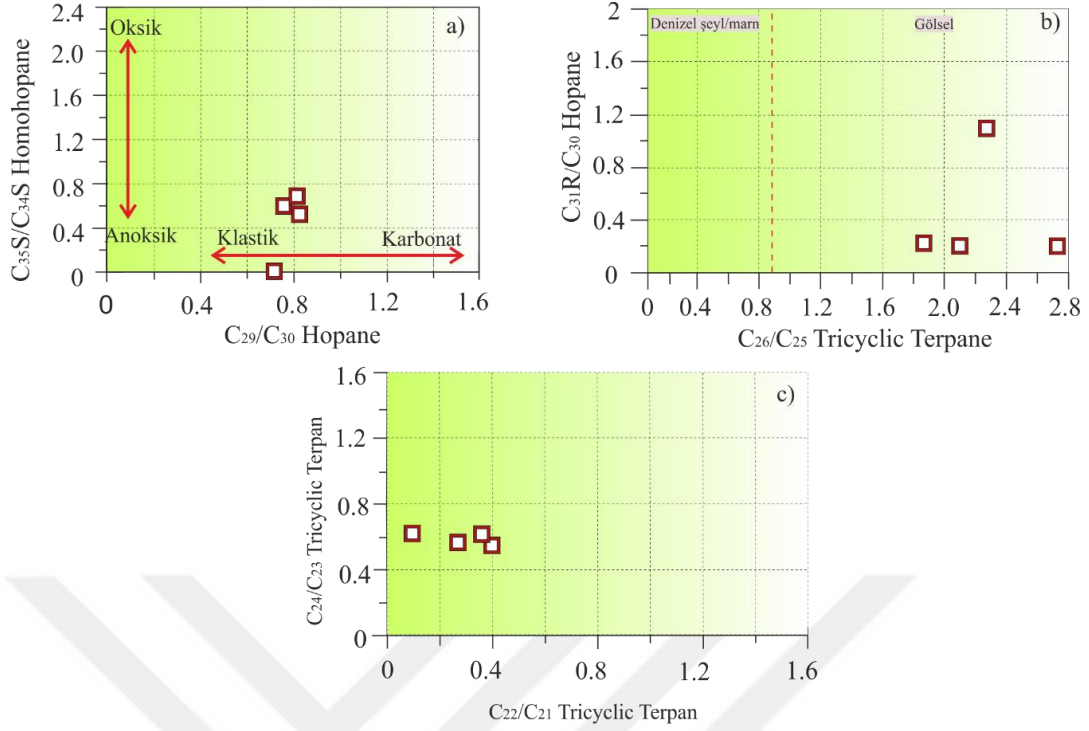
Şekil 62. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri

Örneklerin düşük C_{22}/C_{21} TT ve yüksek C_{24}/C_{23} TT oranları formasyonun denizel ortamda çökelen şeyl litolojisine sahip olduğunu göstermektedir. Ortam belirteci olarak kullanılan diğer bir değer olan $C_{31} 22R/C_{30}$ hopan oranı ABZ-1/2892 nolu örnekte yüksek olup diğer üç örnekte düşüktür. Bu değerler çökel ortamının gölsel olduğunu gösterse de diğer tüm veriler şeyl örneklerinin denizel ortamda çökeldiğini göstermektedir. Formasyona ait siyah şeyl örneklerinin C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ hopan, C_{29}/C_{30} hopan- C_{35}/C_{34} hopan; $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$ dağılım grafikleri de Şekil 64'te verilmiştir. Dadaş Formasyonuna ait örneklerin C_{30}^* konsantrasyonları oldukça yüksektir $C_{30}^*/C_{29}Ts$ oranları da yüksek olarak hesaplanmıştır ve bu veriler formasyonun kilce zengin suboksik koşullarda çökeldiğini işaret etmektedir. C_{29}/C_{30} oranı ise karbonatlı kayaçlar için ayırt edici bir parametre olup Dadaş Formasyonuna ait örneklerde bu değer düşük olarak hesaplanmıştır bu durum şeyl litolojisiyle uyusmaktadır. Ts , Tm 'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir ve bu durum formasyona ait örneklerin şeyl litolojisini desteklemektedir.

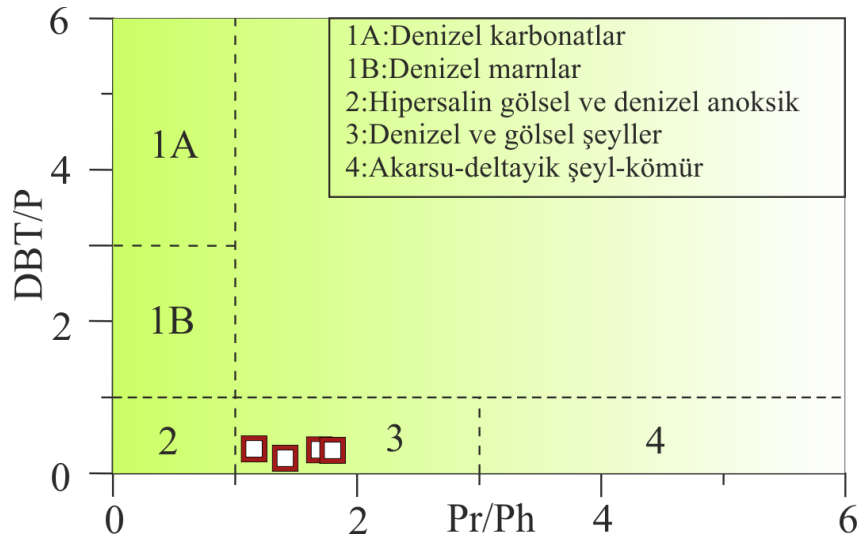


Şekil 63. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin C₂₇-C₂₈-C₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı

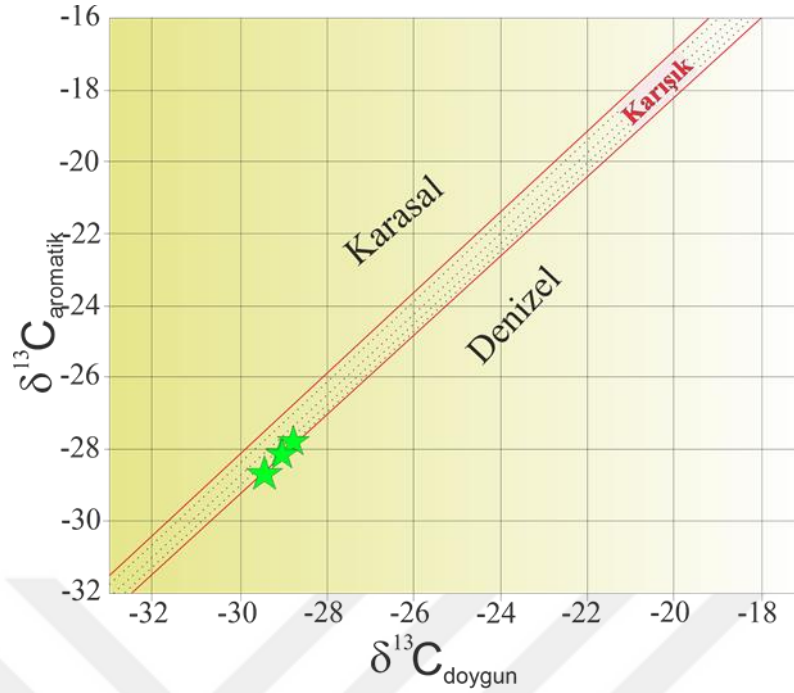
$C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranı denizel organik madde içeren kaynak kayalar için bu değerin düşük olması (< 0.5) beklenmektedir. Dadaş Formasyonuna ait örneklerin $C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranları çok yüksek olmamakla beraber bu durum örneklerin denizel organik maddenin yanında az miktarlarda da olsa karasal organik madde içerdiğini işaret etmektedir. m/z 178, 192 kromatogramından ölçülen metil fenantren dağılımlarına göre formasyona ait tüm örneklerde 9-MP'nin yüksek konsantrasyonlarda olması denizel kaynak kayalara ait organik maddeleri işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995). Formasyona ait m/z 184, 198 kromatogramlarına bakıldığında MDBT oranlarının yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmesi denizel şeyl litolojisini desteklemektedir (Radke vd., 1991). Ayrıca dibenzotiyfen fenantren oranı ile Pr/Ph oranı kullanılarak çizilen diyagram ile de formasyona ait örneklerin 3 nolu alan olan 'denizel şeyl ve gölsel şeyl' alanına düştüğü görülmektedir (Şekil 65). Ayrıca $\delta^{13}C_{\text{doğun}}$ ve $\delta^{13}C_{\text{aromatik}}$ değerlerinin birbirlerine karşı çizilen ve organik maddenin çökel ortamını yorumlarken kullanılan diyagrama göre Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin algal ve karışık alanın sınırında ve daha çok algal alana yakın olduğu görülmektedir (Sofer, 1984) (Şekil 66).



Şekil 64. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopan, b) C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ Hopan, c) C_{22}/C_{21} TT- C_{24}/C_{23} TT; diyagramları



Şekil 65. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı



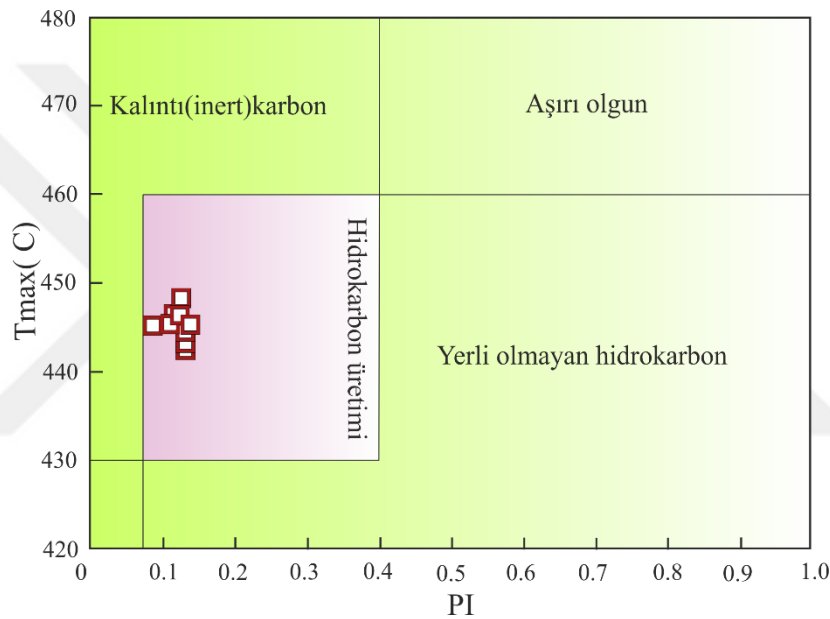
Şekil 66. Doymuş ve aromatik hidrokarbon fraksiyonu için $\delta^{13}\text{C}$ değerlerine dayanan petrol korelasyonu ve kaynakla ilgili diyagram (Sofer 1984'ten değiştirilerek alınmıştır)

3.2.2.6. Organik Maddenin Olgunluğu

Organik maddece zengin bir kaynak kayanın etkili bir kaynak kaya olabilmesi için olgunluk seviyesinin hidrokarbon üretimi için yeterli bir düzeyde olması gerekmektedir (Tissot ve Welte, 1978). Formasyonun yüksek $T_{\max}$ değerleri gözönüne alındığında siyah şeyl örneklerinin bazı araştırmacılara göre petrol penceresi aralığında (Espitalie vd., 1984; Jarvie ve Tobey, 1990). Peters ve Cassa (1994)'e göre de ileri olgun seviyede olduğunu göstermektedir. Üretim indeksi değerleri siyah şeyl örneklerinin petrol pencere aralığında olduğunu işaret etmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Üretim indeksi ve $T_{\max}$ değerleri kullanılarak çizilen grafiğe göre Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin hidrokarbon üretiminin ana aşamasında olduğu görülmektedir (Şekil 67).

Formasyona ait CPI değerleri 1'e yakın olduğu için bu değerler organik maddenin olgun olduğunu desteklemektedir. Ayrıca Dadaş Formasyonu siyah şeyl örneklerine ait düşük moretan/hopan oranları da organik maddenin olgun olduğunu işaret etmektedir. Dadaş Formasyonuna ait $22\text{S}/(22\text{S}+22\text{R})$ homohopan indeksi değerleri siyah şeyl örneklerinin en az erken olgun olduğunu ve izomerizasyonun denge değerine ulaştığını göstermektedir.

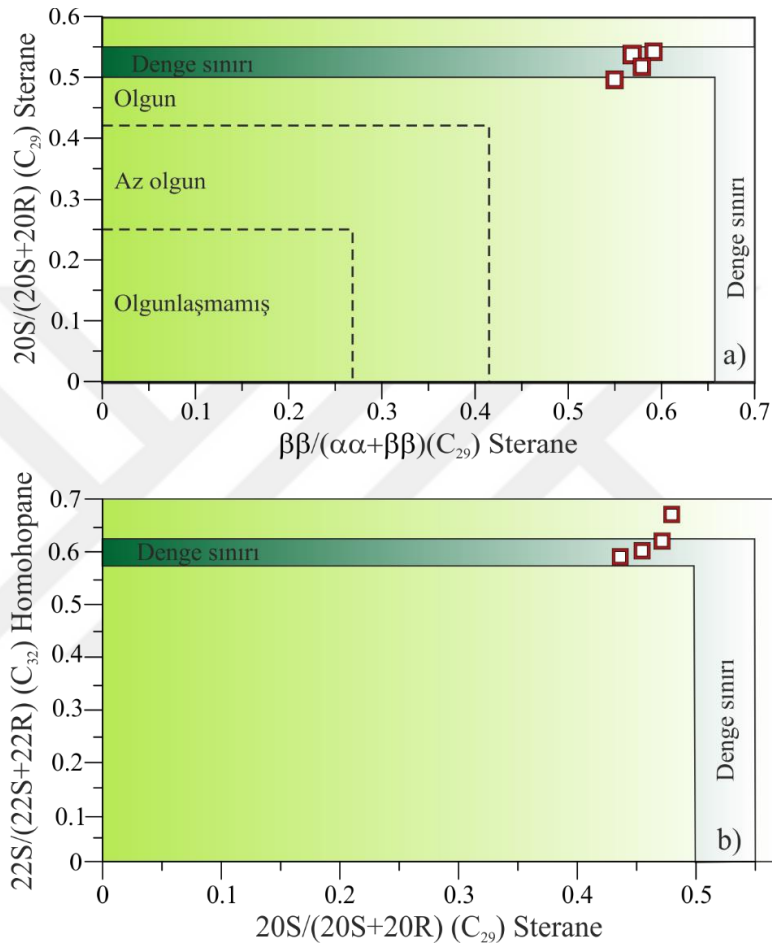
20S/(20S+20R) steran oranları ise izomerizasyonun denge durumuna ulaştığını ve formasyona ait örneklerin petrol penceresi pik olgunluğunda olduğunu göstermektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranları izomerizasyon henüz denge durumuna ulaşmadığını ancak hesaplanan değerlerin %25-%70 arasında olması organik maddenin olgun özellikte olduğunu göstermektedir (Seifert ve Moldovan, 1986). Ayrıca Formasyona ait 22S/(22S+22R) homohopan-20S/(20S+20R) steran, 20S/(20S+20R) steran- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın iki değişkenli diyagramlarına bakıldığında örneklerin olgun özellikte olduğu görülmektedir (Şekil 68).



Şekil 67. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin PI-T_{max} (°C) diyagramındaki dağılımı

$C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranı da olgunlukla beraber artmaktadır. Formasyon için oldukça yüksek olan değerler örneklerin olgun özellikte olduğunu göstermektedir. Dadaş Formasyonu m/z191 kütle kromatogramlarında Ts, Tm'ye göre daha yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Kilce zengin ortamlarda Ts, Tm'ye göre daha yüksek konsantrasyonlarda kaydedilir ve Ts/(Ts+Tm) oranı ısısal olgunlaşma arttıkça artmaktadır ve Ts/(Ts+Tm) oranı geç olgun petrol oluşum safhasında 1.0'e ulaşmaktadır (Peters vd., 2005). Bu değerler formasyona ait örneklerin kilce zengin ve olgun özellikte olduğunu göstermektedir. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin MDR' oranları yüksektir ve bu yüksek değerler 4-MDBT'nin nispeten daha baskın olduğunu ve formasyona ait

örneklerin olgun özellikte olduğunu desteklemektedir. MA(I)/MA(I+II) ve TA(I)/TA(I+II) steroid oranları Dadaş Formasyonuna ait örnekler için % 10'dan daha yüksek konsantrasyonlarda hesaplandığı için bu oranlar siyah şeyllerin olgun karakterde olduğunu göstermektedir (Şekil 27).



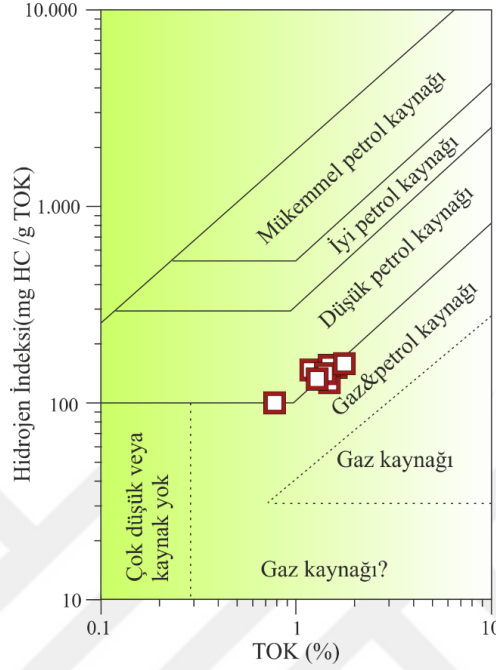
Şekil 68. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin a) 20S/(20S+20R) steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) 22S/(22S+22R) homohopan ile 20S/(20S+20R) steran iki değişkenli diyagramları

3.2.2.7. Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli

Dadaş Formasyonun hesaplanan S_1 ve S_2 değerlerine göre formasyona ait siyah şeyl örneklerinin orta-iyi hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu söylenebilmektedir (Peters, 1986; Peters ve Cassa, 1994).

Abdülaziz-1 kuyusuna ait örneklerin hesaplanan PÜ değerlerine göre organik maddenin petrol/gaz türetebilecek özellikte TipII/III kerojene sahip olduğu görülmektedir

(Peter ve Cassa, 1994). HI-TOC diyagramı ile de Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin petrol/gaz kaynağı alanı içerisine düşmektedir (Şekil 69).



Şekil 69. Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyllerin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır)

Abdülaziz-1 kuyusuna ait siyah şeyl örneklerinin S_2/S_3 oranı (ort. 30.96) yüksektir. Bu değerler Clementz vd., (1979) ve Peters (1986)'a göre örneklerin üretebileceği hidrokarbon tipinin petrol olduğu görülmektedir.

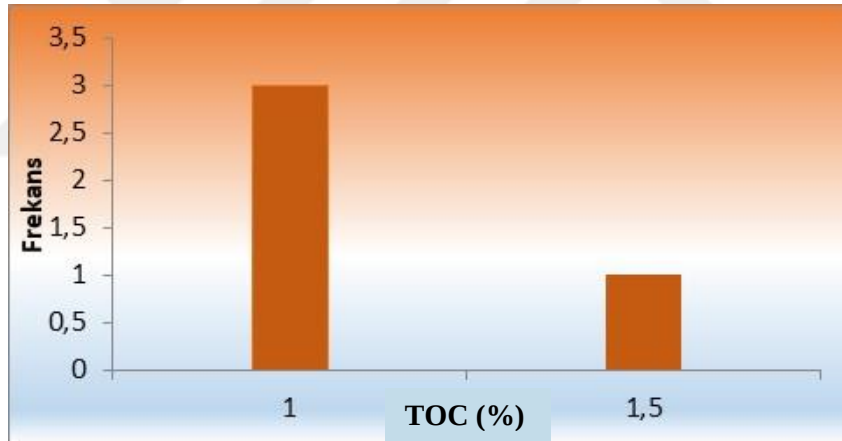
3.3. Derdere Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri

3.3.1. Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri

Derdere Formasyonu için Karadağ-I kuyusundan alınan 4 adet kireçtaşı örneği üzerinde Piroliz (Rock-Eval)/ TOC analizleri yapılmıştır. Formasyona ait numunelerin piroliz/TOC analiz sonuçları Tablo 15'de verilmiştir. Karadağ-I kuyusuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC değerleri % 0.76 ile % 1.48 arasında değişmekte olup ve ortalama TOC değeri %1.01 olarak hesaplanmıştır (Tablo 15). Çizilen histogram grafiği göz önüne alınarak Derdere Formasyonuna ait TOC değerlerinin baskın olarak %1-1.5 arasında değiştiği

görülmektedir (Şekil 70) örneklerinin S_1 değerleri genellikle düşük olup 0.43-1.02 mgHC/gkaya arasında değişmektedir ve ortalama değeri 0.7 mgHC/gkaya olarak hesaplanmıştır. S_2 değerleri ise 2.3-4.4 mgHC/gkaya arasında değişmekte olup ortalama S_2 değeri 3 mgHC/gkaya'dır.

Karadağ-I kuyusuna ait KRD-3, KRD-4, KRD-5, KRD-6 nolu kireçtaşı örneklerinin S_2/S_3 oranları sırasıyla 7.67, 3.63, 7.28 ve 11.89 arasında değişmekte olup ortalama değer 7.6 olarak hesaplanmıştır. KRD-4 nolu örnek dışında diğer numunelere ait S_2/S_3 değerlerinin yüksek olduğu görülmektedir. Derdere Formasyonu'na ait Karadağ-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin HI değerleri 276-315 mgHC/gTOC arasında değişmekte olup ortalama HI değeri 297,8 mgHC/gTOC olarak hesaplanmıştır. OI değerleri ise düşük olup 25-85 (mgCO₂/g TOC) arasında değişmektedir. Formasyona ait numunelerin T_{max} değeri 439-441 °C aralığında olup ortalama T_{max} değeri 440,5 °C'dir. Üretim indeksi değerleri de 0.16-0.19 arasında olup ortalama değer 0.18 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 70. Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği

Tablo 15. Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin ait Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler

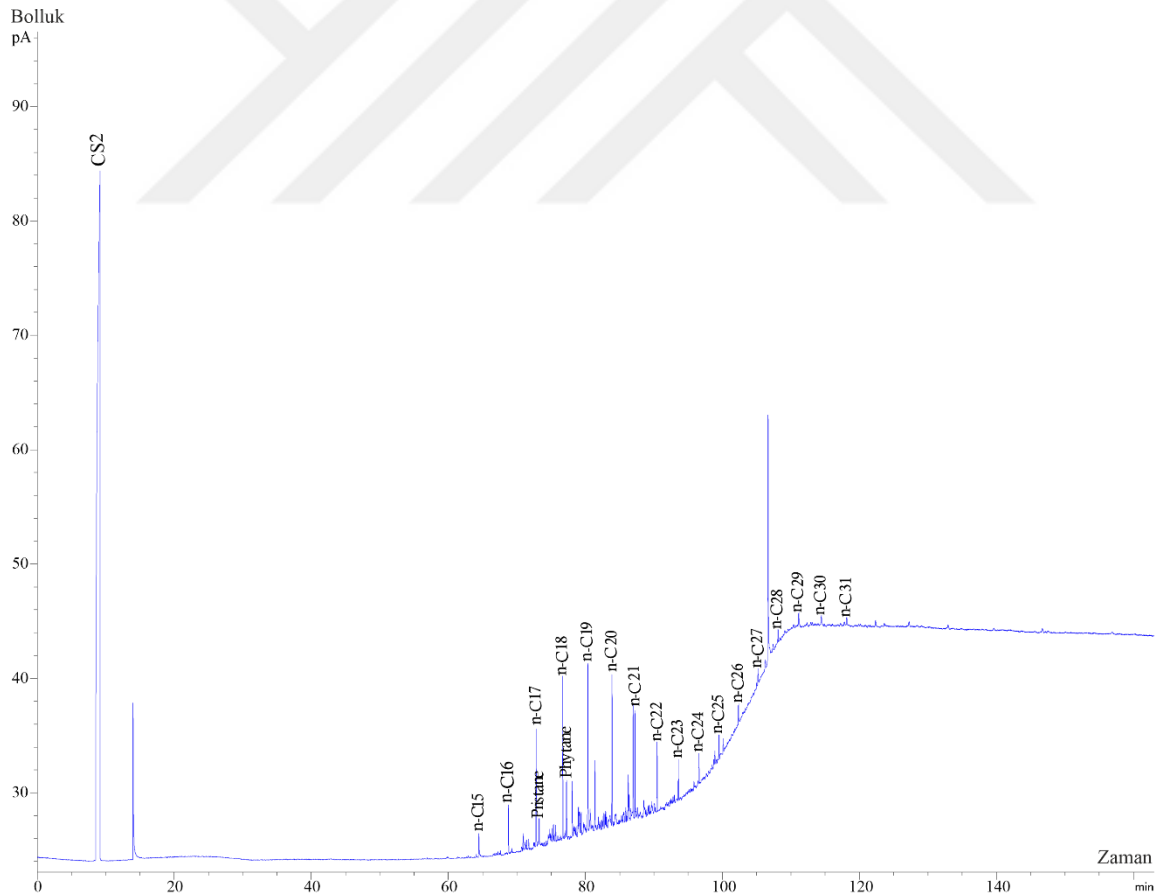
Örnek No	TOC (%)	S ₁ (mgHC/g kaya)	S ₂ (mgHC/g kaya)	S ₃ (mgHC/g kaya)	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgCO ₂ /g TOC)	ÜI (S ₁ /S ₁ +S ₂)	PÜ (S ₁ +S ₂)	S ₁ /TOC	S ₂ /S ₃	RC (%)	PC (%)	MINC (%)
KRD-3	0,76	0,43	2,3	0,3	441	303	39	0,16	2,73	0,57	7,67	0,51	0,25	8,2
KRD-4	0,84	0,6	2,65	0,71	441	315	85	0,18	3,25	0,71	3,73	0,54	0,3	8,82
KRD-5	0,95	0,58	2,62	0,36	439	276	38	0,18	3,2	0,61	7,28	0,66	0,29	8,95
KRD-6	1,48	1,02	4,4	0,37	441	297	25	0,19	5,42	0,69	11,89	1	0,48	7,98
Ortalama	1,01	0,7	3	0,44	440,5	297,8	46,8	0,18	3,7	0,6	7,6	0,7	0,3	8,5

3.3.2. Özüt (Bitüm) Analizleri

Piroliz analizi yapılmış örnekler içerisinde Derdere Formasyonu Karadağ-1 kuyusuna ait 1 adet kireçtaşı örneği üzerinde GC, GC-MS ve karbon izotop analizleri yapılmış ve sonuçlar değerlendirilmiştir.

3.3.2.1. Gaz Kromatografi (GC) Analizleri

Derdere Formasyonuna ait Karadağ-1 kuyusundan seçilen KRD-6 nolu kireçtaşı örneği üzerinde GC analizi yapılmıştır. İncelenen örneğin gaz kromatogramından elde edilen doymuş hidrokarbon fraksiyonlarının dağılımı (Şekil 71) ve bu kromatogram üzerinden hesaplanan tüm veriler (Pr/Ph, Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, CPI ve TAR) verilmiştir (Tablo 16).



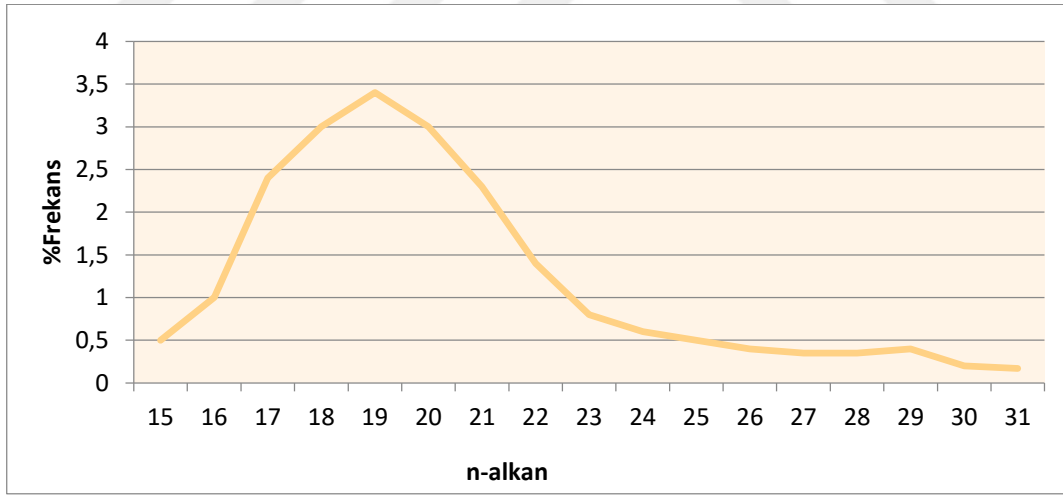
Şekil 71. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı

Tablo 16. Derdere Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramlarında hesaplanan parametreler

Örnek No	Pr/Ph	Ph/Pr	Pr/nC17	Ph/nC18	CPI (22-30)	TAR
KRD-6	0.45	2.24	0.21	0.37	0.95	0.17

Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin gaz kromatogramında *n*-alkanlar C₁₅-C₃₁ aralığında kaydedilmiştir. Maksimum pik veren *n*-alkanı ise C₁₉ olarak ölçülmüştür (Şekil 71). Gaz kromatogramların *n*-alkan dağılımlarına bakıldığında düşük karbon numaralı *n*-alkanların baskın olduğu, sola çarpık unimodal bir *n*-alkan dağılımı söz konusudur (Şekil 72).

Fitanın (Ph), pristana (Pr), göre daha baskın olduğu görülmektedir (Tablo 16). Pr/Ph oranları KRD-6 nolu örnek için 0.45 olarak hesaplanmıştır. KRD-6 kireçtaşı örneğinin Pr/nC₁₇ oranı 0.21, Pr/nC₁₈ oranı ise 0.37 olarak hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlardan izoprenoidlerin *n*-alkanlara göre çok düşük bolluğa sahip olduğu görülmektedir.

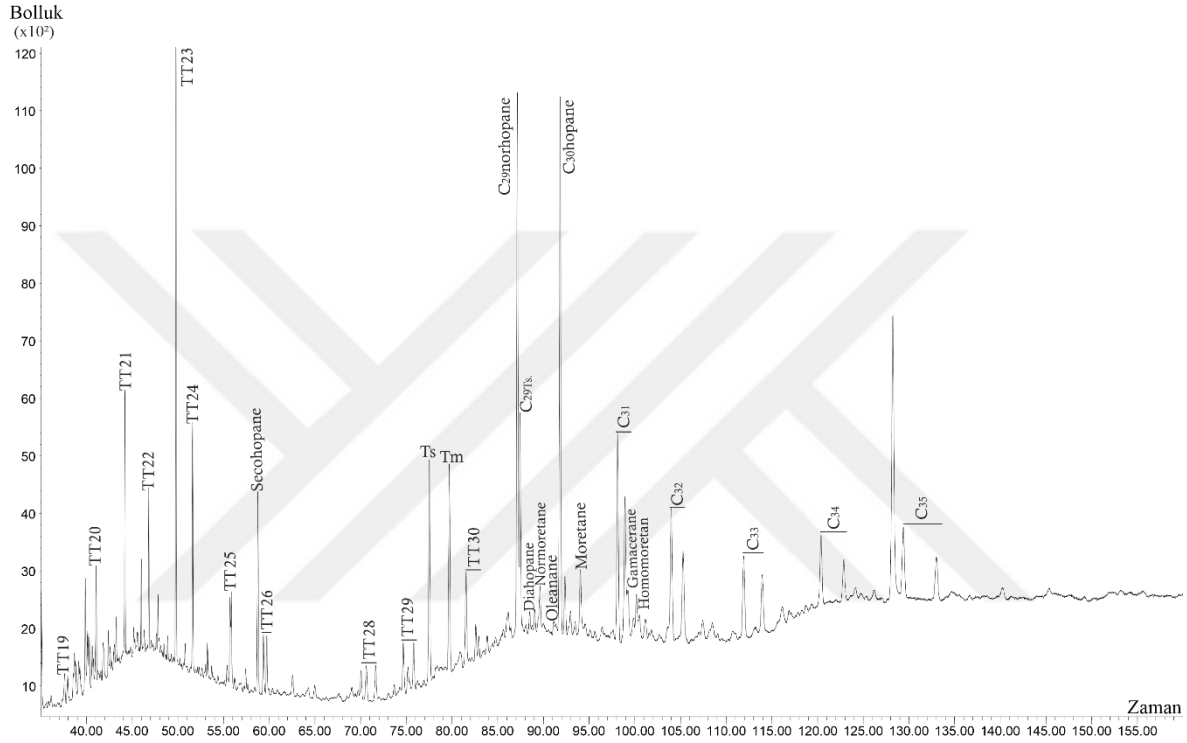


Şekil 72. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin gaz kromatogramından elde edilen *n*-alkanların dağılım grafiği

Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneği için CPI değeri 0.95, TAR (karasal /sucul organik madde oranı) indeksi 0.17 olarak hesaplanmıştır.

3.3.2.2. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

Derdere Formasyonu Karadağ-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerine ait pikler üzerinden hesaplanan çeşitli parametreler Tablo 17’de, terpan ve steran kromatogramları ise Şekil 73 ve 74’de verilmiştir.



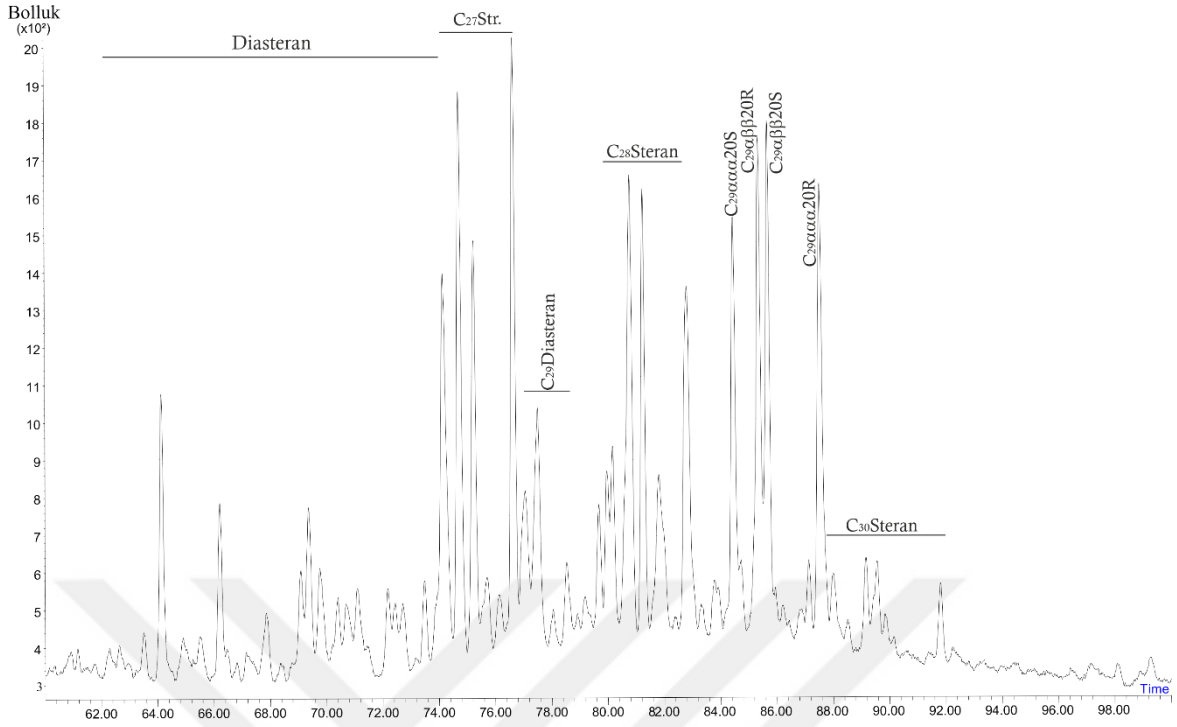
Şekil 73. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramları

Derdere Formasyonuna ait KRD-6 kireçtaşı örneği yüksek C_{22}/C_{21} TT oranı ve düşük C_{24}/C_{23} TT oranına sahiptir. Bu değerler sırasıyla 0.62 ve 0.40 olarak hesaplanmıştır. C_{26}/C_{25} TT oranı da yüksek olup 1.24 olarak hesaplanmıştır. Formasyonun, homohopan dağılımlarına bakıldığında ($C_{31}-C_{35}$), C_{31} homohopan konsantrasyonunun diğerlerinden daha yüksek olduğu ve C_{34} homologlara doğru bolluğun azaldığı ve C_{35} homologta konsantrasyonun tekrar arttığı bir dağılımın olduğu görülmektedir (Şekil 75). C_{29} hopanın (norhopan) oldukça yüksek bollukta kaydedildiği görülmektedir. Derdere Formasyonu için $C_{29}NH/C_{30}H$ oranı 0.94 (>0.6) olarak hesaplanmıştır. C_{35} homohopanların değeri de yüksek olup C_{35}/C_{34} homohopan oranı formasyon için 1.0 (>0.8) olarak hesaplanmıştır.

Tablo 17. Derdere Formasyonu KRD-6 kuyusuna ait kireçtaşı örneğinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri

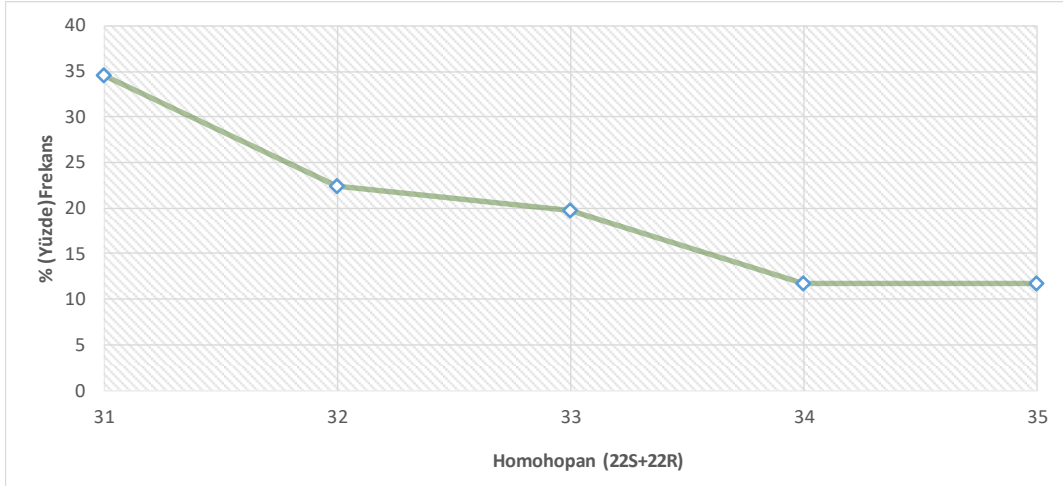
Terpan	Steroid	Derdere Formasyonu	
	KRD-6		KRD-6
C ₂₂ /C ₂₁ Tricyclic T.	0.62	C ₂₇ . C ₂₈ . C ₂₉ MA steroid (%)	34.35.32
C ₂₄ /C ₂₃ Tricyclic T.	0.40	MA(I)/MA(I+II)	0.17
(C ₁₉ +C ₂₀)/C ₂₃ tt.	0.22	TA(I)/TA(I+II)	0.57
Ts/(Ts+Tm)	0.52	TA[C ₂₀ /(C ₂₀ +C ₂₈ 20R)]	0.80
Moretan/hopan	0.11	C ₂₈ -TA/(C ₂₉ -MA+C ₂₈ -TA)	0.48
C ₃₁ R HH./C ₃₀ H.	0.22	C ₂₉ /(C ₂₈ +C ₂₉) MA	0.48
C ₂₃ tt/(C ₂₃ tt+C ₃₀ H)	0.53	Phenanthren	
C ₂₆ /C ₂₅ Tricyclic T.	1.24	MPI-1	0.59
C ₂₉ /C ₃₀ hopan	0.94	MPI-2	0.80
C ₂₉ Ts/(C ₂₉ H+C ₂₉ Ts)	0.27	MPI-3 (α/β MP)	0.52
C ₃₀ */C ₂₉ Ts	0.09	MPR	1.0
C ₃₀ */(C ₃₀ H+C ₃₀ *)	0.03	MPR1	1.07
Gam./ C ₃₀ hopan	0.04	MPR9	1.93
C ₃₅ /C ₃₄ HH	1.00	MPR2	1.07
22S/(22S+22R)(C ₃₂)	0.57	MPR3	0.50
Oleanan / C ₃₀ Hopan %	-	1-MP/9-MP	0.56
Steran/Hopan	1.02		
Steran			
C ₂₇ , C ₂₈ , C ₂₉ steran (%)	42, 25, 33		
n-, iso-, diasteran (%)	42, 39, 15	Dibenzothiophen	
diasteran/steran	0.47		
20S/(20S+20R) C ₂₉	0.46	MDR	1.79
$\beta\beta$ / ($\beta\beta+\alpha\alpha$)	0.51	MDR'	0.64
C ₂₈ /C ₂₉	0.80	DBT/P	0.37

Derdere Formasyonuna ait örnekte Ts ve Tm birbirlerine oldukça yakın değerlerde kaydedilmiş olup Ts/(Ts+Tm) oranı 0.52 olarak kaydedilmiştir. Oleanan, Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinde kaydedilmemiştir. Gamaseran indeksi düşük bir değer olan 0.04 olarak hesaplanmıştır. Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinde baskın steranın C₂₇ olduğu gözlenmiştir. C₂₇, C₂₈, C₂₉ steranların sırasıyla %42-%23-%35 bu sonuçlara göre C₂₇>C₂₉>C₂₈ olduğu görülmüştür. m/z 217 kütle kromatogramında kaydedilen diasteran-steran dağılımlarına bakıldığında steranların daha baskın kaydedilmiş olduğu görülmektedir. Derdere Formasyonu için diasteran\steran oranı 0.47 olarak hesaplanmıştır. Numunenin C₂₈/C₂₉ steran oranı ise 0.6'tir. Formasyona ait 20S/(20S+20R) steran oranı 0.46, $\beta\beta$ /($\beta\beta+\alpha\alpha$) steran oranı ise 0.51 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 74. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramları

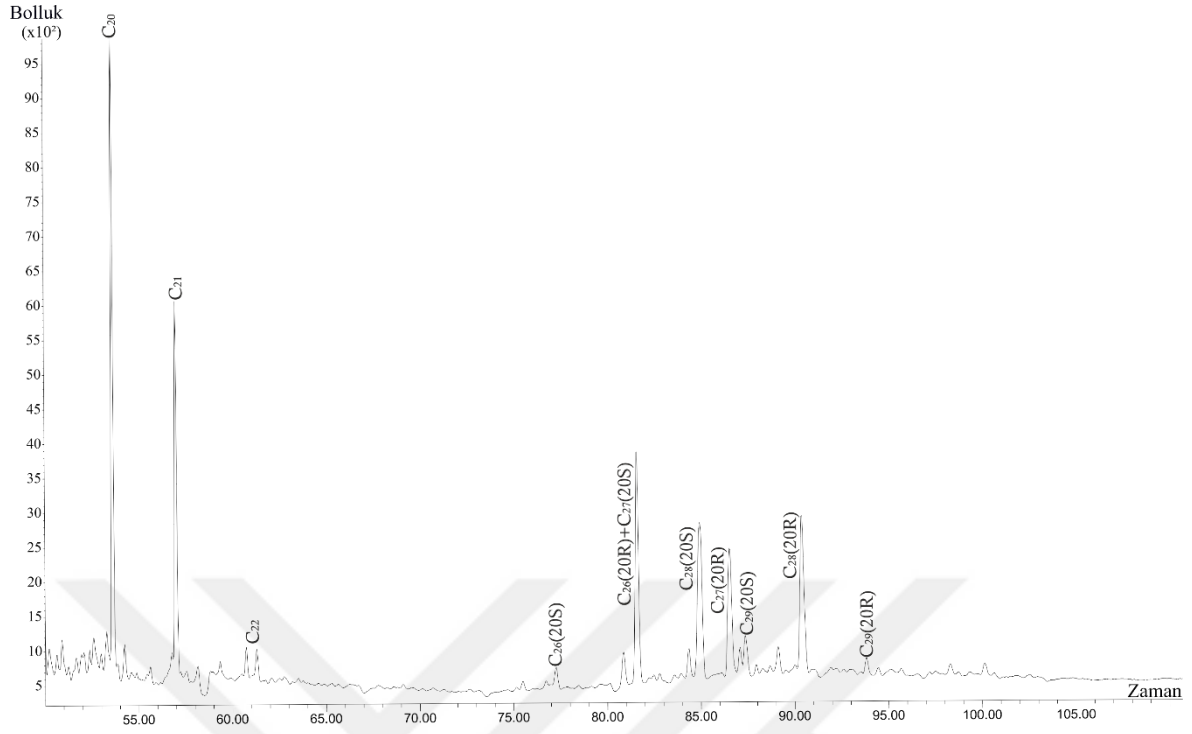
Derdere Formasyonuna ait örneğin m/z 231 ve m/z 253 kromatogramları Şekil 76 ve 77’de verilmiştir. m/z 253 kütle kromatogramlarında baskın MA steroidi KRD-6 kireçtaşı örneğinde C₂₈ olup C₂₇ steroid değeri ile oldukça yakın olduğu görülmektedir. MA steroid bollukları sırasıyla C₂₈>C₂₇>C₂₉ şeklindedir. Hesaplanan C₂₉/(C₂₈+C₂₉) MA steroid oranı ise 0.48’dur. Derdere Formasyonu için MA(I)/MA(I+II) steroid oranı 0.17; TA(I)/TA(I+II) steroid oranı 0.57 ve TA(C₂₀/(C₂₀+C₂₈20R)) 0.80 olarak hesaplanmıştır (Tablo 15).



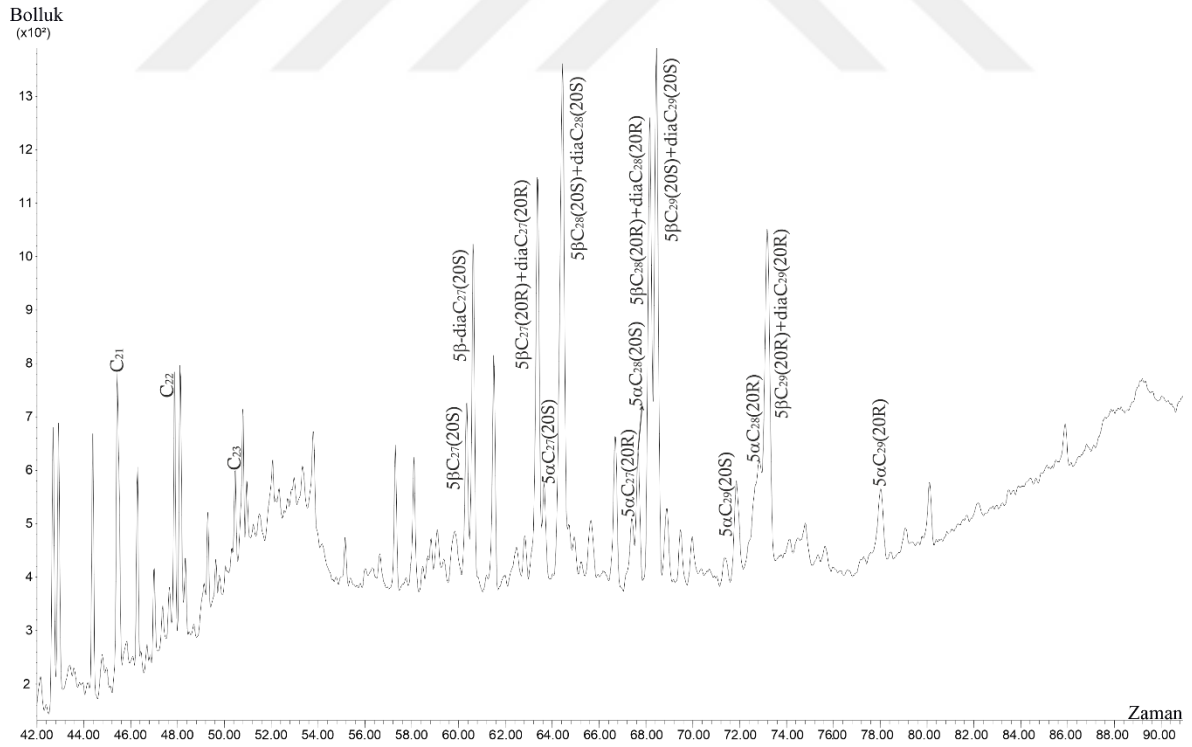
Şekil 75. Derdere Formasyonuna KRD-6 nolu örneğin homoopan dağılımları (% C₃₁-C₃₅)

m/z178-192 kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla 9MP > 1MP > 2MP > 3MP olduğu belirlenmiştir (Şekil 78). 9-MP, 1-MP' ye göre baskın olarak kaydedildiği ve α -izomerlerin (1-MP ve 9-MP), β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir. MPI-3 (α/β) oranı bu değerler kullanılarak sırasıyla 0.52 olarak hesaplanmıştır.

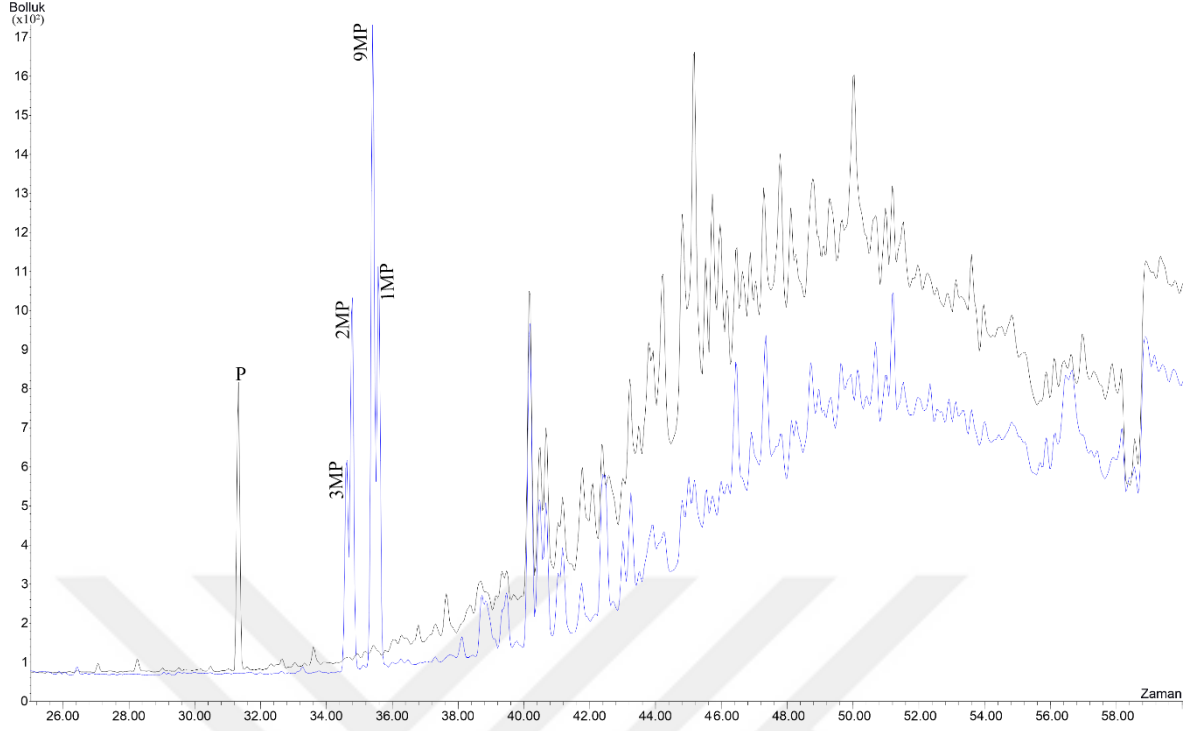
Formasyona ait kireçtaşı örneğinin m/z184-198 kromatogramına bakıldığında DBT'nin bollukları MDBT daha yüksektir. DBT ve 4MDBT baskınlığı ve düşük 2MDBT ve 1MDBT içeriği ile temsil edilen genel bir dağılım vardır (Şekil 79). Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin MDR' oranı 0.64 olarak hesaplanmıştır ve bu oranlar 4-MDBT'nin 1-MDBT'ye göre daha baskın olduğunu göstermektedir. DBT/P oranı da düşük olup 0.32 olarak hesaplanmıştır.



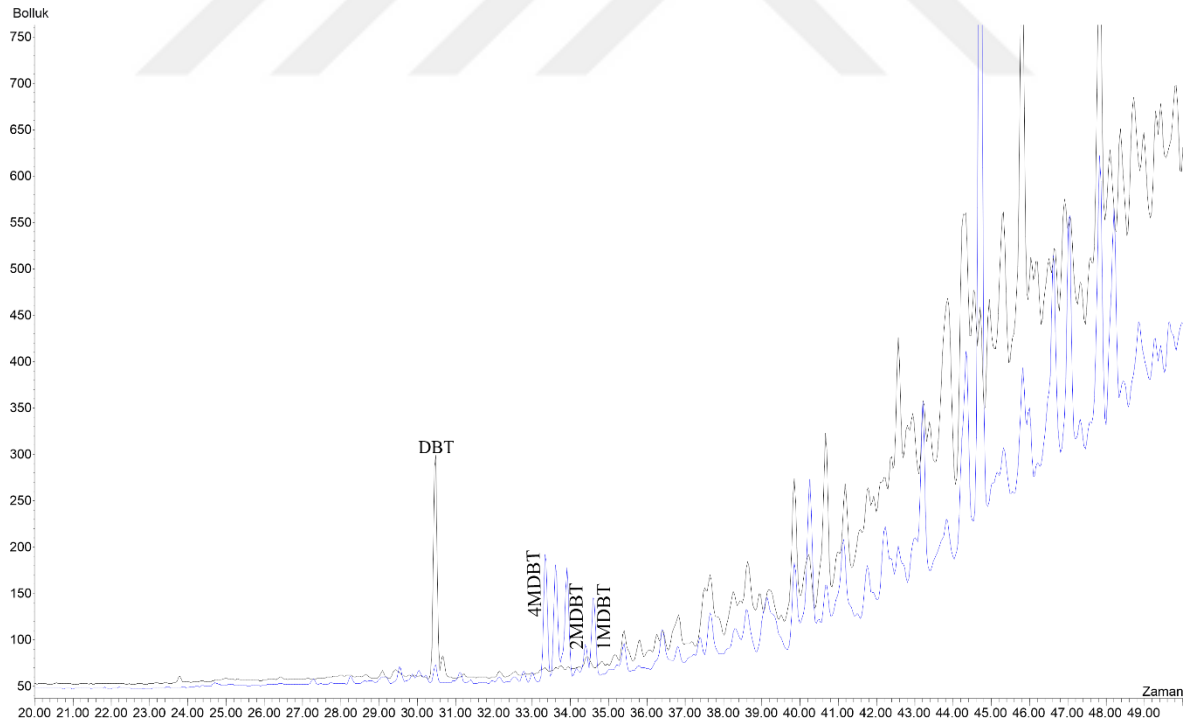
Şekil 76. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



Şekil 77. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



Şekil 78. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı



Şekil 79. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin m/z184, 198 kütle kromatogramı

3.3.2.3. Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)

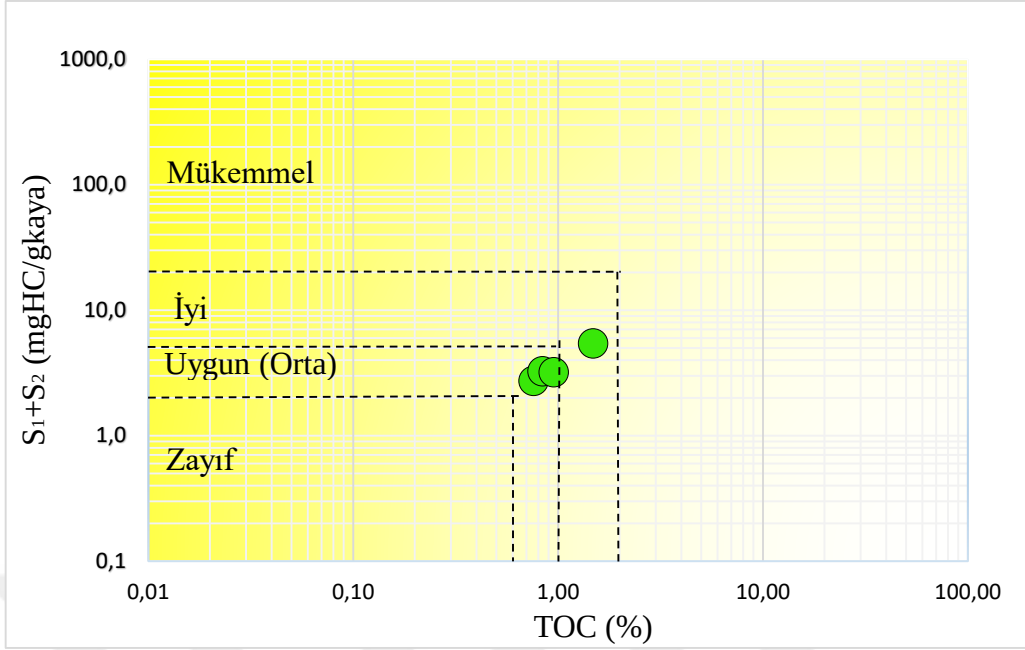
Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneği üzerinde karbon izotop analizi yapılmış ve hesaplanan değerler Tablo 18’de verilmiştir.

Tablo 18. Derdere Formasyonu KRD-6 nolu kireçtaşı örneğine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri

Örnek No.	$\delta^{13}\text{C}$		
	Sat. (Doymuş Hidrokarbon)	Tüm	Aro. (Aromatik Hidrokarbon)
KRD-6	-	-27.58	-27.87

3.3.2.4. Organik Madde Miktarı

Derdere Formasyonuna ait TOC değerlerinin baskın olarak %1-1.5 arasında değiştiği görülmektedir. Bu değerler Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin orta-iyi kaynak kaya özelliğinde olduğunu göstermektedir (Tissot ve Welte, 1984; Peters, 1986; Jarvie, 1991; Peters ve Cassa, 1994). Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin PÜ-TOC grafiği Şekil 80’de verilmiş ve organik madde miktarı bu diyagrama göre yorumlanmıştır. Bu grafiğe göre Derdere Formasyonu Karadağ-1 kuyusundan alınan numunelerin bir örnek dışında orta-iyi kaynak kaya özelliğine sahip olduğu görülmektedir.

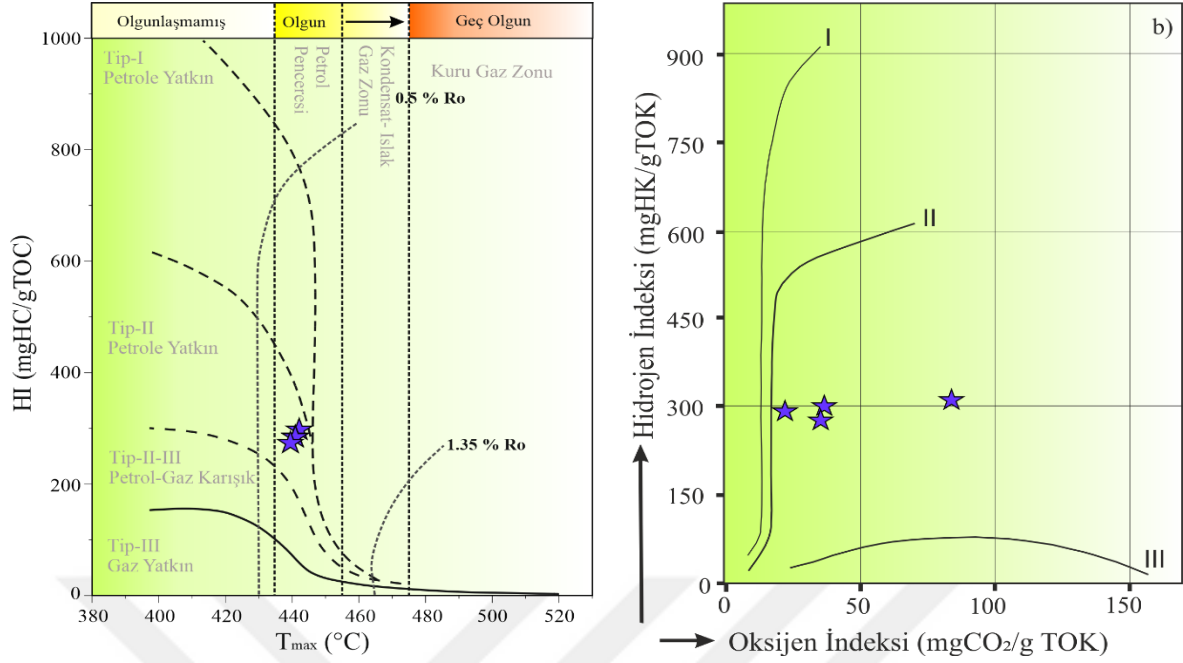


Şekil 80. Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin PÜ (S_1+S_2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı

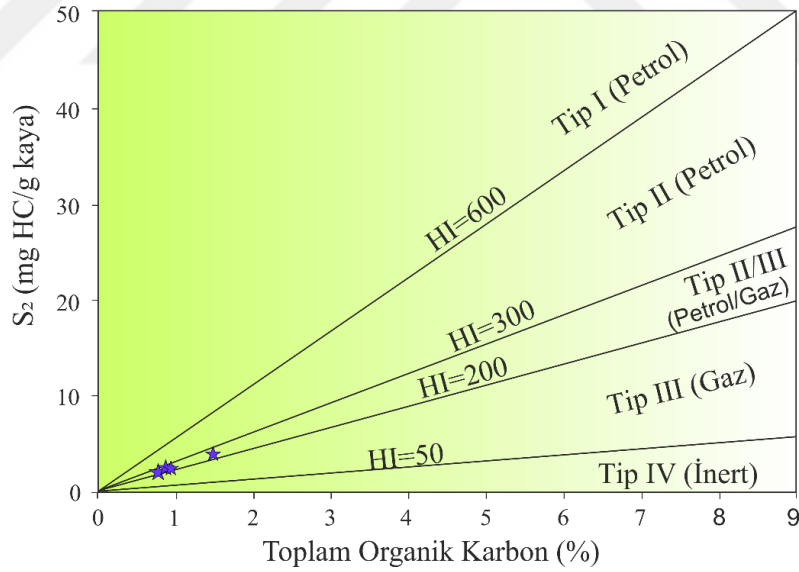
3.3.2.5. Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı

HI değerlerine göre formasyona ait kireçtaşı örneklerinin Tip II/III kerojene sahip petrol ve gaz türetebilme özelliğinde olduğu görülmektedir (Peters ve Cassa, 1994; Jarvie ve Tobey, 1999). Derdere Formasyonuna ait örneğin oldukça yüksek S_2/S_3 değerlerine göre Tip II/I kerojen içerdiği ve petrol türetme yatkınlığının olduğunu görülmektedir (Peter ve Cassa, 1994; Jarvie ve Tobey, 1999).

T_{max} (°C)-HI ve HI-OI kerojen tip sınıflaması diyagramlarına bakıldığında ise örneklerin her iki diyagramda da Tip II kerojene sahip petrol türetebilecek özellikte olduğu görülmektedir (Şekil 81). Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin S_2 -TOC (%) diyagram üzerindeki dağılımlarına bakıldığında örneklerin hepsinin Tip II-III kerojene sahip petrol ve gaz türetebilecek özellikte olduğu söylenebilmektedir (Şekil 82).



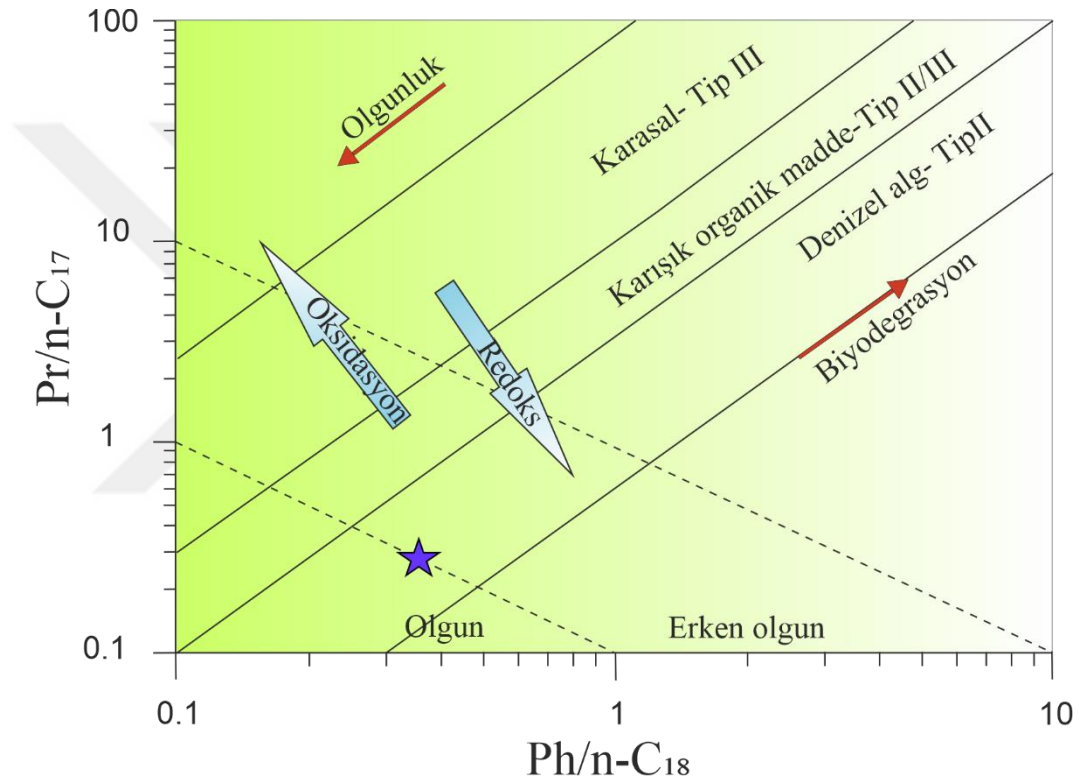
Şekil 81. Derdere Formasyonu kireçtaşı örneklerinin; a) T_{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması (Espitalie vd., 1977'den değiştirilerek), b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması (Krevelen, 1984'den değiştirilerek)



Şekil 82. Derdere Formasyonu kireçtaşı örneklerine ait S_2 -TOC (%) diyagramı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek)

Derdere Formasyonuna KRD-6 nolu örnekte Ph baskın izoprenoid olup Pr/Ph oranının 1'den küçük olması depolanma ortamının anoksik/indirgen olduğunu göstermektedir (Tissot ve Welte, 1984). Pr/nC₁₇ oranının (<0.5) 0.5'ten küçük olması çökeltme ortamının denizel

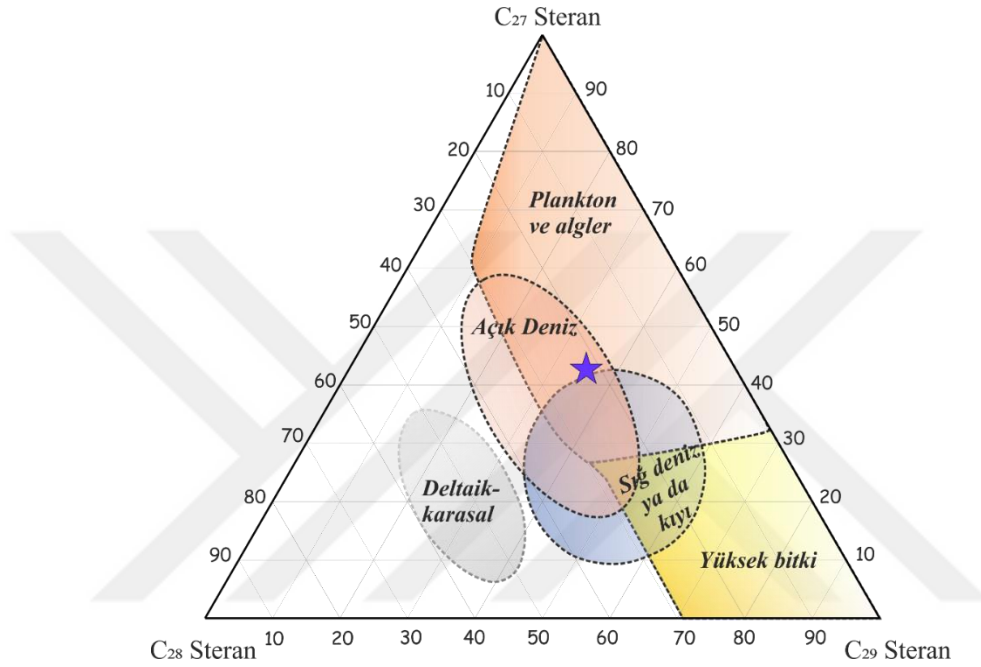
olduğunu, Ph/nC_{18} oranının 0,3'ten büyük veya eşit olması karbonat kaynak kayalarını işaret etmektedir (Peters ve Moldowan, 1993). Tüm bu verilere göre Derdere Formasyonundan alınan örneğin denizel ortamda çökelen karbonatlarla ilişkili olduğunu göstermektedir. Formasyona ait kireçtaşı örneğinin izoprenoid/ n -alkan diyagramındaki dağılımına bakıldığında Derdere Formasyonunun çökeltme ortamının redoks koşullarının indirgen, denizel-algal organik maddelerden oluştuğu, organik maddenin Tip II kerojen içerdiği ve olgun olduğu görülmektedir (Şekil 83).



Şekil 83. Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı (Hunt, 1995'ten değiştirilerek alınmıştır)

Derdere Formasyonunda C_{27} steranın baskın olması denizel fitoplanktonlar ve zooplanktonlardan türeyen bir organik maddeyi işaret etmektedir (Huang ve Meinschein, 1979). Ayrıca Derdere Formasyonuna ait örneğin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımına bakıldığında 'açık deniz' alan içerisinde olduğu görülmektedir (Şekil 84). Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin C_{28}/C_{29} steran oranı 0.80 olarak hesaplanmıştır ve bu değer Jura-Kretase aralığını işaret etmektedir. Derdere Formasyonunun yaşı önceki paleontolojik ve sedimantolojik çalışmalarla Senomaniyen (Köylüoğlu, 1981;

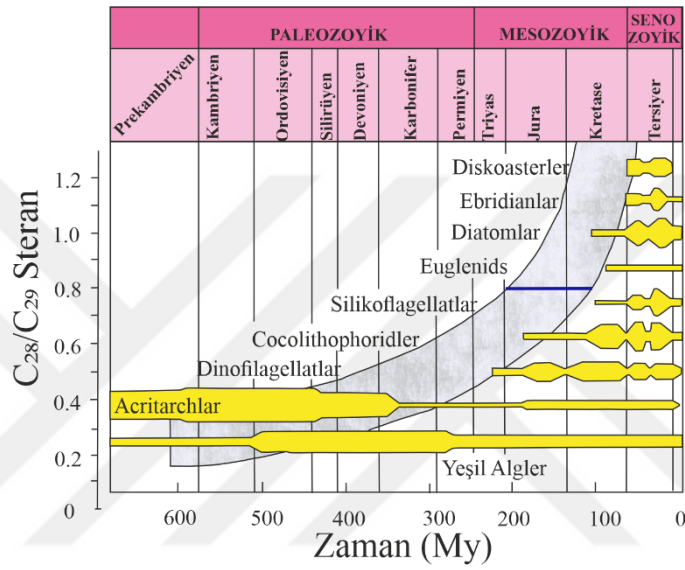
Erenler, 1989) olarak belirlenmiştir ve C_{28}/C_{29} steran oranı ile elde edilen yaş aralığı ile uyumluluk göstermektedir (Şekil 85). KRD-6 nolu örnekte steranların diasteranlara göre daha baskın kaydedilmiş olması ve düşük diasteran\steran oranı kilce fakir, karbonatça zengin bir kaynak kayanın ve anoksik bir çökel ortam özelliğini göstermektedir (McKirdy vd., 1983).



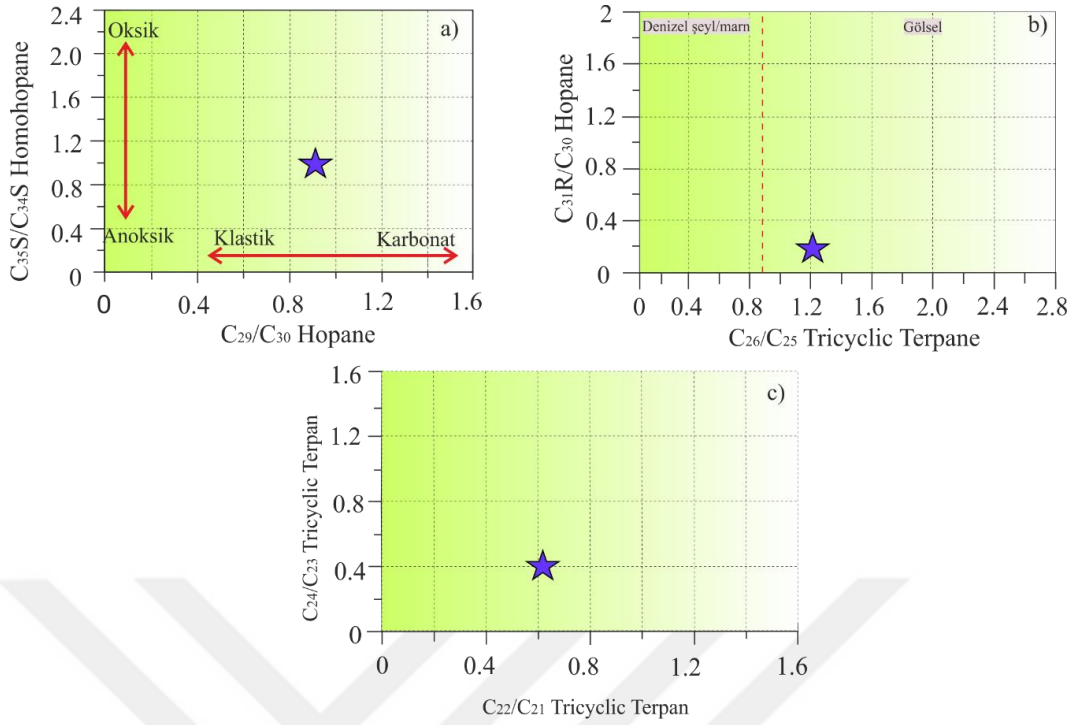
Şekil 84. Derdere Formasyonu KRD-6 nolu örneğin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımı

C_{29} hopan (norhopan) oldukça yüksek bollukta kaydedilmiştir. Bu değerlerin yüksek konsantrasyonları organik karbonca zengin karbonat ve evaporit kaynak kayasını işaret etmektedir (Connan vd., 1985). C_{29}/C_{30} oranı karbonatlı ortamların bir ölçütü olarak kullanılmaktadır. Derdere Formasyonu için $C_{29}NH/C_{30}H$ oranının yüksek olması (>0.6) denizel karbonatları işaret etmektedir. C_{35} homohopanların yüksek değeri de karbonat ve evaporitlerle ilişkilidir. Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin yüksek C_{22}/C_{21} TT oranı, düşük C_{24}/C_{23} TT oranı ve C_{26}/C_{25} TT oranının 1'den büyük olması ortamın karbonatlı kaynak kayayı ve ortamın denizel olduğunu göstermektedir (Peters vd., 2005). Formasyona ait siyah şeyl örneklerinin C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ hopan, C_{29}/C_{30} hopan- C_{35}/C_{34} hopan; $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$ dağılım grafikleri de Şekil 86'da verilmiştir. Formasyona ait $C_{29}/(C_{28}+C_{29})MA$ steroid oranının düşük olması kireçtaşı örneğinin çökel ortamının denizel

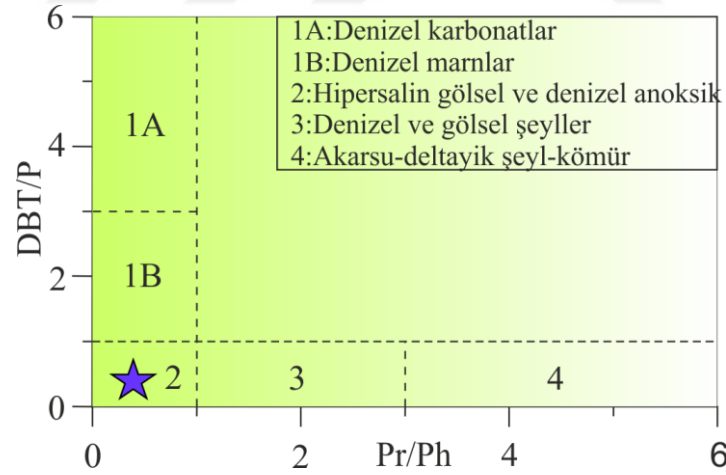
olduğunu desteklemektedir (Peters vd., 2005). m/z178-192 kromatogramından ölçülen metil fenantren dağılımlarına göre formasyona ait örnekte 9-MP'nin yüksek konsantrasyonlarda olması denizel kaynak kayalara ait organik maddeleri işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995). Ayrıca dibenzotiyfen fenantren oranı ile Pr/Ph oranı kullanılarak çizilen diyagram ile de formasyona ait örneğin 2 nolu alan olan 'hipersalin gölsel ve denizel anoksik' alanına düştüğü görülmektedir (Şekil 87).



Şekil 85. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri



Şekil 86. Dardere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopane, b) C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ Hopane, c) $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$; diyagramları



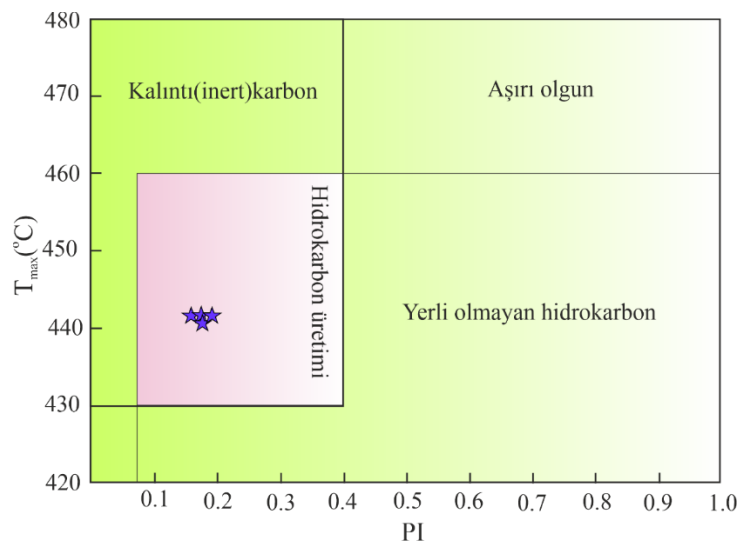
Şekil 87. Dardere Formasyonuna KRD-6 nolu örneğin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı

3.3.2.6. Organik Maddenin Olgunluğu

T_{max} ($^{\circ}C$) değerlerine göre organik maddenin petrol türetebilecek olgunlukta olduğu görülmektedir (Espitalie vd., 1984; Peters ve Cassa, 1994). Üretim indeksi değerlerine göre

de kireçtaşı örneklerinin petrol pencere aralığında olduğu görülmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Derdere Formasyonundan alınan örneklerin üretim indeksi ve T_{max} değerlerine göre hidrokarbon üretiminin ana aşamasında olduğunu göstermektedir (Şekil 88).

Formasyona ait CPI değerleri 1'e yakın olduğu için organik maddenin olgun olduğunu desteklemektedir. $22S/(22S+22R)$ homohopan indeksi değeri KRD-6 nolu örneğin en az erken olgun olduğunu ve izomerizasyonun denge değerine çok yakın olduğunu göstermektedir. Derdere Formasyonu için bu oran oldukça düşük hesaplanan Moretan/hopan oranı (0.11) organik maddenin olgun olduğunu işaret etmektedir. KRD-6 nolu örneğin $20S/(20S+20R)$ steran oranı izomerizasyonun denge değerine oldukça yakın ve örneğin olgun olduğu görülmektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranlarına göre ise izomerizasyon henüz denge durumuna ulaşmasa da bu oranın yüksek değerlerde olması organik maddenin olgun özellikte olduğunu göstermektedir (Seifert ve Moldovan, 1986). Ayrıca Formasyona ait $22S/(22S+22R)$ homohopan- $20S/(20S+20R)$ steran, $20S/(20S+20R)$ steran- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın iki değişkenli diyagramlarına bakıldığında örneklerin olgun özellikte olduğu görülmektedir (Şekil 89). $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranı da olgunlukla beraber artmaktadır. Formasyon için yüksek olan bu değer örneklerin olgun özellikte olduğuna işaretler. Aromatiklik olgunlukla birlikte artar ve monoaromatik steroidler (MA) triaromatik steroidlere (TA) dönüşür (Seifert ve Moldovan, 1978; Mackenzie vd., 1981); Böylece triaromatik steroid bolluğu artan olgunlukla birlikte artar. Derdere Formasyonu içinde yüksek olan bu değer kaynak kayanın olgun olduğunu göstermektedir.

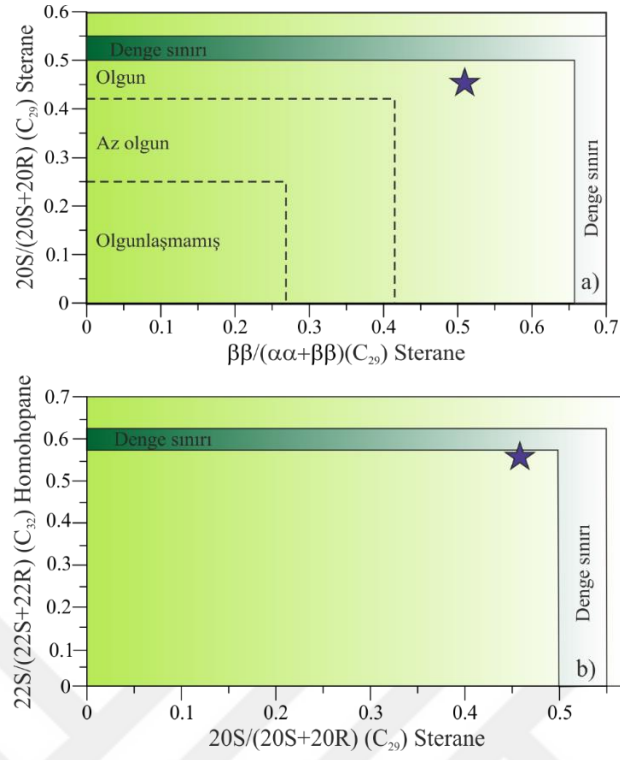


Şekil 88. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin PI- T_{max} (°C) diyagramındaki dağılımı

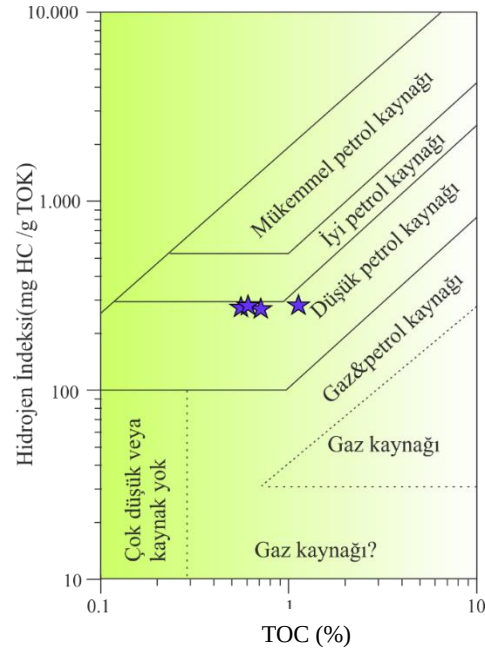
MA(I)/MA(I+II) ve TA(I)/TA(I+II) steroid oranları Derdere Formasyonuna ait örnekler için % 10'dan daha yüksek konsantrasyonlarda hesaplandığı için bu oranlar KRD-6 nolu örneğin olgun karakterde olduğunu göstermektedir (Şekil 27). 4-MDBT, 1-MDBT'e göre daha duraylı olduğu için, olgunluk artışına sırasında 4-MDBT'nin konsantrasyonu 1-MDBT göre yükselmektedir. Bu sebeple alkyldibenzothiophene oranları olgunluk ile ilgili yorum yaparken kullanılmaktadır (Radke vd., 1986; Radke ve Willsch, 1994). MDR ve MDR' değerleri olgunlukla beraber artmakta olup tüm bu değerler Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu kireçtaşı örneğinin olgun karakterde olduğunu göstermektedir.

3.3.2.7. Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli

Peter ve Cassa 1994'ün S_1 ve S_2 değerlerini baz alarak organik maddenin hidrokarbon potansiyelini belirledikleri sınıflamaya göre hesapladığımız değerler formasyona ait kireçtaşı örneklerinin hidrokarbon potansiyelinin orta derecede olduğunu göstermektedir. Karadağ-1 kuyusuna ait örneklerin hesaplanan PÜ değerlerine göre organik maddenin hidrokarbon potansiyelinin orta seviyede olduğu görülmektedir (Merrill, 1991). Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin HI-TOC diyagramındaki dağılımları örneklerin düşük petrol petrol kaynağı alanı içerisinde (Şekil 90). Karadağ-1 kuyusuna ait kireçtaşı örneklerinin S_2/S_3 oranlarına göre Tip II/III kerojen içerdiği üretebileceği hidrokarbon tipinin petrol/gaz olduğu görülmektedir (Peters ve Cassa, 1994).



Şekil 89. Derdere Formasyonuna ait KRD-6 nolu örneğin a) 20S/(20S+20R) steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) 22S/(22S+22R) homohopan ile 20S/(20S+20R) steran iki değişkenli diyagramları

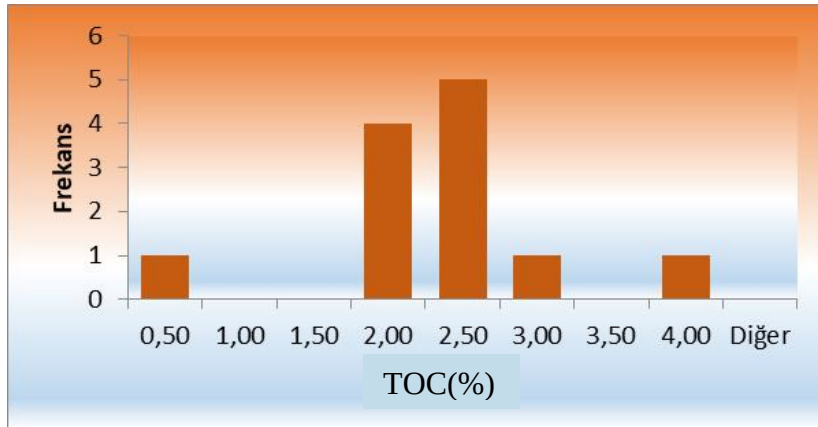


Şekil 90. Derdere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır)

3.4. Karababa Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri

3.4.1. Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri

Karababa Formasyonu için Altıntop-1 kuyusundan bir adet killi kireçtaşı örneği, Karadağ-1 kuyusundan iki adet killi kireçtaşı örneği ve Yananköy-1 kuyusundan 9 adet killi kireçtaşı örneği olmak üzere üç farklı kuyudan toplamda 12 örnek alınarak piroliz/TOC analizleri yapılmıştır. Formasyona ait numunelerin piroliz/TOC analiz sonuçları Tablo 19’da verilmiştir. Altıntop-1 kuyusuna ait kili kireçtaşı örneğinin TOC değeri % 1.65, Karadağ-1 kuyusundan alınan örneklerin TOC değerleri %0.42 ve 2.03 (ortalama TOC değeri %1.23), Yananköy-1 kuyusundan alınan örneklerin TOC değeri %1.52-3.82 arasında (ortalama TOC değeri %2.31) değişmektedir. Karababa Formasyonun ortalama TOC değeri ise %2.07 olarak hesaplanmıştır (Tablo 19). Çizilen histogram grafiği göz önüne alınarak Karababa Formasyonuna ait TOC değerlerinin baskın olarak %2-2.5 arasında değiştiği görülmektedir (Şekil 91). Altıntop-1 kusuna ait örneğin S_1 değeri 0.91 mgHC/gkaya, S_2 değeri 5.22 mgHC/gkaya olarak hesaplanmıştır. Karadağ-I kuyusuna ait örneklerin S_1 değeri 0.23 ve 1.22 mgHC/gkaya, S_2 değerleri ise 1.31-6.55 mgHC/gkaya arasında değişirken, Yananköy-1’e ait S_1 değerleri 0.77 ile 1.88 mgHC/gkaya, S_2 değerleri ise 6.6 ile 20.29 arasında mgHC/gkaya arasında değişmektedir.



Şekil 91. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği

Altıntop-I kuyusuna ait killi kireçtaşı örneğinin S_2/S_3 oranı 5.44 olarak ve Karadağ-1'e ait numunelerin S_2/S_3 oranı 4.68-8.09 olarak hesaplanmıştır. Yanaköy-1 kuyusuna ait S_2/S_3 oranları diğer kuyulardan daha yüksek olup 23.53-63.41 arasında değişmektedir.

Karababa Formasyonu Altıntop-I kuyusuna ait örneğin HI değeri 316 mgHC/gTOC; Karadağ-1 kuyusundan alınan killi kireçtaşı örneklerinin HI değerleri 321-323 mgHC/gTOC; Yanaköy-1 kuyusundan alınan örneklerin HI değerleri ise oldukça yüksek olup 423-531 mgHC/gTOC arasında değişmektedir. Karababa Formasyonuna ait üç kuyudan alınan örneklerin hepsinin genel olarak oksijen indeksi değerleri düşüktür. Formasyonun oksijen indeksi değerlerinin genel ortalaması 24.75 mgCO₂/g TOC olarak hesaplanmıştır. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin T_{max} (°C) değerleri paralellik göstermektedir. Altıntop-1 kuyusundan alınan numunenin T_{max} değeri 436 °C, Karadağ-1 kuyusundan alınan numunelerin hesaplanan ortalama T_{max} değeri 439.5 °C ve Yanaköy-1 kuyusunun ortalama T_{max} değeri ise 437.2 °C olarak hesaplanmıştır. Altıntop-1 kuyusundan alınan örneğin üretim indeksi 0.15, Karadağ-1 kuyusundan alınan killi kireçtaşı örneklerinin üretim indeksi 0.15-0.16 ve Yanaköy-1 kuyusundan alınan örneklerin üretim indeksi değerleri 0.08-0.16 arasında değişmektedir.

Tablo 19. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerine ait Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler

Örnek No	TOC (%)	S ₁ (mgHC/g kaya)	S ₂ (mgHC/g kaya)	S ₃ (mgHC/g kaya)	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgCO ₂ /g TOC)	ÜI (S ₁ /S ₁ +S ₂)	PÜ (S ₁ +S ₂)	S ₁ /TOC	S ₂ /S ₃	RC (%)	PC (%)	MINC (%)
ATP-6	1.65	0.91	5.22	0.96	436	316	58	0.15	6.13	0.55	5.44	1.1	0.55	6.17
KRD-1	0.42	0.23	1.31	0.28	437	321	67	0.15	1.54	0.55	4.68	0.27	0.15	8.65
KRD-2	2.03	1.22	6.55	0.81	442	323	40	0.16	7.77	0.60	8.09	1.35	0.68	8.34
Ortalama	1.23	0.73	3.93	0.55	439.5	322	53.5	0.16	4.655	0.57	6.38	0.81	0.42	8.50
Yk-1/2270	1.52	0.77	6.6	0.28	436	434	18	0.1	7.37	0.51	23.57	0.88	0.64	7.51
Yk-1/2274	2.07	0.9	9.28	0.37	437	448	18	0.09	10.18	0.44	25.08	1.19	0.88	8.44
Yk-1/2280	1.76	0.8	7.53	0.32	437	428	18	0.1	8.33	0.46	23.53	1.04	0.72	9.56
Yk-1/2286	1.91	0.8	8.08	0.33	437	423	17	0.09	8.88	0.42	24.48	1.14	0.77	9.44
Yk-1/2294	2.26	0.89	9.7	0.28	438	429	12	0.08	10.59	0.39	34.64	1.36	0.9	9.39
Yk-1/2302	2.28	1.88	9.89	0.38	437	434	17	0.16	11.77	0.83	26.03	1.27	1.01	9.89
Yk-1/2308	2.75	1.87	12.67	0.37	437	461	13	0.13	14.54	0.68	34.24	1.51	1.24	10.08
Yk-1/2314	3.82	1.66	20.29	0.32	439	531	8	0.08	21.95	0.44	63.41	1.97	1.85	9.88
Yk-1/2322	2.39	1.01	11.73	0.27	437	491	11	0.08	12.74	0.43	43.44	1.31	1.08	10.37
Ortalama	2.31	1.18	10.64	0.32	437.2	453.22	14.67	0.10	11.82	0.51	33.16	1.30	1.01	9.40
Genel Ort.	2.07	1.08	9.07	0.41	437.5	420	24.75	0.11	10.14	0.52	26.91	1.11	1.63	8.97

3.4.2. Özüt (Bitüm) Analizleri

Piroliz analizi yapılmış örnekler içerisinde Karababa Formasyonu Karadağ-1 kuyusuna ait bir adet, Yananköy-1 kuyusuna ait dört adet killi kireçtaşı örneği üzerinde GC, GC-MS ve karbon izotop analizleri yapılmış ve sonuçlar değerlendirilmiştir.

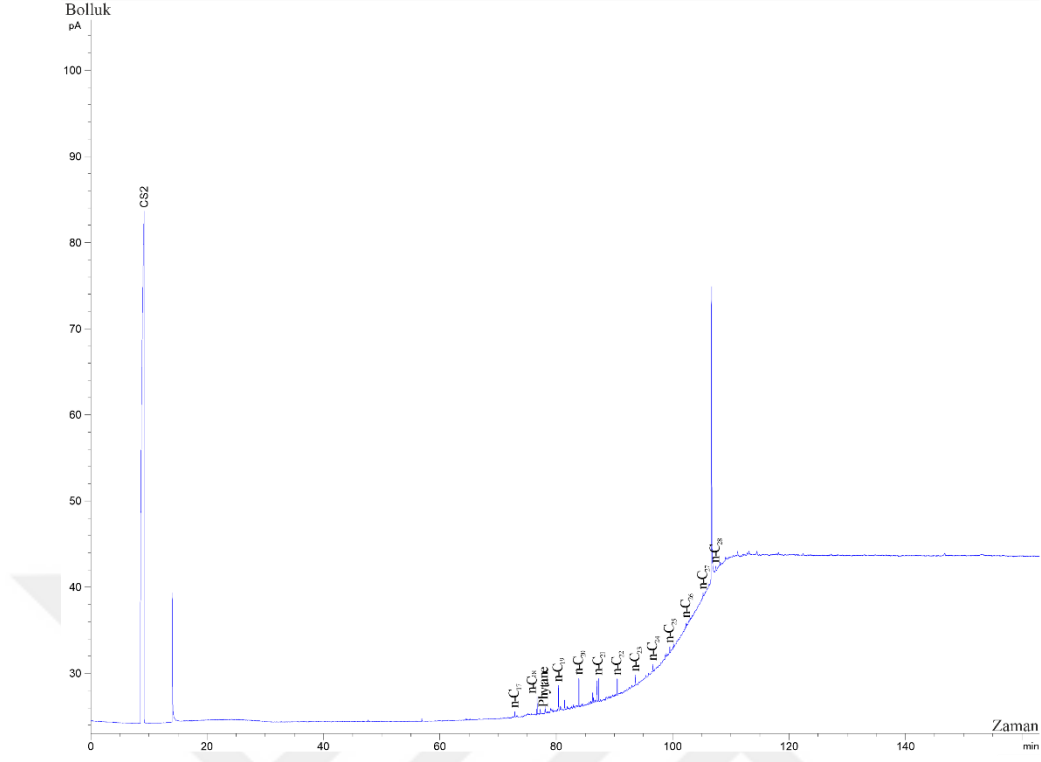
3.4.2.1. Gaz Kromatografi (GC) Analizleri

Karadağ-1 kuyusundan seçilen Krd-2 ve Yananköy-1 kuyusunda seçilen Yk-1/2274, Yk-1/2294 Yk-1/2314 Yk-1/2308 numuneler üzerinde GC analizi yapılmıştır. İncelenen örneklerin gaz kromatogramından elde edilen doymuş hidrokarbon fraksiyonlarının dağılımı (Şekil 92, 93, 94, 95 ve 96) ve bu kromatogram üzerinden hesaplanan tüm veriler (Pr/Ph, Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, CPI ve TAR) Tablo 20’de verilmiştir.

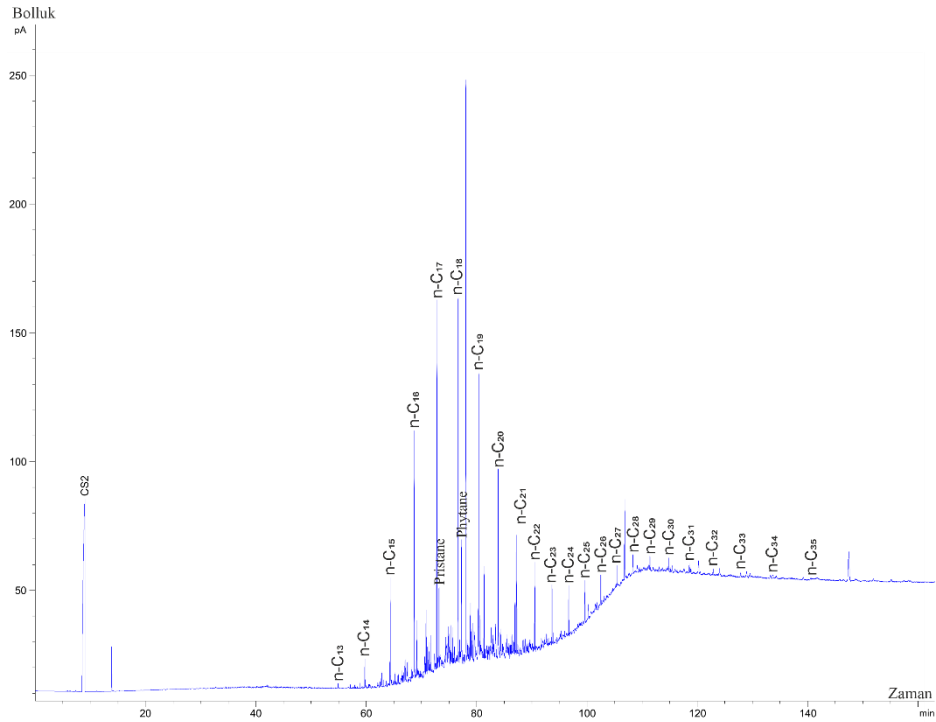
Tablo 20. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin gaz kromatogramlarından hesaplanan parametreler

Örnek No	Pr/Ph	Ph/Pr	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	CPI (24-34)	TAR
Krd-2	0	-	0	0.25	0.78	0.07
Yk-1/2274	0.7	1.43	0.22	0.32	1.1	0.06
Yk-1/2294	0.84	1.19	0.22	0.36	0.99	0.14
Yk-1/2314	0.79	1.27	0.23	0.38	0.99	0.11
Yk-1/2308	0.44	2.25	0.25	0.42	1.01	0.2

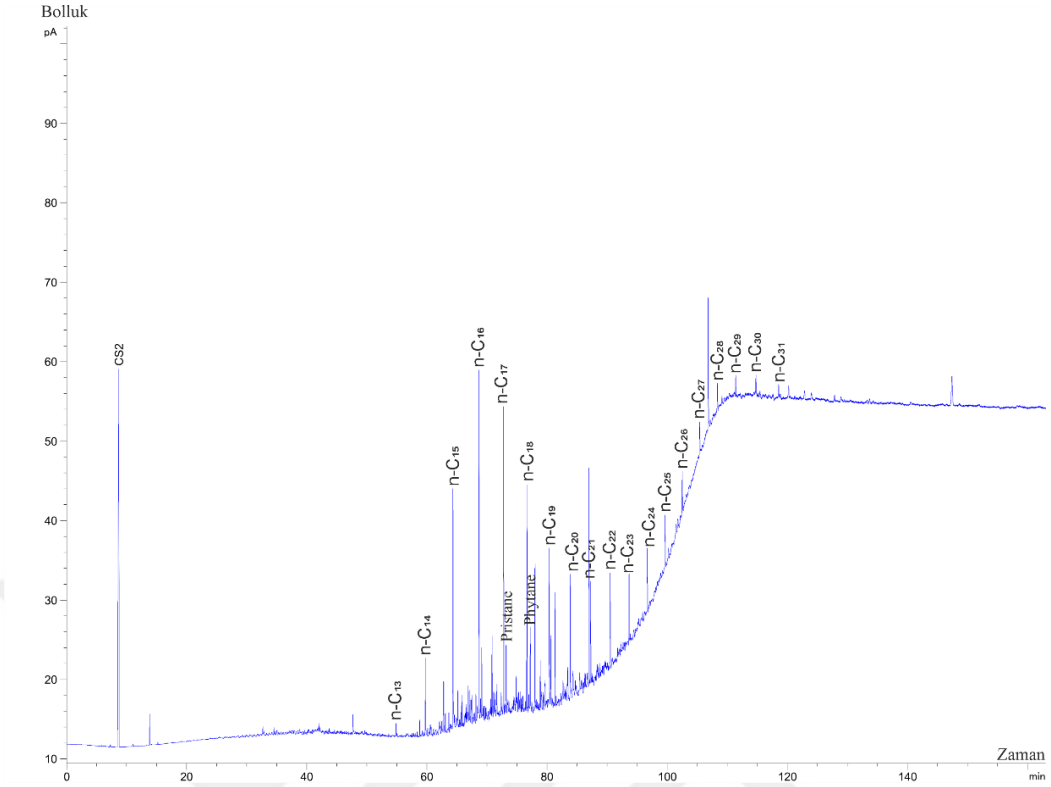
Karababa Formasyonuna ait Karadağ-1 kuyusundan alınan Krd-2 numunesinin gaz kromatogramında *n*-alkanlar genellikle C₁₇-C₂₈ aralığında kaydedilmiştir (Şekil 97). Yananköy-1 kuyusundan alınan numunelere ait *n*-alkanlar ise C₁₁-C₃₅ aralığında kaydedilmiştir (Şekil 92, 93, 94, 95 ve 96). Genel olarak Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin gaz kromatogramlarında düşük numaralı *n*-alkanların baskın olduğu sola çarpık unimodal bir dağılım görülmektedir (Şekil 97).



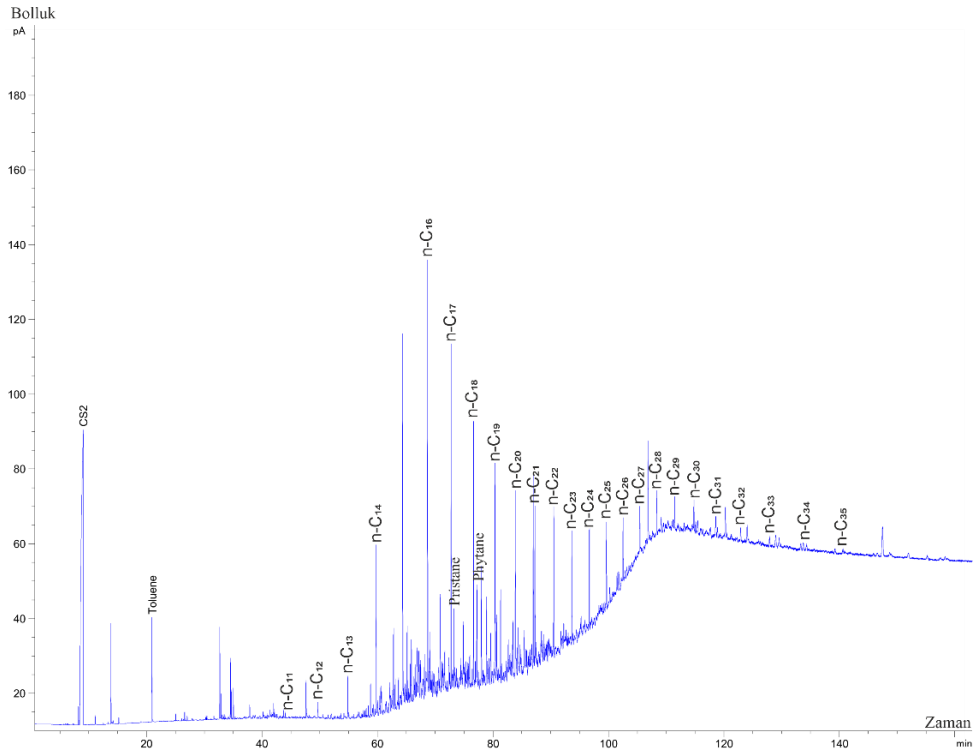
Şekil 92. Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı



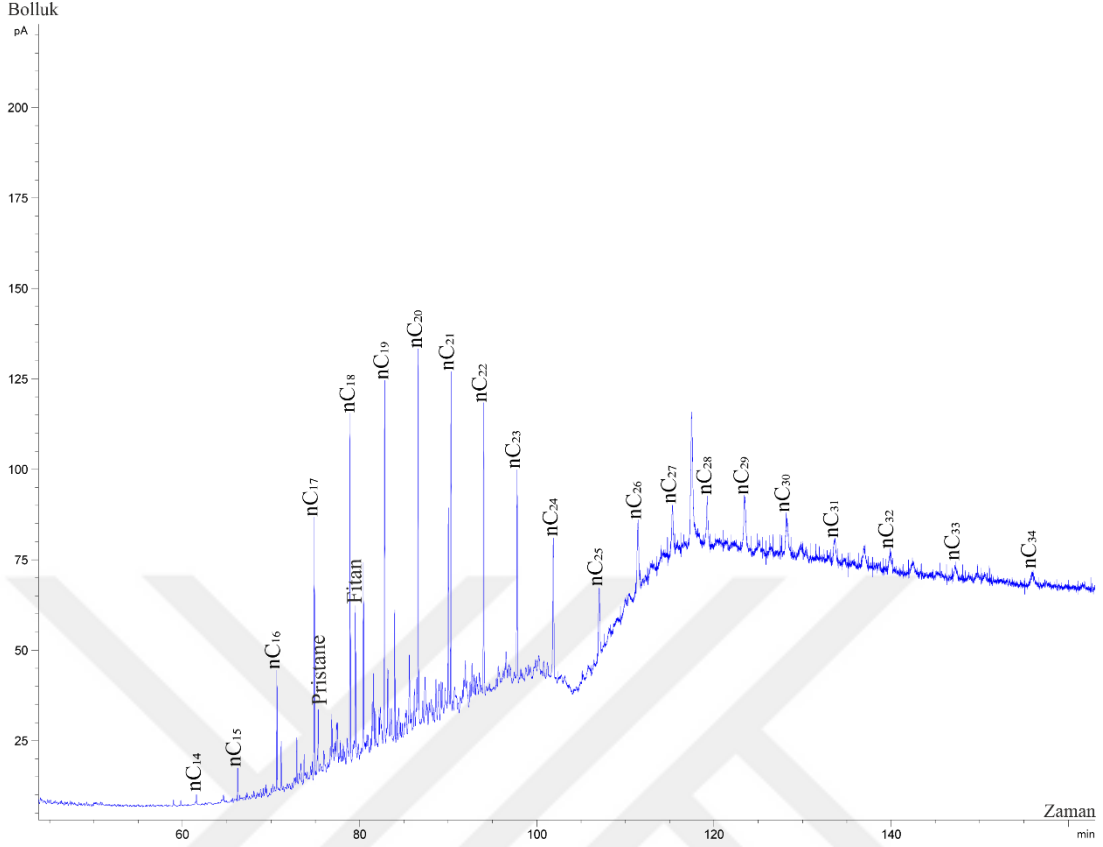
Şekil 93. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı



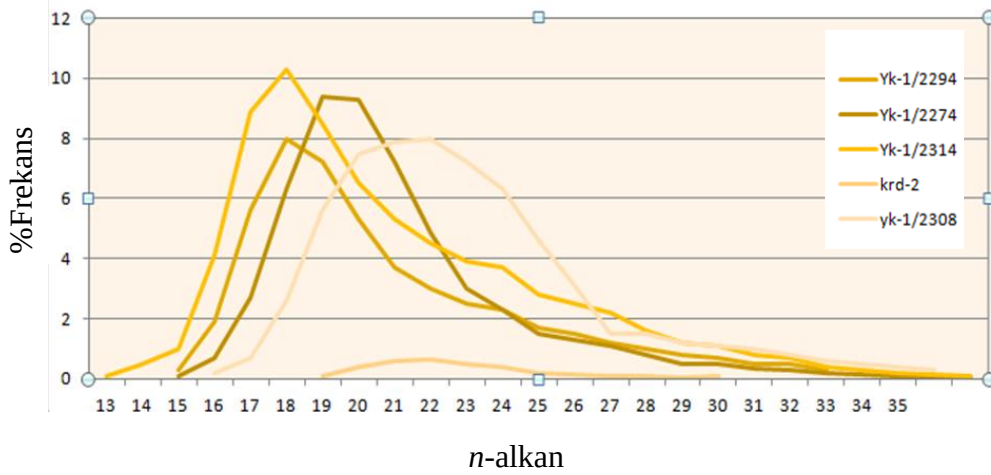
Şekil 94. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı



Şekil 95. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı



Şekil 96. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu killi kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı



Şekil 97. Karababa Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramlarından tespit edilen *n*-alkanların yüzde dağılım grafiği

Karababa Formasyonu Yananköy-1 kuyusuna ait örneklerin gaz kromatogramlarında fitan, pristana göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Pr/Ph oranları ise 0.58-0.84 aralığında kaydedilmiştir. Yananköy-1 kuyusuna ait numunelerin izoprenoid/*n*-alkan

oranları da oldukça düşük kaydedilmiştir. Pr/nC_{17} oranları 0.22-0.32 arasında değişiklik gösterirken Ph/nC_{18} oranları ise 0.33-0.42 arasında değişiklik göstermektedir. Karadağ-2 kuyusunda ise Pristan kromatogramlarda kaydedilmemiştir ve fitanın değeri ise 0.1 olarak ölçülmüştür. Bu durumda Pr/Ph , Pr/nC_{17} oranları hesaplanamamıştır. Ph/nC_{18} değeri ise 0.25 olarak hesaplanmıştır.

CPI değeri Karababa Formasyonu Karadağ-1 kuyusu için örneği için 0.78, Yananköy-1 kuyusu için 0.99-1.1 aralığında hesaplanmıştır (Tablo 20). Yananköy-1 kuyusuna ait örneklerin TAR değeri oldukça düşük hesaplanmış olup 0.06-0.11 aralığında değişmektedir. Karadağ-2 kuyusunda da aynı durum söz konusudur ve TAR değeri 0.07 olarak kaydedilmiştir.

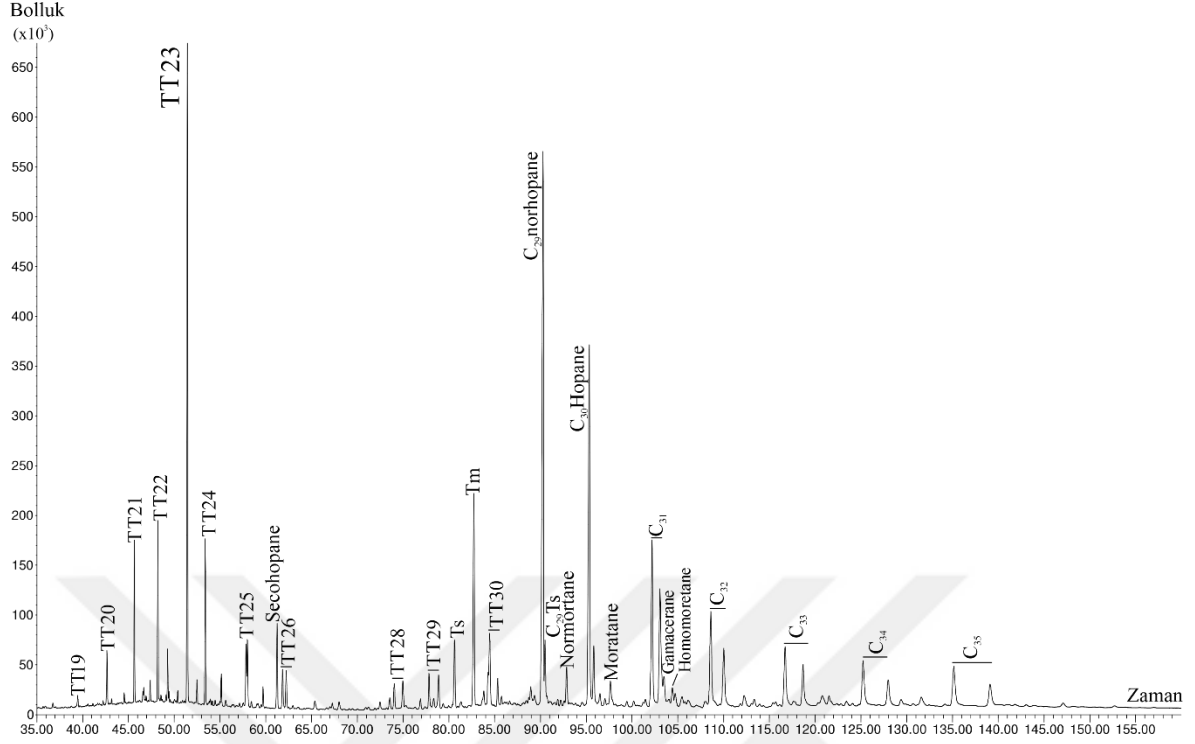
3.4.2.2. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

Karababa Formasyonu Karadağ-1 ve Yananköy-1 kuyusundan alınan killi kireçtaşı örneklerine ait pikler üzerinden hesaplanan çeşitli parametreler Tablo 21’de, terpan ve steran kromatogramları ise Şekil 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105 ve 106 da verilmiştir.

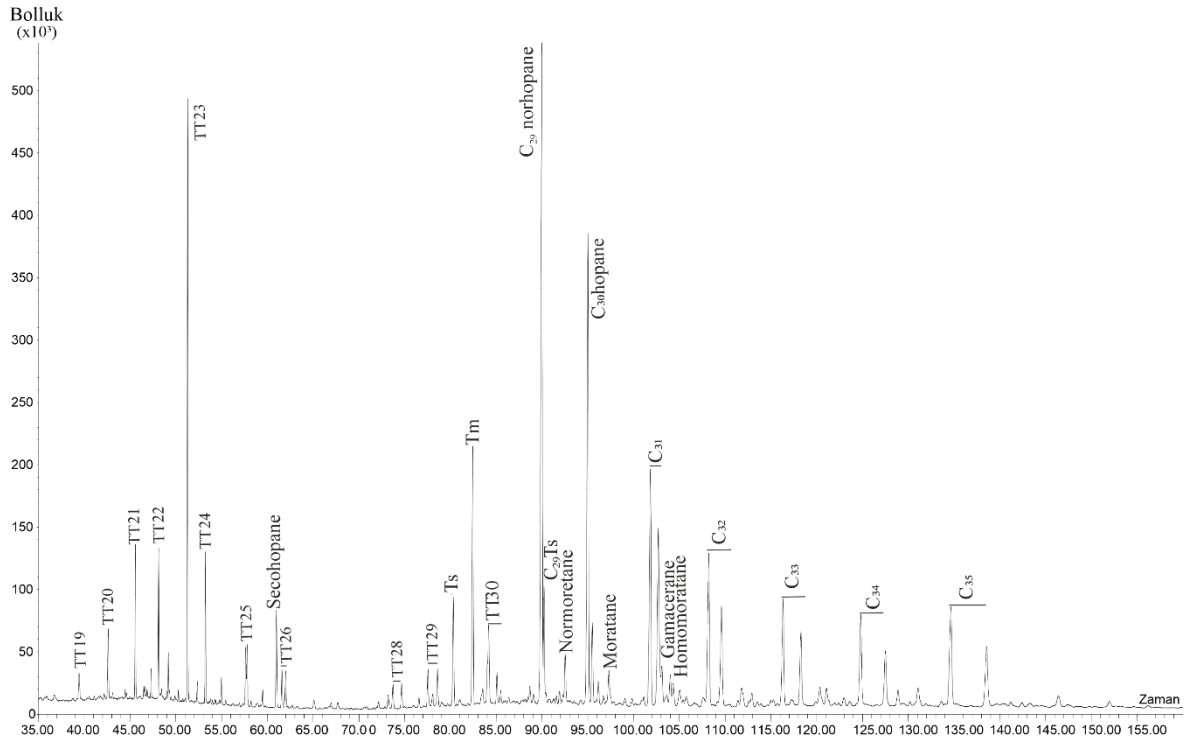
Karababa Formasyonu Yananköy-1 ve Karadağ-1 kuyusuna ait örneklerin m/z 217 kütle kromatogramlarında C_{27} - C_{28} - C_{29} steran dağılımları birbirleriyle paralellik gösterip C_{27} ’nin baskın steran olduğu görülmektedir. C_{27} - C_{28} - C_{29} steran bollukları Yananköy-1 kuyusunda sırasıyla %37-%32-%31; %41-%27-%31; %37-%32-%31; %42-%30-%28 ve %49-%18-%33; oranında hesaplanmış ve bu sonuçlara göre $C_{27}>C_{29}>C_{28}$ olduğu görülmüştür. Yananköy-1 kuyusuna ait örneklerin diasteran/steran oranı 0.09-0.13 arasında oldukça düşük bollukta kaydedilmiştir. Karadağ-1 kuyusundaki (KRD-2 nolu) örneğin diasteran/steran oranı ise Yananköy-1 kuyusuna göre daha yüksektir ve 0.47 olarak hesaplanmıştır. C_{28}/C_{29} düzenli steranların oranının jeolojik yaş ile değiştiğini ve geçmişten günümüze doğru bu değerin arttığı bilinmektedir (Grantham ve Wakefield, 1988). Karababa Formasyonuna ait C_{28}/C_{29} steran oranı 0.65-1.06 aralığında hesaplanmıştır. Formasyona ait her iki kuyudan alınan örneklerin hepsinde T_m , T_s ’ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. $T_s/(T_s+T_m)$ oranları oldukça düşük olup 0.20-0.39 arasında değişmektedir. Karababa Formasyonu Yananköy-1 kuyusu örneklerine ait $22S/(22S+22R)$ oranları 0.61-0.69 arasında değişmekte olup Karadağ-1 kuyusuna ait örneğin değeri ise 0.58 olarak hesaplanmıştır. Karababa Formasyonuna ait her iki kuyudan alınan örneklerde moretan düşük değerlerde kaydedilmiştir.

Tablo 21. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri

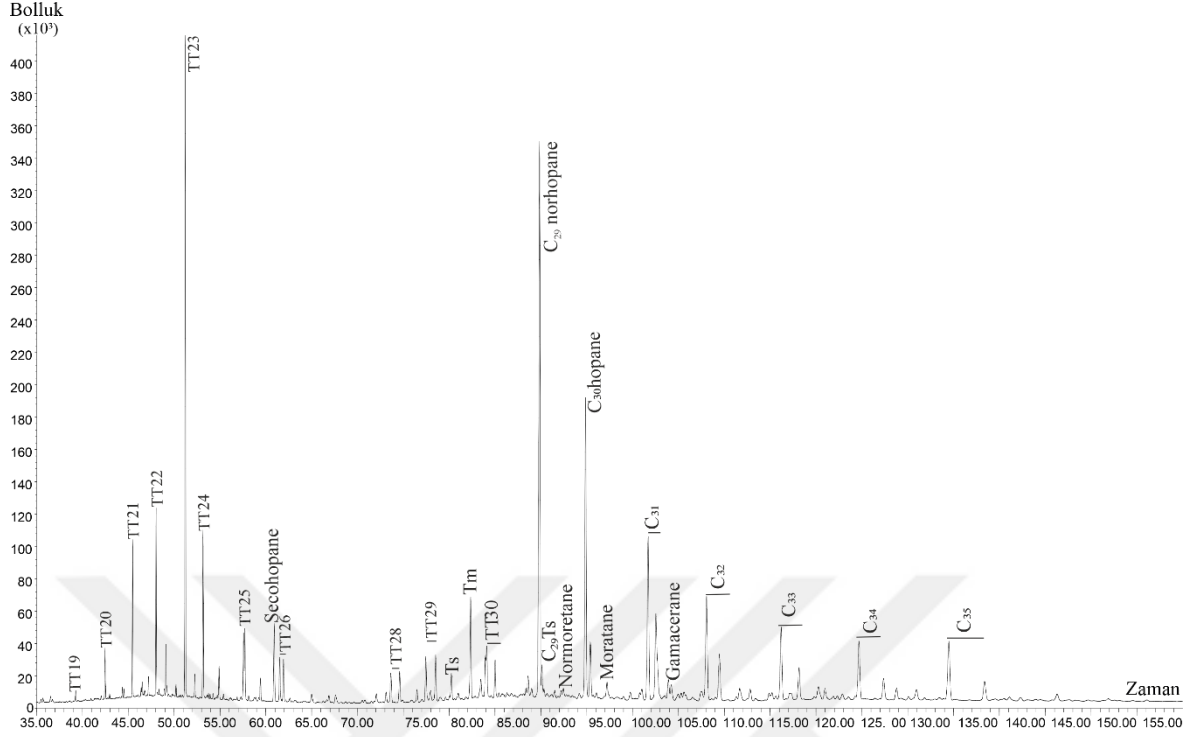
Terpan	Karababa Formasyonu					Steroid	Karababa Formasyonu				
	YK1/2274	YK1/2294	YK1/2314	YK1/2308	Krd-2		YK1/2274	YK1/2294	YK1/2314	YK1/2308	Krd-2
C_{22}/C_{21} Tricyclic T.	0.97	1.08	1.17	1.12	0,54	C_{27}, C_{28}, C_{29} MA (%)	30, 52, 18	32, 50, 18	32, 49, 190	32, 49, 19	34,35,32
C_{24}/C_{23} Tricyclic T.	0.25	0.24	0.09	0.25	0.38	MA(I)/MA(I+II)	0.21	0.20	0.33	0.21	0.17
$(C_{19}+C_{20})/C_{23}$ tt.	0.16	0.14	0.10	0.10	0.28	TA(I)/TA(I+II)	0.27	0.33	0.34	0.29	0.57
Ts/(Ts+Tm)	0.30	0.26	0.20	0.24	0.39	TA[C ₂₀ /(C ₂₀ +C ₂₈)]	0.70	0.75	0.75	0.66	0.92
Moretan/hopan	0.07	0.07	0.05	0.06	0.10	C_{28} TA/(C ₂₉ M+C ₂₈ T)	0.47	0.46	0.52	0.51	0.52
C_{31} R HH./C ₃₀ H.	0.37	0.27	0.28	0.29	0.19	$C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA	0.26	0.26	0.28	0.28	0.48
C_{23} tt/(C ₂₃ tt+C ₃₀ H)	0.56	0.54	0.69	0.65	0.57	Phenanthren					
C_{26}/C_{25} Tricyclic T.	1.23	1.14	1.34	1.29	1,27	MPI-1	0.90	0,78	0.76	0.79	0.59
C_{29}/C_{30} hopan	1.41	1.54	1.83	1.5	1,01	MPI-2	1.07	0,89	0.89	0.88	0.80
C_{29} Ts/(C ₂₉ H+C ₂₉ Ts)	0.13	0.10	0.04	0.09	0.14	MPI-3 (β/α MP)	0.89	0,90	0.91	0.95	0.52
C_{30}^*/C_{29} Ts	-	-	-	-	0.27	MPR	1.39	1,38	1.42	1.28	1.0
$C_{30}^*/(C_{30}H+C_{30}^*)$	-	-	-	-	0.04	MPR1	0.78	0,51	0.46	0.52	1.07
Gam./C ₃₀ hopan	0.04	0.06	-	0.03	0.03	MPR9	1.23	0,86	0.76	0.73	1.93
C_{35}/C_{34} HH	1.10	1.11	1.00	0.85	0,80	MPR2	1.07	0,71	0.66	0.66	1.07
C_{24}/C_{26}	1,33	1,41	0,92	1,01	1,74	MPR3	0.72	0,53	0.46	0.52	0.50
22S/(22S+22R)(C ₃₂)	0.61	0.61	0.69	0.63	0.58	1-MP/9-MP	0.63	0,59	0.61	0.71	0,56
Steran/hopan	0.35	0.34	0.37	0.40	0.47						
Steran						Dibenzotiyofen					
C_{27}, C_{28}, C_{29} str. (%)	37, 32, 31	41,27,31	37, 32, 31	42,30,28	49,18,33	MDR	1.21	0.94	1.20	1.29	1.79
n-, iso-, diastr.(%)	37, 56, 7	35, 57, 8	27, 65, 8	37, 56, 7	45,39,16	MDR'	0.55	0.48	0.54	0.56	0.64
diasteran/steran	0.10	0.09	0.13	0.10	0.47	DBT/P	0.63	0.78	0.79	0.78	2,82
20S/(20S+20R) C ₂₉	0.51	0.46	0.66	0.51	0.46						
$\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta)$	0.58	0.50	0.67	0.59	0.51						
C_{28}/C_{29}	1.05	0.86	1.02	1.06	0.65						



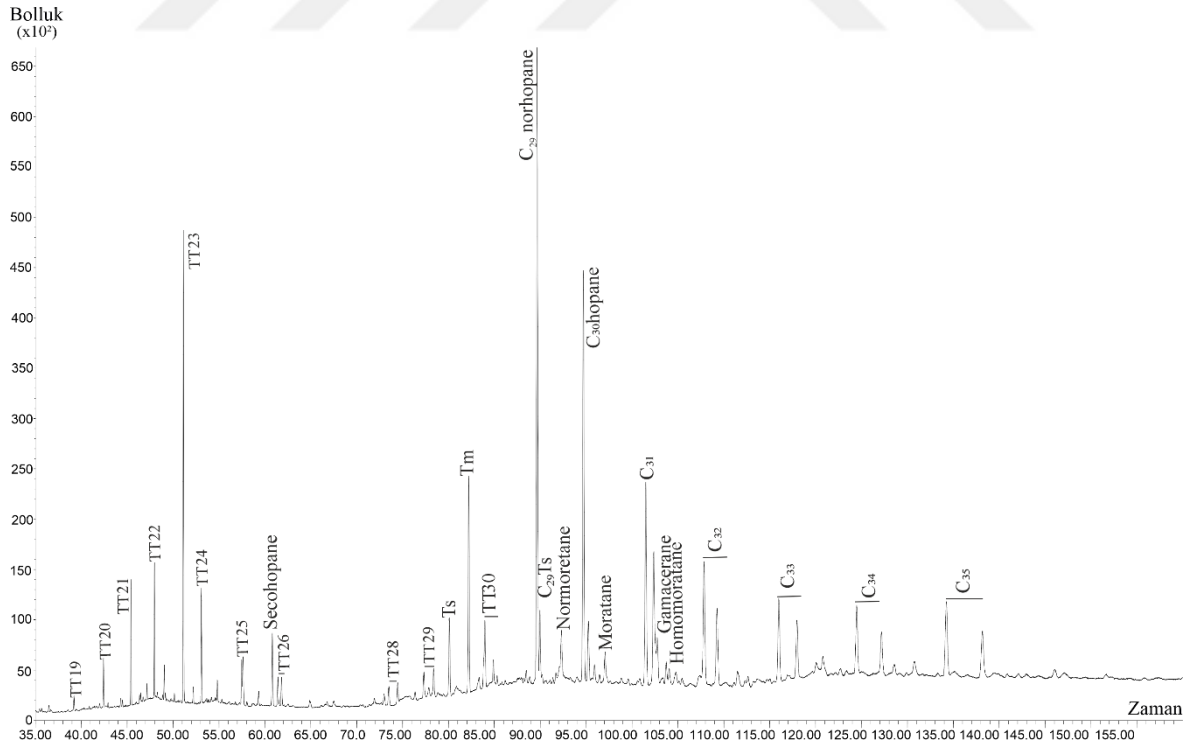
Şekil 98. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



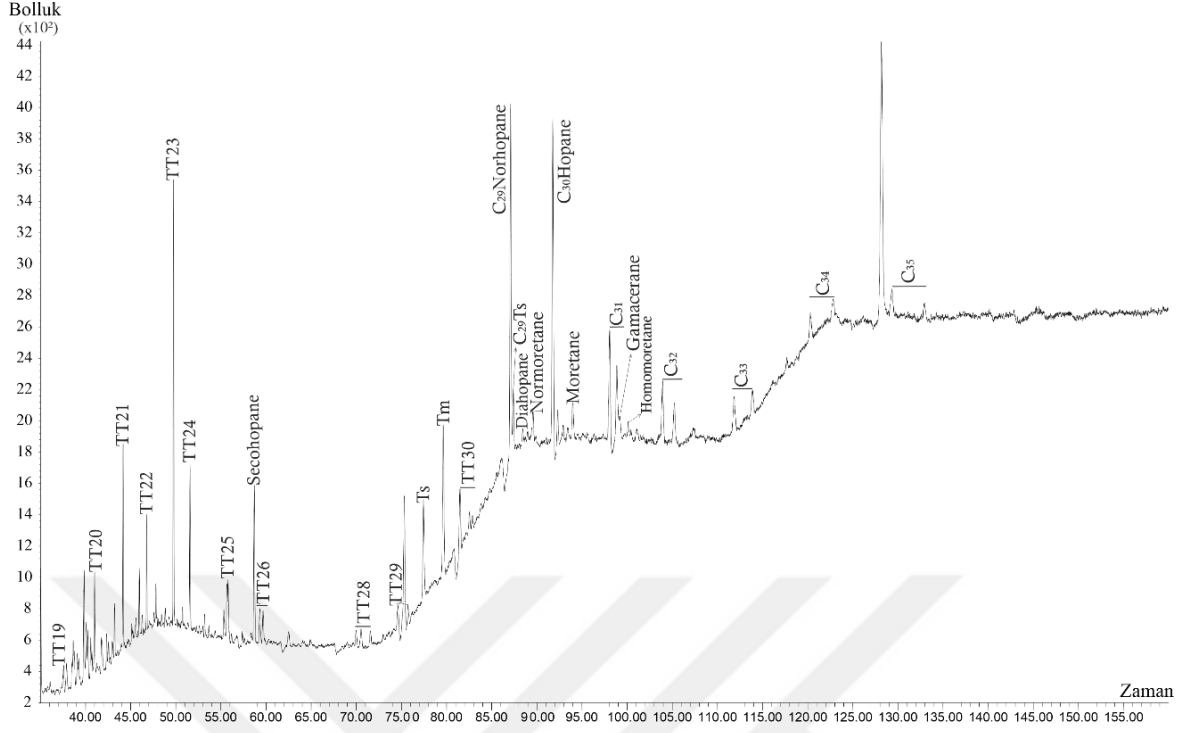
Şekil 99. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



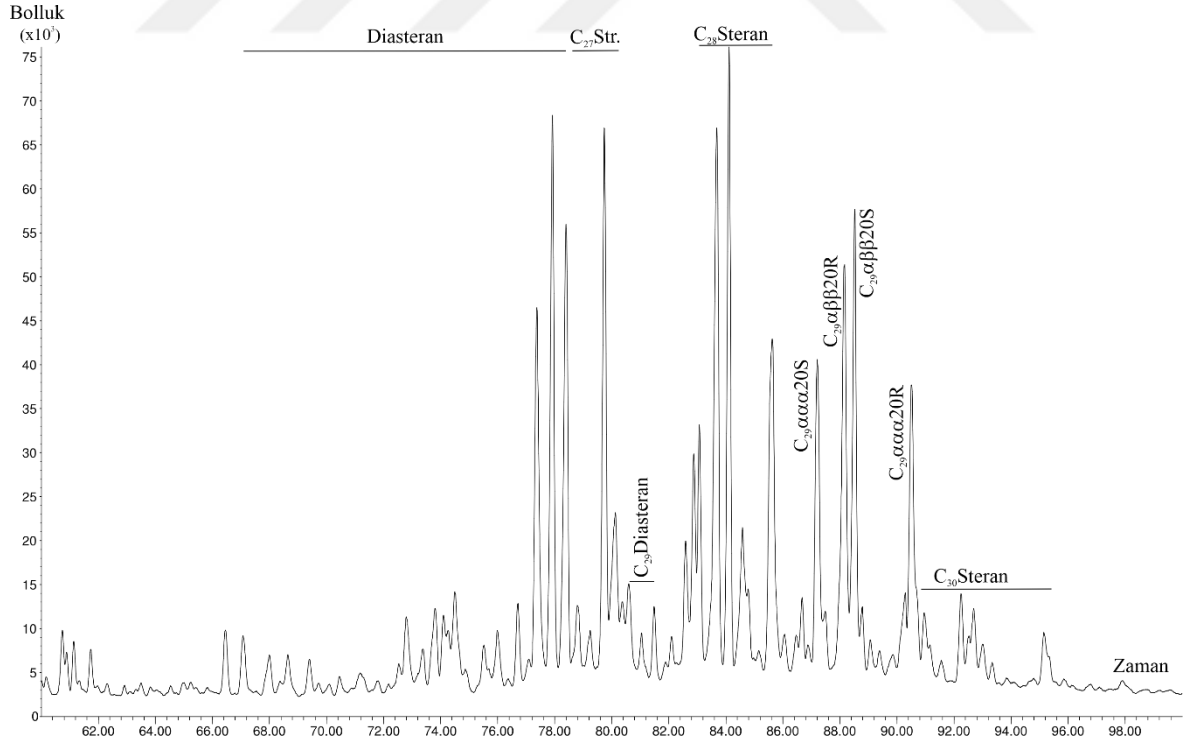
Şekil 100. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



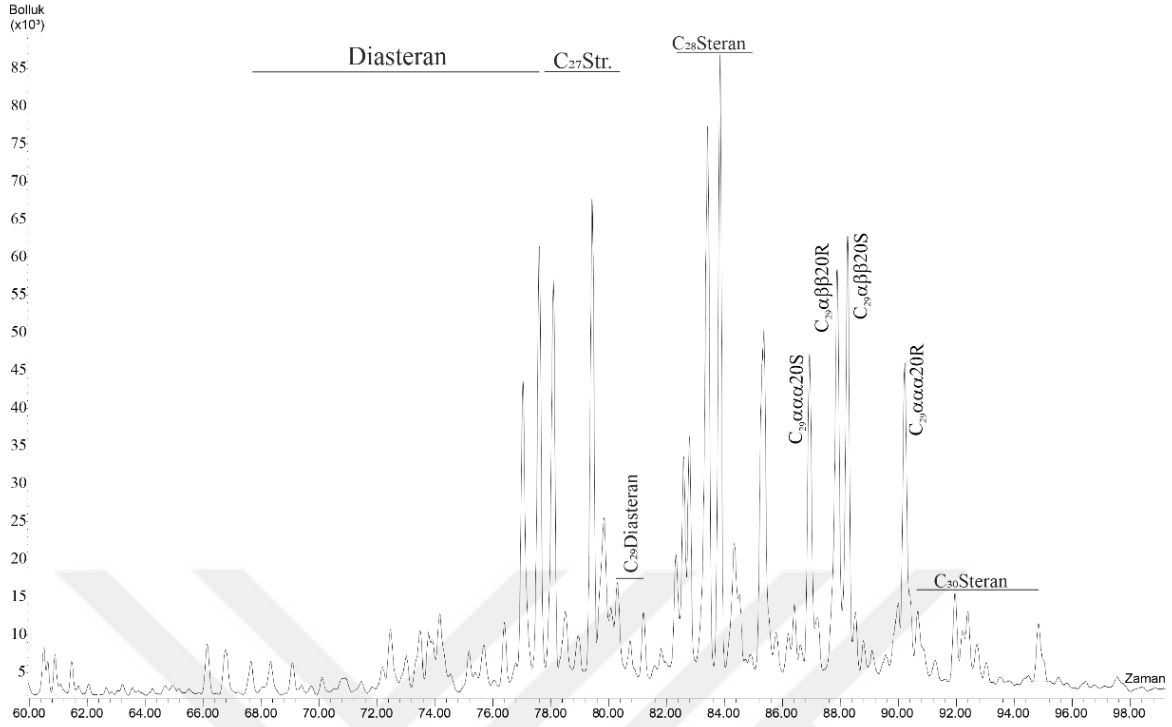
Şekil 101. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



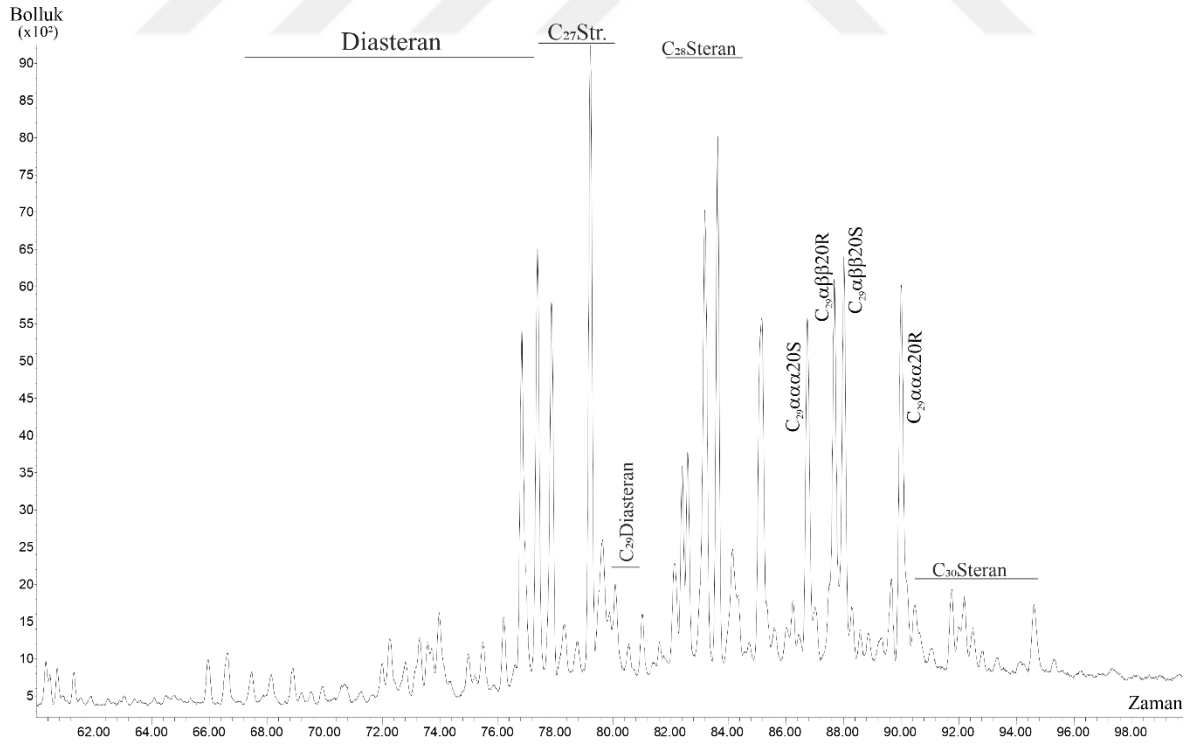
Şekil 102. Karababa Formasyonu KRD-2 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



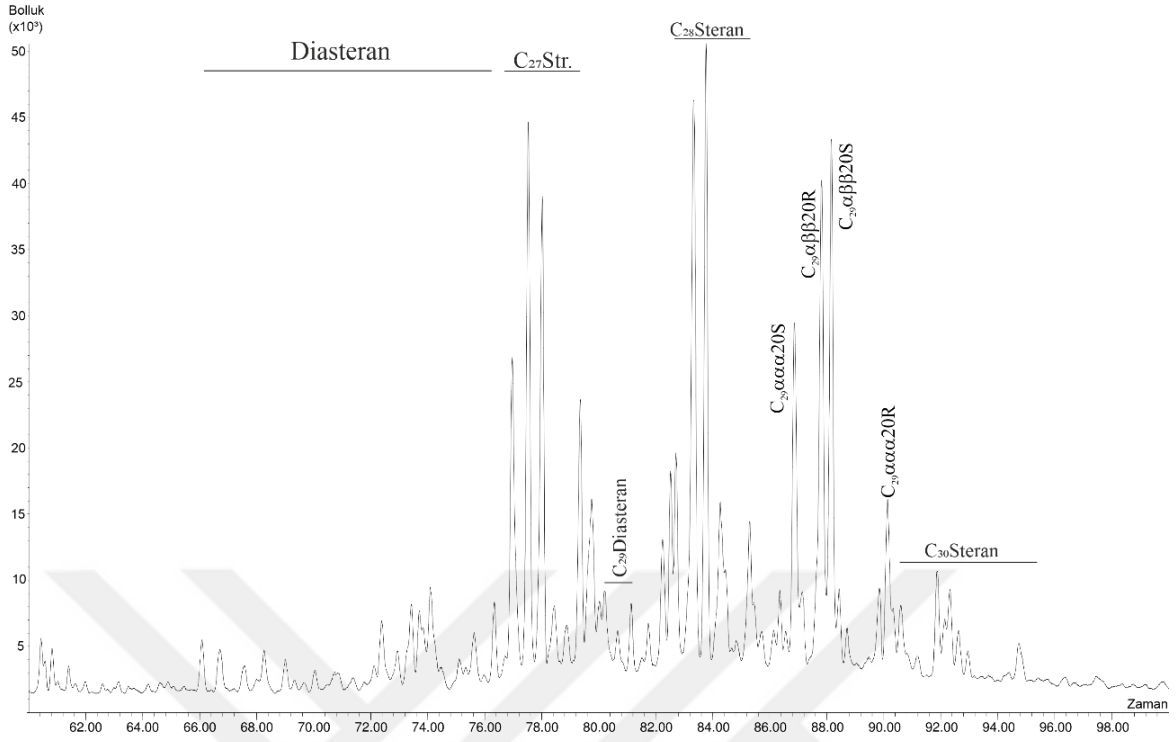
Şekil 103. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



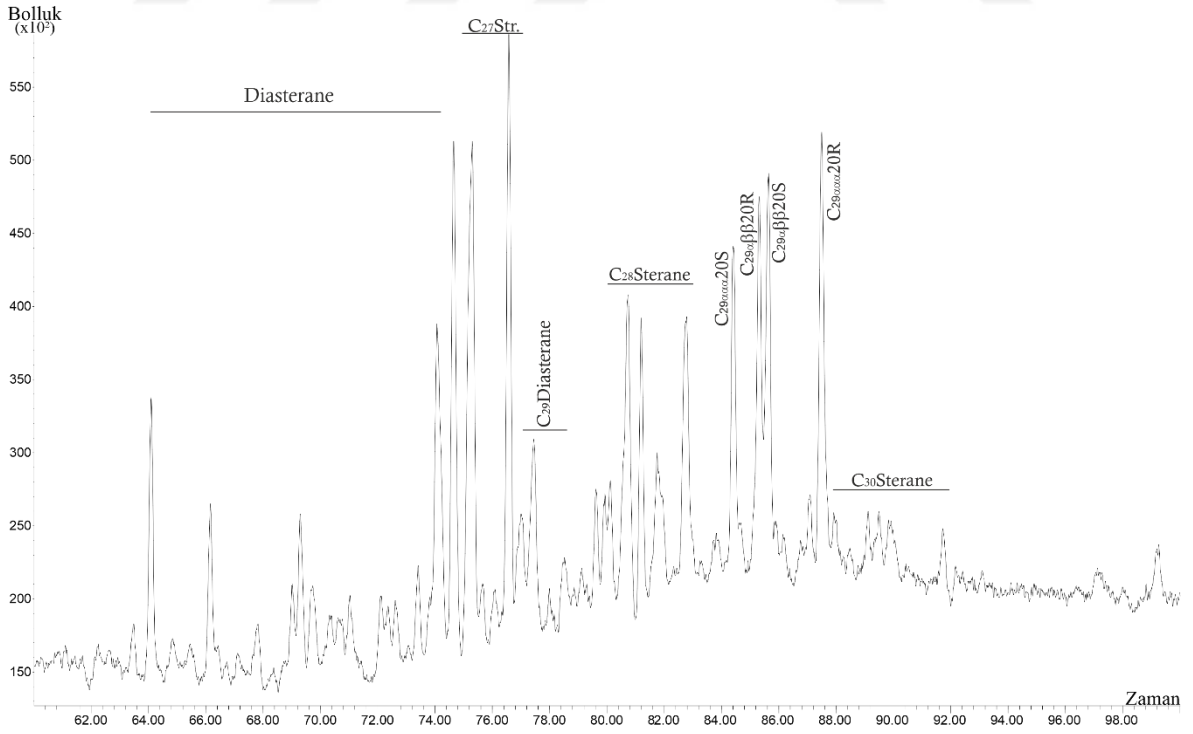
Şekil 104. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



Şekil 105. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı

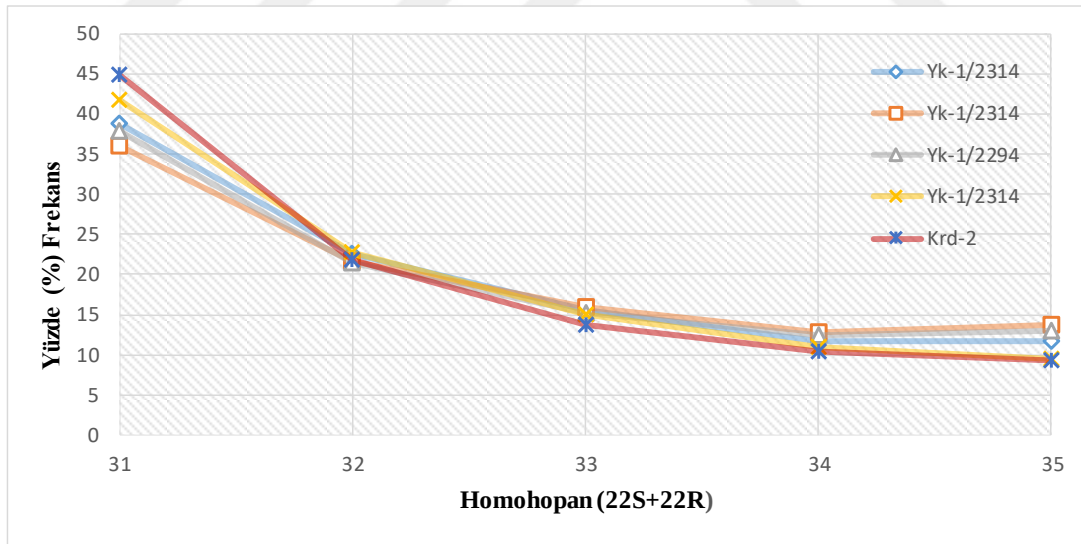


Şekil 106. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



Şekil 107. Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu killi kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı

Karababa Formasyonu Yananköy-1 kuyusuna ait örneklerin moretan/hopan oranı 0.05-0.07 arasında değişmekte olup Karadağ-1 kuyusundan alınan örneğin moretan/hopan oranı ise 0.10 olarak hesaplanmıştır. Yananköy-1 kuyusuna ait örneklerin 20S/(20S+20R) 0.46-0.66 arasında değişmekte olup Karadağ-1 kuyusuna ait örneğin 20S/(20S+20R) değeri ise 0.46 olarak hesaplanmıştır. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranı Karababa Formasyonu Yananköy-1 kuyusu için 0.50-0.67 aralığında değişmekte olup Karadağ-1 kuyusu için bu değer 0.51 olarak hesaplanmıştır. m/z 191 kütle kromatogramlarında, trisiklik terpanlar hopanlara göre daha yüksek bollukta kaydedilmiştir. Yananköy-1 kuyusunda yüksek $C_{22}/C_{21}TT$ (0.97-1.17) ve düşük $C_{24}/C_{23}TT$ (0.09-0.25) oranları kaydedilmiştir. Karadağ-2 kuyusunda ise yine yüksek $C_{22}/C_{21}TT$ (0.54) oranı ve düşük $C_{24}/C_{23}TT$ (0.38) oranları kaydedilmiştir. Yananköy-1 kuyusundan alınan örneklerin $C_{26}/C_{25} TT$ oranı 1.14-1.34 arasında değişirken, Karadağ-1 kuyusundan alınan örneğin $C_{26}/C_{25} TT$ oranı 1.27 olarak hesaplanmıştır. C_{30} hopan yüksek bollukta kaydedilmiştir. Formasyonun, homohopan dağılımlarına bakıldığında ($C_{31}-C_{36}$), C_{31} homohopan konsantrasyonunun diğerlerinden daha fazla ve C_{35} 'in C_{34} 'ten daha yüksek bollukta kaydedildiği görülmektedir (Şekil 108).

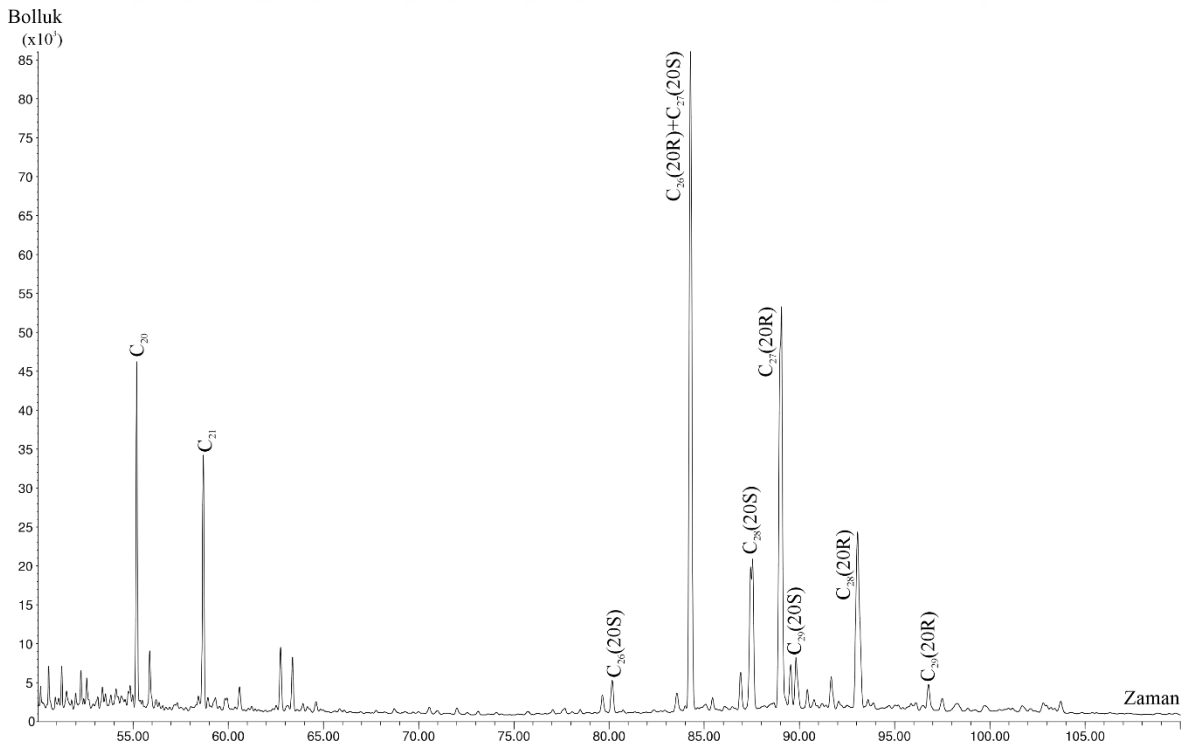


Şekil 108. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin homohopan dağılımları (% $C_{31}-C_{35}$)

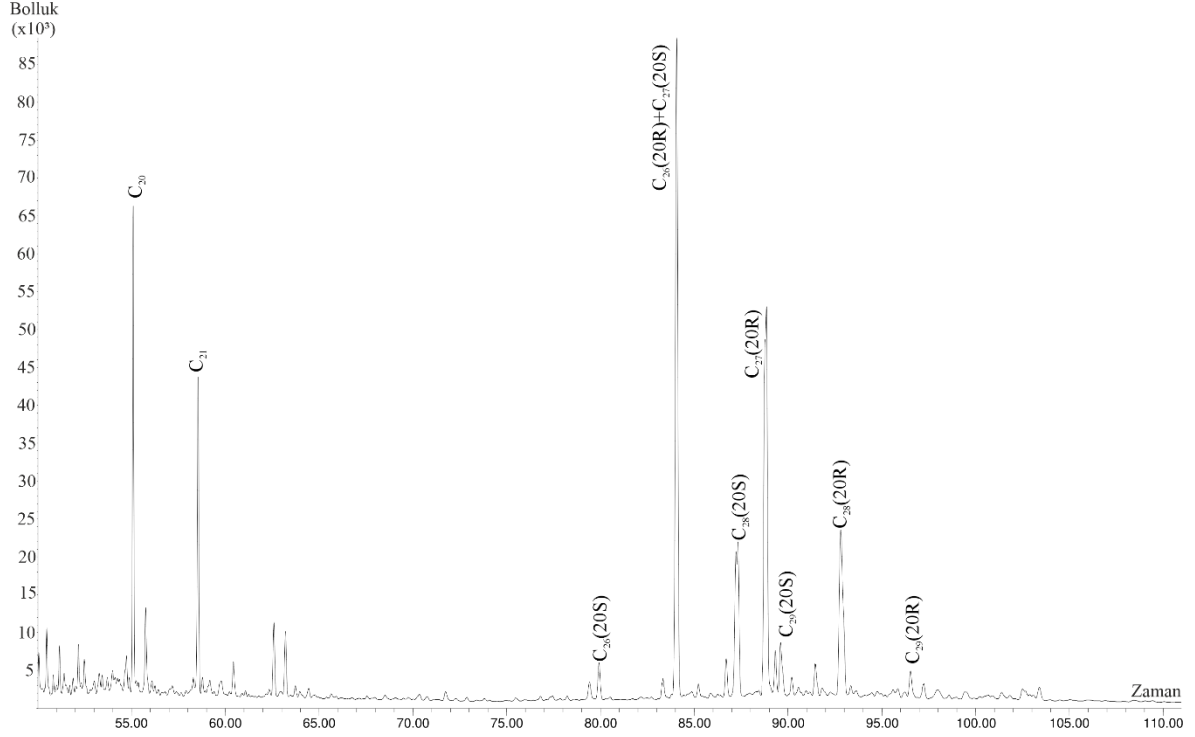
Karababa Formasyonuna ait tüm örneklerde C_{29} hopanın (norhopan) oldukça yüksek bollukta kaydedildiği görülmektedir. Karababa Formasyonu için $C_{29}NH/C_{30} H$ oranı da oldukça yüksek olup 1.0-1.83 (>0.6) arasında hesaplanmıştır. C_{35} homohopanların değeri de

tüm örneklerde yüksek olup C_{35}/C_{34} homohopan oranı formasyon için 0.80-1.11 (>0.8) arasında hesaplanmıştır. C_{31} 22R/ C_{30} hopan oranı da KRD-2 örneği dışında hepsinde yüksek oranlarda kaydedilmiş olup bu oran 0.27-0.37 arasında hesaplanmıştır.

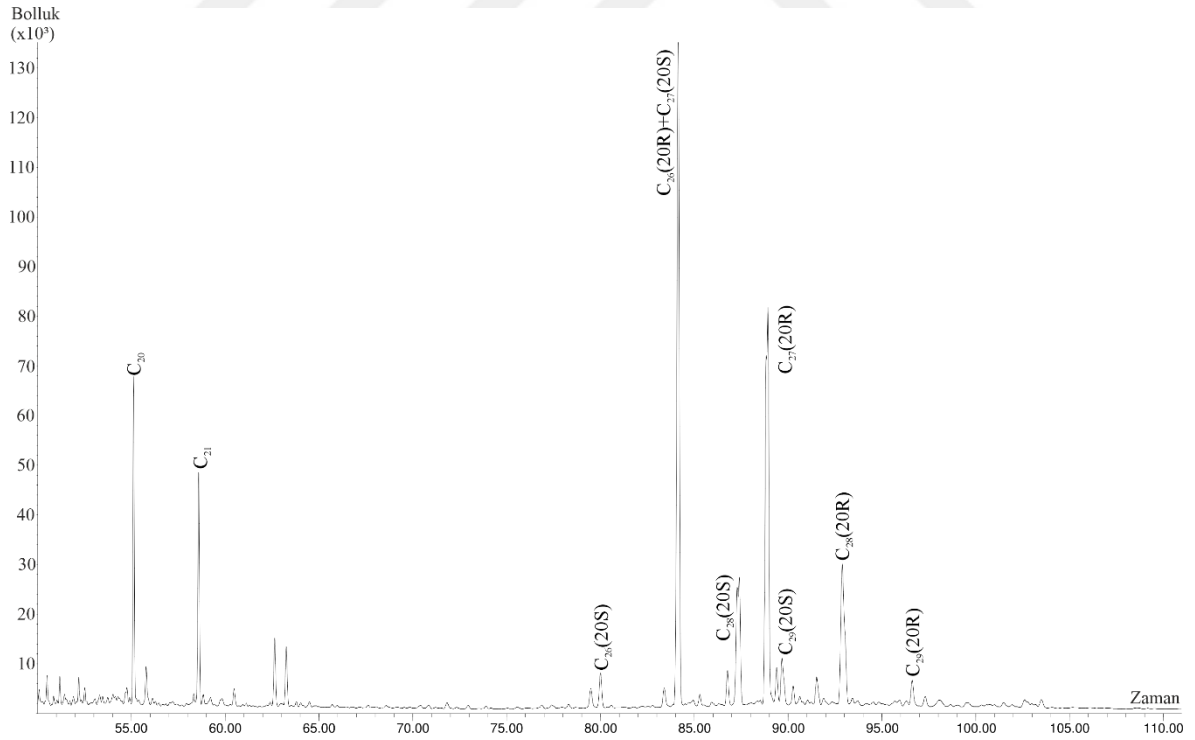
Oleanan Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinde kaydedilmemiştir. Gamaseran indeksi Yk-1/2314 nolu örnekte kaydedilmemiş olup diğer numunelerde de değeri düşük olup 0.03-0.06 arasında hesaplanmıştır. Karababa Formasyonuna ait örneklerin m/z 231 ve m/z 253 kromatogramları Şekil 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116 ve 117’de verilmiştir. m/z 253 kütle kromatogramlarında baskın MA steroidi her iki kuyuda da C_{28} MA steroidtir. MA steroid bollukları sırasıyla $C_{28}>C_{27}>C_{29}$ şeklindedir. Karababa Formasyonuna ait örneklerin $C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranları Yananköy-1 kuyusundan alınan örneklerde genellikle oldukça düşük olup 0.25-0.28 aralığında, Karadağ-1 kuyusundan alınan örneğin $C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranı ise 0.48 olarak hesaplanmıştır. Karababa Formasyonu Yananköy-1 kuyusu için MA(I)/MA(I+II) steroid oranı 0.20-0.33 TA(I)/TA(I+II) steroid oranı 0.27-0.33, bu değer Karadağ-1 kuyusu için de sırasıyla 0.57 olarak hesaplanmıştır. Formasyona ait C_{28} -TA/ $(C_{29}$ -MA+ C_{28} -TA) oranı ise 0.46-0.52 ve $TA[C_{20}/(C_{20}+C_{28}20R)]$ 0.66-0.92 arasında hesaplanmıştır (Tablo 21).



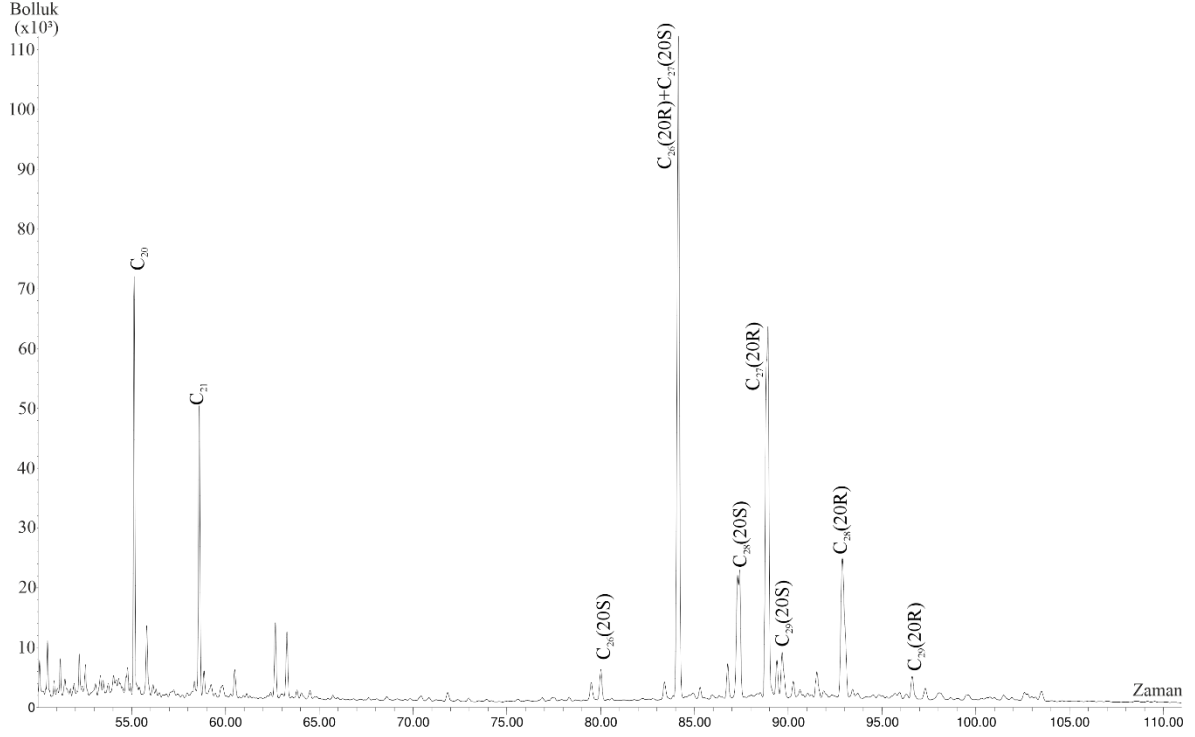
Şekil 109. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



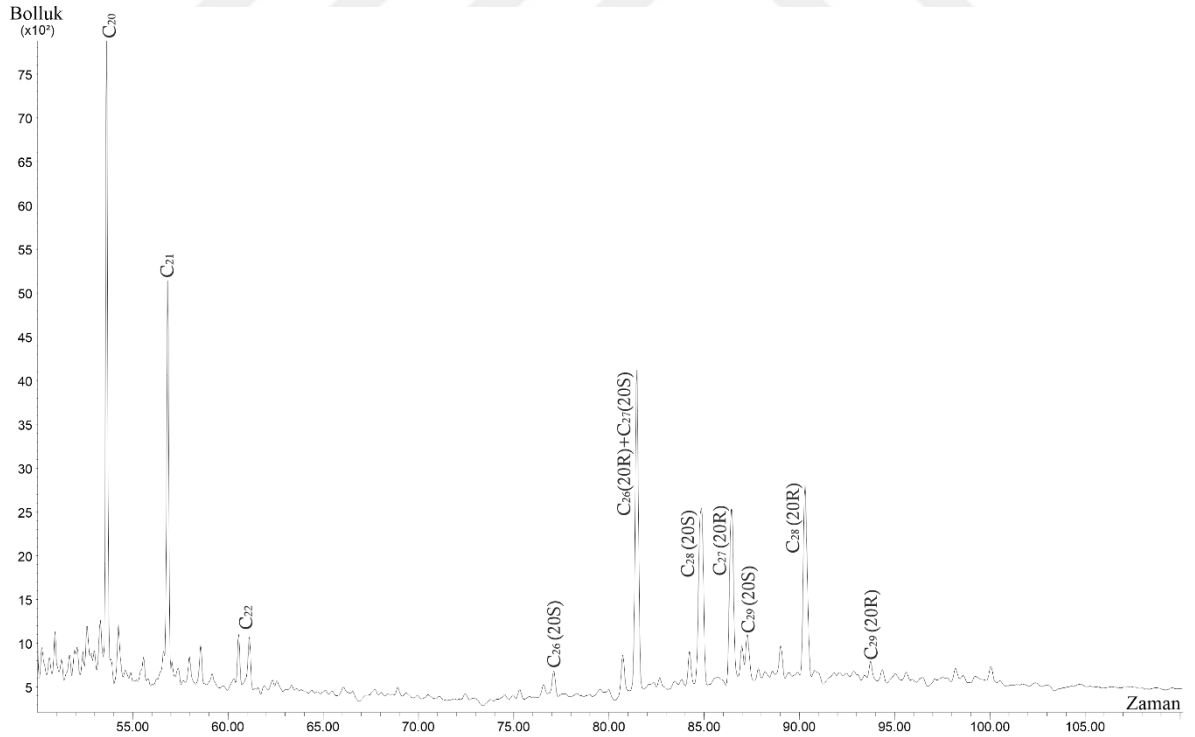
Şekil 110. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



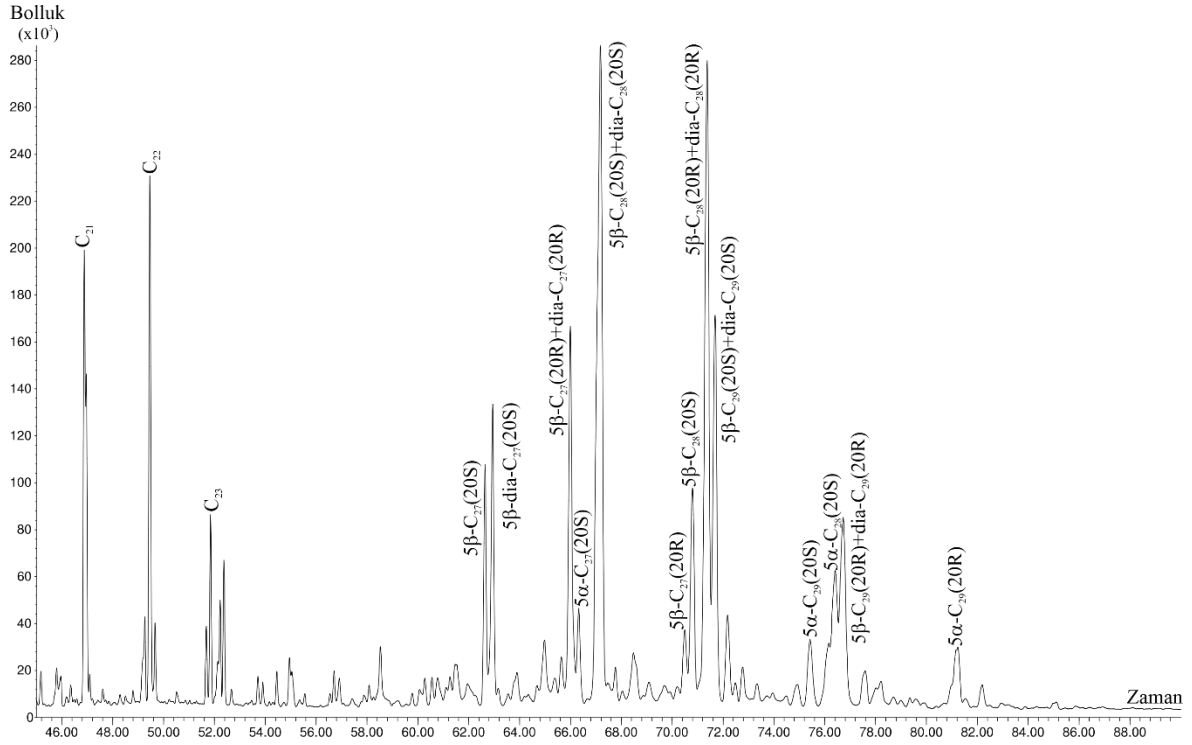
Şekil 111. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



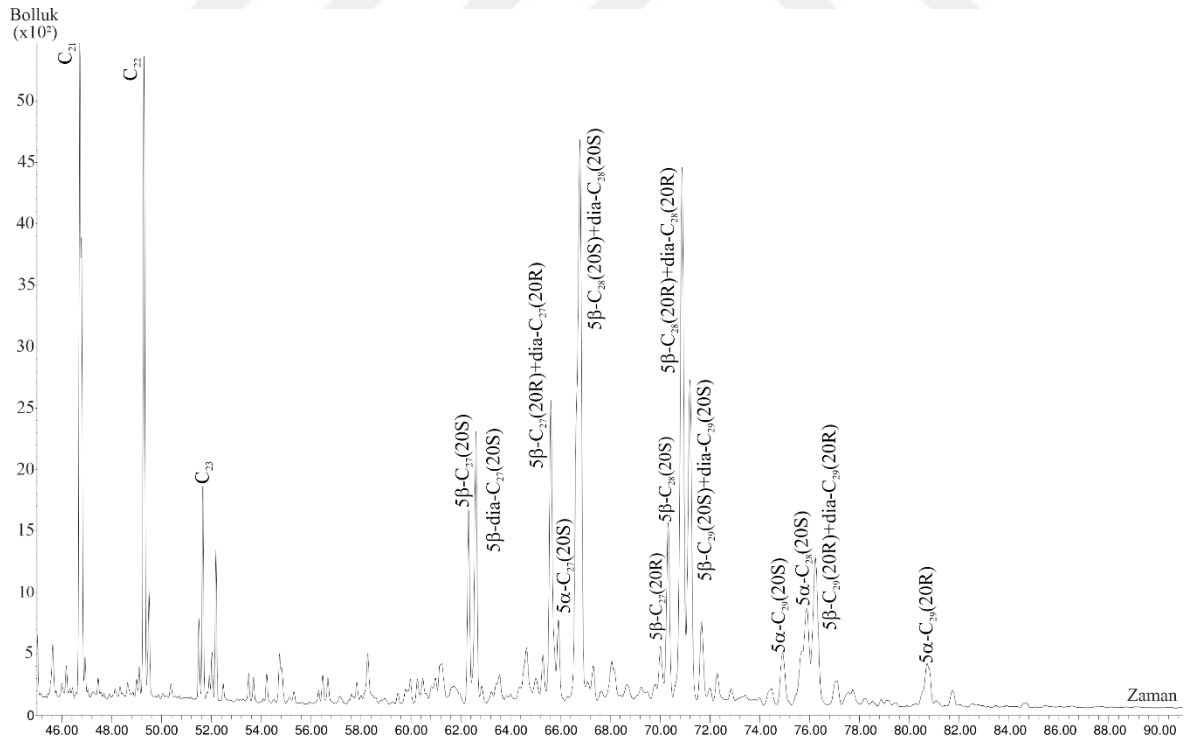
Şekil 112. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



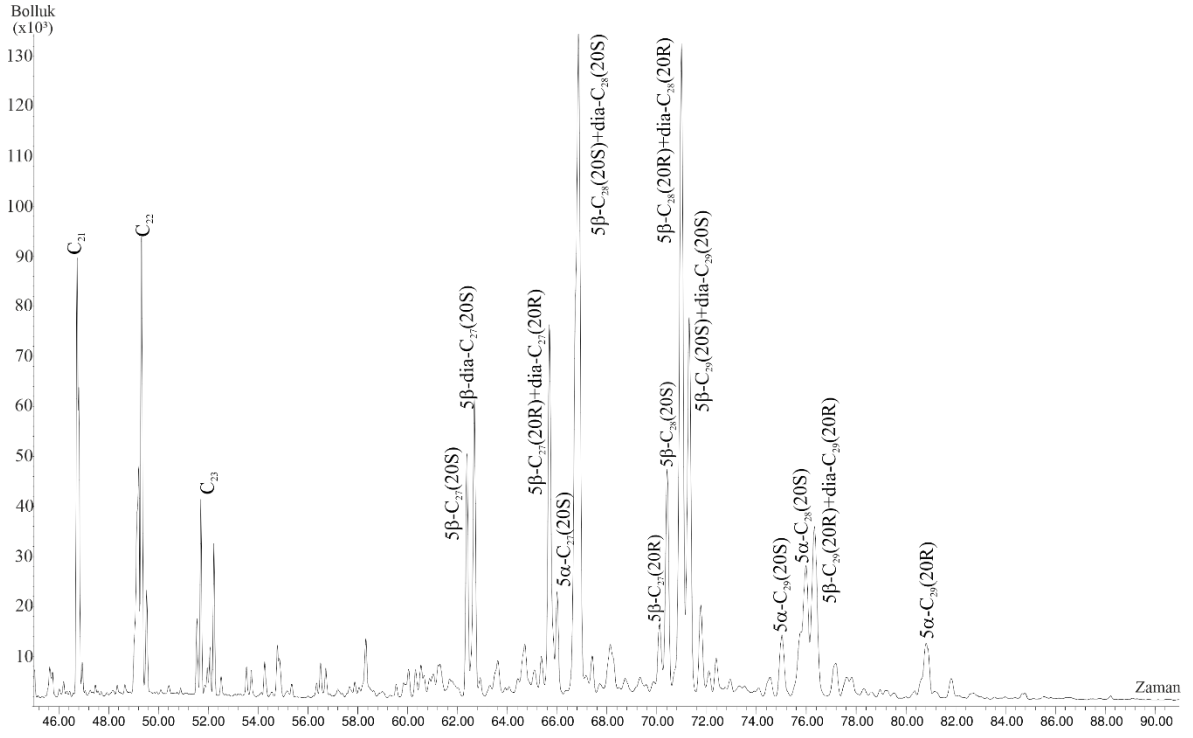
Şekil 113. Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



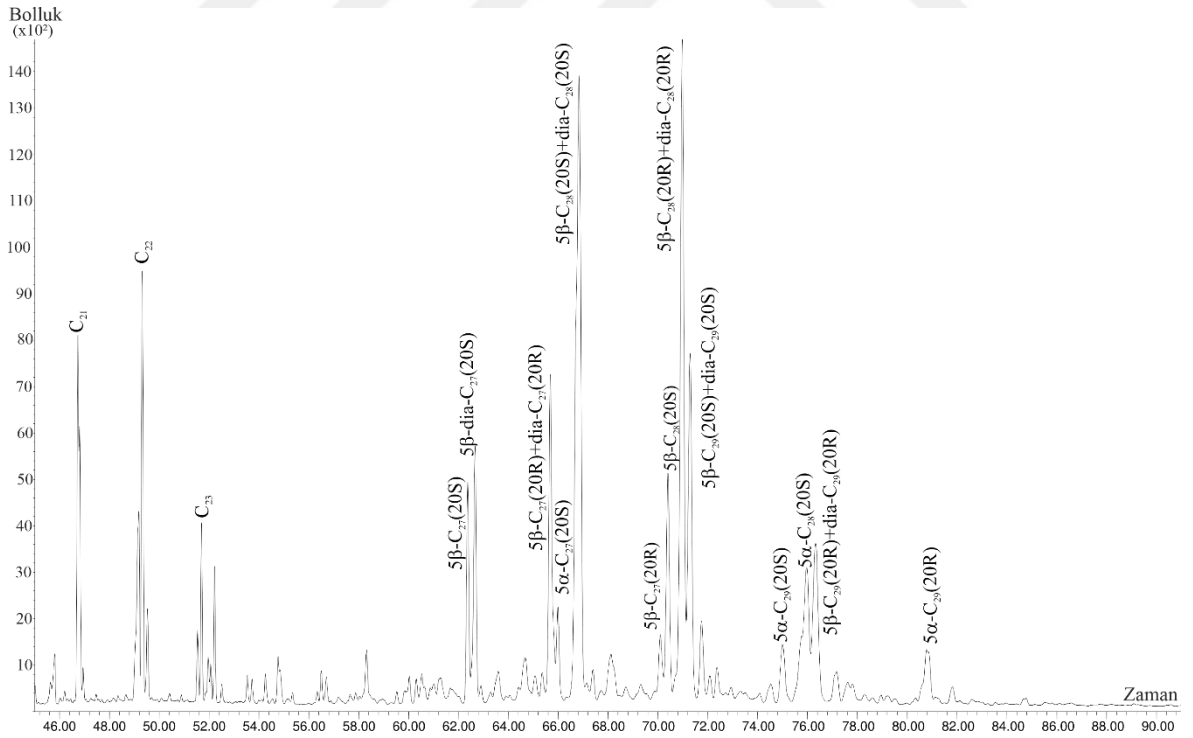
Şekil 114. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



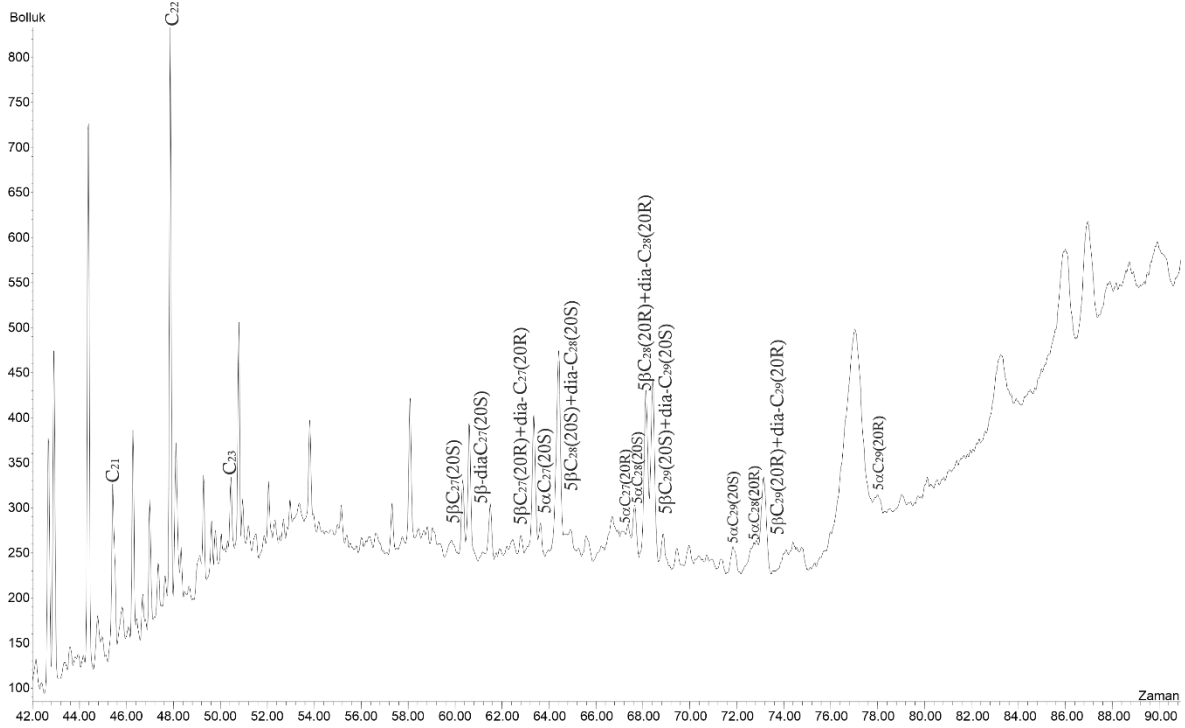
Şekil 115. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



Şekil 116. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



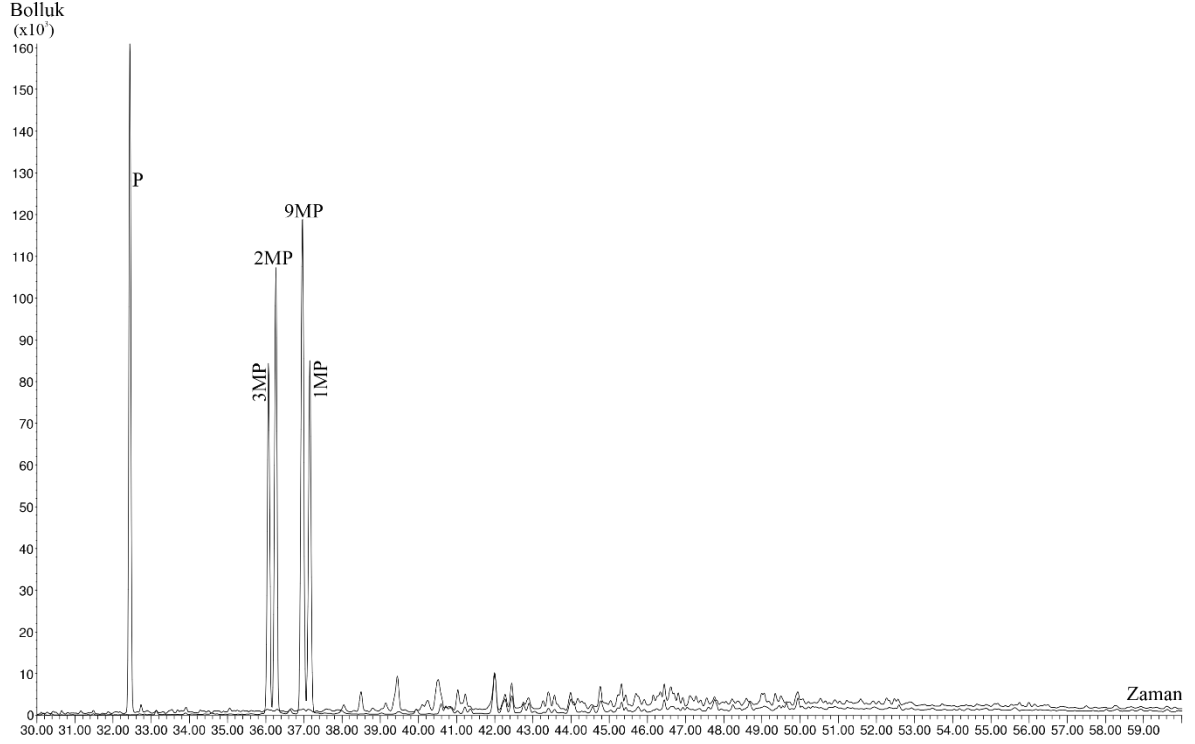
Şekil 117. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



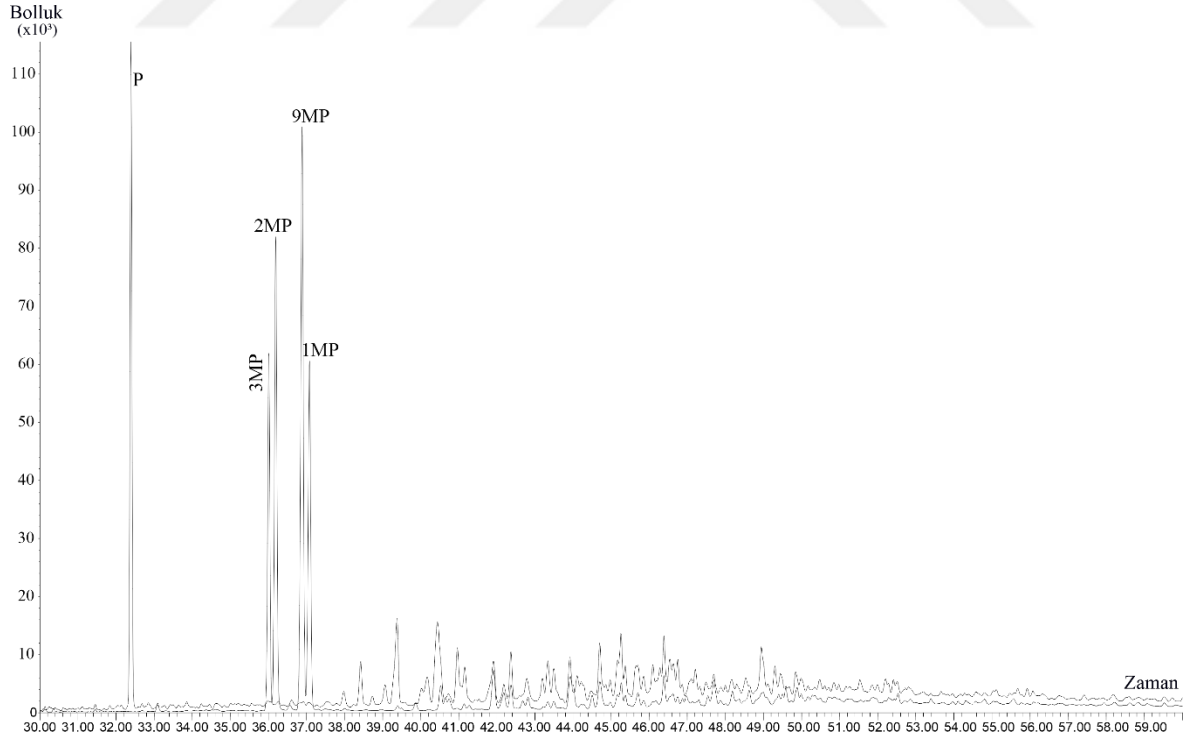
Şekil 118. Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı

m/z178-192 kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla 9MP > 1MP > 2MP > 3MP olduğu belirlenmiştir (Şekil 119, 120, 121, 122 ve 123). 9-MP, 1-MP' ye göre baskın olarak kaydedildiği ve α -izomerlerin (1-MP ve 9-MP), β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir. MPI-3 (α/β) oranı bu değerler kullanılarak 0.52-0.95 arasında hesaplanmıştır.

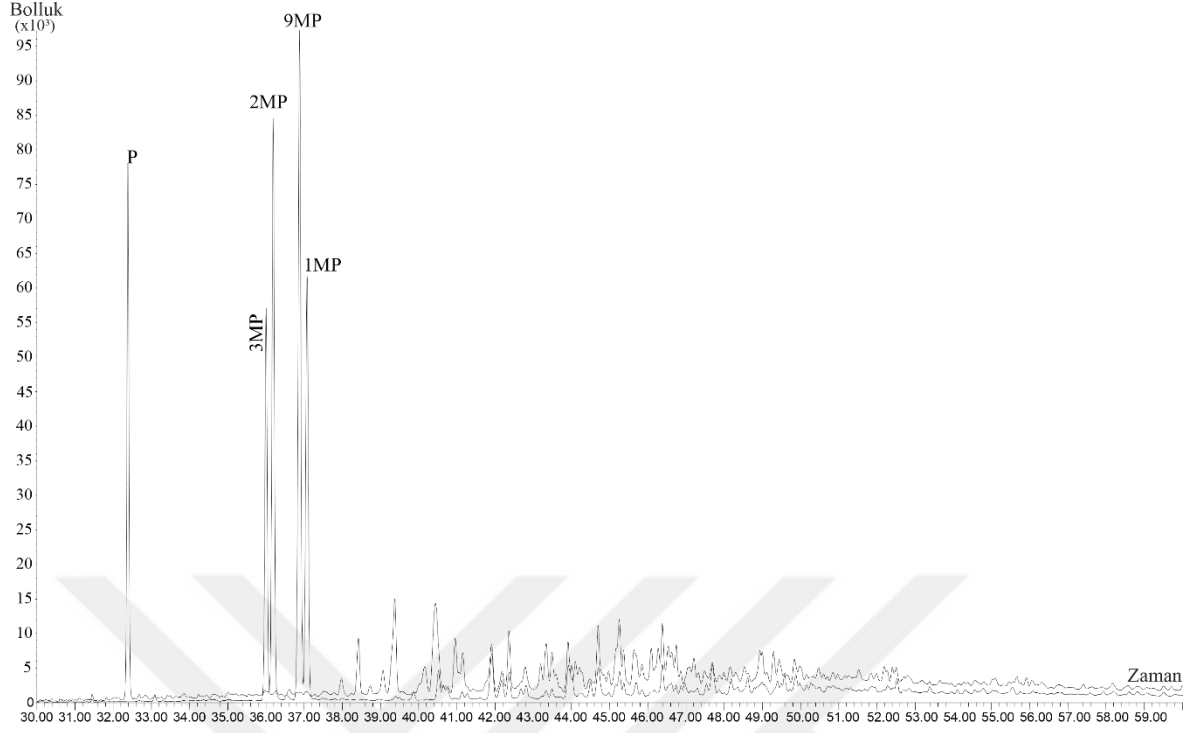
Formasyona ait m/z184-198 kromatogramına bakıldığında MDBT bollukları DBT'ten daha yüksektir. Yananköy-1 kuyusunda 4MDBT ve 1MDBT'nin baskın olduğu ve 2MDBT'in ve daha düşük bollukta kaydedildiği genel bir dağılım vardır (Şekil 124, 125, 126, 127 ve 128). Karadağ-1 kuyusundan alınan örnekte ise DBT diğer homologlara göre çok daha baskın olarak kaydedilmiştir. Karababa Formasyonu Yananköy-1 kuyusuna ait MDR' oranları 0.48-0.56 arasında Karadağ-1 kuyusundan alınan örneğin ise MDR' oranı 0.64 olarak hesaplanmıştır. Formasyona ait Yananköy-1 kuyusuna ait örneklerin DBT/P oranı 0.63-0.79 arasında değişmektedir. Karadağ-1 kuyusunda örneğin de yüksek olup 2.82 olarak hesaplanmıştır.



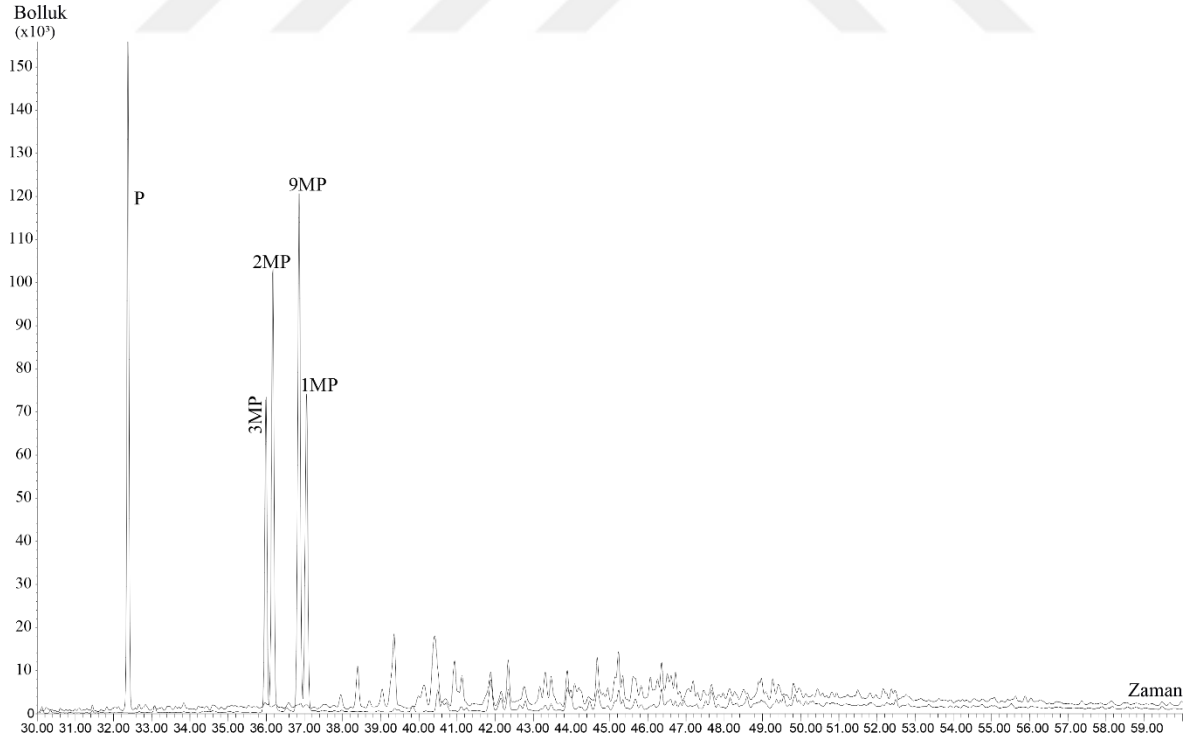
Şekil 119. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı



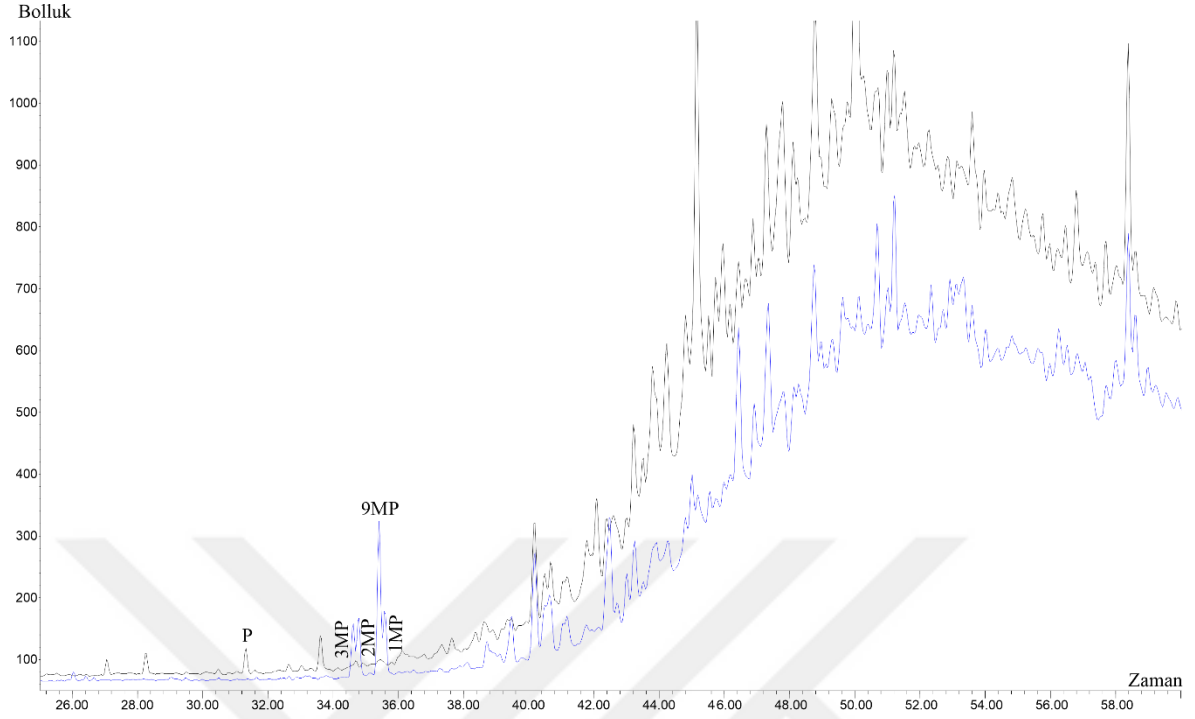
Şekil 120. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı



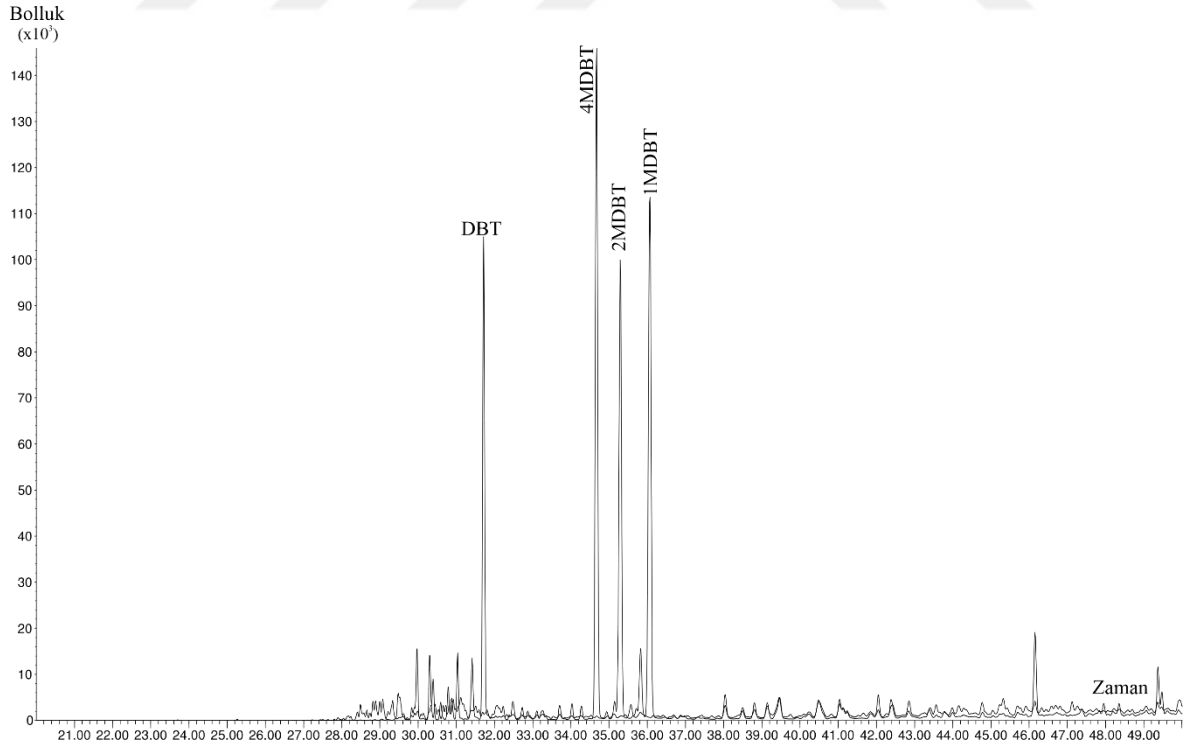
Şekil 121. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı



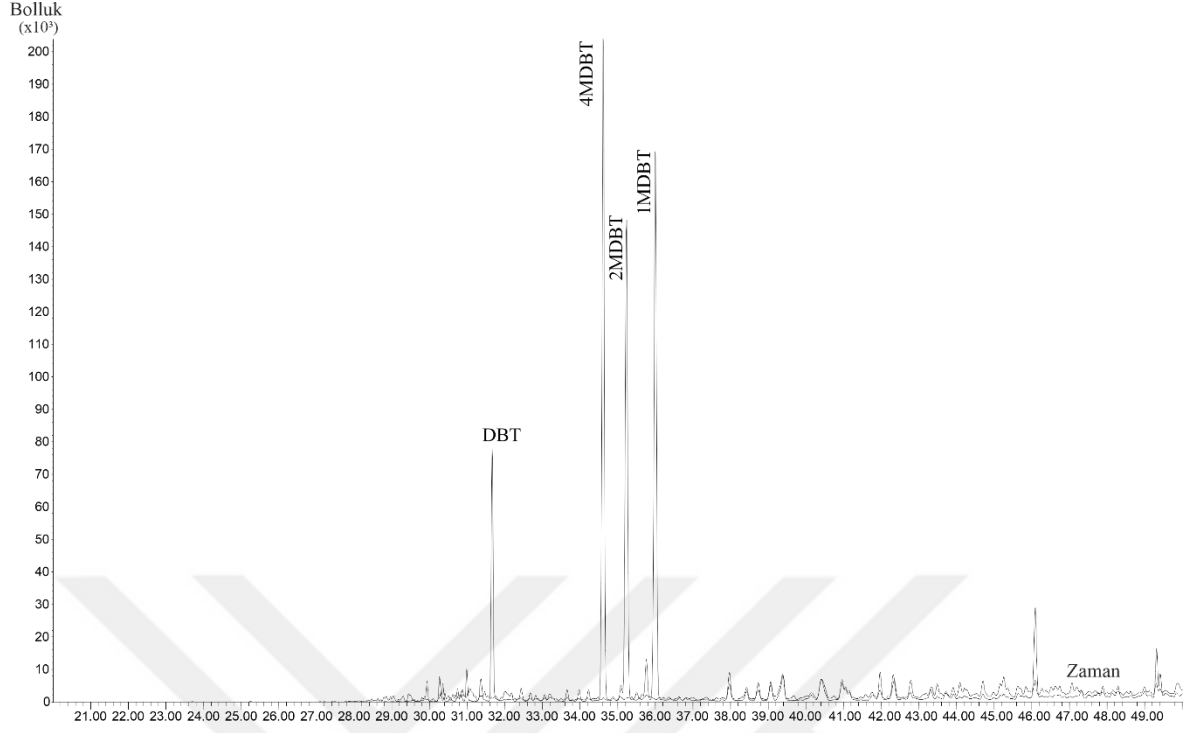
Şekil 122. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu örneğin m/z178, 192 kütle kromatogramı



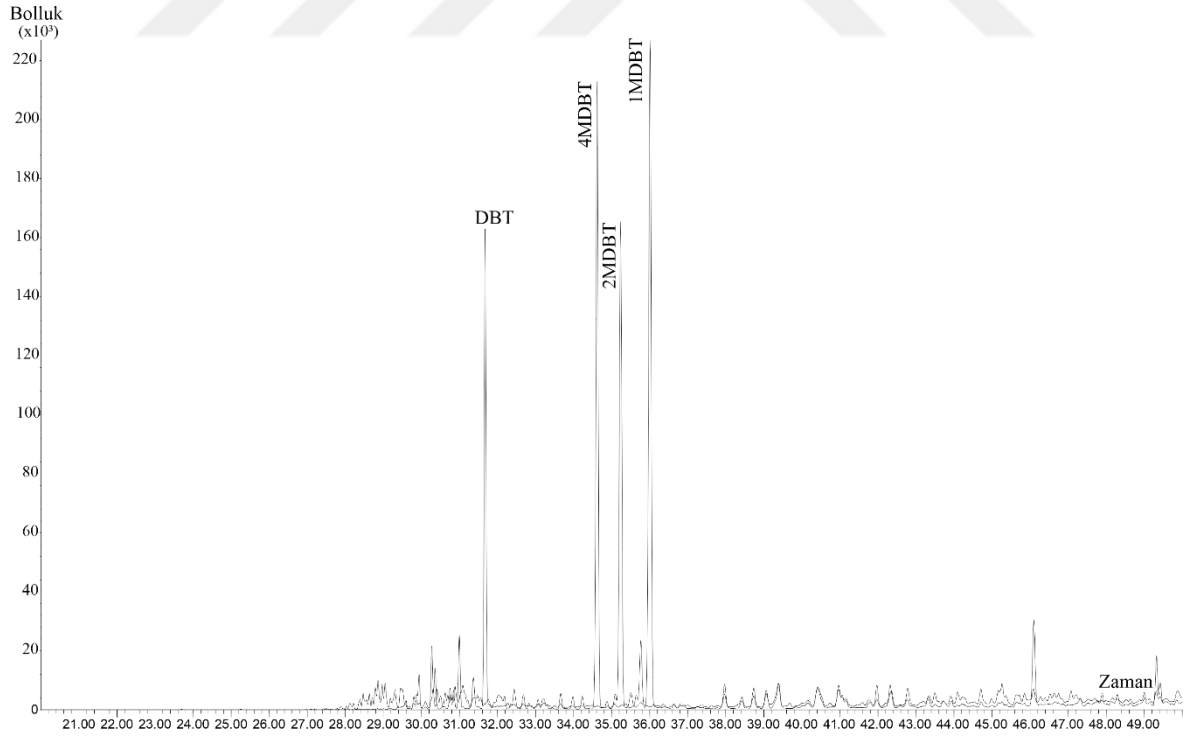
Şekil 123. Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



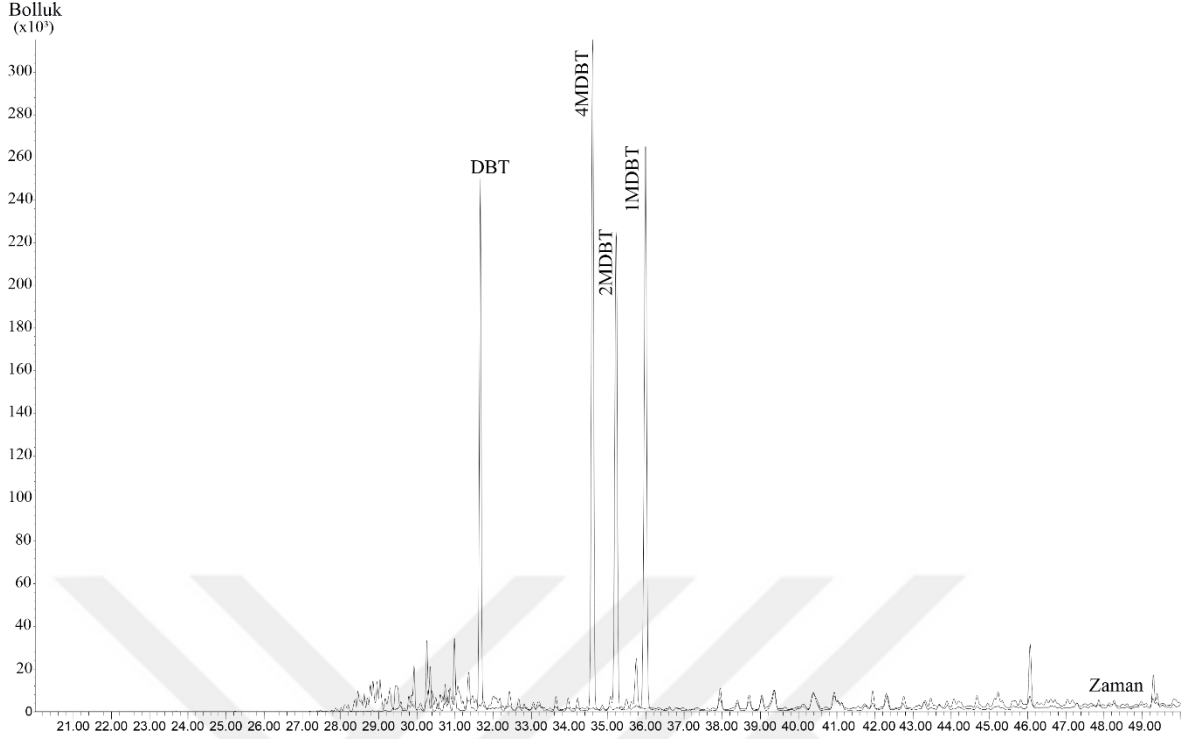
Şekil 124. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2308 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



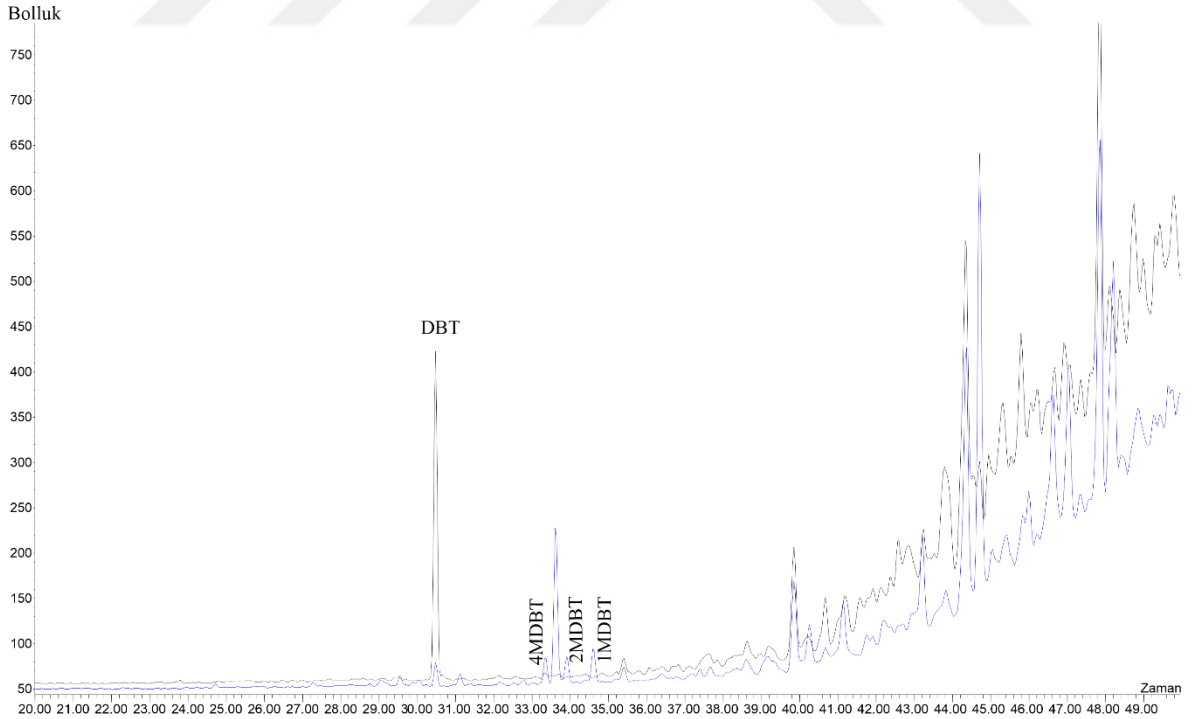
Şekil 125. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2274 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 126. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2294 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 127. Karababa Formasyonuna ait Yk-1/2314 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 128. Karababa Formasyonuna ait KRD-2 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı

3.4.2.3. Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)

Karababa Formasyonuna ait Yananköy-1 kuyusundan Yk-1/2270, Yk-1/2302, Yk-1/2308, Yk-1/2322 nolu; Karadağ-1 kuyusundan ise KRD-2 nolu killi kireçtaşı örneği üzerinde karbon izotop analizi yapılmış ve hesaplanan değerler Tablo 22’de verilmiştir.

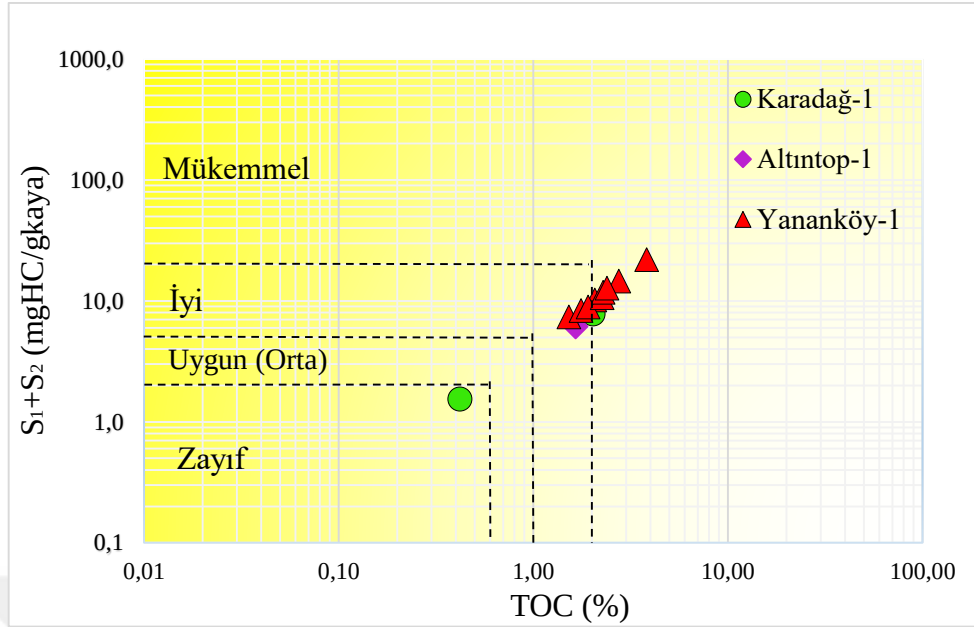
Tablo 22. Karababa Formasyonu ait killi kireçtaşı örneklerine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri

Örnek No.	$\delta^{13}\text{C}$		
	Sat. (Doymuş Hidrokarbon)	Tüm	Aro. (Aromatik Hidrokarbon)
KRD-2	-	-27.6	-27.79
Yk-1/2270	-28.24	-28.41	-28.41
Yk-1/2302	-28.35	-28.22	-27.99
Yk-1/2308	-28.44	-28.17	-28.19
Yk-1/2322	-28.25	-27.98	-28.05

3.4.2.4. Organik Madde Miktarı

Karadağ-1 kuyusundan alınan Karababa Formasyonuna ait killikireçtaşı örnekleri TOC içeriklerine göre (%0.42-2.03) orta-iyi kaynak kaya; Altıntop-1 kuyusundan alınan numune TOC içeriğine (%1.65) iyi kaynak kaya; Yananköy-1 kuyusundan alınan numuneler TOC (ort %2.31) oranına göre iyi kaynak kaya sınıfına girmektedir (Tissot ve Welte, 1984; Peters, 1986; Jarvie, 1991; Peters ve Cassa, 1994).

Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin PÜ-TOC grafiği Şekil 129’da verilmiş ve organik madde miktarı bu diyagrama göre yorumlanmıştır. Bu grafiğe göre Karadağ Formasyonu Karadağ-1 kuyusundan alınan KRD-1 nolu örneğin dışında tüm killi kireçtaşı örneklerinin iyi-mükemmel kaynak kaya özelliğine sahip olduğu görülmektedir.

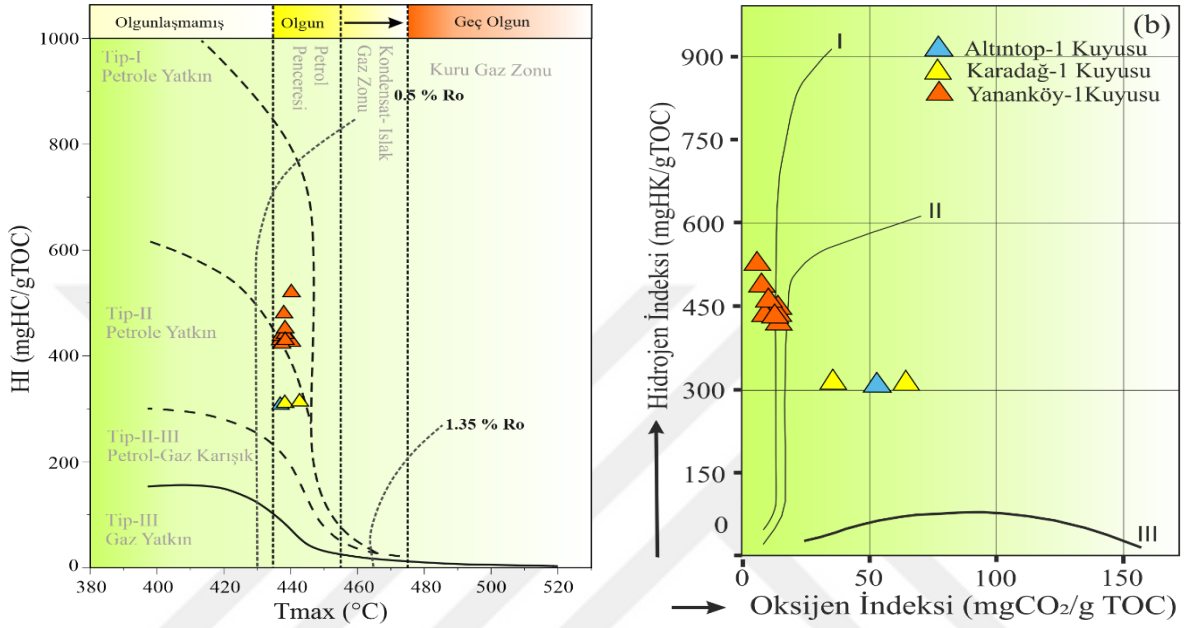


Şekil 129. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin PÜ (S_1+S_2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı

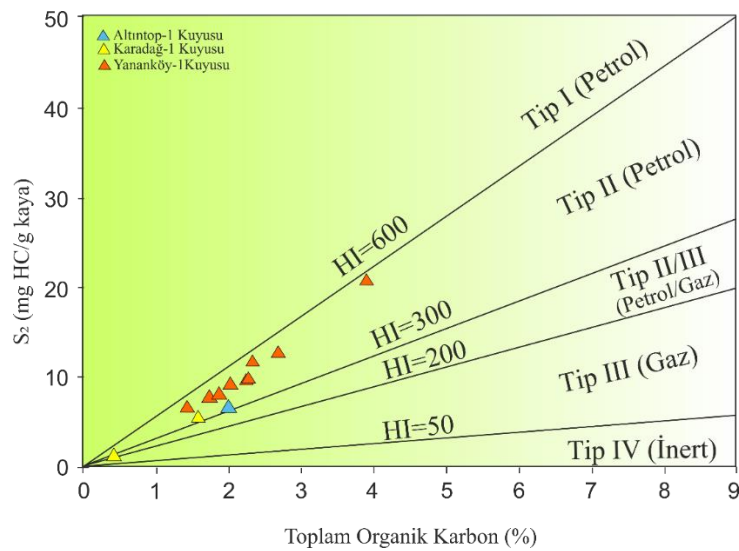
3.4.2.5. Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı

Karababa Formasyonu Yananköy-1 ve Karadağ-1 kuyusundan alınan killi kireçtaşlarının S_2/S_3 oranları göre organik maddenin Tip I-Tip II kerojene sahip ve petrol türetme yatkınlığının olduğunu göstermektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Yananköy-1 kuyusunda alınan örneklerin S_2/S_3 oranı diğer iki kuyuya göre oldukça yüksektir ve hesaplanan değerler yine organik maddenin Tip I/Tip II kerojene sahip petrol türetme yatkınlığının olduğunu göstermektedir. Yananköy-1 ve Karadağ-1 kuyusundan alınan örneklerin HI değerleri paralellik göstermiş olup bu değere göre organik maddenin Tip II/III kerojene sahip petrol ve gaz türetebilme özelliğinde olduğu görülmektedir (Peters ve Cassa, 1994; Jarvie ve Tobey, 1999). Yanaköy-1 kuyusundan alınan killi kireçtaşı örneklerinin oldukça yüksek olan HI değerlerine göre organik maddenin petrol türetme yatkınlığına sahip Tip II kerojen içerdiğini görülmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999; Peters ve Cassa, 1994; Merrill, 1991). Bu çalışmada bu verilere ek olarak HI-OI, HI- T_{max} ve S_2 -TOC diyagramları da organik maddenin tipinin belirlenmesinde kullanılmıştır. HI- T_{max} ile S_2 -TOC diyagramlarında Altıntop-1 ve Karadağ-1 kuyusundaki örnekler homojenlik göstererek Tip II kerojen aralığına düşmektedir. Yananköy-1 kuyusundan alınan örneklerin HI- T_{max} diyagramında Tip II/I alanında, S_2 -TOC diyagramında ise tüm örnekler Tip II alanında yer

almışlardır (Şekil 130 ve 131). HI-OI diyagramında ise Altıntop-1 ve Karadağ-1 kuyusundan alınan örnekler homojen bir dağılım göstererek Tip II kerojen aralığına düşerken zayıf oksijen indeksine sahip olması nedeniyle Yananköy-1 kuyusundan alınan örneklerin bazıları alan dışında kalırken bazılarının da Tip I kerojen alanına düştüğü gözlemlenmiştir.

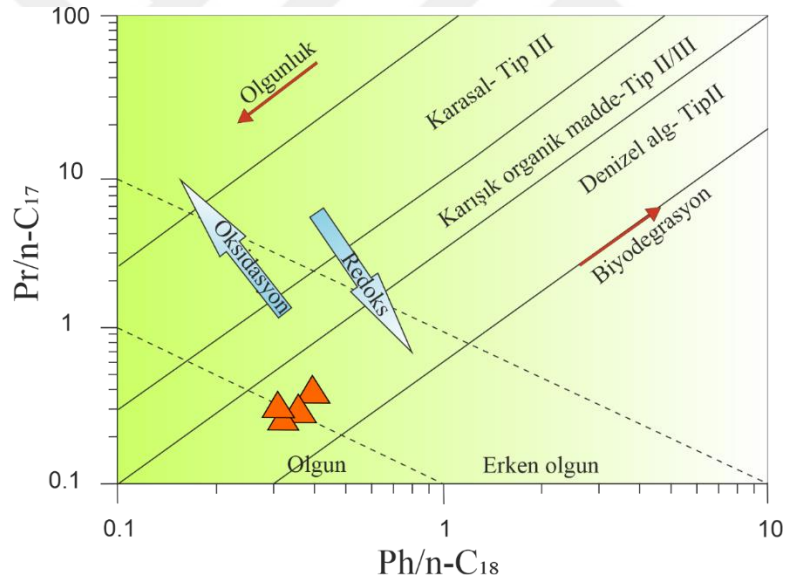


Şekil 130. Karababa Formasyonu killi kireçtaşı örneklerinin; a) T_{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması (Espitalie vd., 1977'den değiştirilerek), b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması (Krevelen, 1984'den değiştirilerek)

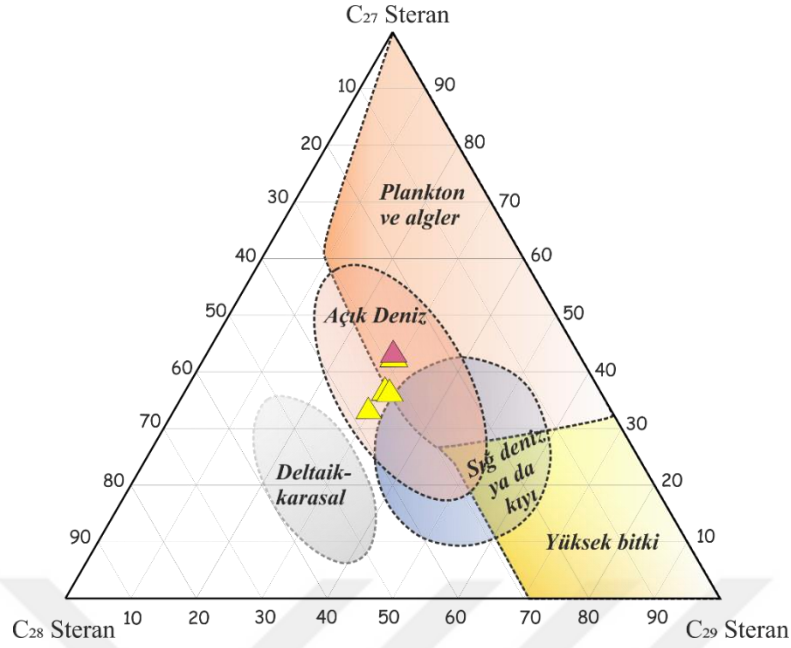


Şekil 131. Karababa Formasyonu killi kireçtaşı örneklerine ait S₂-TOC (%) diyagramı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek)

Karababa Formasyonu Yananköy-1 kuyusuna ait tüm bu değerler göz önüne alındığında Pr baskın izoprenoid olup Pr/Ph oranının 1'den küçük olması depolanma ortamının anoksik/indirgen olduğunu göstermektedir (Tissot ve Welte, 1984). Pr/nC₁₇ oranının (<0.5) 0.5'ten küçük olması çökelme ortamının denizel olduğunu, Pr/nC₁₈ oranının 0.3'ten büyük veya eşit olması karbonat kaynak kayalarını işaret etmektedir (Peters ve Moldowan, 1993). Karadağ-2 kuyusunda ise Pristanın kaydedilmemiş olması çökel ortamının anoksik olduğunu desteklemektedir. Tüm bu verilere göre Karababa Formasyonundan alınan killi kireçtaşı örneklerinin denizel ortamda çökelen karbonatlarla ilişkili olduğu söylenebilmektedir. Formasyona ait kireçtaşı örneklerinin izoprenoid/ *n*-alkan diyagramındaki dağılımına bakıldığında Karababa Formasyonunun çökelme ortamının redoks koşullarının indirgen, denizel-algal organik maddelerden oluştuğu, organik maddenin Tip II kerojen içerdiği ve olgun olduğu görülmektedir (Şekil 132).



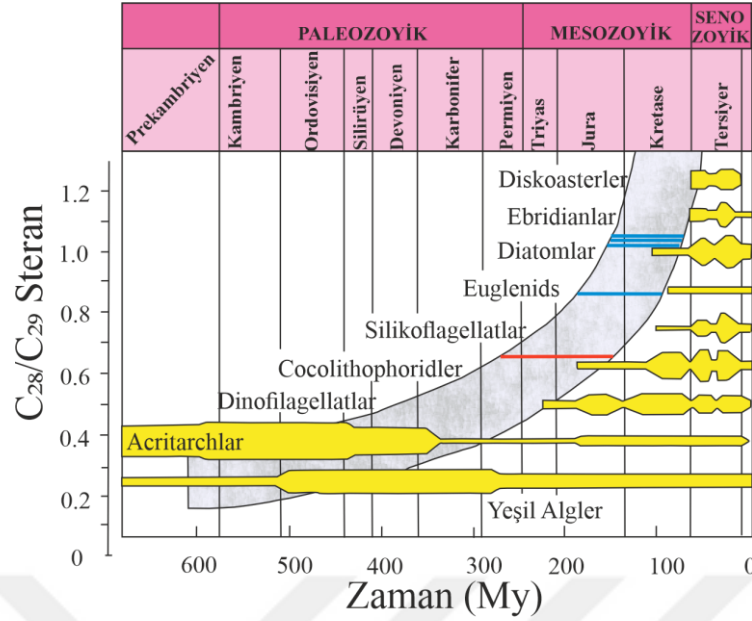
Şekil 132. Karababa Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin Pr/nC₁₇-Ph/nC₁₈ diyagramındaki dağılımı (Hunt, 1995'ten değiştirilerek alınmıştır)



Şekil 133. Karababa Formasyonu killi kireçtaşı örneklerinin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımı

Karababa Formasyonunda C_{27} steranın baskın olması denizel fitoplanktonlar ve zooplanktonlardan türeyen bir organik maddeyi işaret etmektedir (Huang ve Meinschein, 1979). Ayrıca Karababa Formasyonuna ait örneklerin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımına bakıldığında iki kuyudan alınan killi kireçtaşı örneklerinin tümü ‘açık deniz’ alan içerisinde olduğu görülmektedir (Şekil 133).

Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin C_{28}/C_{29} steran oranı 0.65-1.06 aralığında hesaplanmıştır ve bu değer Triyas ve Kretase aralığını işaret etmektedir. Karababa Formasyonunun yaşı önceki paleontolojik ve sedimantolojik çalışmalarla Geç Kretase (Köylüoğlu, 1981; Erenler, 1989) olarak belirlenmiştir ve C_{28}/C_{29} steran oranı ile elde edilen yaş aralığı ile uyumluluk göstermektedir (Şekil 134). Formasyona ait steranların diasteranlara göre daha baskın kaydedilmiş olması ve düşük diasteran\steran oranı kilce fakir, karbonatça zengin bir kaynak kayanın ve anoksik bir çökel ortam özelliğini desteklemektedir (McKirdy vd., 1983).

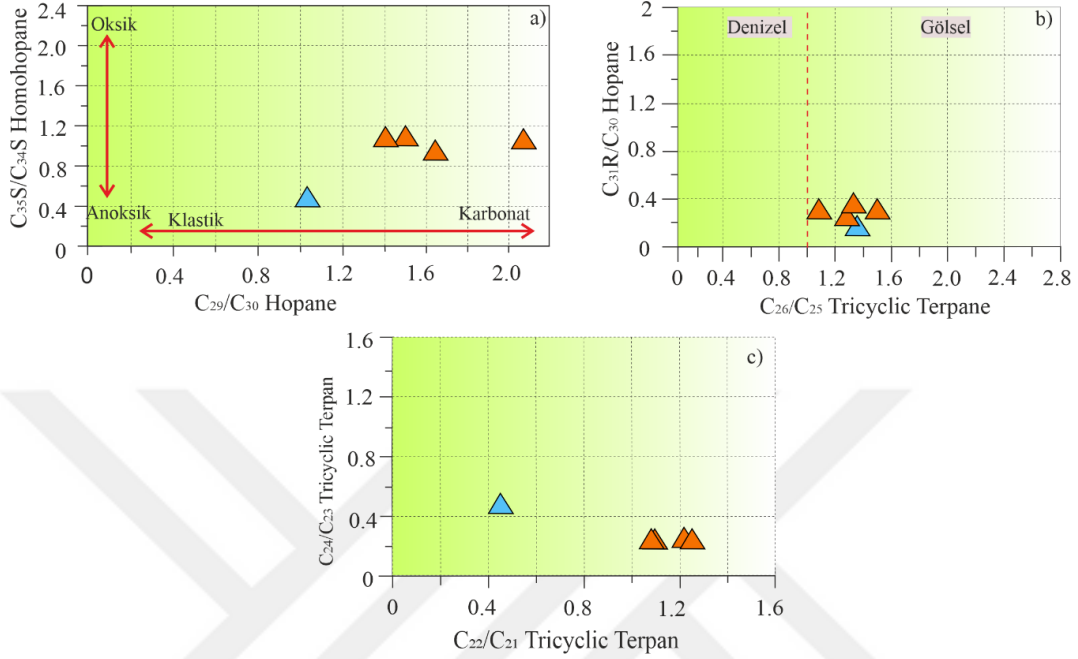


Şekil 134. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri

C_{29} hopan (norhopan) oldukça yüksek bollukta kaydedilmiştir. Bu değerin yüksek konsantrasyonları organik karbonca zengin karbonat ve evaporit kaynak kayasını işaret etmektedir (Connan vd., 1986). Karababa Formasyonu için $C_{29}NH/C_{30}H$ oranının yüksek olması (>0.6) denizel karbonatları işaret etmektedir. C_{35} homohopanların yüksek değeri de karbonat ve evaporitlerle ilişkilidir. C_{35}/C_{34} homohopan oranında yüksek olması Karababa Formasyonun kireçtaşı litolojisini desteklemektedir. Karasal bir biyomaker olan C_{30}^* Yananköy-1 kuyusunda kaydedilmemiş, Karadağ-1 kuyusunda ise oldukça düşük bollukta kaydedilmiştir. Bu değerler ortamın anoksik olduğunu desteklemektedir. Karababa Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin yüksek C_{22}/C_{21} TT oranı, düşük C_{24}/C_{23} TT oranı karbonatlı kayaları ya da bu kayalardan türeyen petroleri işaret etmektedir (Peters vd., 2005). C_{26}/C_{25} her iki kuyu içinde 1'den büyük olması gölsel ortamı işaret etsede diğer tüm veriler ve yapılan önceki çalışmalar ortamın denizel olduğunu göstermektedir. C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ hopan, C_{29}/C_{30} hopan- C_{35}/C_{34} hopan; C_{22}/C_{21} TT- C_{24}/C_{23} TT dağılım grafikleri de Şekil 135'te verilmiştir.

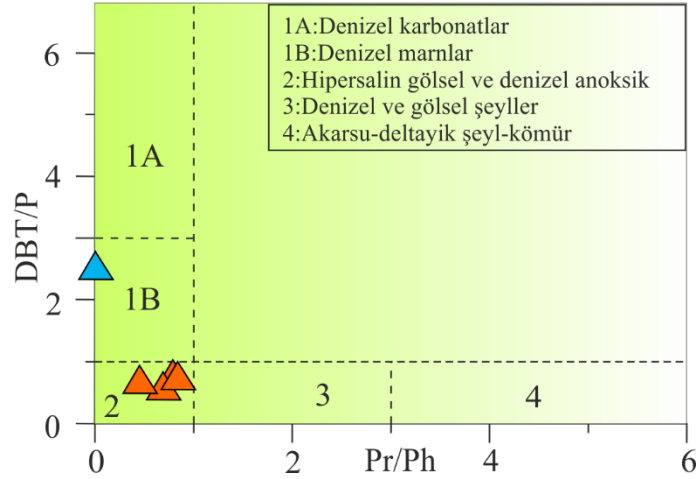
Formasyona ait $C_{29}/(C_{28}+C_{29})MA$ steroid oranının düşük olması kireçtaşı örneğinin çökel ortamının denizel olduğunu desteklemektedir (Peters vd., 2005). $m/z178-192$ kromatogramından ölçülen metil fenantren dağılımlarına göre formasyona ait örnekte 9-

MP'nin yüksek konsantrasyonlarda olması denizel kaynak kayalara ait organik maddeleri işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995).



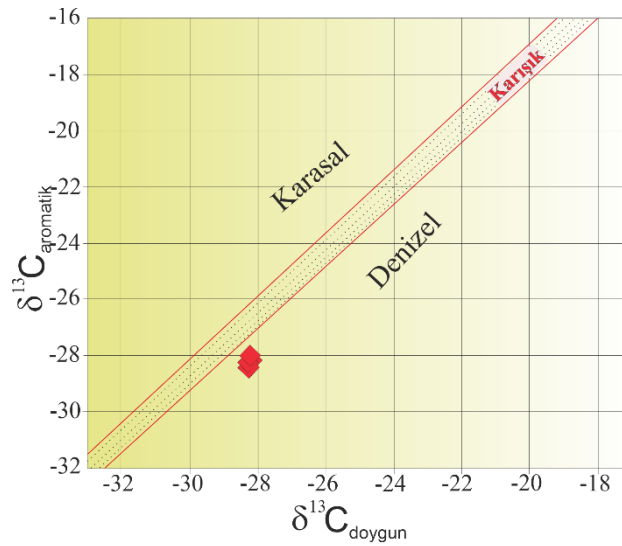
Şekil 135. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopan, b) C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ Hopan, c) $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$; diyagramları

Ayrıca dibenzotiyfen fenantren oranı ile Pr/Ph oranı kullanılarak çizilen diyagram ile de Yanaköy-1 kuyusuna ait örneklerin 2 nolu alan olan 'hipersalin gösel ve denizel anoksik' alanına, Karadağ-1 kuyusuna ait örneğin 1B nolu alan olan 'denizel marn' alanına düştüğü görülmektedir (Şekil 136).



Şekil 136. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı

Ayrıca $\delta^{13}\text{C}_{\text{doymuş}}$ ve $\delta^{13}\text{C}_{\text{aromatik}}$ değerlerinin birbirlerine karşı çizilen ve organik maddenin çökel ortamını yorumlarken kullanılan diyagrama göre Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin algal alan içerisinde olduğu ve çökel ortamın denizel olduğunu göstermektedir (Sofer, 1984) (Şekil 137).

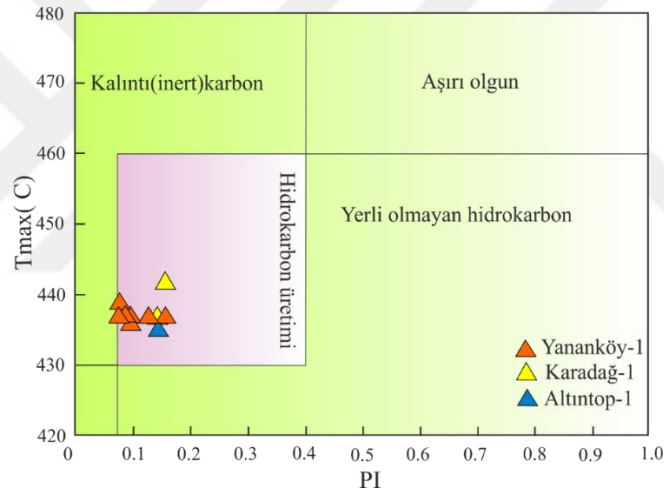


Şekil 137. Doymuş ve aromatik hidrokarbon fraksiyonu için $\delta^{13}\text{C}$ değerlerine dayanan petrol korelasyonu ve kaynakla ilgili diyagram (Sofer 1984'ten değiştirilerek alınmıştır)

3.4.2.6. Organik Maddenin Olgunluğu

Karababa Formasyonu T_{max} (°C) değerleri (436-442 °C) Peters ve Cassa (1994)'e göre erken olgun sınıfa girerken, Espitalié vd.. 1984'e göre ise petrol penceresine giriş aralığında olduğu görülmektedir. Formasyona ait killi kireçtaşı örneklerinin üretim indeksi değerleri (0.08-0.16) göz önüne alındığında Peters ve Cassa (1994)'e göre erken olgun sınıfa girerken, Jarvie ve Tobey (1999)'a göre ise petrol penceresini göstermektedir.

Formasyona ait CPI değerleri 1'e yakın olduğu için organik maddenin olgun olduğunu desteklemektedir. Organik maddenin olgunlaşma derecesini değerlendirmek için kullanılan T_{max} -PI diyagramına göre Karababa Formasyonuna ait örnekler hidrokarbon üretim aşamasındadır (Şekil 138).



Şekil 138. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin PI- T_{max} (°C) diyagramındaki dağılımı

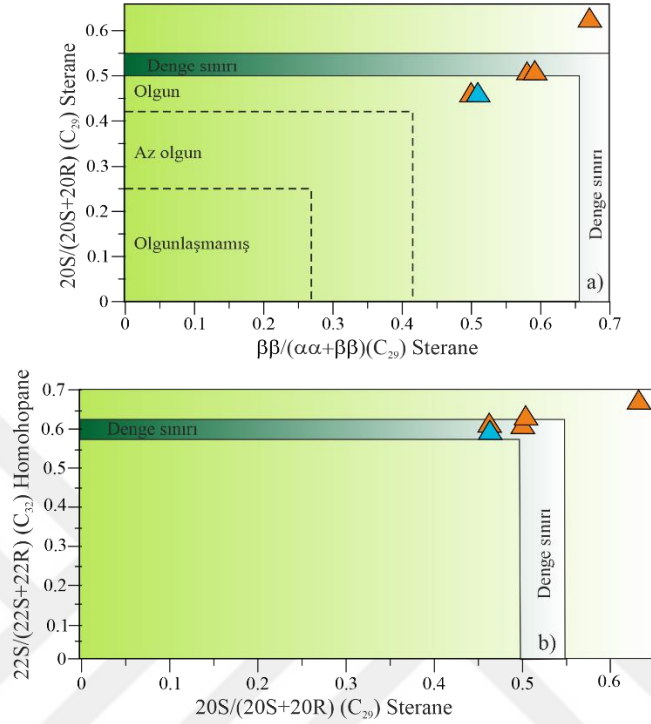
Karababa Formasyonuna ait 22S/(22S+22R) homohopan indeksi değerlerine göre izomerizasyonun denge değerine ulaştığını ve Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin en az erken olgun evrede oldukları görülmektedir. Moretan/hopan oranı Karababa Formasyonuna ait her iki kuyu içinde hesaplanan değerler oldukça düşüktür ve kaynak kayanın olgun olduğunu işaret etmektedir. 20S/(20S+20R) steran oranı formasyondan alınan tüm numunelerde benzer olup hesaplanan değerler izomerizasyonun denge değerine ulaştığını ve organik maddenin olgun olduğunu göstermektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranlarına göre ise izomerizasyon henüz denge durumuna ulaşmasa da

bu oranın yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun özellikte olduğunu göstermektedir (Seifert ve Moldova,1986). Ayrıca Formasyona ait $22S/(22S+22R)$ homohopan-20S/(20S+20R) steran, $20S/(20S+20R)$ steran- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın iki değişkenli diyagramlarına bakıldığında örneklerin olgun özellikte olduğu görülmektedir (Şekil 139). $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranı da olgunlukla beraber artmaktadır. Formasyon için yüksek olan bu değer örneklerin olgun özellikte olduğunu desteklemektedir. MA(I)/MA(I+II) ve TA(I)/TA(I+II) oranları, erken olgun-geç olgun aralığında termal olgunlukla birlikte artmaktadır (Seifert ve Moldowan, 1978; Mackenzie vd., 1981). Karababa Formasyonuna ait tüm numunelerde %10'dan yüksek olan bu değerler killi kireçtaşı örneklerinin olgun olduğunu göstermektedir (Şekil 27). Alkilfenantrenler, bir olgunluk parametresi olarak yaygın şekilde kullanılmaktadır (Radke vd., 1982). Olgunluk karşısında daha az duraylı olan 1-MP ve 9-MP'ye (α) oranını temsil eden MPI-3 değeri β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir. Radke (1987)'nin MPI-3 değerlerine göre yaptığı sınıflamada formasyon için 0.90-0.95 aralığında hesaplanan MPI-3 (α/β) değerleri örneklerin orta olgun olduğunu göstermektedirler. Formasyona ait her iki kuyudan alınan örneklerde 4MDBT konsantrasyonlarının fazla olduğu görülmektedir ve bu durum killi kireçtaşı örneklerinin olgun olduğunu göstermektedir (Radke vd., 1986; Radke ve Willsch, 1994). MDR ve MDR' değerleri olgunlukla artmakta olup tüm bu değerler Karababa Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin olgun karakterde olduğunu göstermektedir.

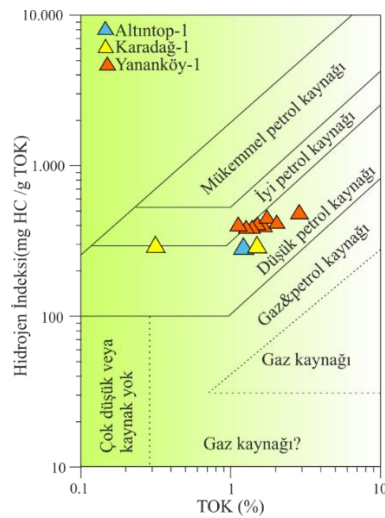
3.4.2.7. Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli

Karababa Formasyonuna ait S_1 ve S_2 değerlerini baz alarak organik maddenin hidrokarbon potansiyelinin iyi-çok iyi sınıflamasına dahil olduğu görülmektedir (Espitalie 1982; Peters, 1986; Peters ve Cassa, 1994). Formasyona ait iki kuyunun potansiyel ürün değerleri paralellik gösterip bu değerler >6 olduğu için mükemmel hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu söylenebilmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Karababa Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin HI-TOC diyagramında da görüldüğü gibi değerler genellikle iyi-düşük petrol kaynağı sınırında bulunduğu gözlemlenmiştir (Şekil 140). S_2/S_3 oranı organik madde tipinin belirlenmesi aşamasında kullanıldığı gibi numunelerin ne tür hidrokarbon türetebileceğini belirlerken de kullanılmaktadır. Altıntop-1, Karadağ-1 ve Yananköy-1 kuyularında alınan killi kireçtaşı örneklerinin S_2/S_3 oranına bakıldığında

örneklerin üretebileceği hidrokarbon tipinin petrol olduğu görülmektedir (Clementz vd., 1979; Peters, 1986).



Şekil 139. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları



Şekil 140. Karababa Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır)

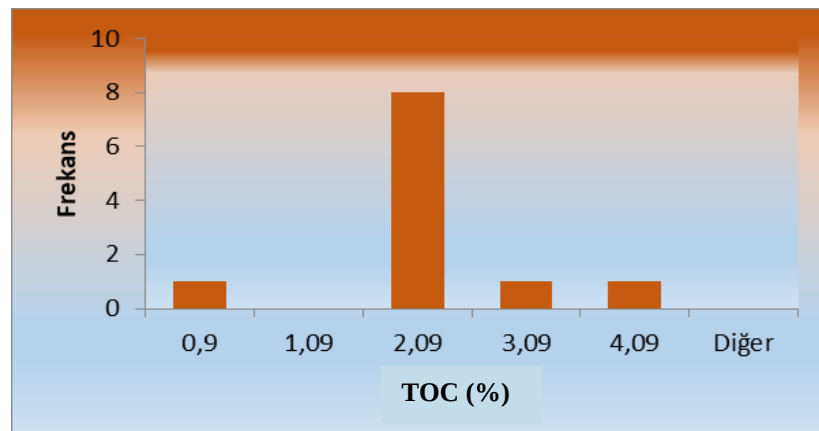
3.5. Karaboğaz Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri

3.5.1. Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri

Karaboğaz Formasyonu için Çalgan-I kuyusundan 9 adet kireçtaşı ve Altıntop-1 kuyusundan 2 tane kireçtaşı olmak üzere iki ayrı kuyudan toplamda 11 adet kireçtaşı örneği alınarak Piroliz (Rock-Eval)/ TOC analizleri yapılmıştır. Formasyona ait numunelerin piroliz/TOC analiz sonuçları Tablo 23’de verilmiştir.

Altıntop-I kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin TOC değerleri %0.9-1.65 arasında değişmekte ve ortalama TOC değeri %1.27 olarak hesaplanmıştır (Tablo 23). Çalgan-1 kuyusundan alınan numunelerin TOC değerleri %1.32-3.36 arasında değişmekte olup ortalama TOC değeri %1.81’dir. Çizilen histogram grafiği göz önüne alınarak Karaboğaz Formasyonuna ait TOC değerlerinin baskın olarak %2-4 arasında değiştiği görülmektedir (Şekil 141). Altıntop-1 kusuna ait örneklerin S_1 değeri 0.45-0.91 mgHC/gkaya, S_2 değeri 2.76-5.22 mgHC/gkaya olarak hesaplanmıştır. Çalgan-I kuyusuna ait örneklerin S_1 değeri 0.7-1.83 mgHC/gkaya, S_2 değerleri ise 5.46-13.87 mgHC/gkaya arasında değişmektedir.

Karaboğaz Formasyonuna ait S_2/S_3 parametresi Çalgan-1 kuyusu için 8.5-21.3 aralığında değişmekte olup ortalama değer 11.8 olarak hesaplanmıştır. Altıntop-I kuyusu için hesaplanan S_2/S_3 , 4.84-5.44 arasında değişmekte olup ortalama 5.14 olarak hesaplanmıştır. Çalgan-1 kuyusuna ait örneklerin S_2/S_3 oranlarının Altıntop-I kuyusuna göre daha yüksek olduğu görülmektedir.



Şekil 141. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına göre (%) dağılım grafiği

Tablo 23. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerine ait Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler

Örnek No	TOC (%)	S ₁ (mgHC/g kaya)	S ₂ (mgHC/g kaya)	S ₃ (mgHC/g kaya)	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgCO ₂ /g TOC)	ÜI (S ₁ /S ₁ +S ₂)	PÜ (S ₁ +S ₂)	S ₁ /TOC	S ₂ /S ₃	RC (%)	PC (%)	MINC (%)
ATP-4	1.65	0.91	5.22	0.96	436	316	58	0.15	6.13	0.55	5.44	1.1	0.55	6.17
ATP-5	0.9	0.45	2.76	0.57	439	307	63	0.14	3.21	0.5	4.84	0.6	0.3	4.73
Ortalama	1.27	0.68	3.99	0.76	437.5	311.5	60.5	0.15	4.67	0.53	5.14	0.85	0.42	5.45
ÇLG-1/1280	1.79	1.83	6.49	0.66	432	363	37	0.22	8.32	1.022	9.83	1.06	0.73	7.79
ÇLG-1/1290	2.34	1.58	9.04	0.8	433	386	34	0.15	10.62	0.675	11.3	1.41	0.93	6.25
ÇLG-1/1298	1.79	1.34	7.78	0.54	432	435	30	0.15	9.12	0.749	14.41	1	0.79	4.67
ÇLG-1/1308	1.39	1.1	5.81	0.64	432	418	46	0.16	6.91	0.791	9.08	0.78	0.61	4.38
ÇLG-1/1314	1.37	1.04	5.58	0.6	432	407	44	0.16	6.62	0.759	9.3	0.79	0.58	4.61
ÇLG-1/1322	1.51	0.91	5.8	0.52	434	384	34	0.14	6.71	0.603	11.15	0.92	0.59	6.76
ÇLG-1/1328	3.36	1.6	13.87	0.65	436	413	19	0.10	15.47	0.476	21.34	2.03	1.33	8.18
ÇLG-1/1340	1.39	0.7	5.63	0.66	434	405	47	0.11	6.33	0.504	8.53	0.82	0.57	9.41
ÇLG-1/1348	1.32	0.78	5.46	0.59	435	414	45	0.13	6.24	0.591	9.25	0.76	0.56	9.55
Ortalama	1.81	1.21	7.27	0.63	433	403	37.3	0.15	8.48	114.1	11.5	1.1	0.7	6.8

Çalgan-1 kuyusu için HI değeri 363-435 mgHC/g TOC aralığında değişmekte olup ortalama HI değeri 402.8, Altıntop-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin ortalama HI değeri 312 olarak hesaplanmıştır. Çalgan-1 kuyusu için OI değeri 19-47 mgCO₂/gTOC aralığında değişmekte olup Altıntop-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin ortalama OI değeri 58-63 olarak hesaplanmıştır. Çalgan-1 kuyusunun OI değerleri Altıntop-1 kuyusuna göre oldukça düşüktür. Formasyon genel itibariyle yüksek HI ve düşük OI değerleriyle karakteristiktir. Formasyona ait her iki kuyunun değerleri T_{max} değerleri benzerlik göstermektedir. Karaboğaz Formasyonuna ait örneklerin T_{max} değerleri Çalgan-1 kuyusu için 432 °C - 436 °C aralığında, Altıntop-I kuyusu içinde bu değer ortalama 436-439 °C arasında değişmektedir. Üretim indeksi değerleri Çalgan-1 kuyusu için 0.10-0.12 arasında değişirken Altıntop-I kuyusu içinde bu değer ortalama 0.15 olarak hesaplanmıştır.

3.5.2. Özüt (Bitüm) Analizleri

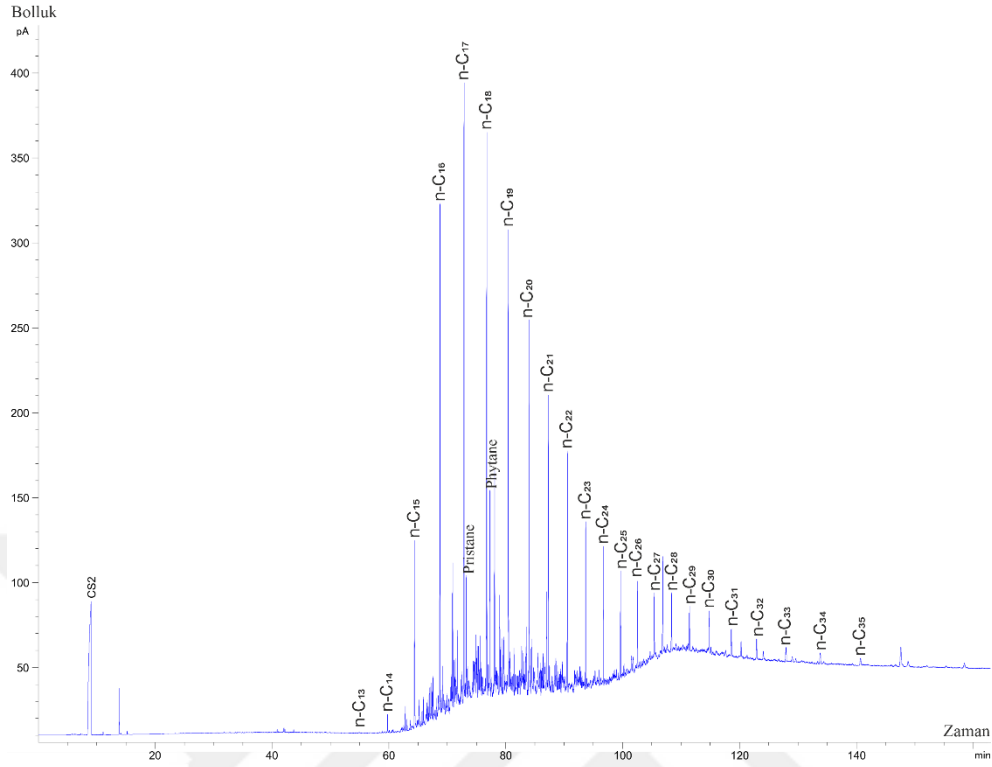
Piroliz analizi yapılmış örnekler içerisinde Karababa Formasyonu Çalgan-I kuyusuna ait dört adet kireçtaşı örneği üzerinde GC, GC-MS ve karbon izotop analizleri yapılmış ve sonuçlar değerlendirilmiştir.

3.5.2.1. Gaz Kromatografi (GC) Analizleri

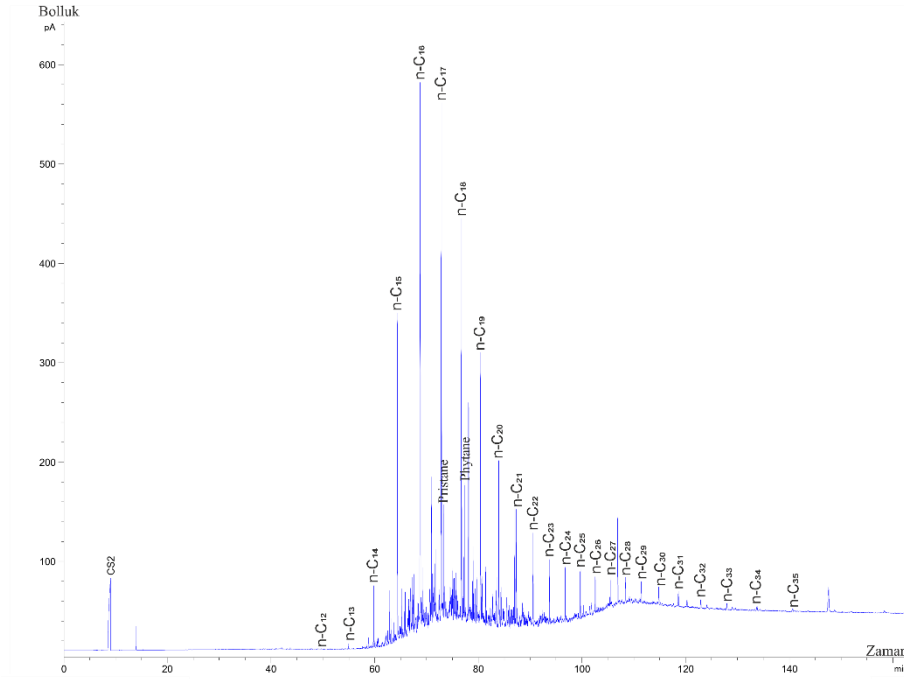
Karaboğaz Formasyonu Çalgan-1 kuyusunda seçilen Çlg-1/1290, Çlg-1/1380, Çlg-1/1328 ve Çlg-1/1348 numuneleri üzerinde GC analizi yapılmıştır. Örneklerin GC'lerinden elde edilen doymuş hidrokarbon fraksiyonlarının dağılımı (Şekil 142, 143, 144 ve 145) ve bu kromatogram üzerinden hesaplanan tüm veriler Tablo 24'de verilmiştir.

Tablo 24. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin gaz kromatografilerinden hesaplanan parametreler

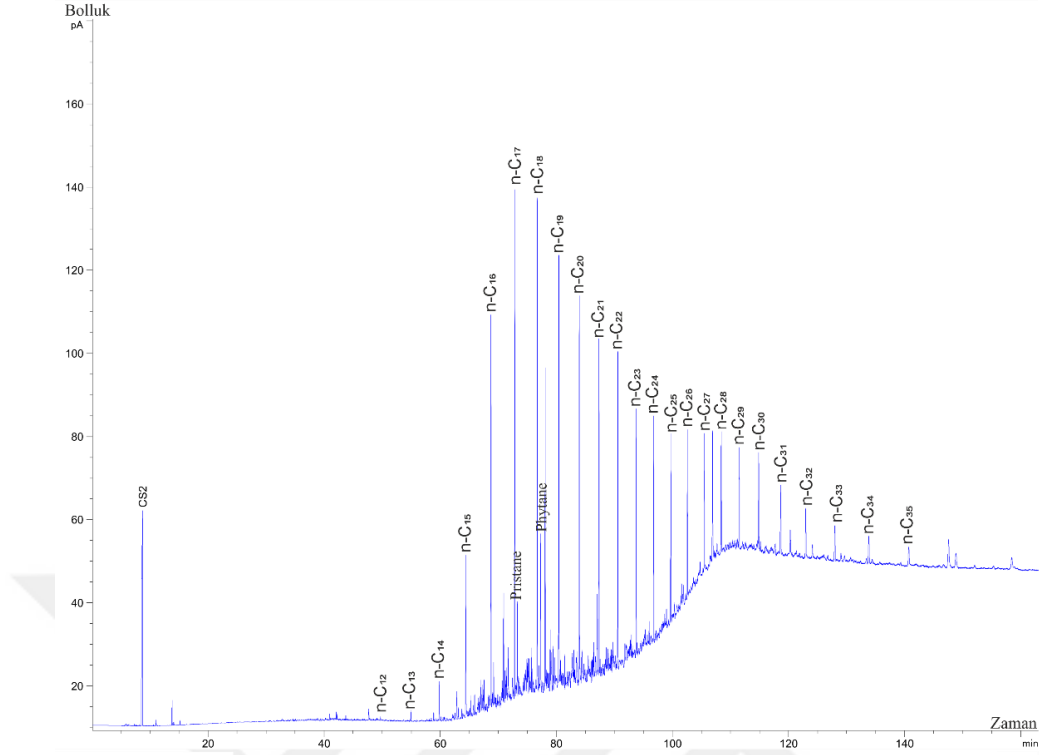
Örnek No	Pr/Ph	Ph/Pr	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	CPI (24-34)	TAR
Çlg-1/1290	0.61	1.63	0.21	0.38	0.97	0.11
Çlg-1/1380	0.61	1.65	0.19	0.39	0.99	0.29
Çlg-1/1328	0.42	2.43	0.55	0.30	1.07	0.30
Çlg-1/1348	0.83	1.07	0.22	0.45	0.86	0.06



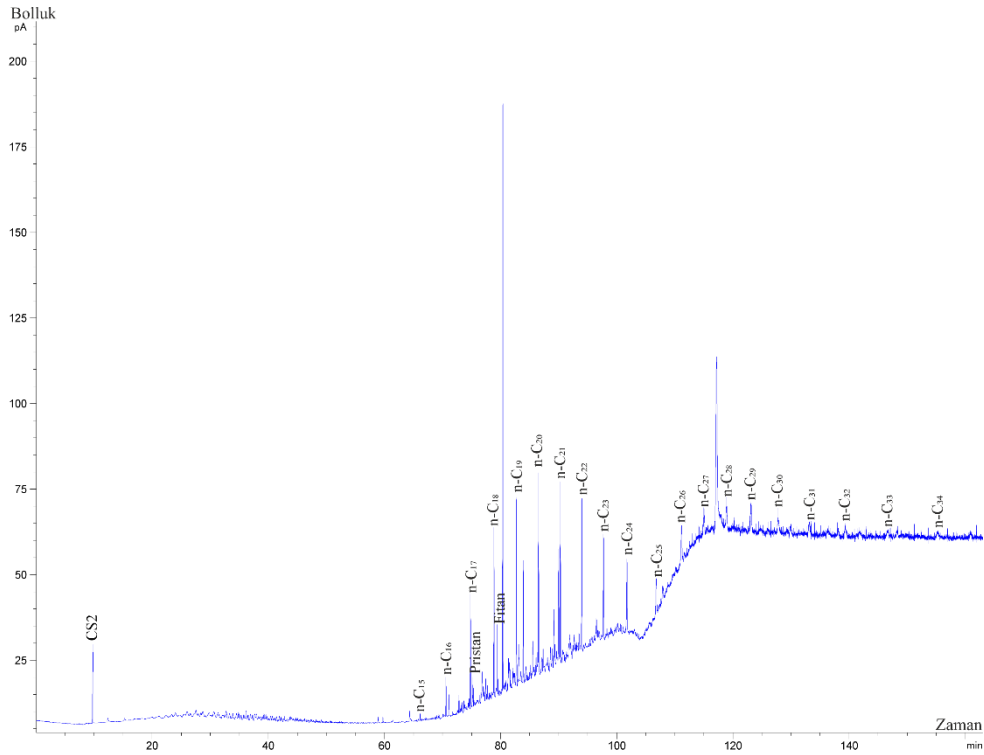
Şekil 142. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı



Şekil 143. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı

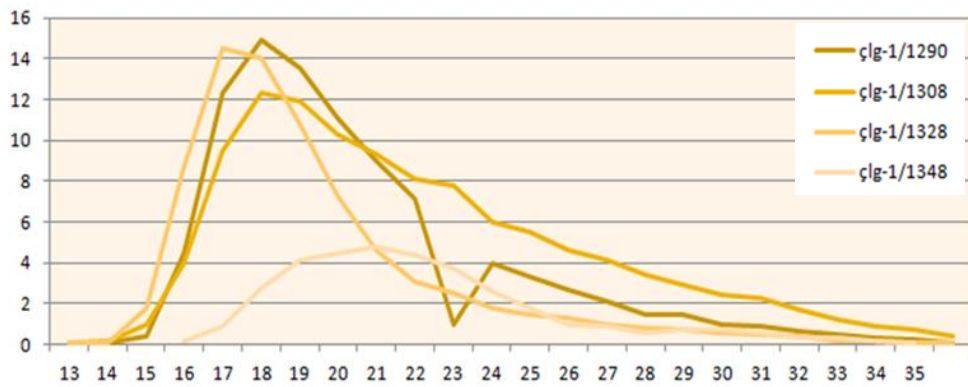


Şekil 144. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1380 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı



Şekil 145. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu kireçtaşı örneğinin tüm özüt gaz kromatogramı

Formasyona ait numunelerin gaz kromatogramlarında *n*-alkanlar genel olarak C₁₂-C₃₅ arasında kaydedilmiştir. Formasyonun genel *n*-alkan dağılımlarına bakıldığında Çlg-1/1290, Çlg-1/1308, Çlg-1/1328 numaralı kireçtaşı örneklerinin baskın piklerin C₁₆-C₁₇ olduğu düşük-orta numaralı *n*-alkanların baskın olarak kaydedildiği sola çarpık unimodal bir dağılım söz konusudur (Şekil 146). Bu üç örneğin *n*-alkan dağılımları paralellik gösterirken Çlg-1/1348 numaralı kireçtaşı örneği farklı dağılım göstermektedir. Çlg-1/1348 nolu örneğin gaz kromatogramında ise a-alkanlar daha düşük bolluklarda kaydedilmiştir ve maksimum pikin C₂₀ olduğu görülmektedir. Bu örnekte de sola çarpık unimodal bir dağılım söz konusudur ancak baskın pikleri C₁₈-C₂₃ arasındaki *n*-alkanlar oluşturmaktadır. Formasyona ait kireçtaşı örneklerinin hepsinde fitan (Ph) pristana (Pr) göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Çalgan-1 kuyusuna ait numunelerin Pr/Ph oranları 0.42-0.83 arasında değişmektedir. Kireçtaşı numunelerine Pr/nC₁₇ oranları 0.19-0.55, Ph/nC₁₈ oranları da 0.30-0.45 arasında. Karaboğaz Formasyonu için CPI değeri 0.86-1.07 arasında, TAR değeri ise 0.06-0.30 aralığında değişmektedir.

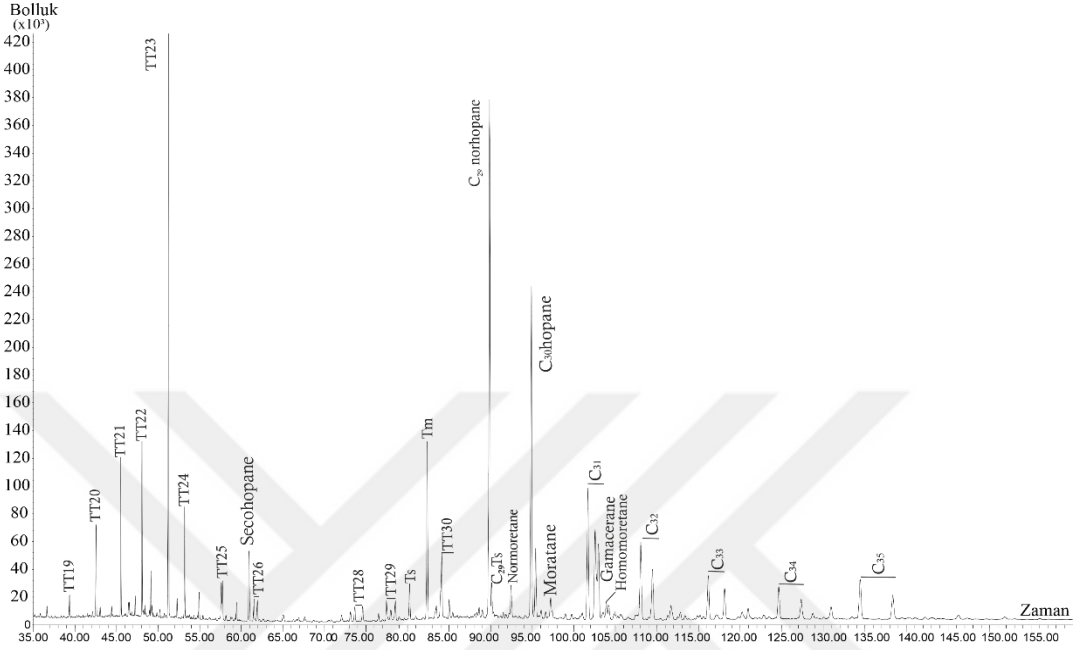


Şekil 146. Karaboğaz Formasyonuna ait örneklerin gaz kromatogramlarından tespit edilen *n*-alkanların yüzde dağılım grafiği

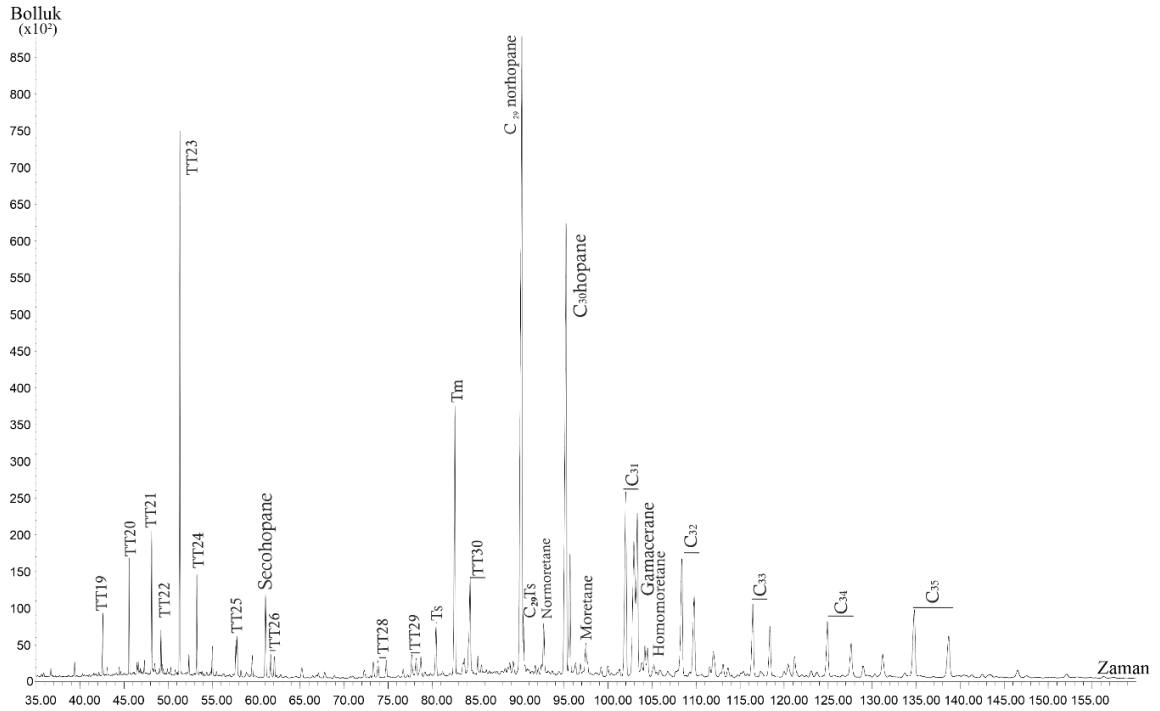
3.5.2.2. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

Karaboğaz Formasyonu Çalgan-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerine ait pikler üzerinden hesaplanan çeşitli parametreler Tablo 25’de, terpan ve steran kromatogramları ise Şekil 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153 ve 154’ de verilmiştir. Karaboğaz Formasyonu Çalgan-1 kuyusuna ait örneklerin m/z 217 kütle kromatogramlarında C₂₇-C₂₈-C₂₉ steran

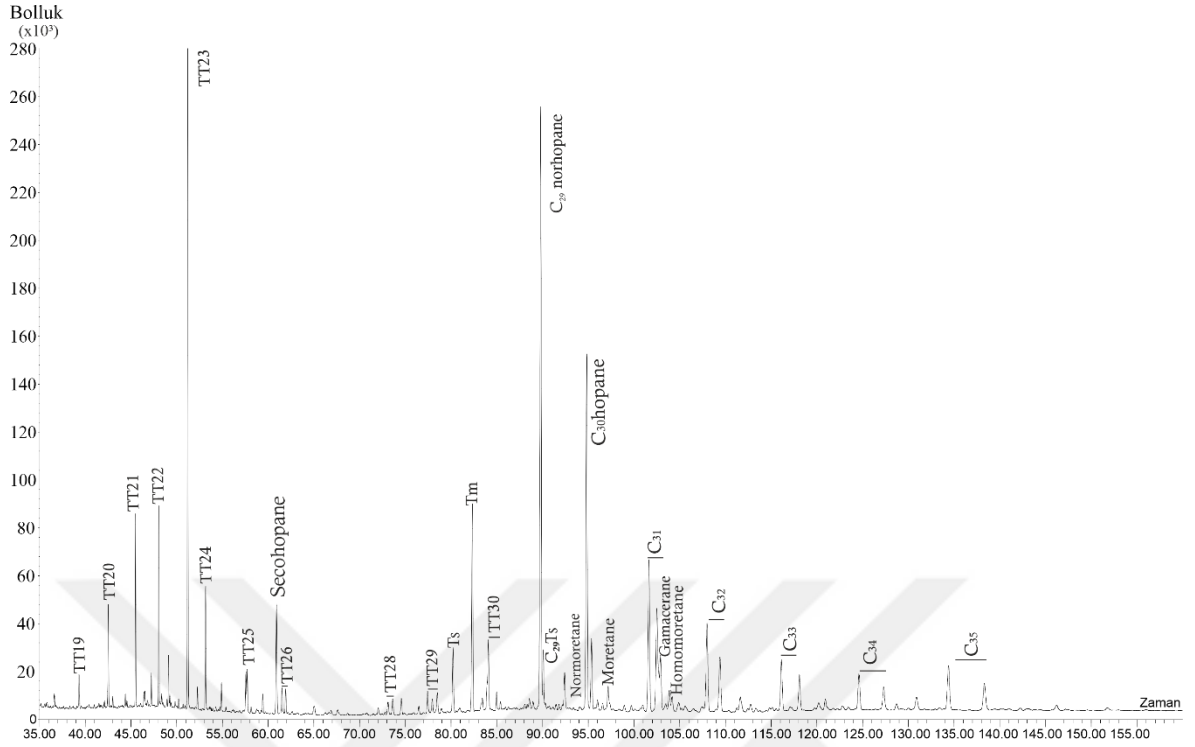
bollukları sırasıyla %45-%30-%24; %47-%28-%25; %45-%31-%25; %43-%28-%29 oranında hesaplanmış ve bu sonuçlara göre $C_{27} > C_{28} > C_{29}$ olduğu görülmüştür.



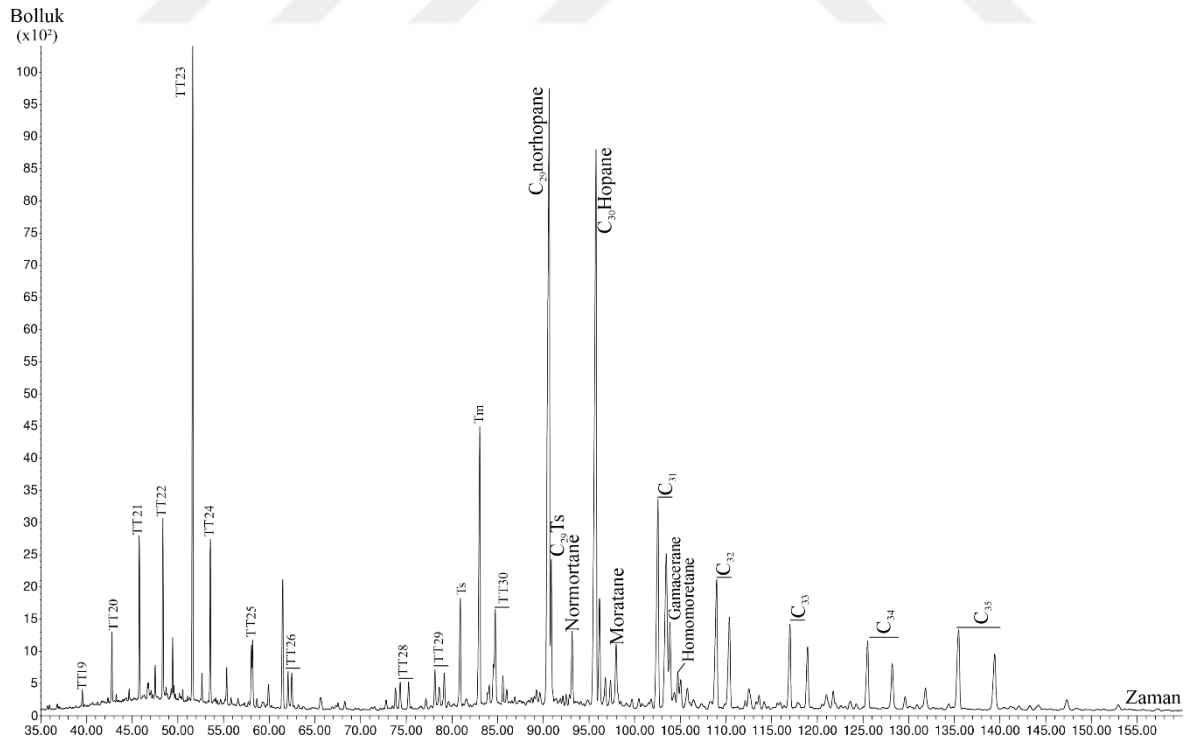
Şekil 147. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



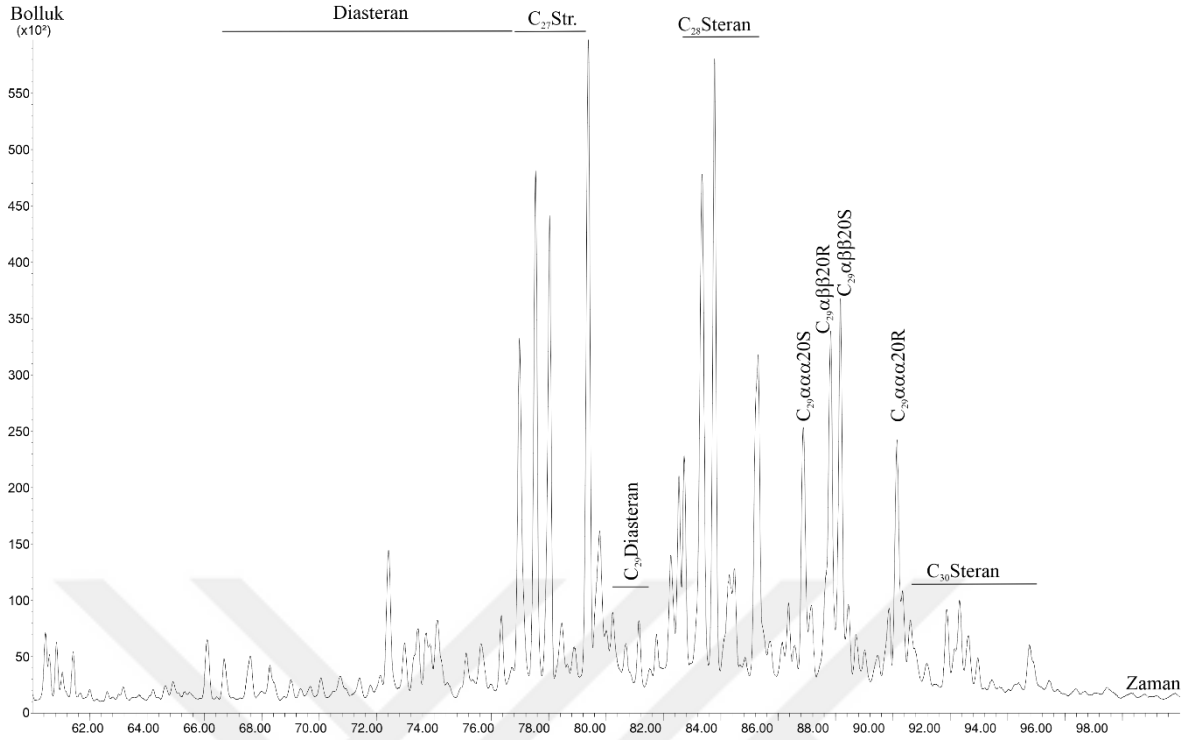
Şekil 148. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1308 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



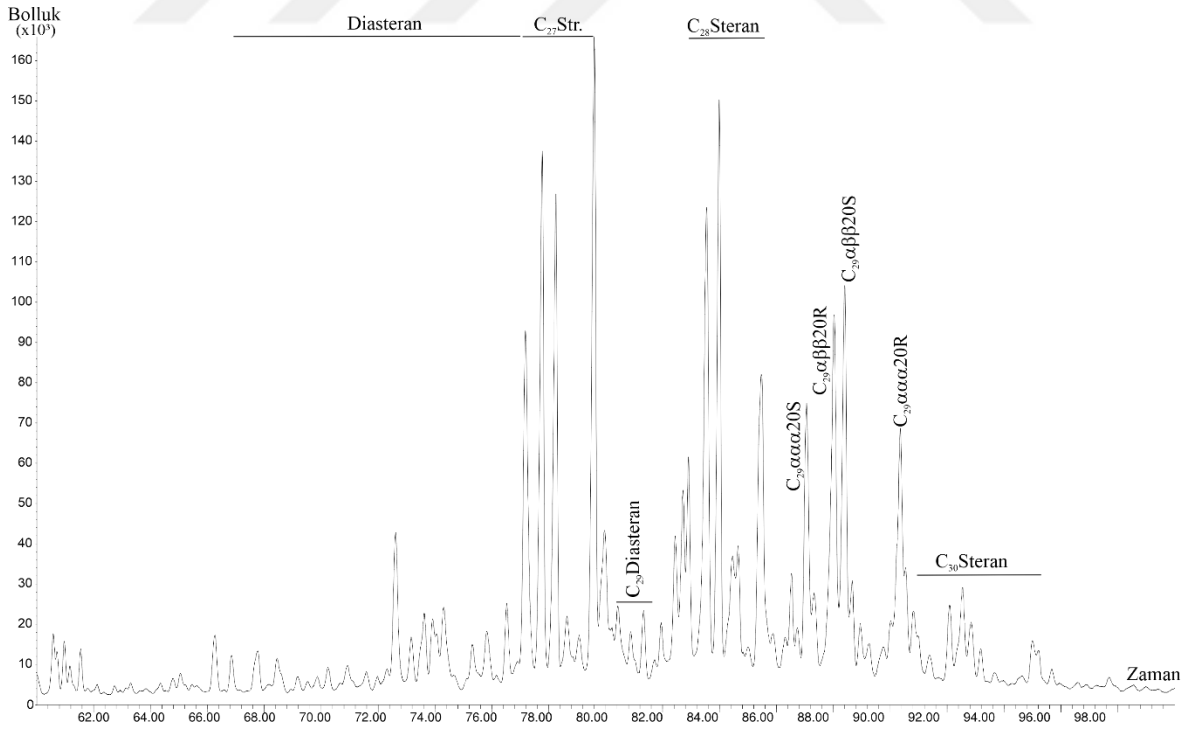
Şekil 149. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



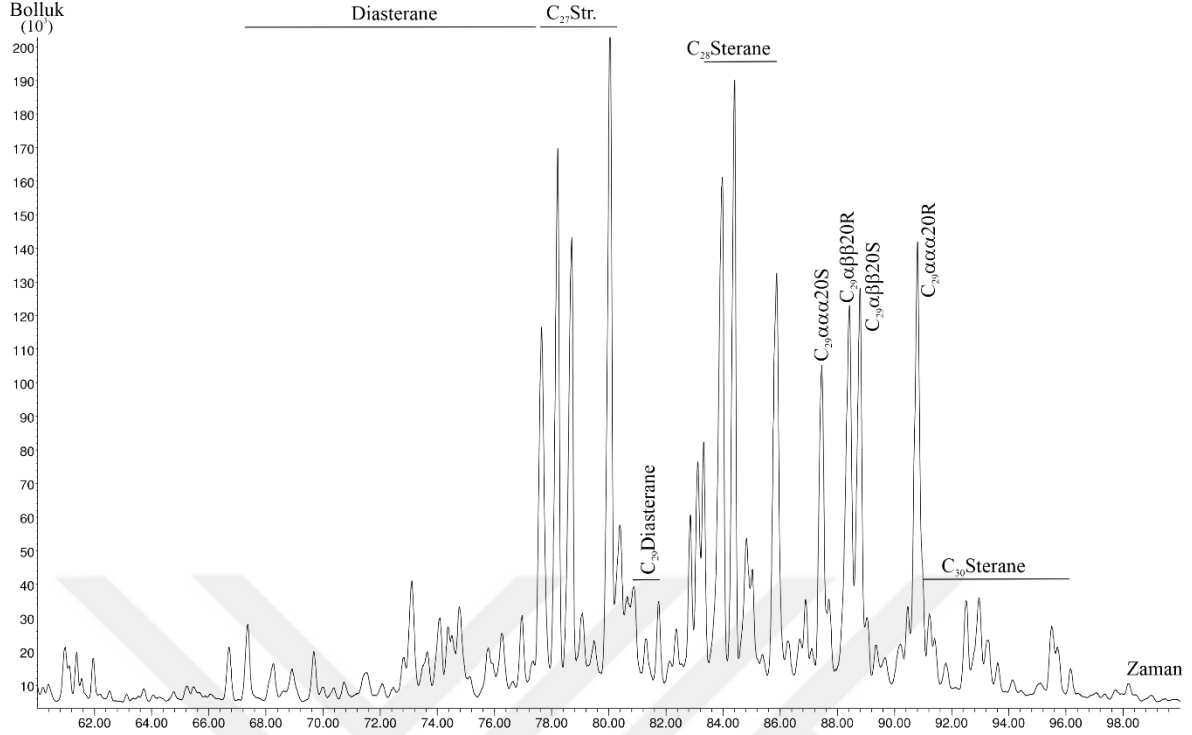
Şekil 150. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 191 kütle kromatogramı



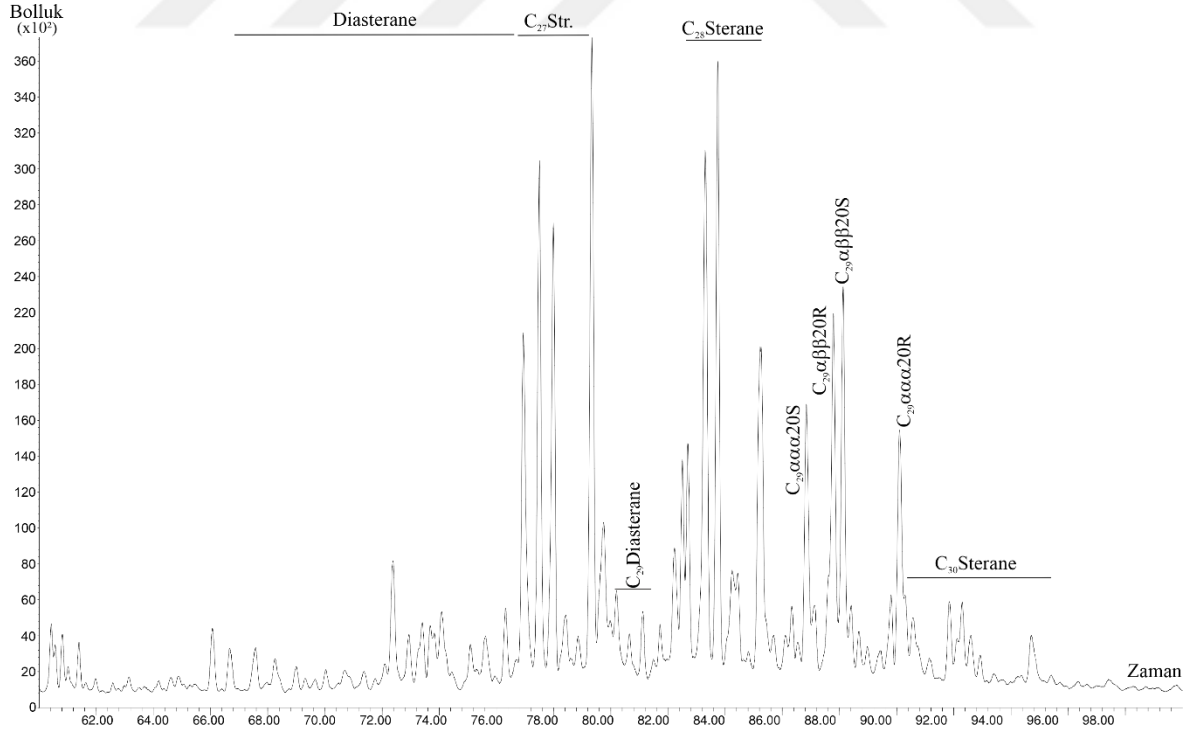
Şekil 151. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



Şekil 152. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1380 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



Şekil 153. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı



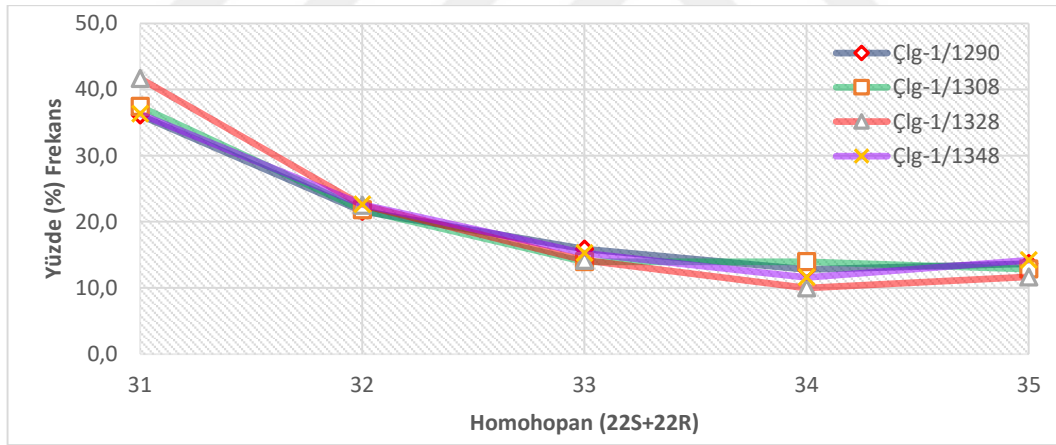
Şekil 154. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu kireçtaşı örneğinin m/z 217 kütle kromatogramı

Tablo 25. Karaboğaz Formasyonu Çlg-1 kuyusuna ait kireçtaşı örneklerinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri

Terpan	Karaboğaz Formasyonu				Steroid	Karaboğaz Formasyonu			
	Çlg-1-1290	Çlg-1-1308	Çlg-1-1328	Çlg-1-1348		Çlg-1-1290	Çlg-1-1308	Çlg-1-1328	Çlg-1-1348
C ₂₂ /C ₂₁ Tricyclic T.	1.11	1.21	1.03	1.12	C ₂₇ . C ₂₈ . C ₂₉ MA str. (%)	35. 48. 16	39. 42. 18	34. 49. 16	37. 44. 19
C ₂₄ /C ₂₃ Tricyclic T.	0.19	0.19	0.19	0.25	MA(I)/MA(I+II)	0.45	0.40	0.47	0.24
(C ₁₉ +C ₂₀)/C ₂₃ tt.	0.20	0.14	0.21	0.14	TA(I)/TA(I+II)	0.61	0.52	0.64	0.42
Ts/(Ts+Tm)	0.17	0.15	0.24	0.28	TA[C ₂₀ /(C ₂₀ +C ₂₈ 20R)]	0.93	0.87	0.94	0.88
Moretan/hopan	0.07	0.06	0.07	0.11	C ₂₈ -TA/(C ₂₉ MA+C ₂₈ TA)	0.47	0.46	0.47	0.49
C ₃₁ R HH./C ₃₀ H.	0.20	0.21	0.25	0.24	C ₂₉ /(C ₂₈ +C ₂₉) MA	0.25	0.30	0.25	0.31
C ₂₃ tt/(C ₂₃ tt+C ₃₀ H)	0.64	0.55	0.65	0.54	Phenanthren				
C ₂₆ /C ₂₅ Tricyclic T.	1.11	1.09	1.16	1.43	MPI-1	0.76	0.77	0.77	0.78
C ₂₉ /C ₃₀ hopan	1.56	1.37	1.68	1.06	MPI-2	0.86	0.87	0.86	0.88
C ₂₉ Ts/(C ₂₉ H+C ₂₉ Ts)	0.06	0.06	0.48	0.16	MPI-3 (b/a MP)	0.86	0.93	0.84	0.88
C ₃₀ */C ₂₉ Ts	-	-	-	-	MPR	0.58	1.51	1.38	1.20
C ₃₀ */(C ₃₀ H+C ₃₀ *)	-	-	-	-	MPR1	0.37	0.43	0.53	0.60
Gam./ C ₃₀ hopan	0.16	0.28	0.10	0.11	MPR9	0.92	0.81	1.03	0.86
C ₂₄ /C ₂₆	1,72	1,97	2,27	1,86					
C ₃₅ /C ₃₄ HH	1.17	1.24	1.20	1.19	MPR2	0.70	0.65	0.52	0.72
22S/(22S+22R)(C ₃₂)	0.61	0.59	0.61	0.59	MPR3	0.53	0.51	0.57	0.57
Steran/hopan	2.25	2.05	2.61	2.21	1-MP/9-MP	0.54	0.53	0.52	0.69
Steran					Dibenzothiophen				
C ₂₇ .C ₂₈ .C ₂₉ steran (%)	42, 34, 24	44, 32, 24	41, 35, 24	40, 34, 27	MDR	0.58	1.07	1.18	0.66
n-. iso-. diasteran (%)	38, 54, 8	37, 54, 9	37, 54, 9	42, 51, 7	MDR'	0.37	0.52	0.54	0.40
diasteran/steran	0.06	0.05	0.07	0.13	DBT/P	0.95	0.79	0.75	0.57
20S/(20S+20R) C ₂₉	0.50	0.57	0.54	0.41					
ββ/(ββ+αα)	0.59	0.62	0.61	0.47					
C ₂₈ /C ₂₉	1.44	1.36	1.46	1.26					

Çalgan-1 kuyusuna ait örneklerin diasteranlar/steran oranı 0.05-0.13 arasında oldukça düşük bollukta kaydedilmiştir Karaboğaz Formasyonuna ait C_{28}/C_{29} steran oranı 0.99-1.25 aralığında hesaplanmıştır. Formasyondan alınan dört numunenin hepsinde Tm, Ts'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. Ts/(Ts+Tm) oranları oldukça düşük olup 0.15-0.27 arasında değişmektedir. Çalgan-1 kuyusuna ait $22S/(22S+22R)$ oranı 0.58-0.61 arasında değişmektedir. Karaboğaz Formasyonuna ait örneklerin moretan/hopan oranı oldukça düşük olup 0.06-0.11 arasındadır. Çalgan-1 kuyusuna ait örneklerin $20S/(20S+20R)$ steran oranı 0.41-0.57 arasında, $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranı 0.40-0.54 arasında hesaplanmıştır.

m/z 191 kütle kromatogramlarında, trisiklik terpanlar düşük bollukta kaydedilmiştir. Formasyona ait oranı yüksek $C_{22}/C_{21}TT$ oranı 1.03-1.24 arasında ve düşük $C_{24}/C_{23}TT$ oranı 0.18-0.25 arasında hesaplanmıştır. Yüksek $C_{26}/C_{25}TT$ oranı 1-1.17 arasında hesaplanmıştır. C_{30} hopan yüksek bollukta kaydedilmiştir. Formasyonun, homohopan dağılımlarına bakıldığında ($C_{31}-C_{35}$), C_{31} homohopan konsantrasyonunun diğerlerinden daha fazla ve C_{35} 'in C_{34} 'ten daha yüksek bollukta kaydedildiği görülmektedir. (Şekil 155).



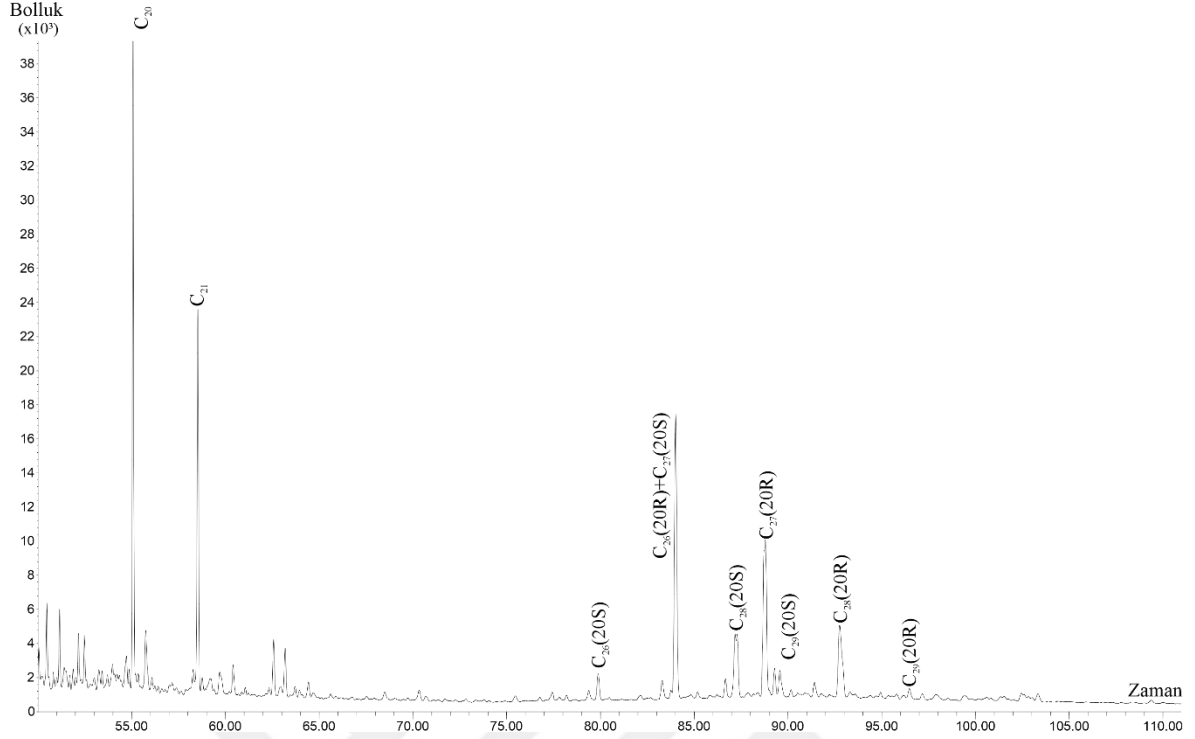
Şekil 155. Karaboğaz Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin homohopan dağılımları (% $C_{31}-C_{35}$)

Karaboğaz Formasyonuna ait tüm örneklerde C_{29} hopanın (norhopan) oldukça yüksek bollukta kaydedildiği görülmektedir. Karababa Formasyonu için $C_{29}NH/C_{30}$ H oranı da oldukça yüksek olup 1.12-1.68 (>0.6) arasında hesaplanmıştır. C_{35} homohopanların değeri de tüm örneklerde yüksek olup C_{35}/C_{34} homohopan oranı 1.17-1.28 (>0.8) arasında hesaplanmıştır. C_{31} $22R/C_{30}$ hopan oranı düşük oranlarda kaydedilmiş olup bu oran 0.20-

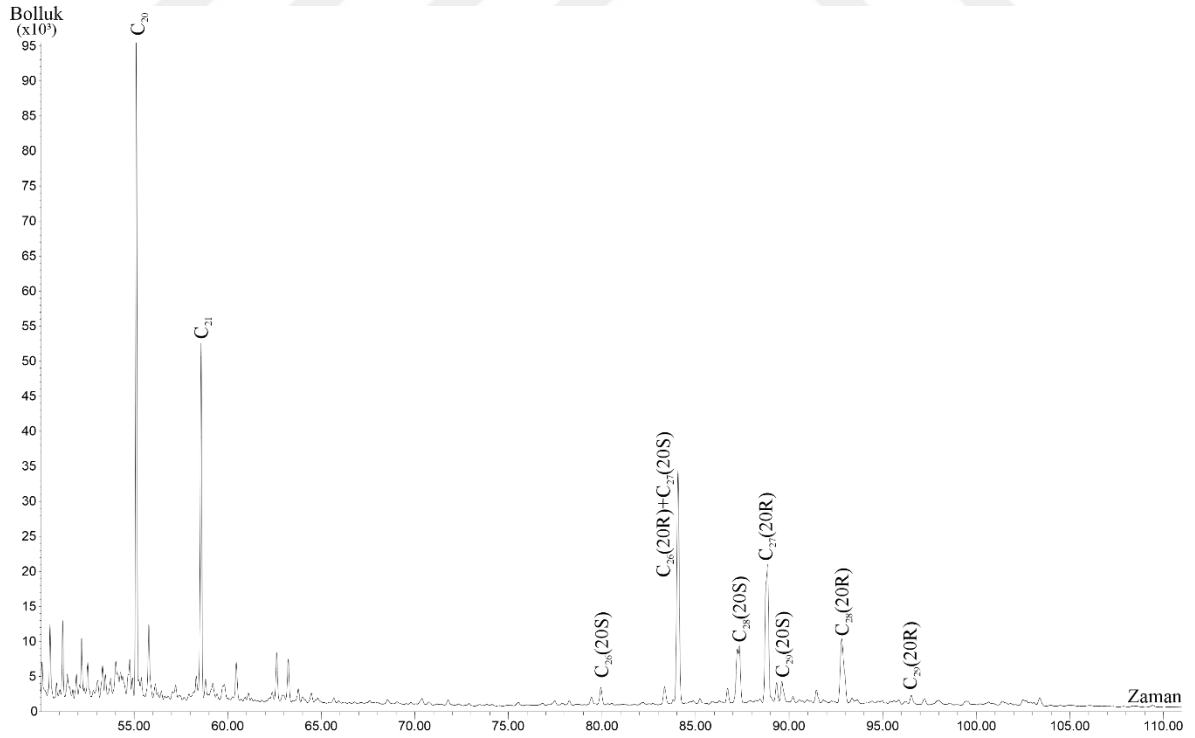
0.24 arasında hesaplanmıştır. Oleanan, Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinde kaydedilmemiştir. Gamaseran indeksi değeri düşük olup 0.10-0.27 arasında hesaplanmıştır.

Karaboğaz Formasyonuna ait örneklerin m/z 231 ve m/z 253 kromatogramları Şekil 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162 ve 163’de verilmiştir. m/z 253 kütle kromatogramlarında baskın MA steroid C_{28} MA’dır. MA steroid bollukları sırasıyla $C_{28} > C_{27} > C_{29}$ şeklindedir. MA(II), MA(I) ‘e göre daha baskındır. TA(I), TA(II)’ye göre yüksek bollukta kaydedilmiştir. Karaboğaz Formasyonuna ait $C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranı 0.25-0.31 arasında değişmektedir. MA(I)/MA(I+II) steroid oranı 0.21-0.47 TA(I)/TA(I+II) steroid oranı 0.44-0.64 arasında hesaplanmıştır. C_{28} -TA/(C_{29} -MA+ C_{28} -TA) oranı ise 0.46-0.49 ve $TA[C_{20}/(C_{20}+C_{28}20R)$ 0.77-0.91 arasında hesaplanmıştır (Tablo 25). Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin m/z178-192 kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla $9MP > 2MP > 3MP > 1MP$ şeklindedir (Şekil 164, 165, 166 ve 167). 9-MP, 1-MP’ ye göre baskın olarak kaydedildiği ve α -izomerlerin (1-MP ve 9-MP), β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir. MPI-3 (α/β) oranı bu değerler kullanılarak Çalgan-1 kuyusunda 0.85-0.93 arasında hesaplanmıştır.

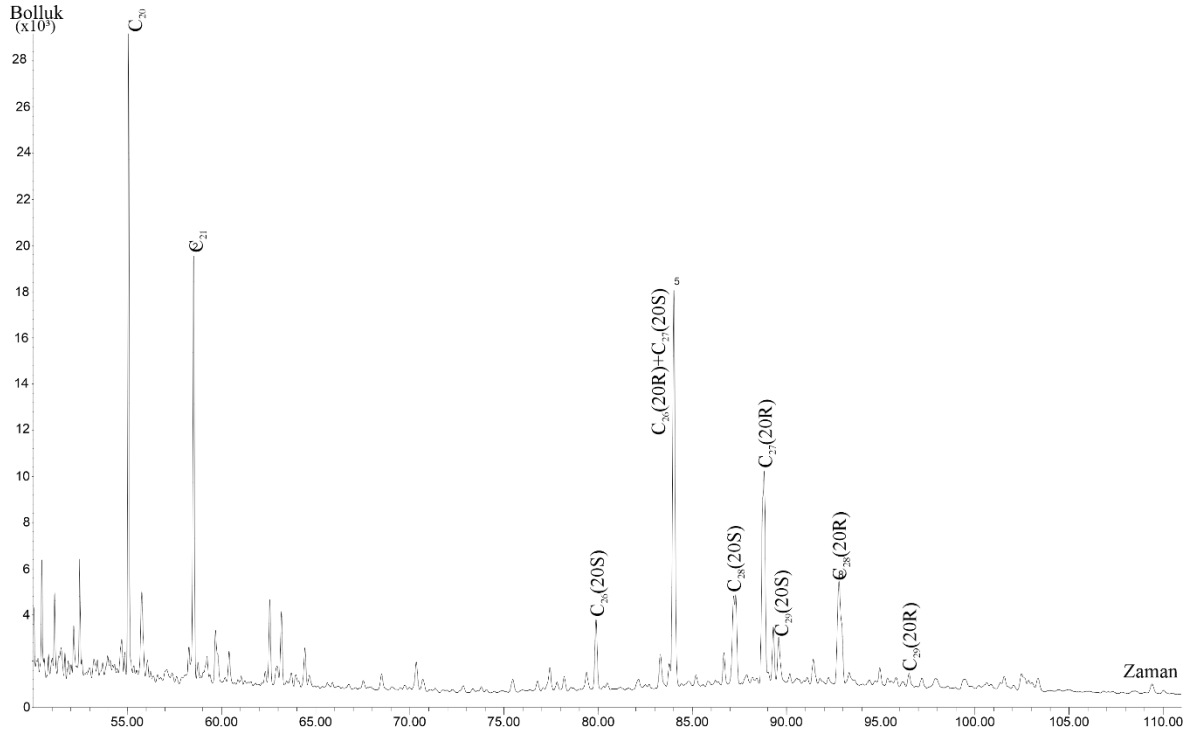
m/z 184-198 kromatogramında ölçülen dibenzodiyofen ve metil-dibenzotiyofen pik alanları kullanılarak DBT/P, 4-MDBT/1-MDBT, MDR-MDR’ değerleri hesaplanmaktadır. Formasyona ait m/z184-198 kromatogramına bakıldığında DBT bollukları MDBT’ten daha yüksektir. 4MDBT ve 1MDBT’nin baskın olduğu ve 2MDBT’in daha düşük bollukta kaydedildiği genel bir dağılım vardır (Şekil 168, 169, 170 ve 171).



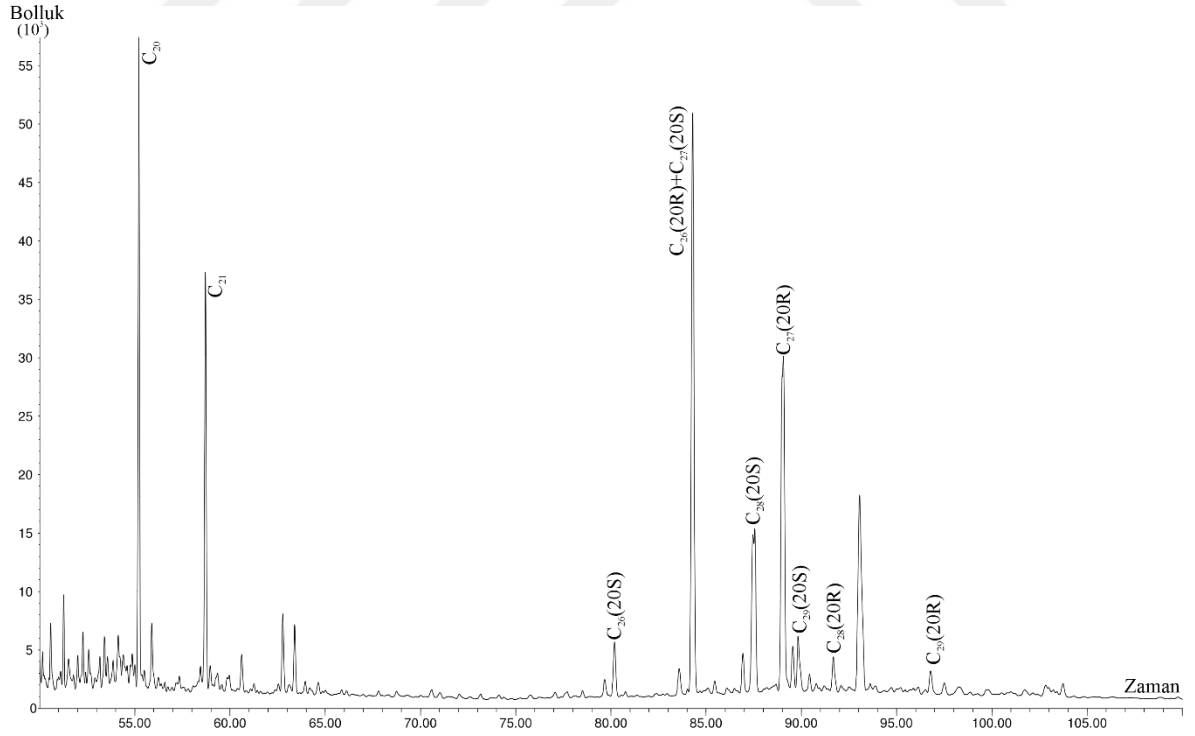
Şekil 156. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



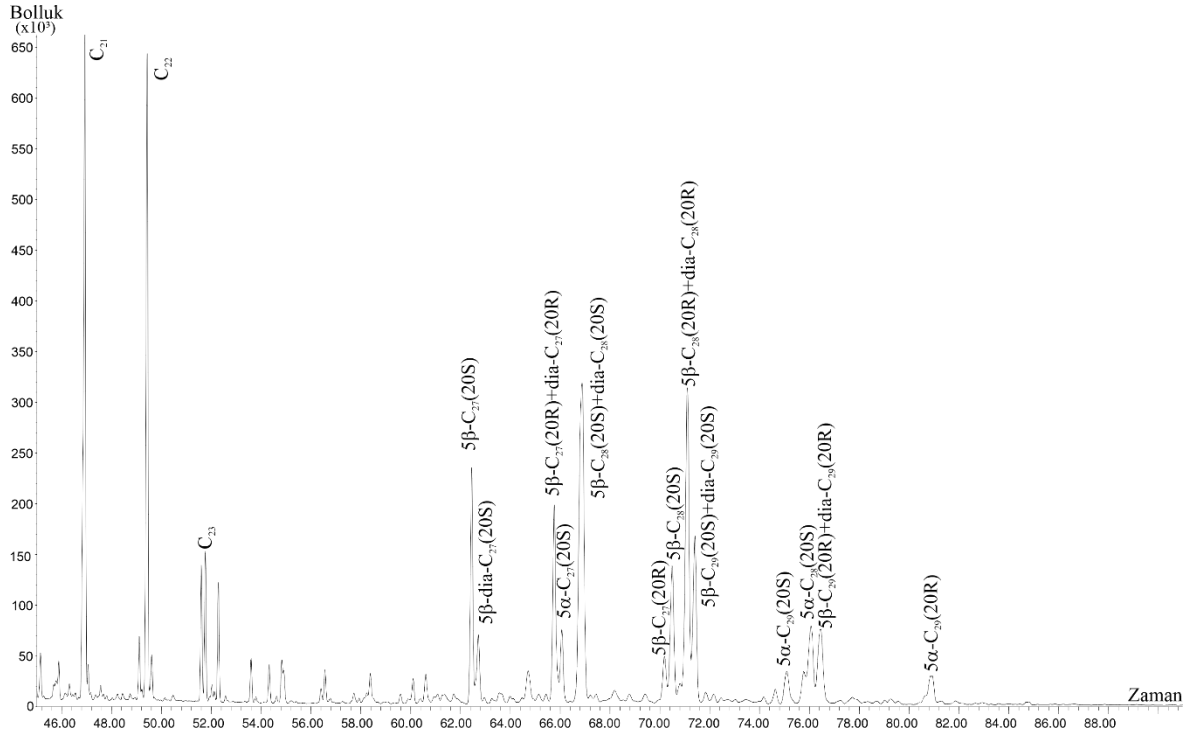
Şekil 157. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



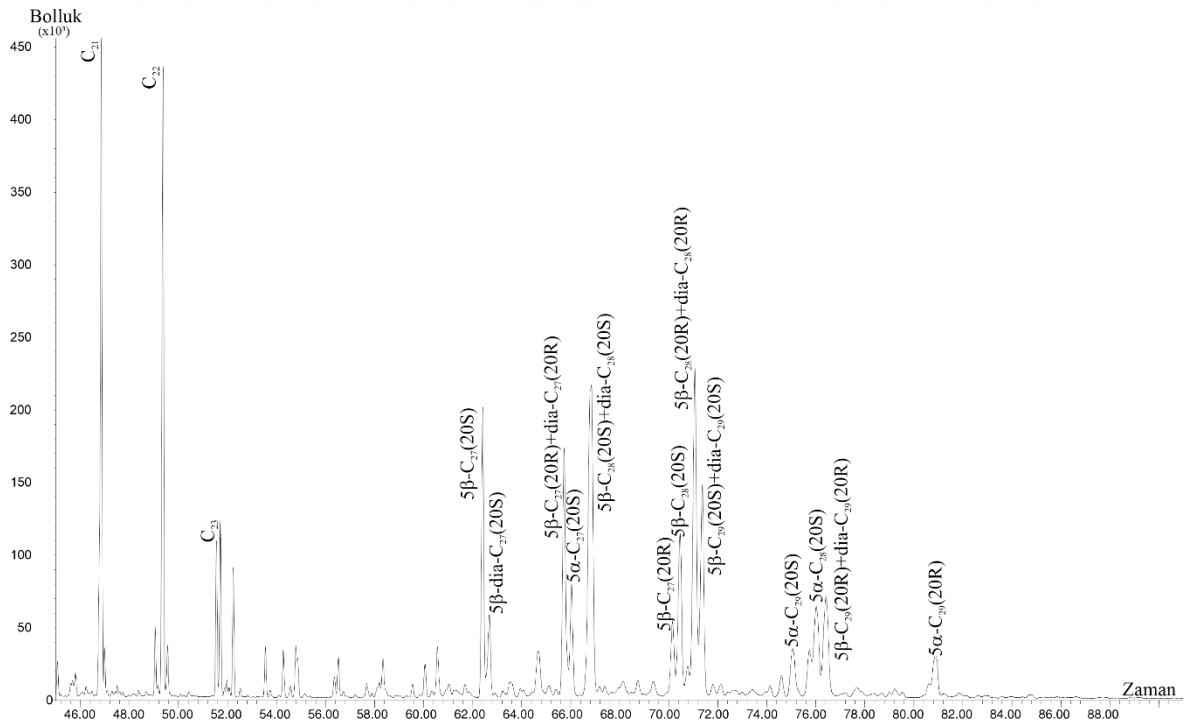
Şekil 158. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1380 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



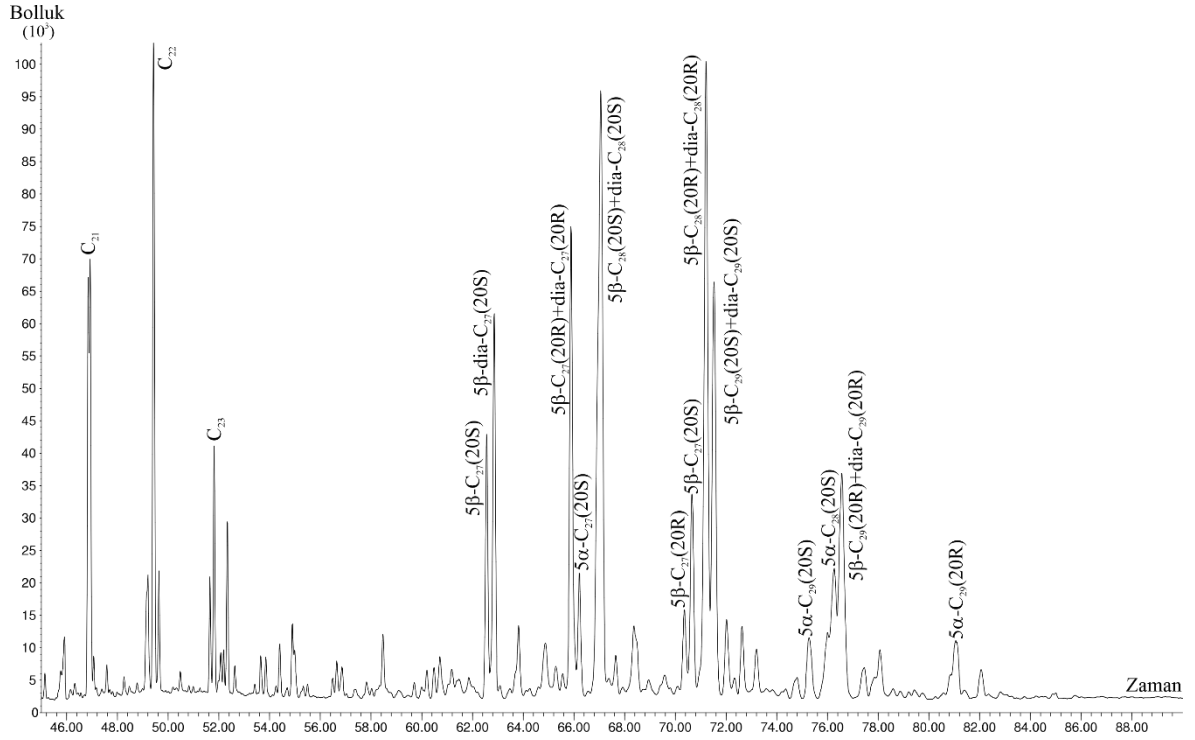
Şekil 159. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



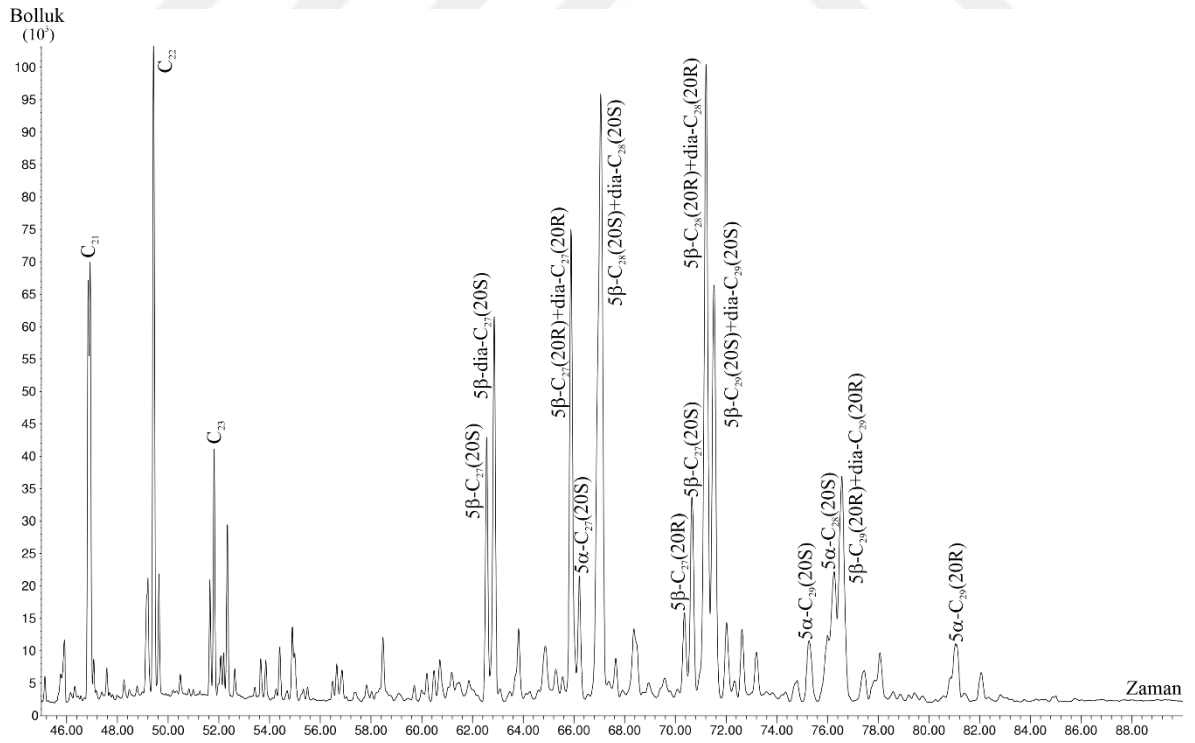
Şekil 160. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



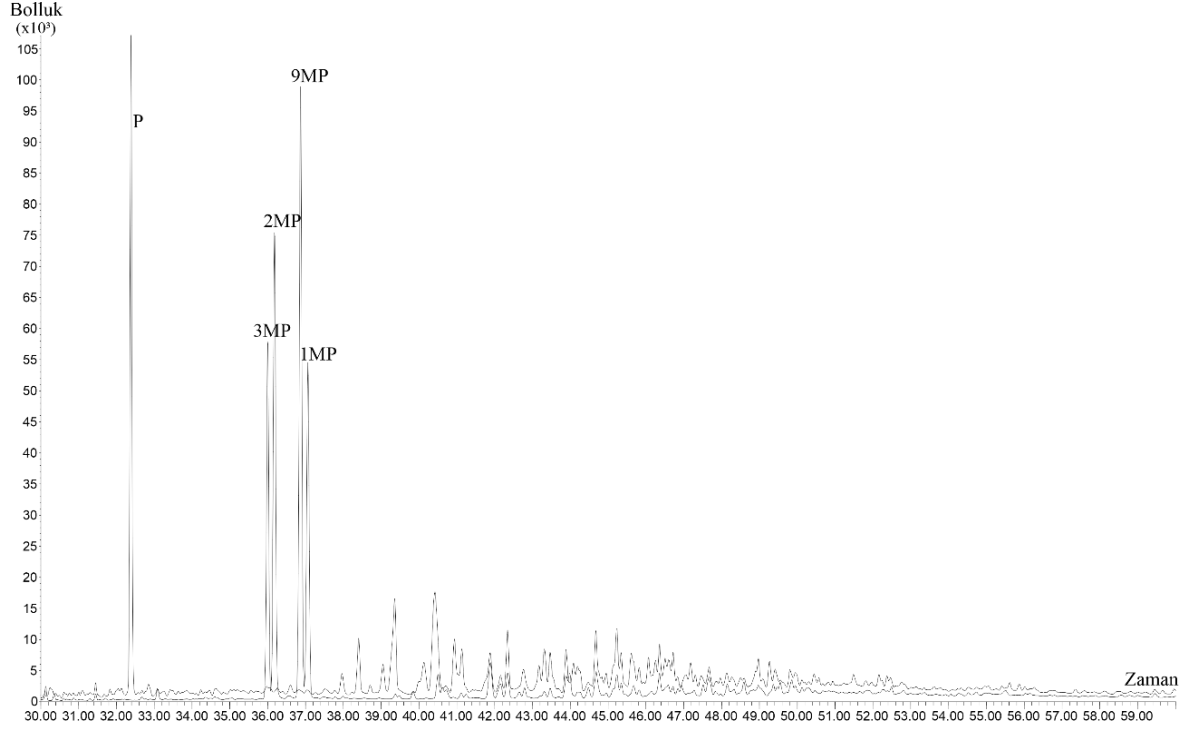
Şekil 161. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1308 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



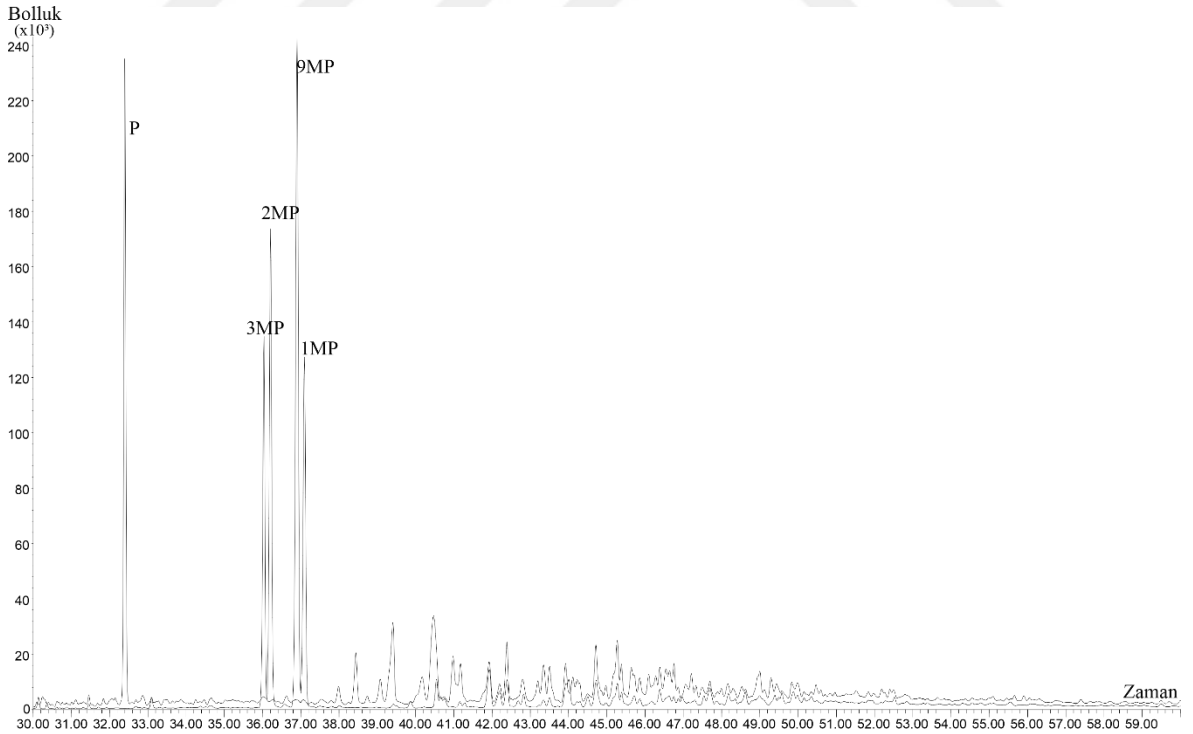
Şekil 162. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



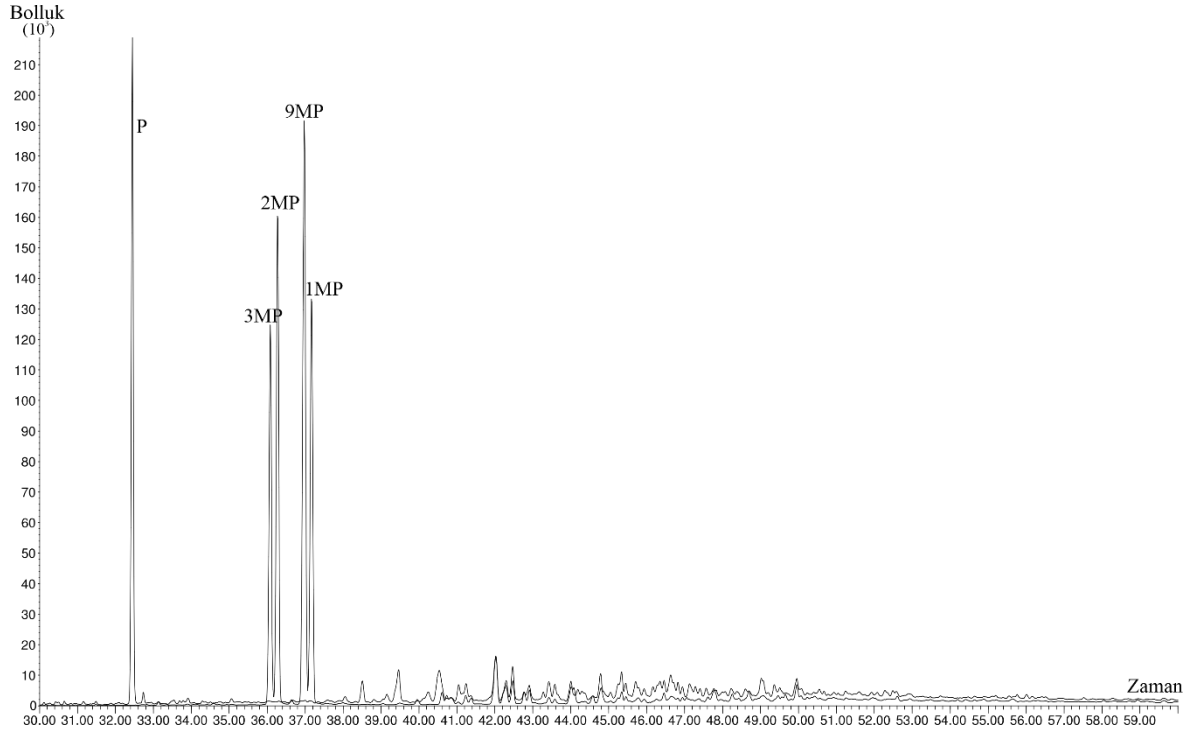
Şekil 163. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



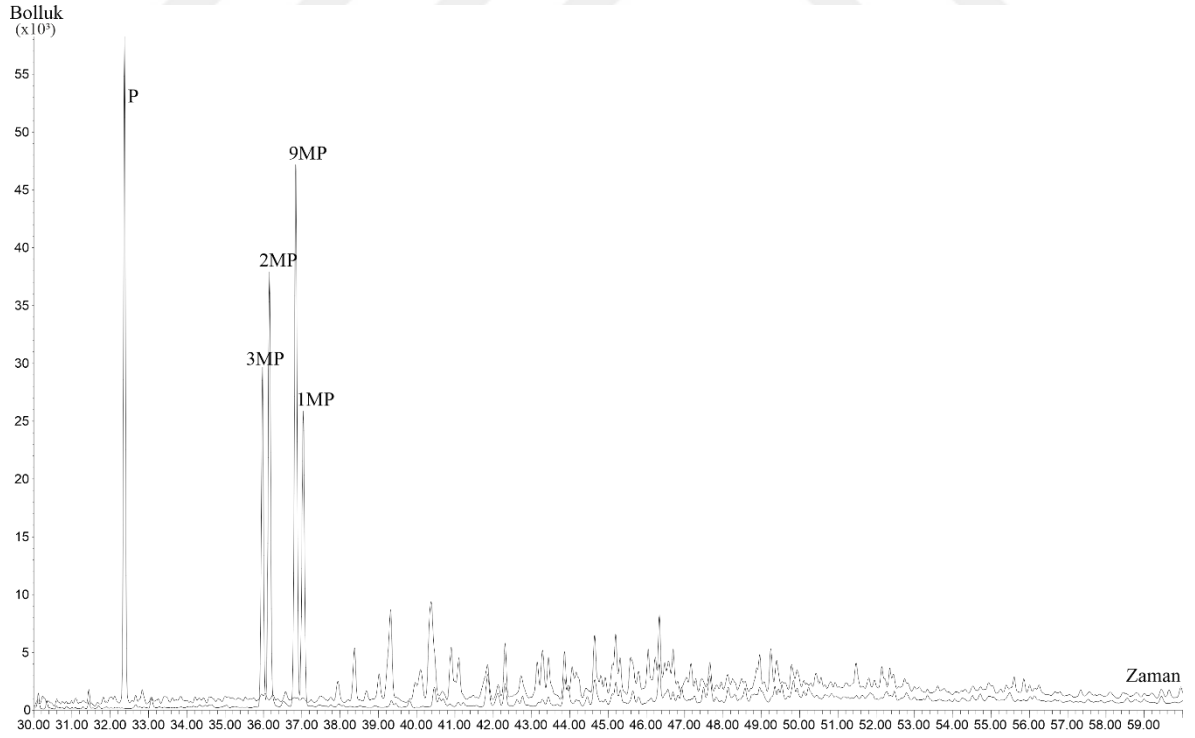
Şekil 164. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1290 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



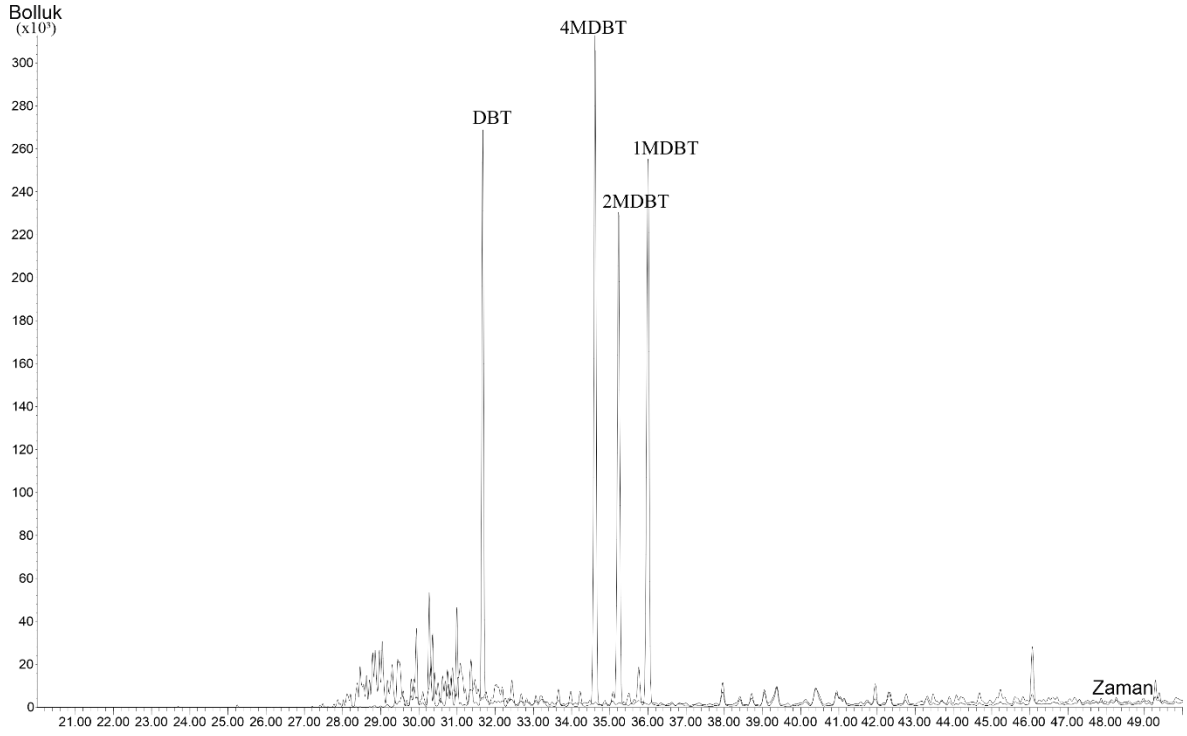
Şekil 165. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1328 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



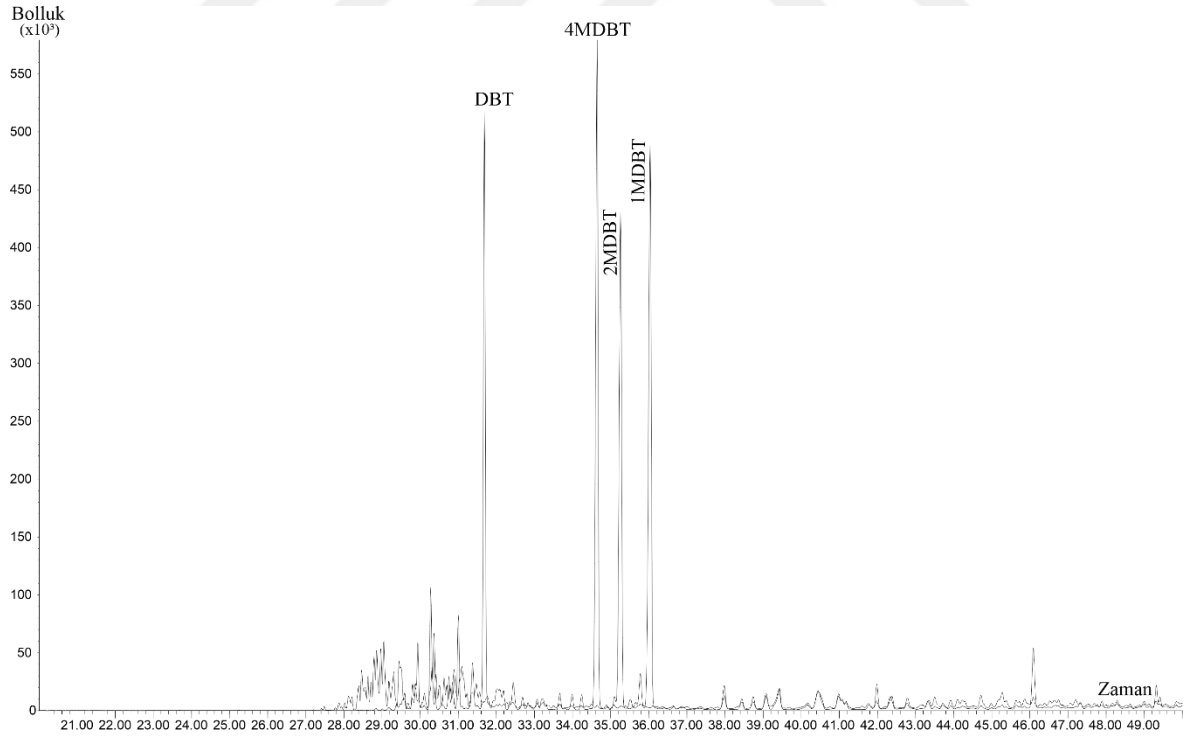
Şekil 166. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



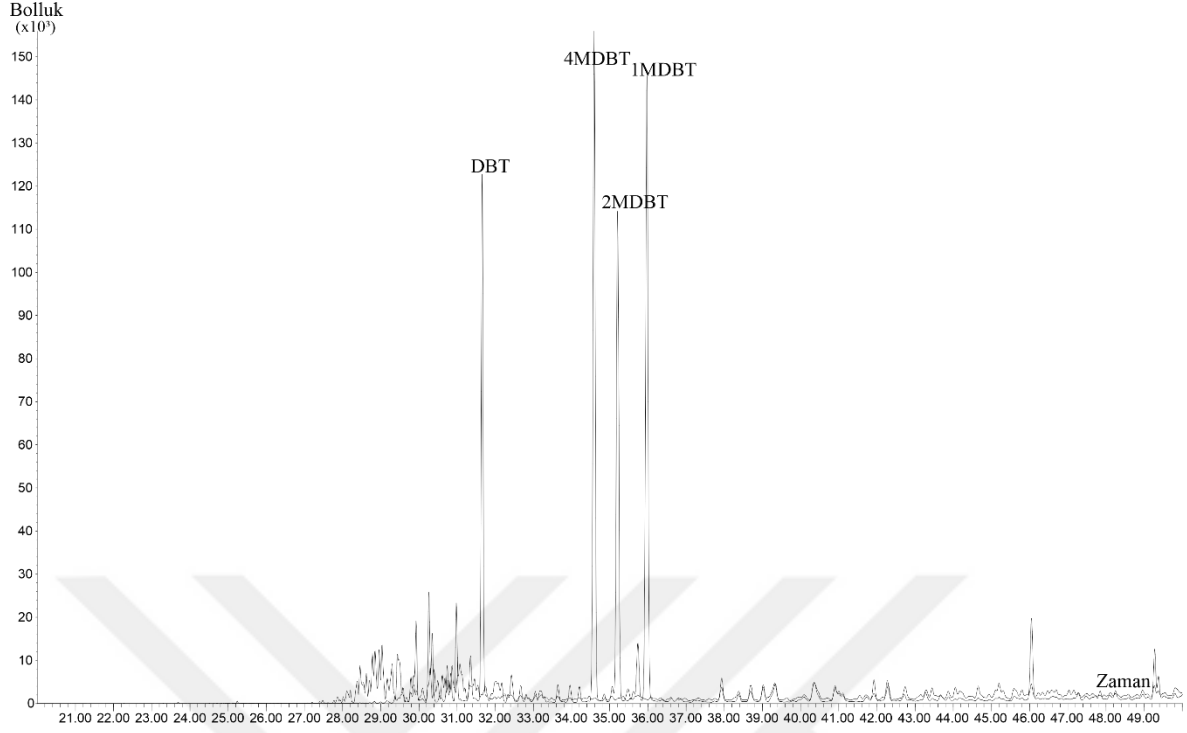
Şekil 167. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1308 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



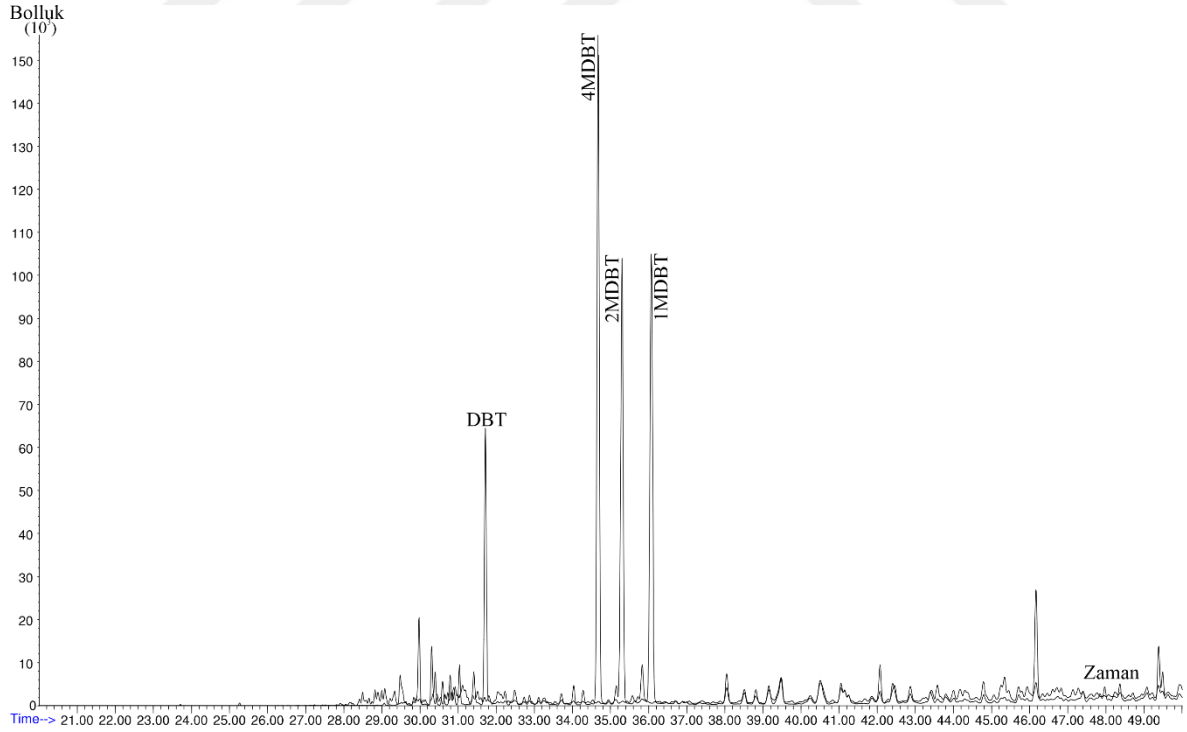
Şekil 168. Karaboğaz Formasyonu Çlg-1/1290 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 169. Karaboğaz Formasyonu Çlg-1/1328 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 170. Karaboğaz Formasyonu Çlg-1/1308 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı



Şekil 171. Karaboğaz Formasyonuna ait Çlg-1/1348 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı

3.5.2.3. Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)

Karaboğaz Formasyonuna ait Çalgan-1 kuyusundan Çlg-1/1298, Çlg-1/1314, Çlg-1/1322, Çlg-1/1348 nolu kireçtaşı örnekleri üzerinde karbon izotop analizi yapılmış ve hesaplanan değerler Tablo 26’da verilmiştir.

Tablo 26. Karaboğaz Formasyonu ait killi kireçtaşı örneklerine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri

Örnek No.	$\delta^{13}\text{C}$		
	Sat. (Doymuş Hidrokarbon)	Tüm	Aro. (Aromatik Hidrokarbon)
Çlg-1/1298	-28.32	-27.92	-27.78
Çlg-1/1314	-28.49	-28.20	-28.08
Çlg-1/1322	-28.19	-28.08	-28.11
Çlg-1/1348	-27.87	-27.46	-27.65

3.5.2.4. Organik Madde Miktarı

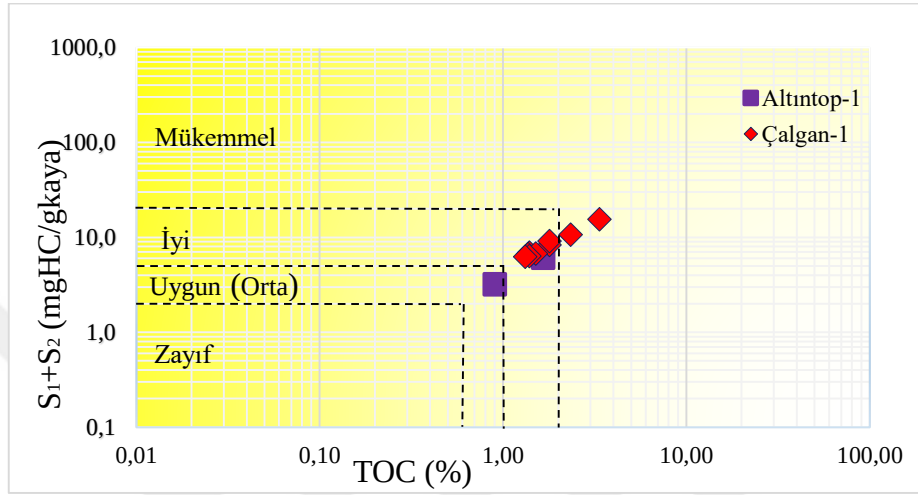
Karaboğaz Formasyonu için Çalgan-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin hepsinin iyi kaynak kaya sınıfına girdiği görülmektedir (Tissot ve Welte, 1984; Peters, 1986; Jarvie, 1991; Peters ve Cassa, 1994).

Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin PÜ-TOC grafiği Şekil 171’de verilmiş ve organik madde miktarı bu diyagrama göre yorumlanmıştır. Bu grafiğe göre Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin iyi- mükemmel kaynak kaya özelliğine sahip olduğu görülmektedir (Şekil, 172).

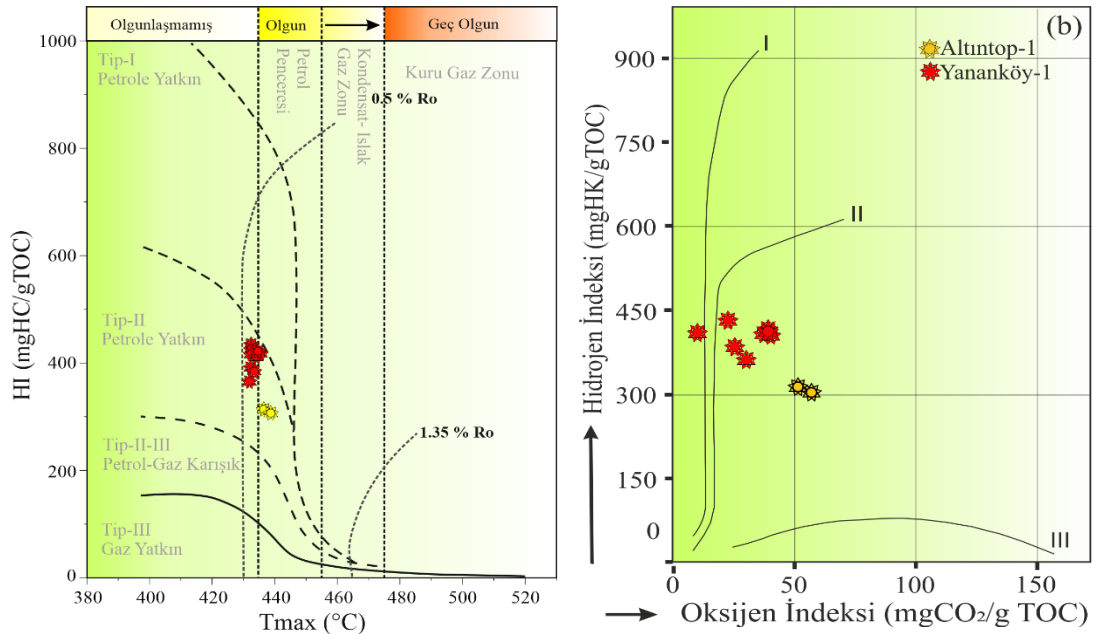
3.5.2.5. Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı

Karaboğaz Formasyonu Altıntop-1 ve Çalgan-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin S_2/S_3 oranları göre organik maddenin Tip I-Tip II kerojene sahip ve petrol türetme yatkınlığının olduğunu göstermektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Orta-yüksek HI değerlerine sahip olan Karaboğaz Formasyonunda her iki kuyu içinde değerler kireçtaşı örneklerinin Tip II kerojen içerdiğini ve petrol türetebilir denizel organik maddelerden oluştuğu göstermektedir (Peter ve Cassa, 1994). Karaboğaz Formasyonunun T_{max} -HI, HI-

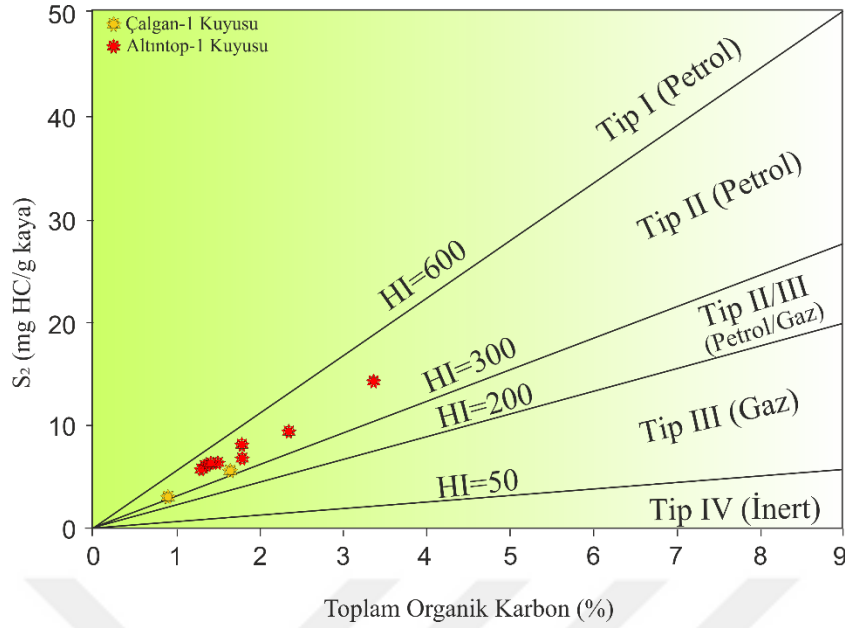
OI, S_2 -TOC diyagramlarındaki dağılımlarına bakıldığında her iki kuyuya ait kireçtaşı örneklerinin oldukça homojen bir dağılım gösterdiği görülmektedir. Her üç diyagramda da kireçtaşı örneklerinin tamamı Tip II kerojen alanında yer almıştır ve bu durum örneklerin petrol türetebilir özellikte olduğunu göstermektedir (Şekil 173 ve 174).



Şekil 172. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin PÜ (S_1+S_2) (mgHC/g kaya)- TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı



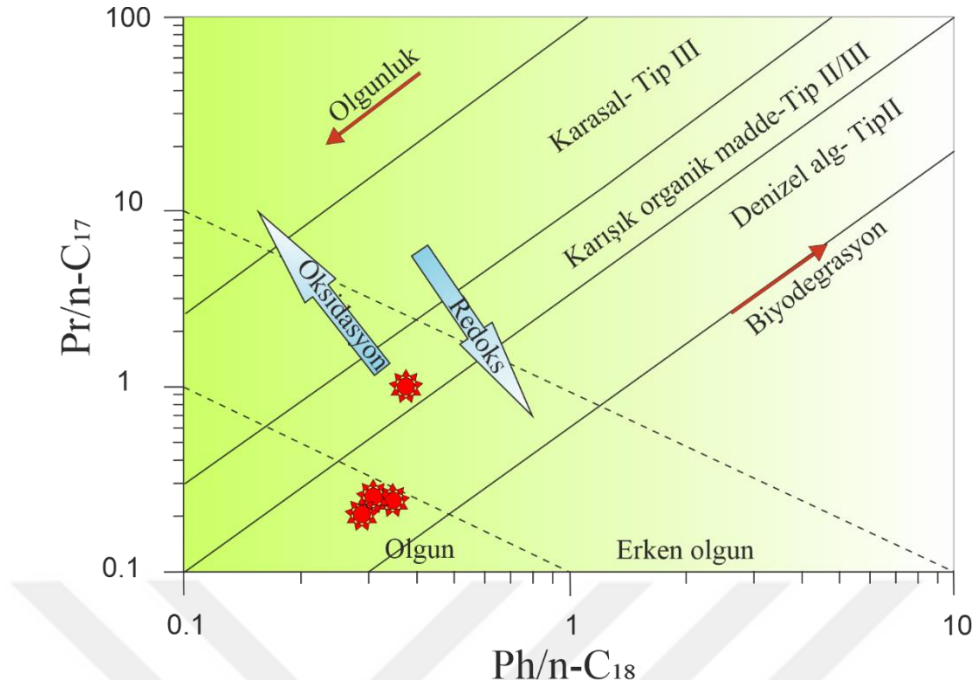
Şekil 173. Karaboğaz Formasyonu kireçtaşı örneklerinin; a) T_{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması (Espitalie vd. 1977'den değiştirilerek), b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması (Krevelen, 1984'den değiştirilerek)



Şekil 174. Karaboğaz Formasyonu killi kireçtaşı örneklerine ait S_2 -TOC (%) diyagramı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek)

Karaboğaz Formasyonunun genel *n*-alkan dağılımlarına bakıldığında düşük numaralı *n*-alkanların baskın olduğu sola çarpık unimodal bir dağılım söz konusudur ve böyle bir durum denizel-algal kökenli organik maddeyi ve karbonatlarla ilişki anoksik ortamları temsil etmektedir (Peters vd., 2005). Formasyona ait kireçtaşı örneklerinin hepsinde fitan (Ph) pristana (Pr) göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Pr/Ph oranlarının 1'den düşük olması Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin anoksik bir çökel ortamında depolandığını göstermektedir (Peters vd., 2005). Pr/ nC_{17} oranının (<0.5) 0.5'ten küçük olması çökelme ortamının denizel olduğunu, Pr/ nC_{18} oranının 0.3'ten büyük veya eşit olması karbonat kaynak kayalarını işaret etmektedir (Peters ve Moldowan, 1993).

Kireçtaşı örneklerinin izoprenoid/*n*-alkan diyagramındaki dağılımına bakıldığında Karaboğaz Formasyonunun çökelme ortamının redoks koşullarının indirgen, denizel-algal organik maddelerden oluştuğu, organik maddenin Tip II kerojen içerdiği ve olgun olduğu görülmektedir (Şekil 175).

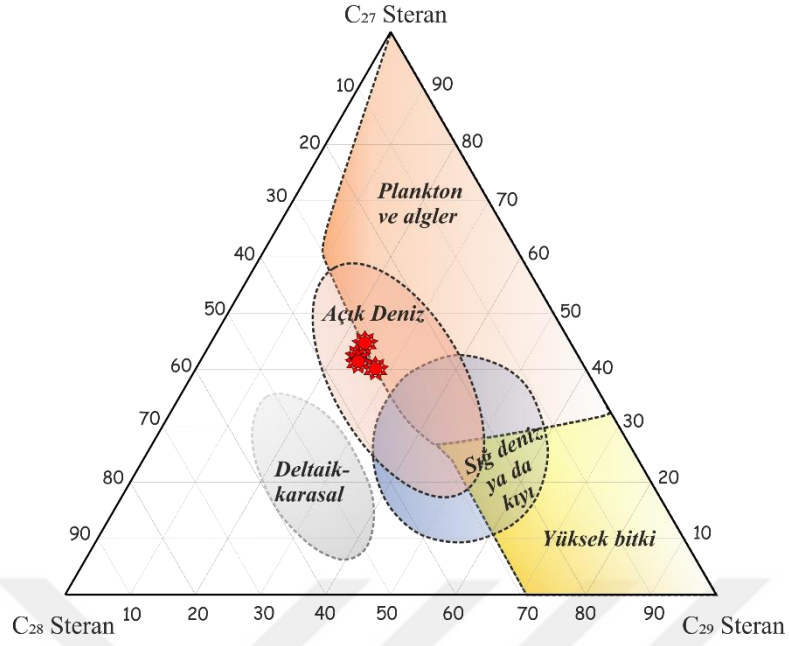


Şekil 175. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı (Hunt, 1995'ten değiştirilerek alınmıştır)

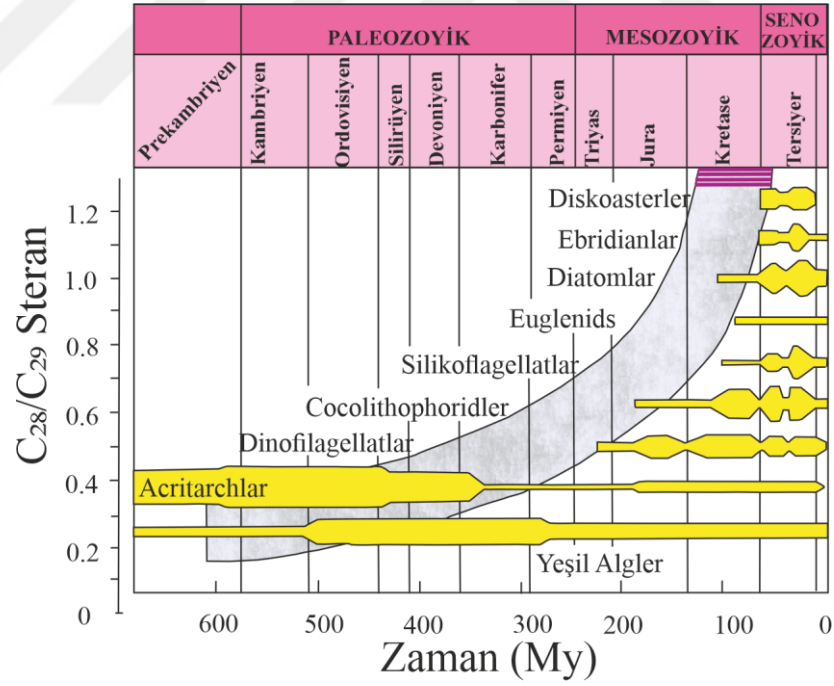
m/z 217 kütle kromatogramlarında C_{27} steranın baskın olması denizel fitoplanktonlar ve zooplanktonlardan türeyen bir organik maddeyi işaret etmektedir (Huang ve Meinschein, 1979). Ayrıca Karaboğaz Formasyonu Çalgan-1 kuyusuna ait örneklerin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımına bakıldığında kireçtaşı örneklerinin tümü 'açık deniz' alan içerisinde olduğu görülmektedir (Şekil 176).

Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin C_{28}/C_{29} steran oranı 0.99-1.25 aralığında hesaplanmıştır ve bu değer Jura ve Erken Tersiyer aralığını işaret etmektedir. Karaboğaz Formasyonunun yaşı önceki paleontolojik ve sedimentolojik çalışmalarla Kampaniyen olarak belirlenmiştir (Güven vd., 1991; Çoruh, 1983; Ertuğ, 1991). C_{28}/C_{29} steran oranı ile elde edilen yaş aralığı ile uyumluluk göstermektedir (Şekil 177). Formasyona ait steranların diasteranlara göre daha baskın kaydedilmiş olması ve düşük diasteran\steran oranı kilce fakir, karbonatça zengin bir kaynak kayanın ve anoksik bir çökel ortam özelliğini desteklemektedir (McKirdy vd., 1983).

C_{29} hopan (norhopan) bütün örneklerde oldukça yüksek bollukta kaydedilmiştir. Bu değerlerin yüksek konsantrasyonları organik karbonca zengin karbonat ve evaporit kaynak kayasını işaret etmektedir (Connan vd., 1986).



Şekil 176. Karaboğaz Formasyonu Çalgan-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımı



Şekil 177. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri

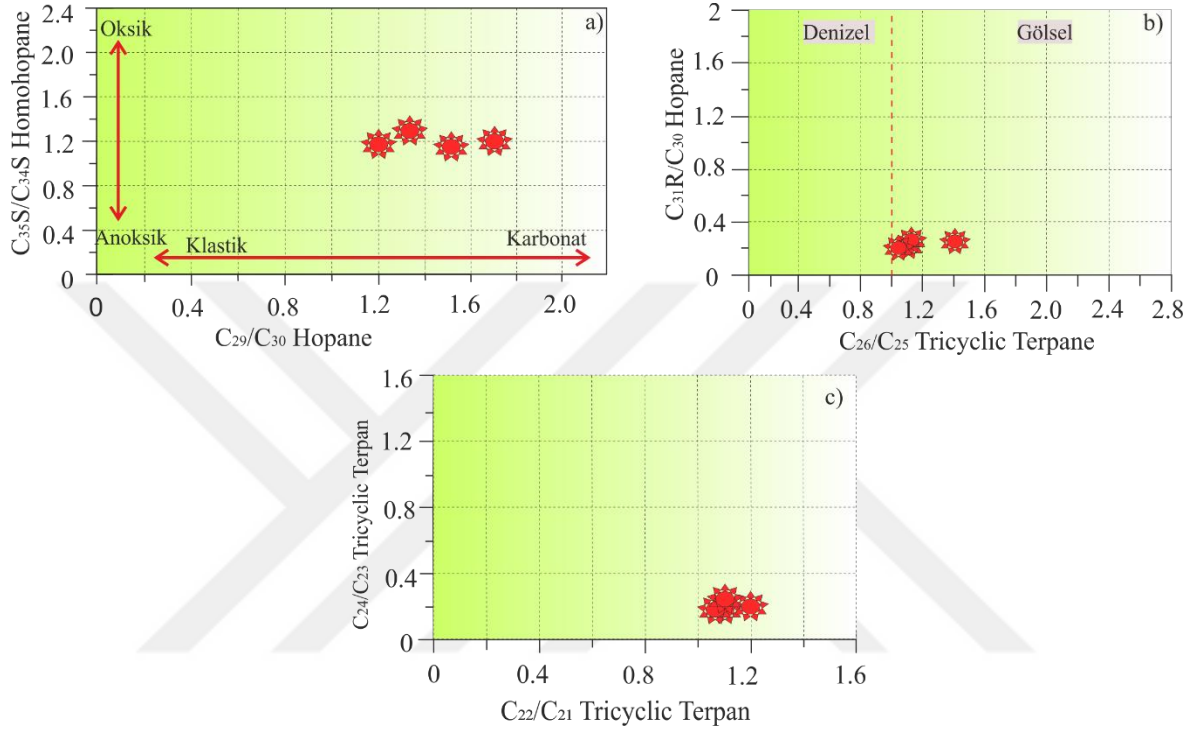
Karaboğaz Formasyonu için $C_{29}NH/C_{30}H$ oranının yüksek olması (>0.6) denizel karbonatları işaret etmektedir. C_{35} homohopanların yüksek değeri de karbonat ve evaporitlerle ilişkilidir.

C_{35}/C_{34} homohopan oranında yüksek olması Karaboğaz Formasyonun kireçtaşı litolojisini desteklemektedir. $C_{29}Ts$ çok düşük konsantrasyonlarda kaydedilmiş olması ve C_{30}^* kaydedilmemiş olması ortamın anoksik olduğunu desteklemektedir.

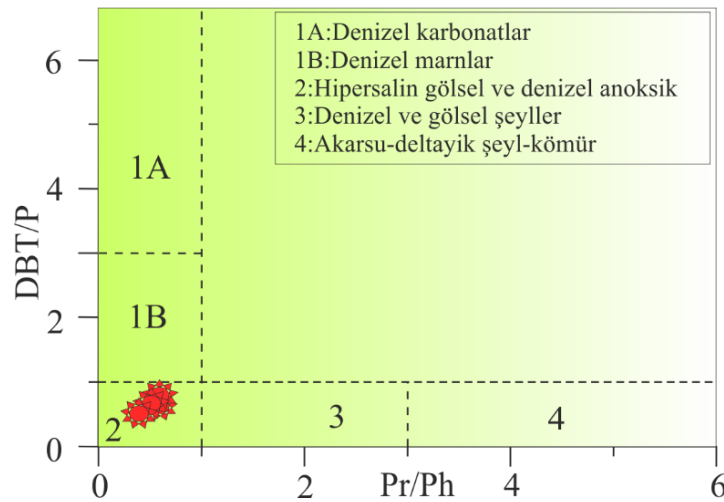
Formasyona ait Çalgan-1 kuyusundan alınan örneklerin hepsinde Tm , Ts 'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. $Ts/(Ts+Tm)$ oranları düşük olup 0.59-0.65 arasında değişmektedir. Karbonatlı kaynak kayalar ve bu kaynak kayalardan türeyen petrollerde $Ts/(Ts+Tm)$ oranının düşük olması, Karaboğaz Formasyonun karbonatlı litolojisini desteklemektedir (Peters vd., 2005). Karababa Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin yüksek C_{22}/C_{21} TT oranı, düşük C_{24}/C_{23} TT oranı karbonatlı kayaları ya da bu kayalardan türeyen petroleri işaret etmektedir (Peters vd., 2005). C_{26}/C_{25} TT oranının 1'den büyük olup yüksek değerlerde ve $C_{31}R/C_{30}$ hopan oranının (<0.25) düşük değerlerde kaydedilmesi ortamın gölsel olduğuna işaret etse de diğer tüm verilerle ortamın denizel olduğu ortaya konulmuştur. Ayrıca yapılan önceki çalışmalarla da formasyonunun denizel bir ortamda çökelediği bilinmektedir. Bu yüzden bu oranlar Karaboğaz Formasyonu için belirleyici değildir. $C_{26}/C_{25}-C_{31}R/C_{30}$ hopan, C_{29}/C_{30} hopan- C_{35}/C_{34} hopan; $C_{22}/C_{21}TT-C_{24}/C_{23}TT$ dağılım grafikleri de Şekil 178'de verilmiştir. Formasyona ait $C_{29}/(C_{28}+C_{29})MA$ steroid oranının (<0.5) düşük olması kireçtaşı örneğinin çökel ortamının denizel olduğunu desteklemektedir (Peters vd., 2005). $m/z178-192$ kromatogramından ölçülen metil fenantren dağılımlarına göre formasyona ait 9-MP'nin yüksek konsantrasyonlarda olması denizel kaynak kayalara ait organik maddeleri işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995).

Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin $m/z178-192$ kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla $9MP > 2MP > 3MP > 1MP$ şeklindedir. 9-MP, 1-MP' ye göre baskın olarak kaydedildiği ve α -izomerlerin (1-MP ve 9-MP), β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir 9-MP'nin yüksek konsantrasyonlarda olması denizel kaynak kayalara ait organik maddeleri işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995). Bu dağılım da Karaboğaz Formasyonu kireçtaşı litolojisiyle uyusmaktadır. Ayrıca dibenzotiyfen fenantren oranı ile Pr/Ph oranı kullanılarak çizilen diyagram ile de formasyona ait örneğin 2 nolu alan olan 'hipersalin gölsel ve denizel anoksik' alanına düştüğü görülmektedir (Şekil 179).

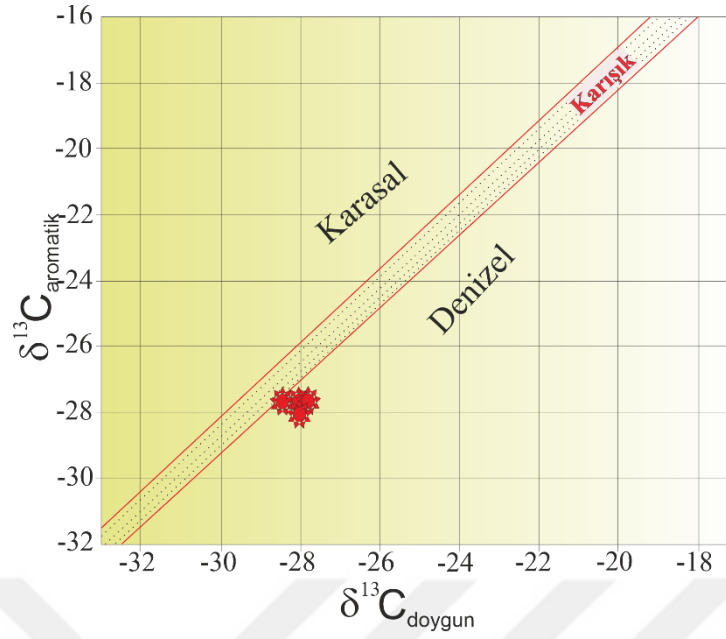
$\delta^{13}\text{C}_{\text{doygun}}$ ve $\delta^{13}\text{C}_{\text{aromatik}}$ değerlerinin birbirlerine karşı çizilen ve organik maddenin çökel ortamını yorumlarken kullanılan diyagrama göre Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin algal alan içerisinde olduğu ve çökel ortamın denizel olduğunu göstermektedir (Şekil 180).



Şekil 178. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin a) $\text{C}_{29}/\text{C}_{30}$ Hopan- $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$ Homohopan, b) $\text{C}_{26}/\text{C}_{25}$ - $\text{C}_{31}\text{R}/\text{C}_{30}$ Hopan, c) $\text{C}_{22}/\text{C}_{21}\text{TT}$ - $\text{C}_{24}/\text{C}_{23}\text{TT}$; diyagramları



Şekil 179. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı

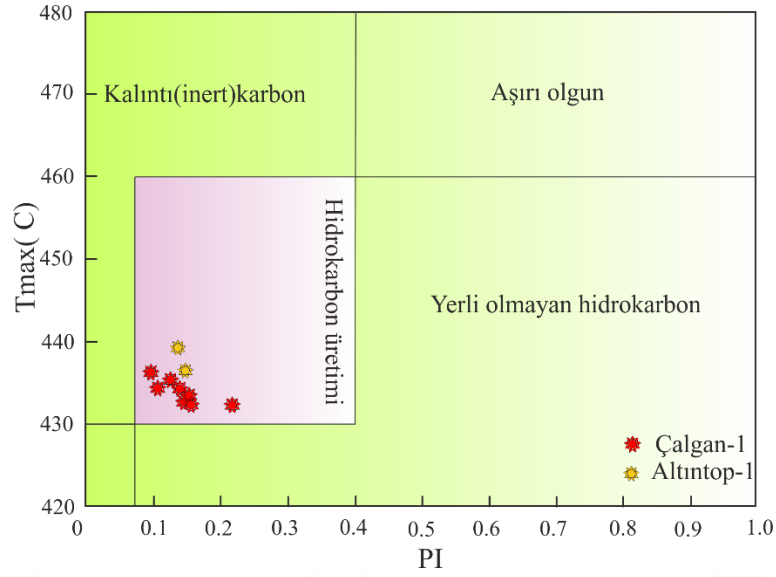


Şekil 180. Doymuş ve aromatik hidrokarbon fraksiyonu için $\delta^{13}\text{C}$ değerlerine dayanan petrol korelasyonu ve kaynakla ilgili diyagram (Sofer 1984'ten değiştirilerek alınmıştır)

3.5.2.6. Organik Maddenin Olgunluğu

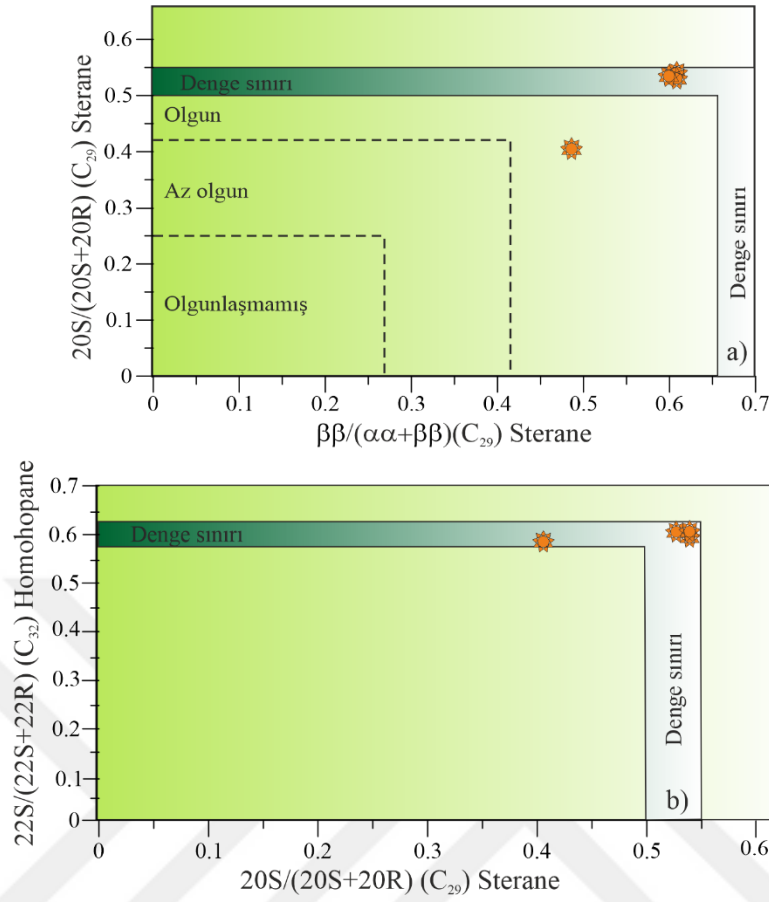
Karaboğaz Formasyonu her iki kuyuya ait $T_{\max}$ değerleri paralellik göstermekte olup kireçtaşı örneklerinin $T_{\max}$ değerlerinin petrol penceresi aralığına denk geldiği ve petrol türetme olgunluğuna sahip olduğu söylenebilmektedir (Espitalie vd., 1985). Karaboğaz Formasyonuna ait üretim indeksi değerleri 0.08-0.50 arasınd olduğu için organik maddenin petrol penceresi aralığında ve olgun olduğu görülmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999).

Formasyona ait CPI değerleri 1'e yakın olduğu için organik maddenin olgun olduğunu desteklemektedir. Organik maddenin olgunlaşma derecesini değerlendirmek için kullanılan $T_{\max}$ -PI diyagramına göre Karaboğaz Formasyonuna ait örnekler hidrokarbon üretim aşamasındadır (Şekil 181). Formasyonuna ait $22\text{S}/(22\text{S}+22\text{R})$ homohopan indeksi değerlerine göre izomerizasyonun denge değerine ulaştığını ve Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin en az erken olgun evrede oldukları görülmektedir.



Şekil 181. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin PI-T_{max} (°C) diyagramındaki dağılımı

Moretan/hopan oranı Karaboğaz Formasyonu için oldukça düşüktür ve kaynak kayanın olgun olduğunu işaret etmektedir. Formasyona ait kireçtaşı örneklerinin 20S/(20S+20R) steran oranları izomerizasyonun dengeye yakın ya da denge değerine ulaştığını ve kireçtaşı örneklerinin petrol penceresi aralığında yani olgun olduklarını göstermektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranlarına göre ise izomerizasyon henüz denge durumuna ulaşmasa da bu oranın yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun özellikte olduğunu göstermektedir (Seifert ve Moldowan, 1986). Ayrıca Formasyona ait 22S/(22S+22R) homohopan-20S/(20S+20R) steran, 20S/(20S+20R) steran- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın iki değişkenli diyagramlarına bakıldığında örneklerin olgun özellikte olduğu görülmektedir (Şekil 182). $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranı da olgunlukla beraber artmaktadır. Karaboğaz Formasyonunun denizel organik madde içermesine rağmen $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranının yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun olduğunu göstermektedir. MA(I)/MA(I+II) ve TA(I)/TA(I+II) oranları, erken olgun-geç olgun aralığında termal olgunlukla birlikte artmaktadır (Seifert ve Moldowan, 1978; Mackenzie vd., 1981). Karaboğaz Formasyonuna ait tüm numunelerde %10'dan yüksek olan bu değerler kireçtaşı örneklerinin olgun olduğunu göstermektedir (Şekil 27).

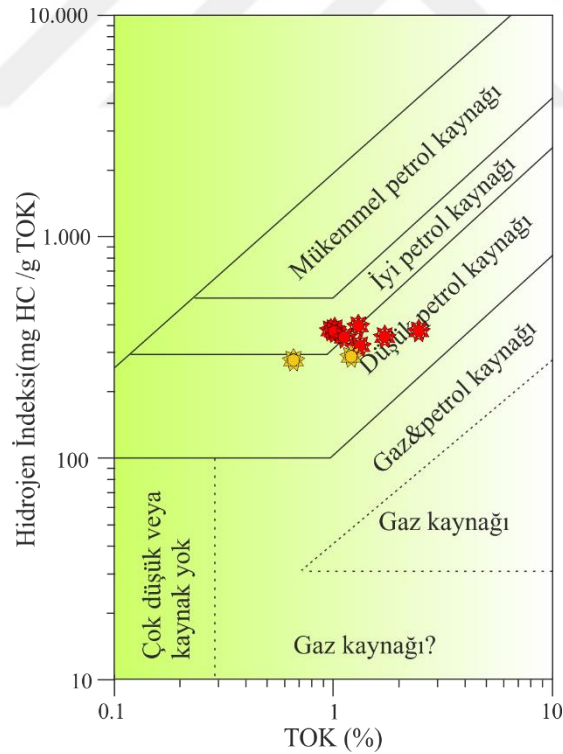


Şekil 182. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları

Alkilfenantrenler, bir olgunluk parametresi olarak yaygın şekilde kullanılmaktadır (Radke vd., 1982). Olgunluk karşısında daha az duraylı olan 1-MP ve 9-MP'ye (α) oranını temsil eden MPI-3 değeri β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir. Radke (1987)'nin MPI-3 değerlerine göre yaptığı sınıflamada formasyon için 0.90-0.95 aralığında hesaplanan MPI-3 (α/β) değerleri örneklerin orta olgun-olgun olduğunu göstermektedirler. Formasyonun 4MDBT konsantrasyonlarının fazla olduğu görülmektedir ve bu durum kireçtaşı örneklerinin olgun olduğunu göstermektedir (Radke vd., 1986; Radke ve Willsch, 1994). Yüksek MDR ve MDR' değerleri Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin olgun karakterde olduğunu göstermektedir.

3.5.2.7. Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli

Karaboğaz Formasyonu Çalgan-1 kuyusuna ait örneklerin S_1 ve S_2 değerlerini baz alarak organik maddenin hidrokarbon potansiyelinin iyi-çok iyi sınıflamasına dahil olduğu görülmektedir (Espitalie 1982; Peters, 1986; Peters ve Cassa, 1994). Altıntop-1 kuyusu S_1 ve S_2 değerlerine göre ise kireçtaşı örneklerinin hidrokarbon potansiyeli orta derecededir (Espitalie 1982; Peters, 1986; Peters ve Cassa, 1994). Formasyona ait iki kuyunun potansiyel ürün değerleri paralellik gösterip bu değerler >6 olduğu için mükemmel hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu söylenebilmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin HI-TOC diyagramında da görüldüğü gibi değerler genellikle iyi-düşük petrol kaynağı sınırında bulunduğu gözlemlenmiştir (Şekil 183). Karaboğaz Formasyonuna ait her iki kuyudan alınan numunelerin S_2/S_3 oranlarına göre kireçtaşı örneklerinin üretebileceği hidrokarbon tipinin petrol olduğu görülmektedir (Clementz vd., 1979; Peters, 1986).



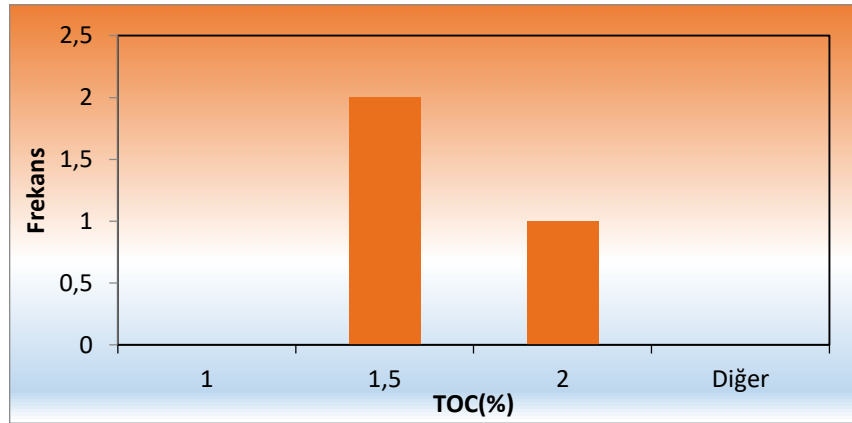
Şekil 183. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır)

3.6. Sayındere Formasyonunun Organik Jeokimyasal Özellikleri

3.6.1. Piroliz (Rock-Eval)/TOC Analizleri

Sayındere Formasyonu için Altıntop-I kuyusundan 3 adet killi kireçtaşı örneği alınarak Piroliz (Rock-Eval)/ TOC analizleri yapılmıştır. Formasyona ait numunelerin piroliz/TOC analiz sonuçları Tablo 27’de verilmiştir.

TOC değerleri %1.06-1.74 arasında değişmekte ve ortalama TOC değeri %1.3 olarak hesaplanmıştır (Tablo 27). Çizilen histogram grafiği göz önüne alınarak Sayındere Formasyonuna ait TOC değerlerinin baskın olarak %1.5-2 arasında değiştiği görülmektedir (Şekil 184). Altıntop-1 kuyusuna ait örneklerin S_1 değeri 0.86-1.36 mgHC/gkaya, S_2 değeri 3.43-6.02 mgHC/gkaya olarak hesaplanmıştır. Formasyona ait S_2/S_3 Altıntop-1 kuyusu için 3.99-5.38 aralığında değişmekte olup ortalama 4.76 olarak hesaplanmıştır. Sayındere Formasyonu Altıntop-1 kuyusundan alınan killi kireçtaşı örneklerinin ortalama HI değeri 324-346 (mgHC/gTOC) arasında değişmekte olup ortalama değer 332 (mgHC/gTOC) olarak hesaplanmıştır. Altıntop-1 kuyusu için OI değeri 64-81 mgCO₂/gTOC aralığında değişmekte olup ortalama OI değeri 70.3 olarak hesaplanmıştır. Sayındere Formasyonuna ait örneklerin T_{max} değerleri 436 °C - 437 °C aralığında değişmektedir. Üretim İndeksi değerleri ise 0.13-0.28 arasında hesaplanmıştır.



Şekil 184. Sayındere Formasyonuna ait numunelerin toplam organik karbon (TOC) değerlerinin örnek sayısına (%) göre dağılım grafiği

Tablo 27. Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin Piroliz/TOC analiz sonuçları ve bu sonuçlardan elde edilen parametreler

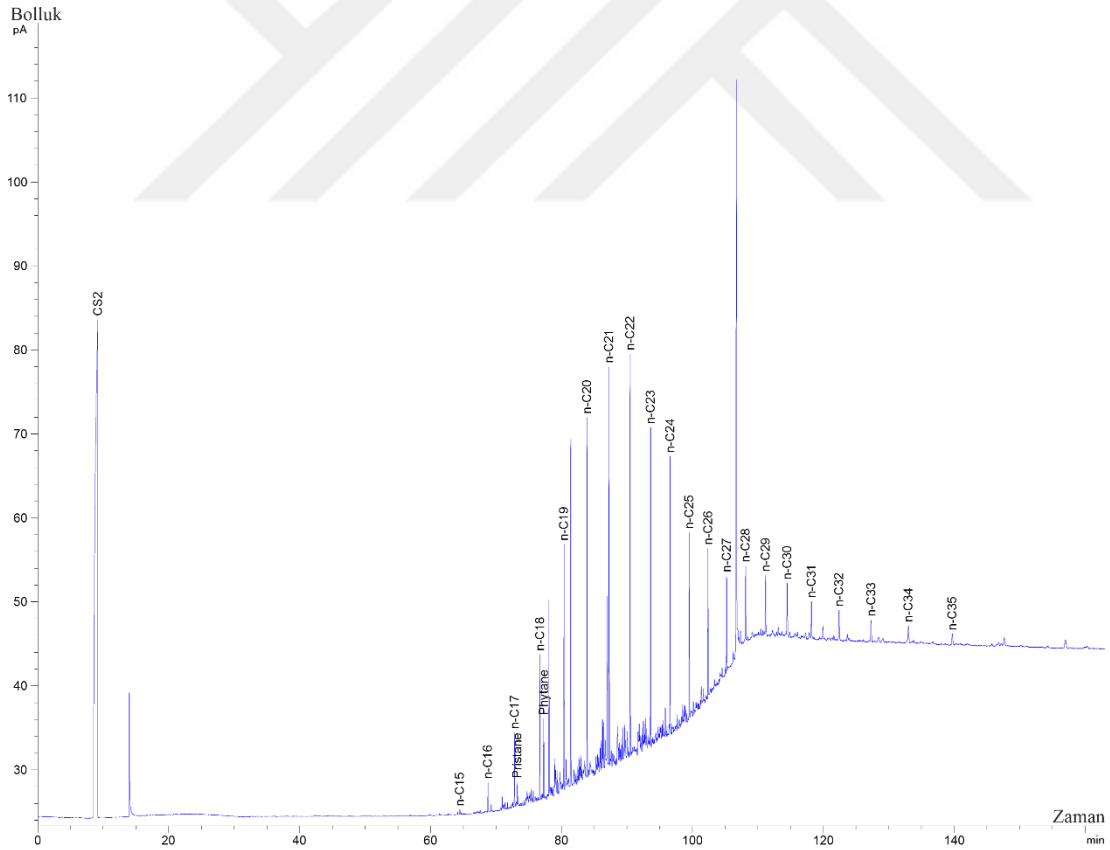
Örnek No	TOC (%)	S ₁ (mgHC/g kaya)	S ₂ (mgHC/g kaya)	S ₃ (mgHC/g kaya)	T _{max} (°C)	HI (mgHC/g TOC)	OI (mgCO ₂ /g TOC)	ÜI (S ₁ /S ₁ +S ₂)	PÜ (S ₁ +S ₂)	S ₁ /TOC	S ₂ /S ₃	RC (%)	PC (%)	MINC (%)
ATP-1	1.06	1.36	3.43	0.86	436	324	81	0.28	4.79	1.28	3.99	0.61	0.45	8.3
ATP-2	1.1	0.86	3.59	0.73	437	326	66	0.19	4.45	0.78	4.92	0.69	0.41	8.31
ATP-3	1.74	0.91	6.02	1.12	436	346	64	0.13	6.93	0.52	5.38	1.1	0.64	8.6
Ort.	1.3	1.04	4.35	0.90	436.3	332	70.33	0.2	5.39	0.86	4.76	0.8	0.5	8.40

3.6.2. Özüt (Bitüm) Analizleri

Piroliz analizi yapılmış örnekler içerisinde Sayındere Formasyonu Altıntop-1 kuyusuna ait bir adet killi kireçtaşı örneği üzerinde GC, GC-MS ve karbon izotop analizleri yapılmış ve sonuçlar değerlendirilmiştir.

3.6.2.1. Gaz Kromatografi (GC) Analizleri

Sayındere Formasyonu Altıntop-1 kuyusunda seçilen ATP-1 nolu numune üzerinde GC analizi yapılmıştır. İncelenen örneklerin gaz kromatogramından elde edilen doymuş hidrokarbon fraksiyonlarının dağılımı (Şekil 185) ve bu kromatogram üzerinden hesaplanan tüm veriler (Pr/Ph, Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, CPI ve TAR) Tablo 28’de verilmiştir.

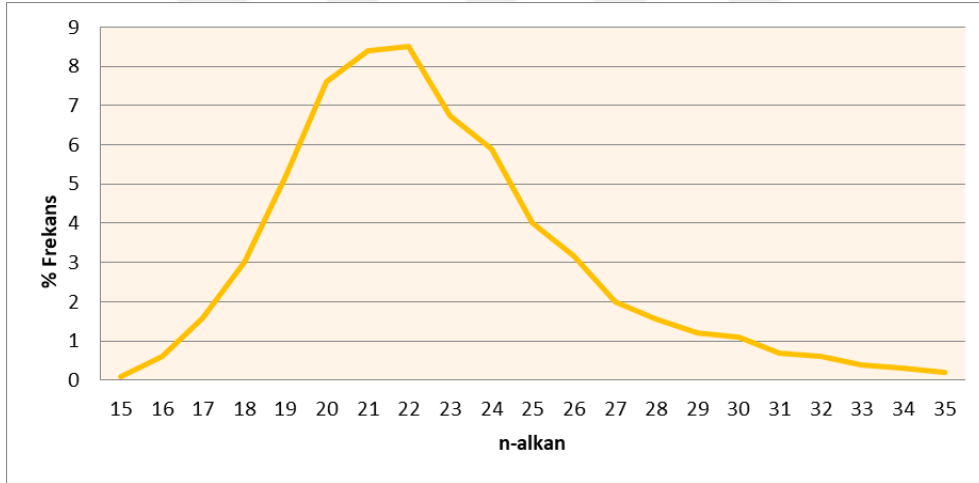


Şekil 185. Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu killi kireçtaşı örneğinden elde edilen özütün gaz kromatogramı

Tablo 28. Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneğinin gaz kromatogramından hesaplanan parametreler

Örnek No	Pr/Ph	Ph/Pr	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	CPI (24-34)	TAR
ATP-1	0.38	2.62	0.26	0.37	0.95	0.57

Formasyona ait numunelerin gaz kromatogramlarında *n*-alkanlar genel olarak C₁₅-C₃₅ arasında kaydedilmiştir. Formasyonun genel *n*-alkan dağılımlarına bakıldığında baskın pikin C₂₂ olduğu düşük-orta numaralı *n*-alkanların baskın olarak kaydedildiği sola çarpık unimodal bir dağılım söz konusudur (Şekil 186). Formasyona ait killi kireçtaşı örneğinde fitan (Ph) pristana (Pr) göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir Pr/Ph oranı 0.38 olarak hesaplanmıştır. Formasyona ait numunenin Pr/nC₁₇ oranı 0.26 arasında, Pr/nC₁₈ oranı ise 0.37 olarak hesaplanmıştır. Sayındere Formasyonu için CPI değeri 0.95, TAR değeri ise 0.57 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 186. Sayındere Formasyonuna ait örneğin gaz kromatogramlarından elde edilen *n*-alkanların % frekans dağılımı

3.6.2.2. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

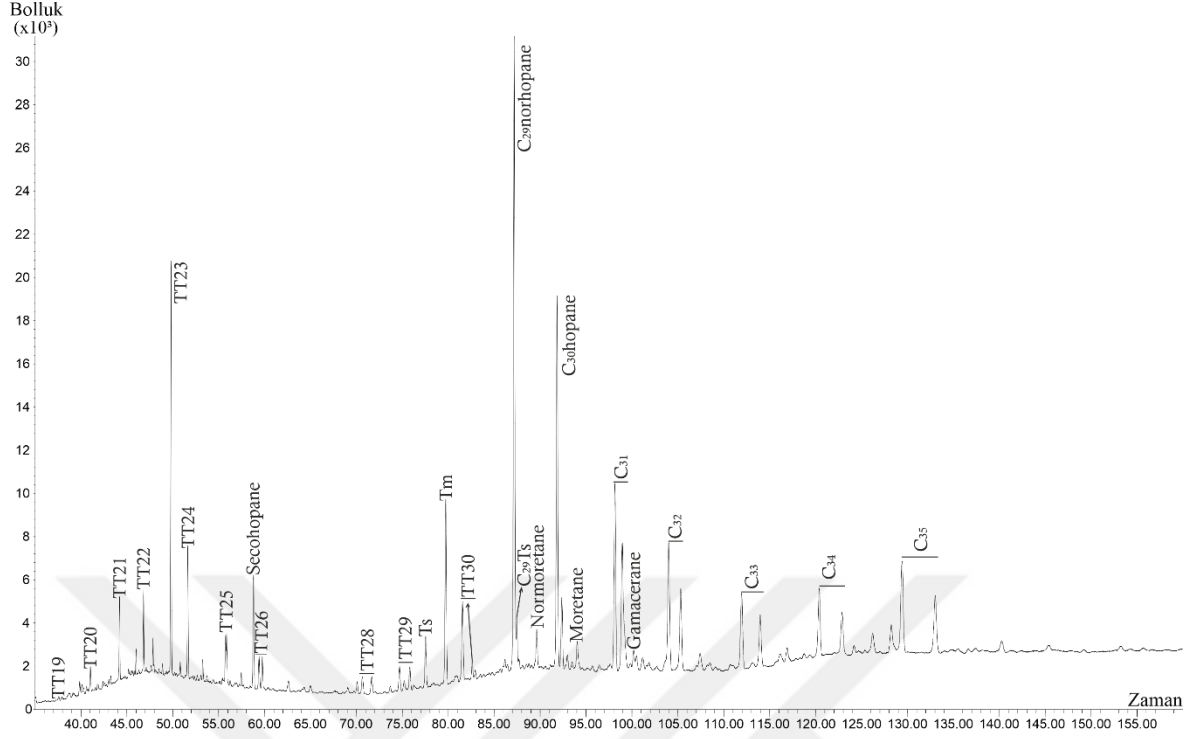
Sayındere Formasyonu Altıntop-1 kuyusundan alınan killi kireçtaşı örneğine ait pikler üzerinden hesaplanan çeşitli parametreler Tablo 29'da, terpan ve steran kromatogramları ise Şekil 187 ve 188'de verilmiştir.

3.6.2.3. Organik Fasiyes ve Çökelme Ortamı

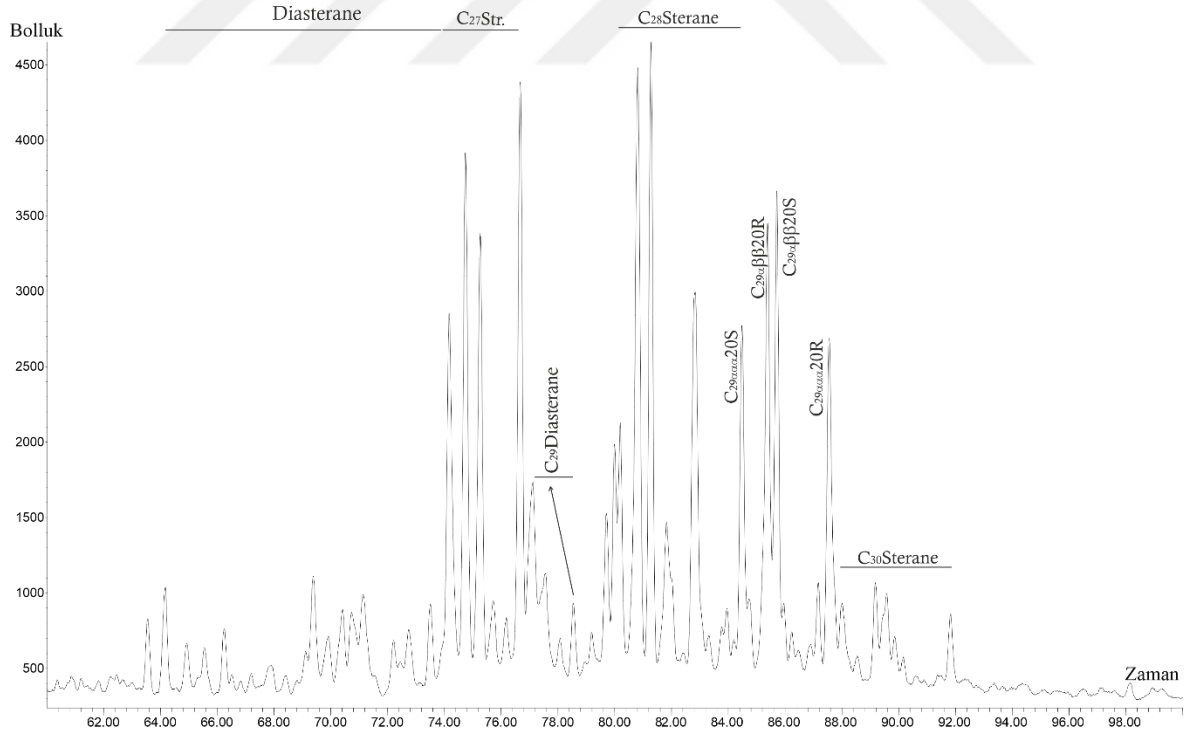
Sayındere Formasyonuna ait örneğin m/z 217 kütle kromatogramlarında C₂₇-C₂₈-C₂₉ steran dağılımları bakıldığında C₂₈'nin baskın steran olduğu görülmektedir ancak C₂₇ sterande oldukça yüksek bollukta kaydedilmiştir. C₂₇-C₂₈-C₂₉ steran bollukları sırasıyla %37-%38-%27 oranında hesaplanmış ve bu sonuçlara göre C₂₈>C₂₇>C₂₉ olduğu görülmüştür.

Tablo 29. Sayındere Formasyonu ATP-1 kuyusuna ait killi kireçtaşı örneğinin GC-MS kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri

Sayındere Formasyonu			
Terpan	ATP-1	Steroid	ATP-1
C ₂₂ /C ₂₁ Tricyclic T.	0.94	C ₂₇ . C ₂₈ . C ₂₉ MA str. (%)	35, 45, 19
C ₂₄ /C ₂₃ Tricyclic T.	0.32	MA(I)/MA(I+II)	0.21
(C ₁₉ +C ₂₀)/C ₂₃ tt.	0.07	TA(I)/TA(I+II)	0.33
Ts/(Ts+Tm)	0.22	TA[C ₂₀ /(C ₂₀ +C ₂₈ 20R)]	0.72
Moretan/hopan	0.07	C ₂₈ -TA/(C ₂₉ -MA+C ₂₈ -TA)	0.47
C ₃₁ R HH./C ₃₀ H.	0.34	C ₂₉ /(C ₂₈ +C ₂₉) MA	0.30
C ₂₃ tt/(C ₂₃ tt+C ₃₀ H)	0.52	Phenanthren	
C ₂₆ /C ₂₅ Tricyclic T.	1.20	MPI-1	0.38
C ₂₉ /C ₃₀ hopan	1.66	MPI-2	0.45
C ₂₉ Ts/(C ₂₉ H+C ₂₉ Ts)	0.06	MPI-3 (MP) (β/α)	0.63
C ₃₀ */C ₂₉ Ts	0.05	MPR	0.60
C ₃₀ */(C ₃₀ H+C ₃₀ *)	0.01	MPR1	0.20
Gam./ C ₃₀ hopan	0.04	MPR9	0.50
C ₃₅ /C ₃₄ HH	1.38	MPR2	0.26
C ₂₄ /C ₂₆	1.83	MPR3	0.17
22S/(22S+22R)(C ₃₂)	0.61	1-MP/9-MP	0.40
Oleanan / C30 Hopan %	0.003		
Steran/Hopan	0.41		
Steran		Dibenzothiophen	
C ₂₇ .C ₂₈ .C ₂₉ steran (%)	35, 38, 27	MDR	1.42
n-. iso-. diasteran (%)	47, 33, 19	MDR'	0.59
diasteran/steran	0.18	DBT/P	1.15
20S/(20S+20R) C ₂₉	0.49		
ββ/(ββ+αα)	0.56		
C ₂₈ /C ₂₉	1.51		



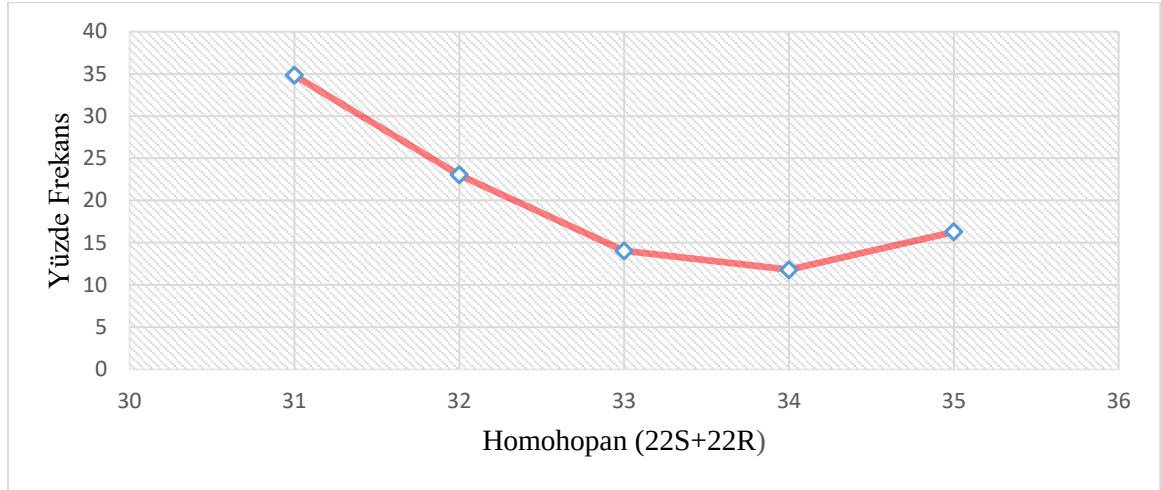
Şekil 187. Sayındere Formasyonuna ait örneğin m/z 191 kütle kromatogramları



Şekil 188. Sayındere Formasyonuna ait örneğin m/z 217 kütle kromatogramları

Altıntop-1 kuyusuna ait örneğin diasteran/steran oranı düşük bir değer olan 0.18 olarak hesaplanmıştır. Altıntop-1 kuyusuna ait örneğin T_m , T_s 'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. $T_s/(T_s+T_m)$ oranları düşük olup 0.22 olarak hesaplanmıştır. Formasyona ait örneğin C_{28}/C_{29} steran oranı 1.51 olarak kaydedilmiştir.

Trisiklik terpanlar düşük bolluklarda kaydedilmiştir. Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneğinin yüksek C_{22}/C_{21} , C_{26}/C_{25} ve $C_{31}R/C_{30}$ ile düşük C_{24}/C_{23} oranına sahip olduğu görülmektedir. Sayındere Formasyonuna ait numunenin C_{22}/C_{21} , C_{24}/C_{23} , C_{26}/C_{25} trisiklik terpan oranları sırasıyla 0.94, 0.32, 1.20 olarak hesaplanmıştır. $C_{31}R/C_{30}$ hopan oranı yüksek olup Sayındere Formasyonu için 0.34 olarak hesaplanmıştır. C_{29} norhopan/ C_{30} hopan oranı da karbonatlılığın bir ölçütüdür ve bu değer Sayındere Formasyonu için oldukça yüksek bir değer olan 1.66 olarak hesaplanmıştır. Altıntop-1 kuyusunda alınan örneğin C_{31} - C_{35} homohopanların dağılımlarına bakıldığında C_{31} 'den C_{34} 'e kadar azalan sonra C_{35} 'te tekrar konsantrasyonun arttığı bir dağılım söz konusudur (Şekil 189). C_{35} homohopan yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Formasyona ait C_{35}/C_{34} homohopan oranı 1.38 olarak hesaplanmıştır. Gamaseran indeksi düşük bir değer olan 0.04 olarak hesaplanmıştır. Kaynak girdisi ve yaş belirlemede kullanılan oleanan Sayındere Formasyonuna ait örnekte kaydedilmemiştir.



Şekil 189. Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneğinin homohopan dağılımı (% C_{31} - C_{35})

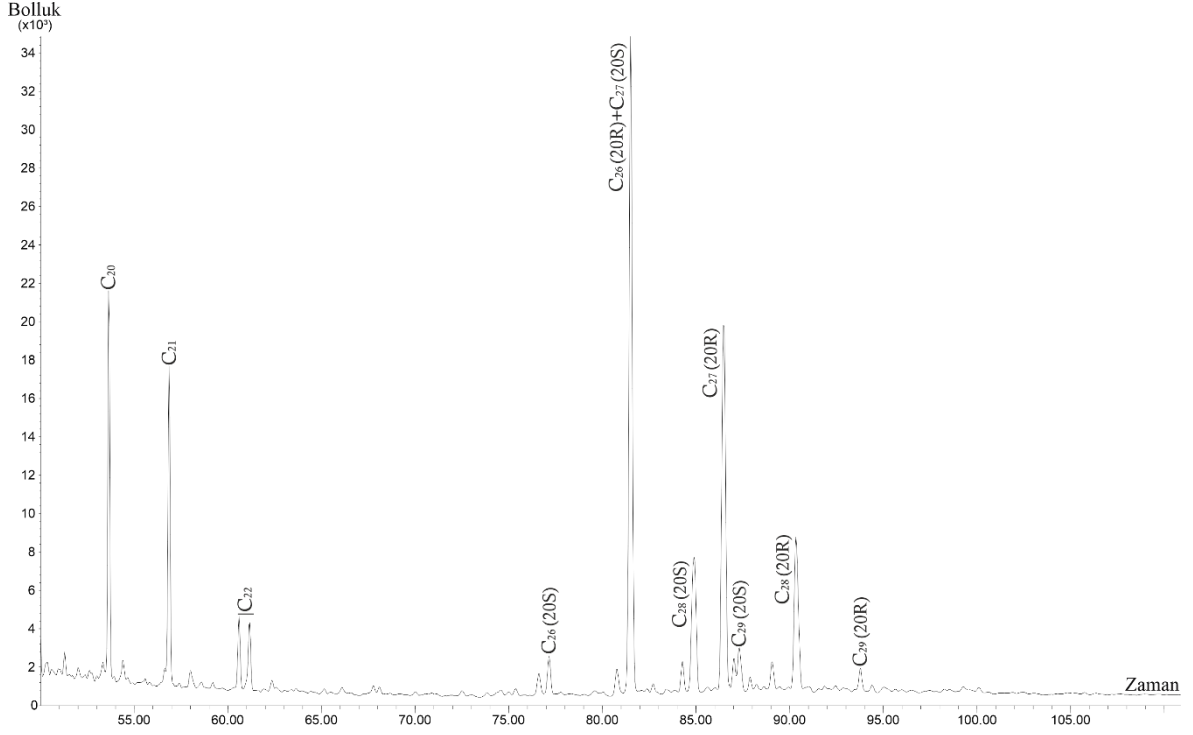
Formasyona ait $22S/(22S+22R)$ oranı 0.61, $20S/(20S+20R)$ steran oranı ise 0.49, $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranı 0.56 olarak hesaplanmıştır. Moretan düşük değerlerde

kaydedilmiştir. Sayındere Formasyonuna ait örneklerin moretan/hopan oranı 0.07'dir. Sayındere Formasyonuna ait örneğin C_{29} hopanın (norhopan) oldukça yüksek bollukta kaydedildiği görülmektedir. Karababa Formasyonu için $C_{29}NH/C_{30}H$ oranı da oldukça yüksek olup 1.66 (>0.6) olarak hesaplanmıştır. C_{35} homohopanların değeri de yüksek olup C_{35}/C_{34} homohopan oranı (>0.8) 1.38'dir. $C_{31}22R/C_{30}$ hopan oranı 0.34 olarak bulunmuştur.

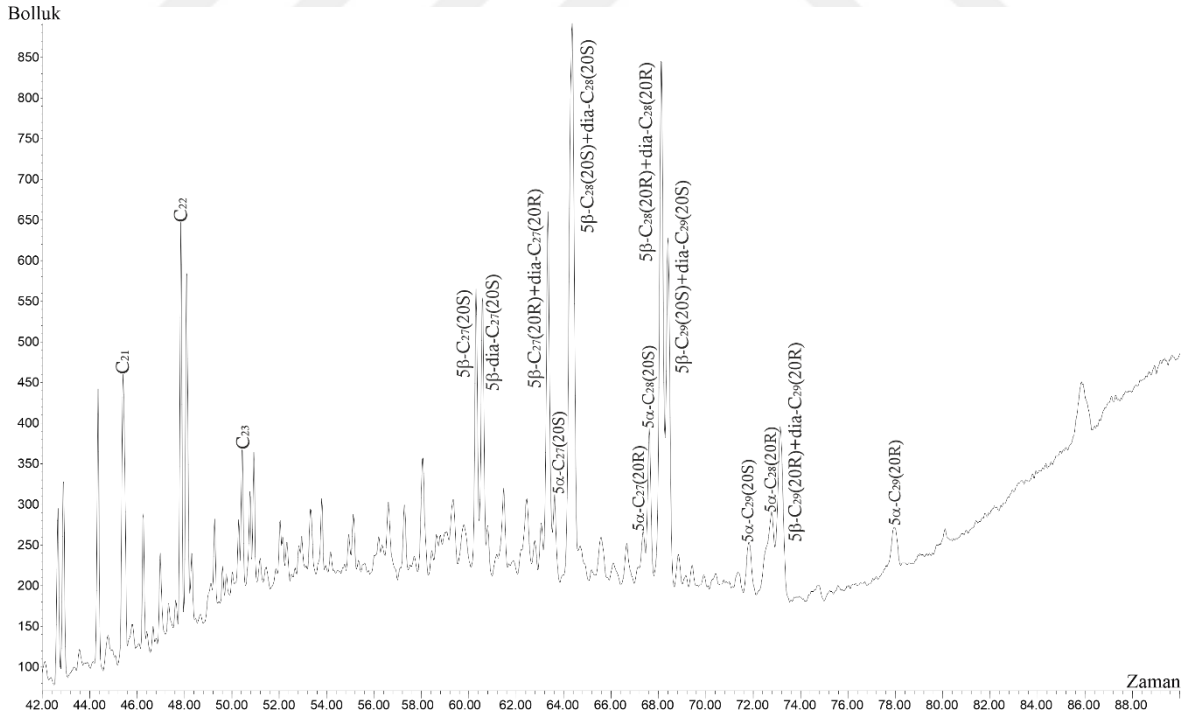
Sayındere Formasyonuna ait örneğin m/z 231 ve m/z 253 kromatogramları Şekil 190 ve 191'de verilmiştir. Formasyon için baskın MA steroid $C_{28}MA$ olup $C_{29}MA$ düşük bollukta kaydedilmiştir. MA steroid bollukları sırasıyla $C_{28}>C_{27}>C_{29}$ şeklindedir. MA(II), MA(I) 'e göre daha baskındır. TA(I), TA(II)'ye göre yüksek bollukta kaydedilmiştir. Karaboğaz Formasyonuna ait $C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranı 0.30 olarak bulunmuştur. MA(I)/MA(I+II) steroid oranı 0.21 TA(I)/TA(I+II) steroid oranı 0.33'tür. $C_{28}-TA/(C_{29}-MA+C_{28}-TA)$ oranı ise 0.47 ve $TA[C_{20}/(C_{20}+C_{28}20R)$ 0.72 olarak hesaplanmıştır.

Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin m/z178-192 kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla $9MP > 2MP > 1MP > 3MP$ şeklindedir (Şekil 192). 9-MP, 1-MP' ye göre baskın olarak kaydedildiği ve α -izomerlerin (1-MP ve 9-MP), β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir. MPI-3 (α/β) oranı bu değerler kullanılarak Altıntop-1 kuyusunda 0.63 olarak hesaplanmıştır.

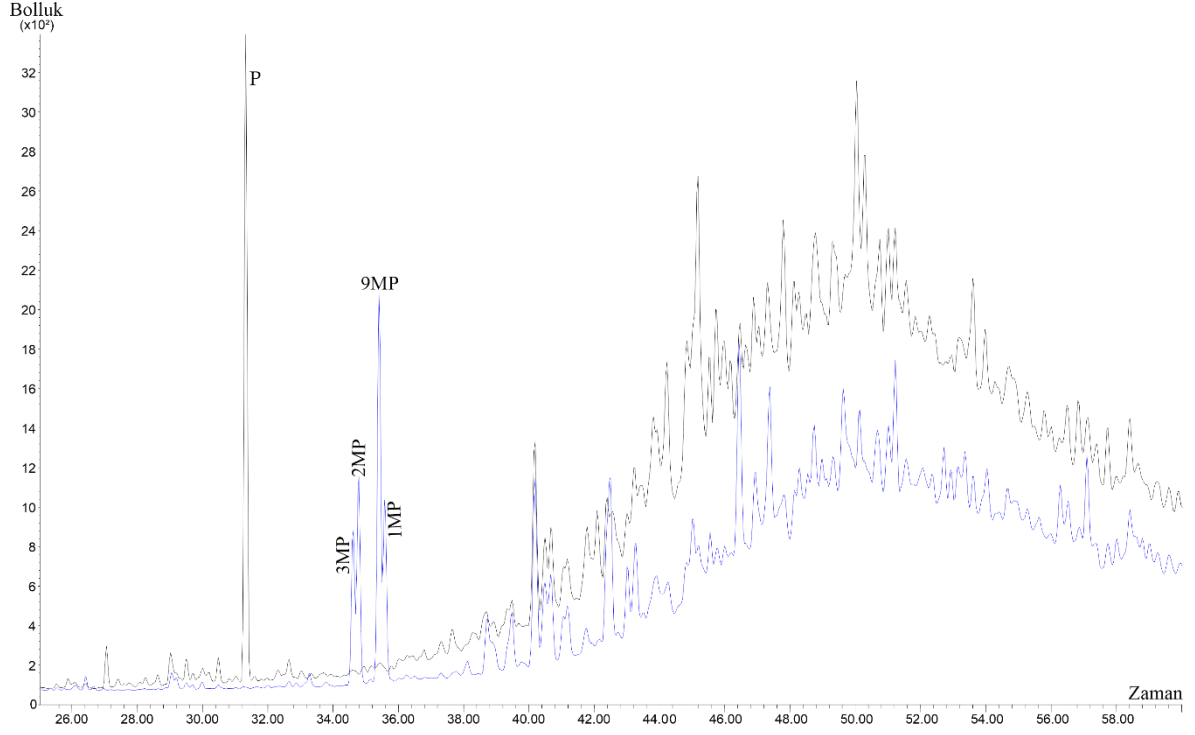
Formasyona ait m/z184-198 kromatogramına bakıldığında DBT bollukları MDBT'ten daha yüksektir. 4MDBT'nin baskın olduğu ve 1MDBT ve 2MDBT'in daha düşük bollukta kaydedildiği genel bir dağılım vardır (Şekil 193).



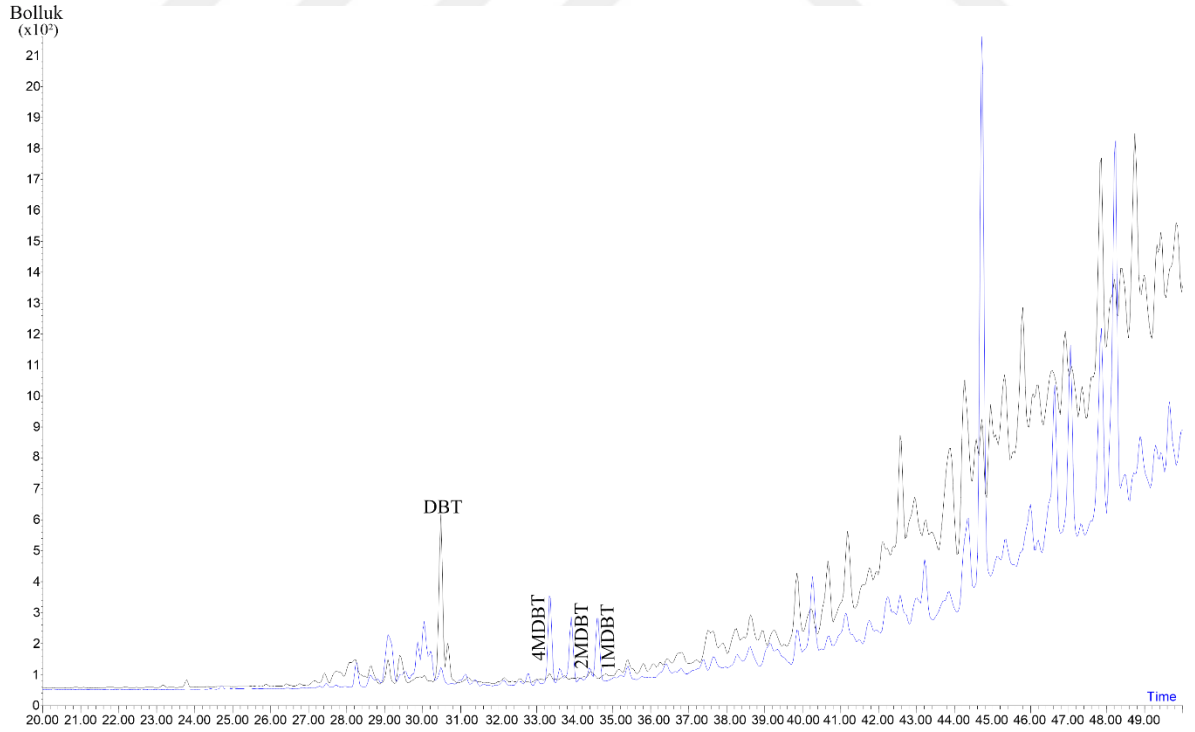
Şekil 190. Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin m/z 231 kütle kromatogramı



Şekil 191. Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin m/z 253 kütle kromatogramı



Şekil 192. Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin m/z 178, 192 kütle kromatogramı



Şekil 193. Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin m/z 184, 198 kütle kromatogramı

3.6.2.4. Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)

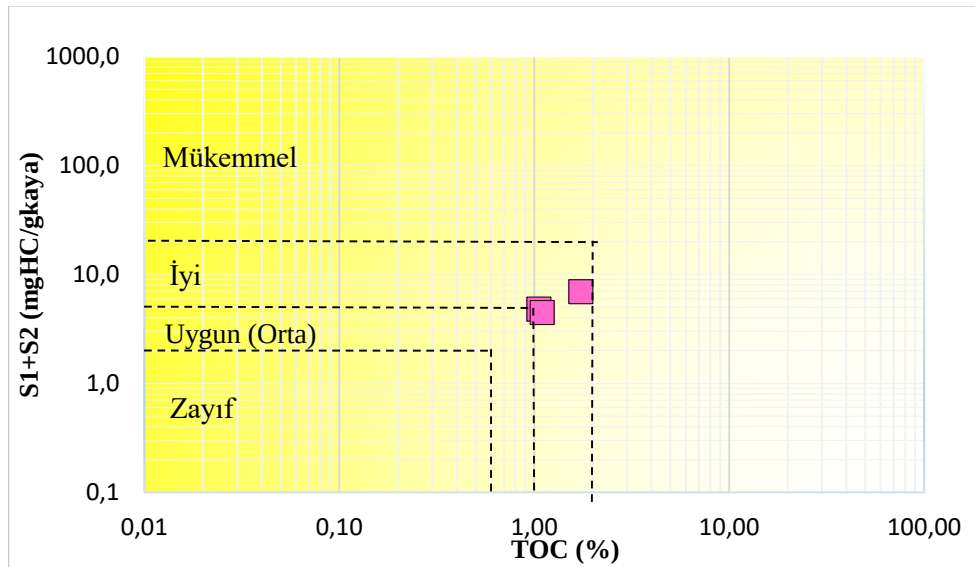
Sayındere Formasyonuna ait Altıntop-1 kuyusundan ATP-1 nolu kireçtaşı örneği üzerinde karbon izotop analizi yapılmış ve hesaplanan değerler Tablo 30’da verilmiştir.

Tablo 30. Sayındere Formasyonu killi kireçtaşı örneğine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri

Örnek No.	$\delta^{13}\text{C}$		
	Sat. (Doymuş Hidrokarbon)	Tüm	Aro. (Aromatik Hidrokarbon)
ATP-1	-	-28.28	-28.7

3.6.2.5. Organik Madde Miktarı

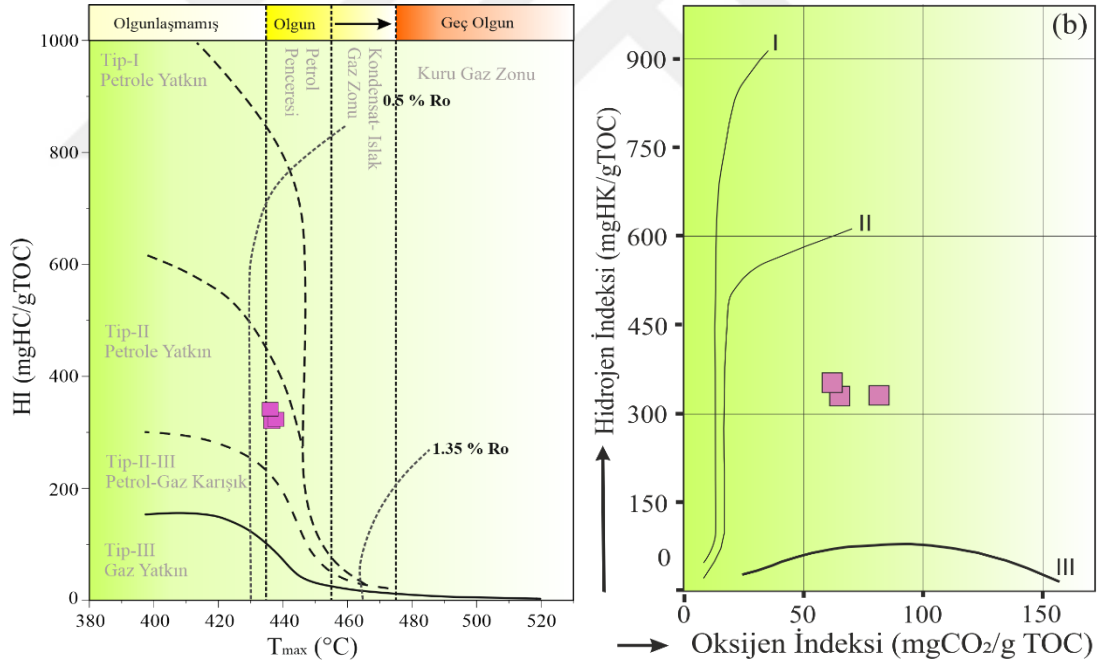
Sayındere Formasyonu için Altıntop-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneğinin TOC değerlerine göre iyi kaynak kaya sınıfına girdiği görülmektedir (Tissot ve Welte, 1984; Peters, 1986; Jarvie, 1991; Peters ve Cassa, 1994). Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin PÜ-TOC grafiği Şekil 194’de verilmiş ve organik madde miktarı bu diyagrama göre yorumlanmıştır. Bu grafiğe göre Sayındere Formasyonu Altıntop-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin iyi kaynak kaya alanında yer aldığı görülmektedir.



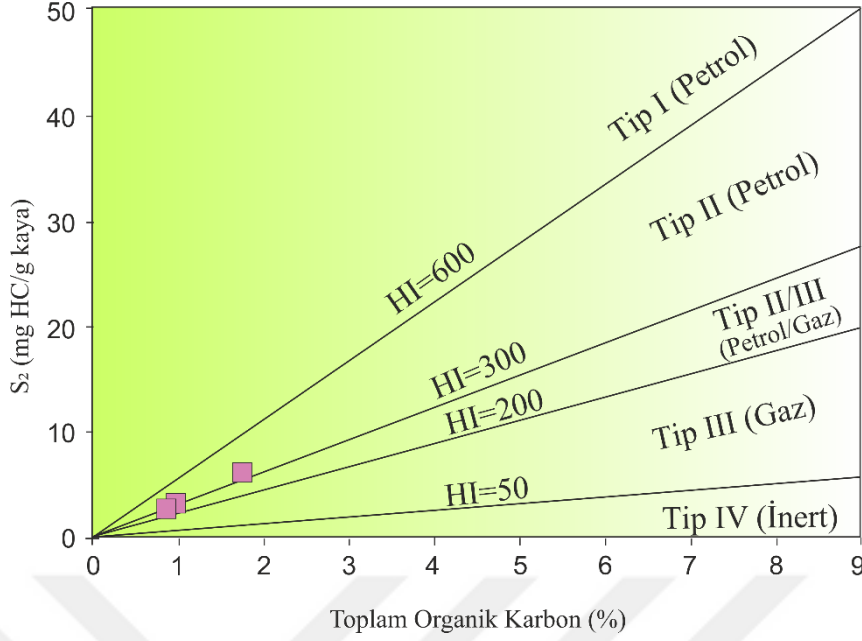
Şekil 194. Sayındere Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin PÜ (S1+S2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı

3.6.2.6. Organik Madde Tipi ve Çökeltme Ortamı

Sayındere Formasyonu Altıntop-1 kuyusundan alınan kireçtaşı örneklerinin S_2/S_3 oranlarına bakıldığında bu değerler gaz/petrol türetme yatkınlığı olan Tip III kerojeni işaret etmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Formasyonun HI değerleri killi kireçtaşı örneklerinin Tip-II/III kerojen içerdiği ve gaz/petrol (karışık) hidrokarbon türetebilir özellikte olduğunu göstermektedir (Jarvie ve Tobbey, 1999). Peter ve Cassa (1994)'e göre ise killi kireçtaşı örneklerinin Tip II kerojen içerdiği ve petrol türetebilir özellikte olduğu söylenebilmektedir. Sayındere Formasyonunun T_{max} -HI, HI-OI, S_2 -TOC diyagramlarındaki dağılımlarına bakıldığında killi kireçtaşı örneklerinin T_{max} -HI, HI-OI grafiklerinde Tip II kerojen alanında, Langford ve Blanc-Valleron (1990) tarafından geliştirilen S_2 -TOC diyagramında ise Tip II ve TipII/III (petrol/gaz) sınırına düştükleri görülmektedir. Bu durum numunelerin petrol ve petrol/gaz türetebilir özellikte olduğunu göstermektedir (Şekil 195 ve 196).



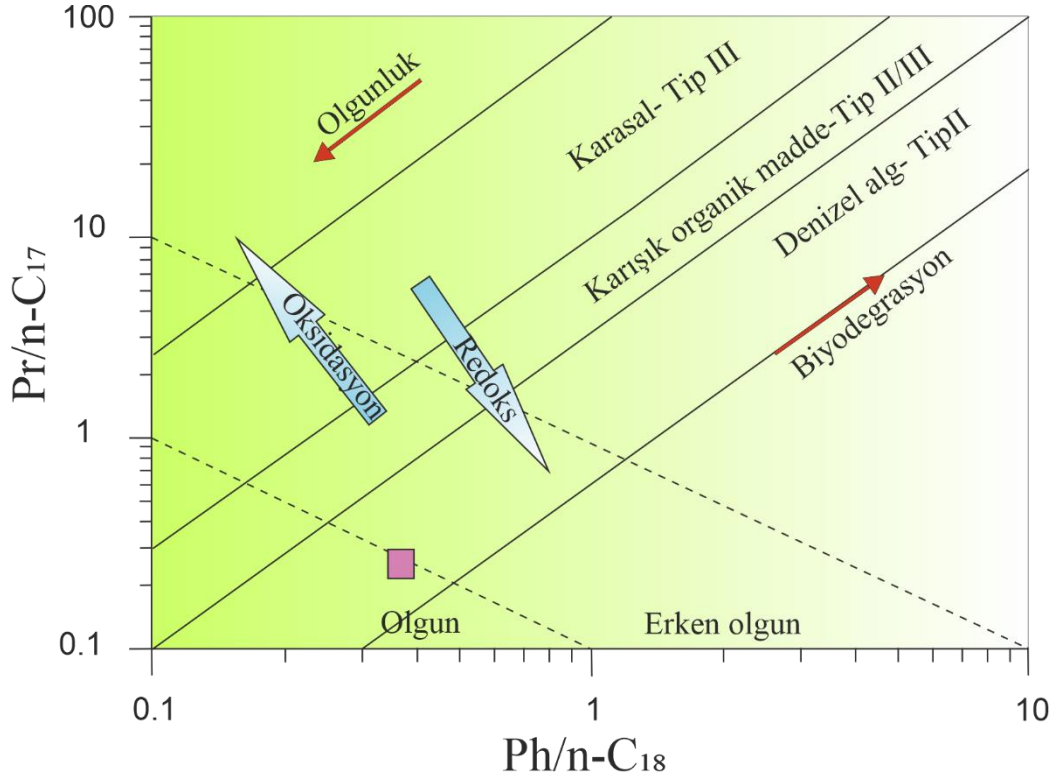
Şekil 195. Sayındere Formasyonu kireçtaşı örneklerinin; a) T_{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması (Espitalie vd., 1977'den değiştirilerek), b) HI-OI kerojen tipi sınıflaması (Krevelen, 1984'den değiştirilerek)



Şekil 196. Sayındere Formasyonu kireçtaşı örneklerine ait S_2 -TOC (%) diyagramı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek)

Sayındere Formasyonunun *n*-alkan dağılımlarında düşük-orta numaralı *n*-alkanların baskın olduğu sola çarpık unimodal bir dağılım söz konusudur ve böyle bir durum denizel-algal kökenli organik maddeyi ve karbonatlarla ilişki anoksik ortamları temsil etmektedir (Peters vd., 2005). Formasyona ait kireçtaşı örneklerinin hepsinde fitan (Ph) pristana (Pr) göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Pr/Ph oranlarının 1'den düşük olması Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin anoksik bir çökel ortamında depolandığını göstermektedir (Peters vd., 2005). Pr/ nC_{17} oranının (<0.5) 0.5'ten küçük olması çökelme ortamının denizel olduğunu, Pr/ nC_{18} oranının 0.3'ten büyük veya eşit olması karbonat kaynak kayalarını işaret etmektedir (Peters ve Moldowan, 1993).

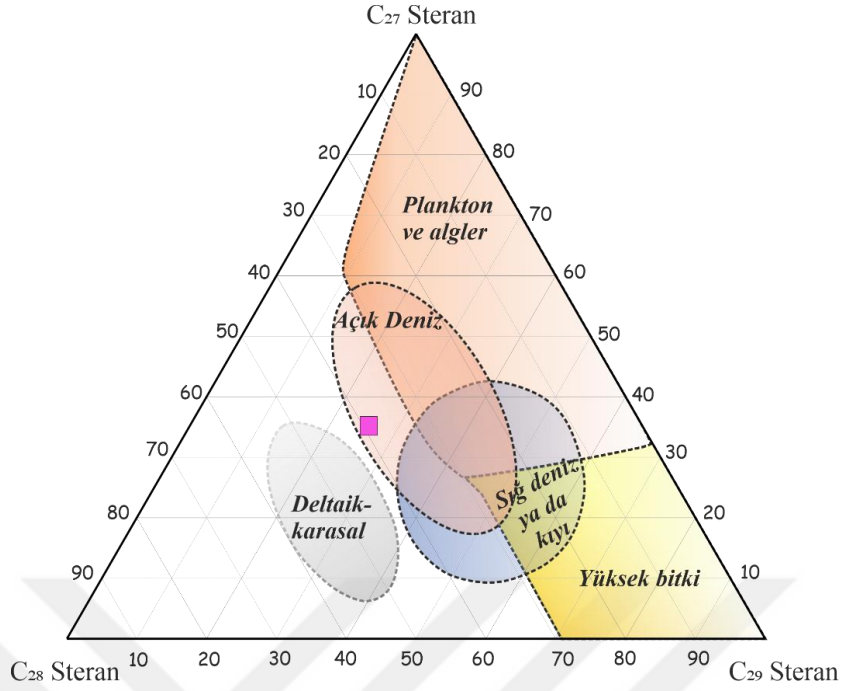
Pr/ nC_{17} -Ph/ nC_{18} diyagramında Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin denizel alg içeren redoks bir ortamda çökeldiği, organik maddenin Tip II kerojen içerdiği ve olgun olduğu gözlenmektedir (Şekil 197).



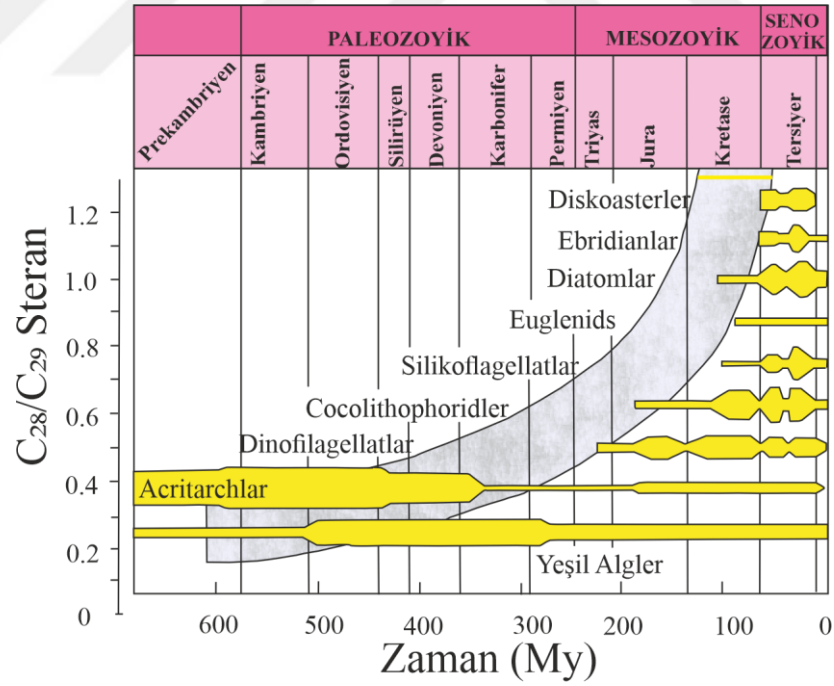
Şekil 197. Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı (Hunt,1995'ten değiştirilerek alınmıştır)

m/z 217 kütle kromatogramlarında C_{28} 'nin baskın steran olduğu görülmektedir ancak C_{27} steran da oldukça yüksek bollukta kaydedilmiştir. C_{28} steran bolluğu gölsel alglerin yoğun katılımının varlığını gösterse de diğer biyomarker parametreleri ile birlikte yorumlanması gerekmektedir. Ayrıca Sayındere Formasyonu ATP-1 nolu örneğin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımına bakıldığında kireçtaşı örneğinin 'açık deniz' alan içerisinde olduğu görülmektedir (Şekil 198).

Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin C_{28}/C_{29} steran oranı 1.4 olarak hesaplanmıştır ve bu değer Kretase ve Erken Tersiyer aralığını işaret etmektedir. Sayındere Formasyonunun yaşı önceki paleontolojik ve sedimantolojik çalışmalarla Geç Kampaniyen olarak belirlenmiştir (Güven vd., 1991; Çoruh, 1983). C_{28}/C_{29} steran oranı ile elde edilen yaş aralığı ile uyumluluk göstermektedir (Şekil 199). Formasyona ait steranların diasteranlara göre daha baskın kaydedilmiş olması ve düşük diasteran/steran oranı kilce fakir, karbonatça zengin bir kaynak kayanının ve anoksik bir çökel ortam özelliğini desteklemektedir (McKirdy vd., 1983).



Şekil 198. Sayındere Formasyonu ATP-1 nolu kireçtaşı örneğinin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımı



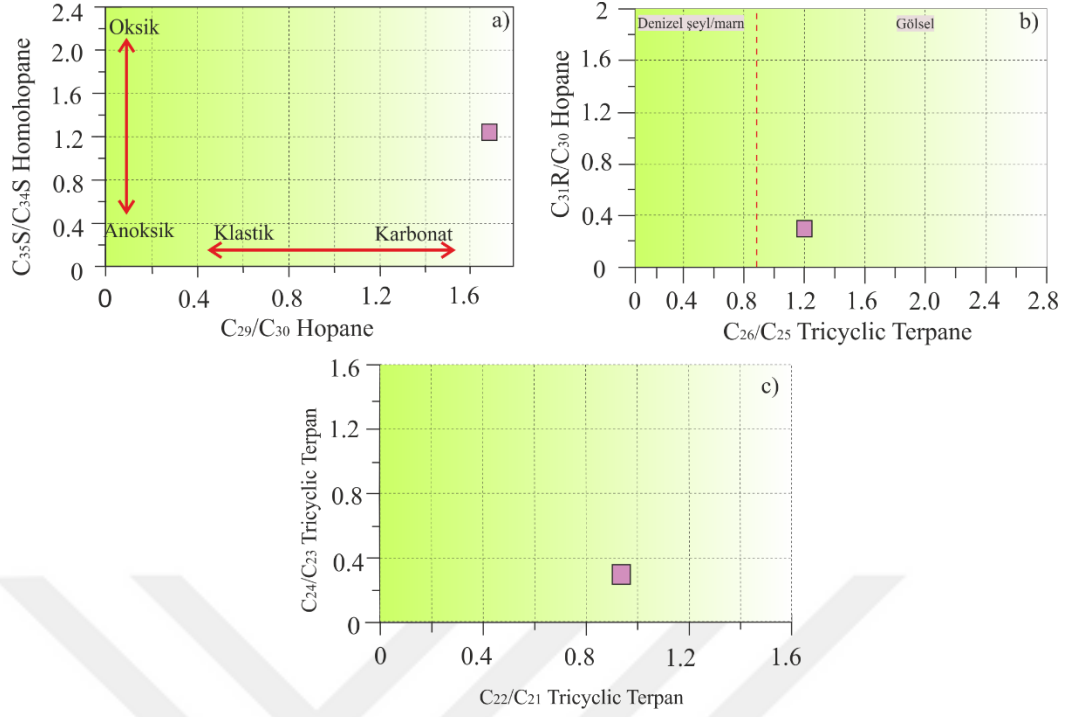
Şekil 199. Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri

C_{29} hopan (norhopan) yüksek bollukta kaydedilmiştir. Bu değerin yüksek konsantrasyonları organik karbonca zengin karbonat ve evaporit kaynak kayasını işaret etmektedir (Connan vd., 1986). Sayındere Formasyonu için $C_{29}NH/C_{30}H$ oranının yüksek olması (>0.6) denizel karbonatları işaret etmektedir. C_{35} homohopanların yüksek değeri de karbonat ve evaporitlerle ilişkilidir. C_{35}/C_{34} homohopan oranında yüksek olması Sayındere Formasyonun kireçtaşı litolojisini desteklemektedir. $C_{29}Ts$ çok düşük konsantrasyonlarda kaydedilmiş olması ve C_{30}^* kaydedilmemiş olması ortamın anoksik olduğunu desteklemektedir.

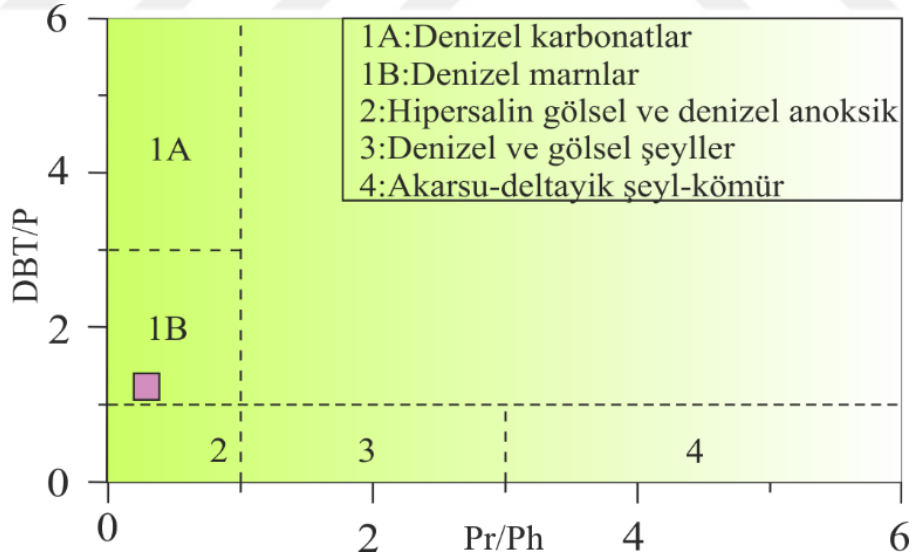
Formasyona ait ATP-1 nolu örneğin Tm konsantrasyonu Ts'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. $Ts/(Ts+Tm)$ oranları oldukça düşüktür. Karbonatlı kaynak kayalar ve bu kaynak kayalardan türeyen petrollerde $Ts/(Ts+Tm)$ oranının düşük olması, Sayındere Formasyonun karbonatlı litolojisini desteklemektedir (Peters vd., 2005). Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin yüksek C_{22}/C_{21} TT oranı, düşük C_{24}/C_{23} TT oranı karbonatlı kayaları ya da bu kayalardan türeyen petroleri işaret etmektedir (Peters vd., 2005). $C_{31}R/C_{30}$ hopan oranının yüksek olması (>0.25) ise çökel ortamın denizel olduğunu göstermektedir. C_{26}/C_{25} TT oranının 1'den büyük olup yüksek değerlerde ortamın gölsel olduğuna işaret etse de diğer tüm verilerle ortamın denizel olduğu ortaya konulmuştur. Ayrıca yapılan önceki çalışmalarla da formasyonunun denizel bir ortamda çökeldiği bilinmektedir. Bu yüzden bu oran Sayındere Formasyonu için belirleyici değildir. C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ hopan, C_{29}/C_{30} hopan- C_{35}/C_{34} hopan; $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$ dağılım grafikleri de Şekil 200'de verilmiştir.

Formasyona ait $C_{29}/(C_{28}+C_{29})MA$ steroid oranının (<0.5) düşük olması kireçtaşı örneğinin çökel ortamının denizel olduğunu desteklemektedir (Peters vd., 2005). m/z178-192 kromatogramından ölçülen metil fenantren dağılımlarına göre formasyona ait örnekte 9-MP'nin yüksek konsantrasyonlarda olması denizel kaynak kayalara ait organik maddeleri işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995).

Ayrıca dibenzotiyfen fenantren oranı ile Pr/Ph oranı kullanılarak çizilen diyagram ile de formasyona ait örneğin 1B nolu alan olan 'denizel marn' alanına düştüğü görülmektedir (Şekil 201).



Şekil 200. Sayindere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin a) C₂₉/C₃₀ Hopan-C₃₅/C₃₄ Homohopane, b) C₂₆/C₂₅-C₃₁R/C₃₀ Hopane, c) C₂₂/C₂₁TT-C₂₄/C₂₃TT; diyagramları

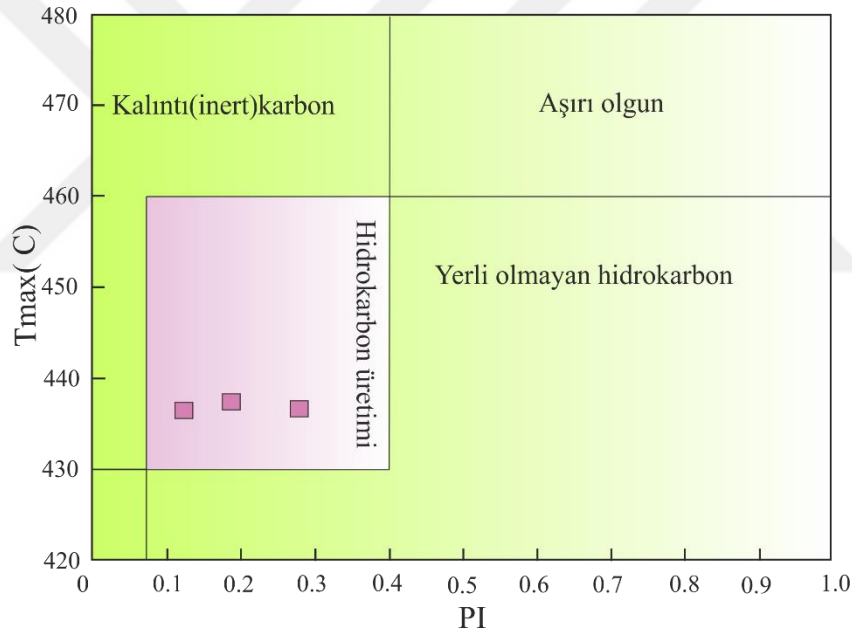


Şekil 201. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı

3.6.2.7. Organik Maddenin Olgunluğu

Sayındere Formasyonu için hesaplanan T_{max} değerleri erken olgun ya da petrol türüm aralığında bir olgunluğu yani petrol penceresini işaret etmektedir (Jarvei ve Tobey 1999; Peter ve Cassa 1994; Éspitalié vd. 1984). Formasyonun üretim indeksi değeri Peters ve Cassa (1994)'e göre erken olgun sınıfına girerken Jarvei ve Tobey 1999'a göre ise petrol penceresini işaret etmektedir.

Formasyona ait CPI değeri 1'e yakın olduğu için organik maddenin olgun olduğunu desteklemektedir. Organik maddenin olgunlaşma derecesini değerlendirmek için kullanılan T_{max} -PI diyagramına göre Sayındere Formasyonuna ait örneğin hidrokarbon üretim aşamasındadır (Şekil 202).

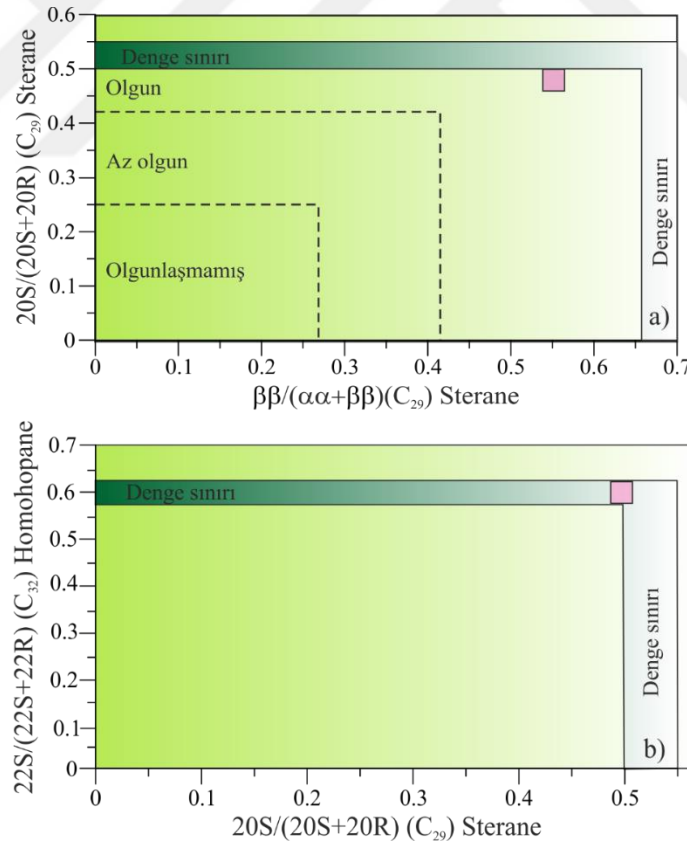


Şekil 202. Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin PI- T_{max} (°C) diyagramındaki dağılımı

Formasyonuna ait $22S/(22S+22R)$ homohopan indeksi değerine göre izomerizasyonun denge değerine ulaştığını ve Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin en az erken olgun evrede oldukları görülmektedir. Moretan/hopan oranı Sayındere Formasyonu için hesaplanan değerler oldukça düşüktür ve kaynak kayanın olgun olduğunu işaret etmektedir.

Formasyona ait kireçtaşı örneklerinin $20S/(20S+20R)$ steran oranları izomerizasyonun dengeye yakın ya da denge değerine ulaştığını ve kireçtaşı örneklerinin petrol penceresi

aralığında yani olgun olduklarını göstermektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranlarına göre ise izomerizasyon henüz denge durumuna ulaşmasa da bu oranın yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun özellikte olduğunu göstermektedir (Seifert ve Moldova, 1986). Ayrıca Formasyona ait $22S/(22S+22R)$ homohopan- $20S/(20S+20R)$ steran, $20S/(20S+20R)$ steran- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın iki değişkenli diyagramlarına bakıldığında örneklerin olgun özellikte olduğu görülmektedir (Şekil 203). $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranı da olgunlukla beraber artmaktadır. Sayındere Formasyonunun denizel organik madde içermesine rağmen $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranının yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun olduğunu göstermektedir. $MA(I)/MA(I+II)$ ve $TA(I)/TA(I+II)$ oranları, erken olgun-geç olgun aralığında termal olgunlukla birlikte artmaktadır (Seifert ve Moldowan, 1978; Mackenzie vd., 1981). Sayındere Formasyonuna ait ATP-1 nolu örneğin %10'dan yüksek olan bu değerleri kireçtaşı örneklerinin olgun olduğunu göstermektedir (Şekil 27).



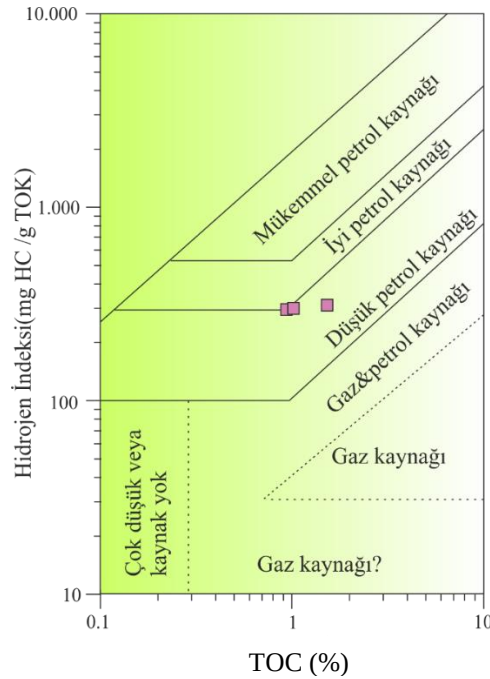
Şekil 203. Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları

Formasyonun 4MDBT konsantrasyonlarının fazla olduğu görülmektedir ve bu durum kireçtaşı örneğinin olgun olduğunu göstermektedir (Radke vd., 1986; Radke ve Willsch, 1994). Yüksek MDR ve MDR' değerleri Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneğinin olgun karakterde olduğunu göstermektedir.

3.6.2.8. Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli

Sayındere Formasyonu ATP-1 nolu örneğin S_1 ve S_2 değerlerini baz alarak organik maddenin hidrokarbon potansiyelinin petrol potansiyelinin orta-iyi derecede olduğunu göstermektedir (Peters ve Cassa, 1994).

Potansiyel ürün değeri 2-6 mg HC/g kaya arasında olduğu için bu değerler birimin uygun hidrokarbon potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin HI-TOC diyagramında da görüldüğü gibi değerler genellikle iyi-düşük petrol kaynağı sınırında bulunduğu gözlemlenmiştir (Şekil 204). Sayındere Formasyonuna ait kuyudan alınan numunelerin S_2/S_3 oranlarına göre kireçtaşı örneğinin üretebileceği hidrokarbon tipinin petrol/gaz karışık olduğu görülmektedir (Clementz vd., 1979 ve Peters, 1986)

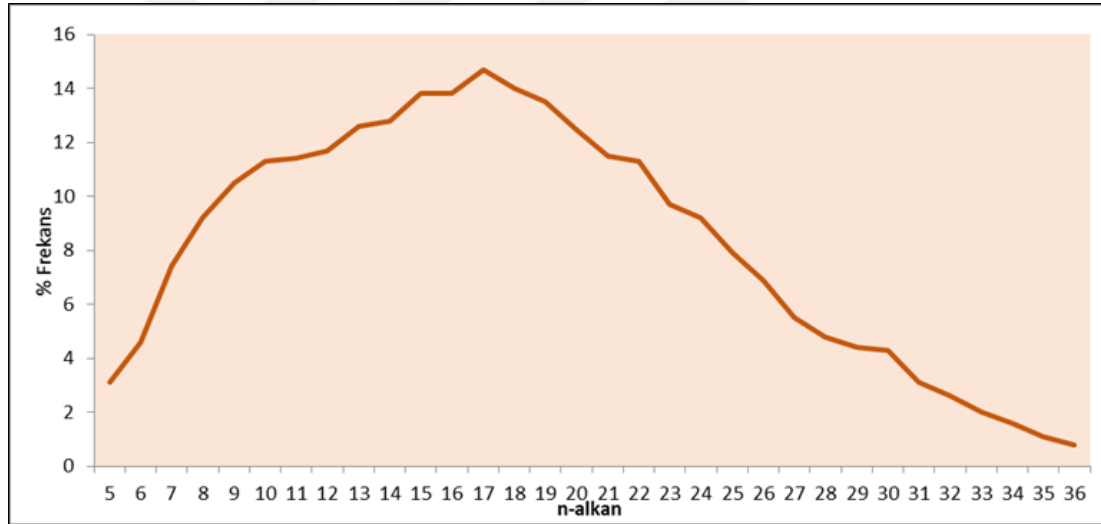


Şekil 204. Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır)

Tablo 31. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait gaz kromatografilerden hesaplanan parametreler

Örnek No	Pr/Ph	Ph/Pr	Pr/nC17	Ph/nC18	CPI (24-34)	TAR
P1	0.59	1.70	0.18	0.33	0.96	0.31

Adıyaman petrol numunesine ait gaz kromatogramında *n*-alkanlar genellikle C₅-C₃₆ (Şekil 206) aralığında kaydedilmiştir ve maksimum pik veren *n*-alkan C₁₇ olarak ölçülmüştür. Gaz kromatogramların da genellikle düşük karbon numaralı *n*-alkanların baskın olduğu bir sola çarpık unimodal bir dağılım gözlenmektedir. Fitane (Ph), pristane (Pr) göre daha baskındır ve Pr/Ph oranı 0.59 olarak hesaplanmıştır (Tablo 31). İzoprenoid/*n*-alkan oranları ise Pr/nC₁₇ oranı 0.18 Pr/nC₁₈ oranı ise 0.33 olarak hesaplanmıştır. Adıyaman petrol örneğine ait CPI değeri 0.96, TAR değeri ise 0.31 olarak hesaplanmıştır.



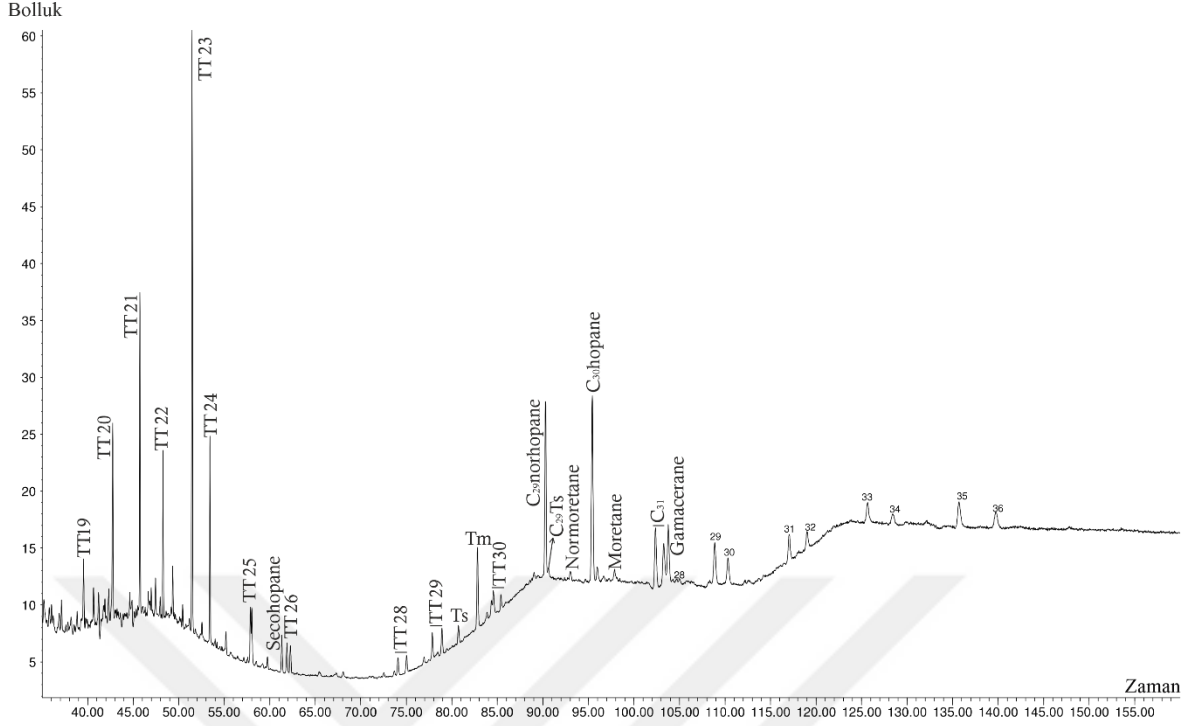
Şekil 206. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol örneğine ait gaz kromatogramlarından elde edilen *n*-alkanların % frekans dağılımı.

3.7.1.2. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

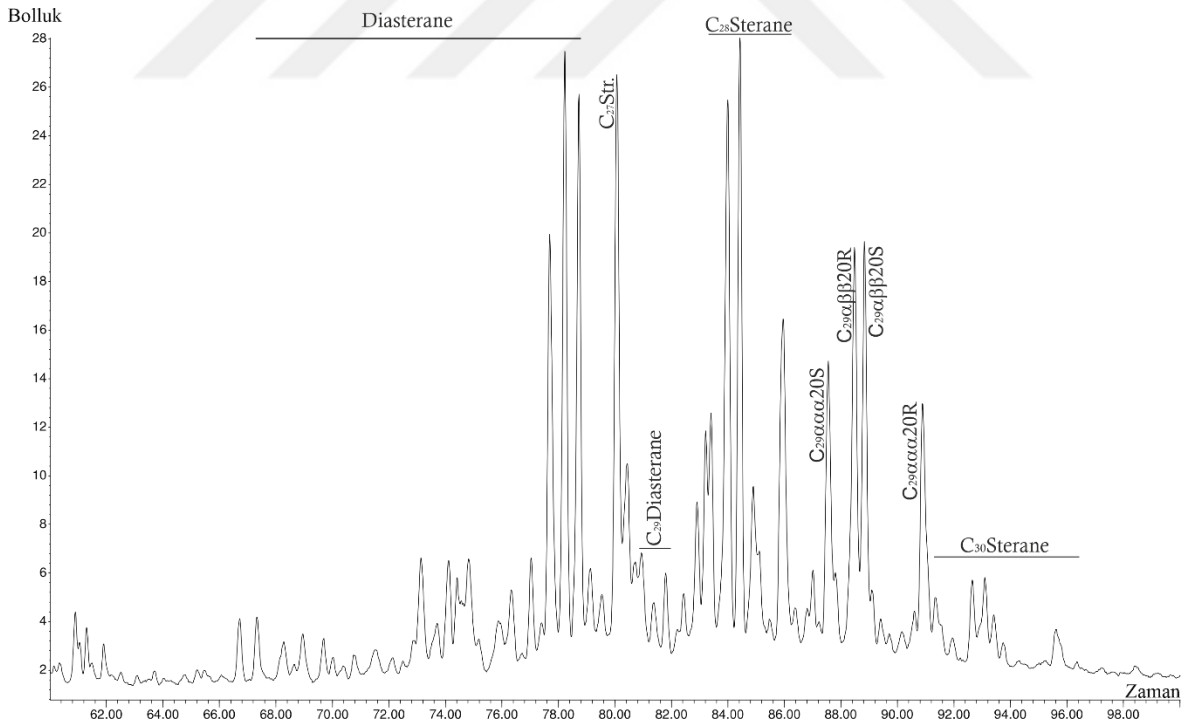
Adıyaman'dan alınan P1 numaralı petrol örneğine ait pikler üzerinden hesaplanan çeşitli parametreler Tablo 32'de, terpan ve steran kromatogramları ise Şekil 207 ve 208'de verilmiştir.

Tablo 32. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesinin GC-MS Kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri

Adıyaman Petrol			
Terpan	P1	Steroid	P1
C ₂₂ /C ₂₁ Tricyclic T.	1.03	C ₂₇ . C ₂₈ . C ₂₉ MA steroid (%)	39.40.21
C ₂₄ /C ₂₃ Tricyclic T.	0.26	MA(I)/MA(I+II)	0.35
(C ₁₉ +C ₂₀)/C ₂₃ tt.	0.16	TA(I)/TA(I+II)	0.39
Ts/(Ts+Tm)	0.37	TA[C ₂₀ /(C ₂₀ +C ₂₈ 20R)]	0.74
Moretan/hopan	0.06	C ₂₈ -TA/(C ₂₉ -MA+C ₂₈ -TA)	0.03
C ₃₁ R HH./C ₃₀ H.	0.26	C ₂₉ /(C ₂₈ +C ₂₉) MA	0.35
C ₂₃ tt/(C ₂₃ tt+C ₃₀ H)	0.76	Phenanthren	
C ₂₆ /C ₂₅ Tricyclic T.	0.75	MPI-1	0.68
C ₂₉ /C ₃₀ hopan	1.33	MPI-2	0.81
C ₂₉ Ts/(C ₂₉ H+C ₂₉ Ts)	0.16	MPI-3 (β/α MP)	0.77
C ₃₀ */C ₂₉ Ts	-	MPR	1.23
C ₃₀ */(C ₃₀ H+C ₃₀ *)	-	MPR1	0.53
Gam./ C ₃₀ hopan	0.14	MPR9	0.90
C ₃₅ /C ₃₄ HH	1.22	MPR2	0.65
C ₂₄ /C ₂₆	0.65	MPR3	0.44
22S/(22S+22R)(C ₃₂)	0.61	1-MP/9-MP	0.59
Oleanan / C ₃₀ Hopan %	-		
Steran/hopan	0.72		
Steran		Dibenzothiophen	
C ₂₇ .C ₂₈ .C ₂₉ steran (%)	45.29.26	MDR	1.57
n-. iso-. diasteran (%)	35.57.8	MDR'	0.61
diasteran/steran	0.12	DBT/P	0.89
20S/(20S+20R) C ₂₉	0.51		
ββ/(ββ+αα)	0.60		
C ₂₈ /C ₂₉	1.14		



Şekil 207. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 191 kütle kromatogramı



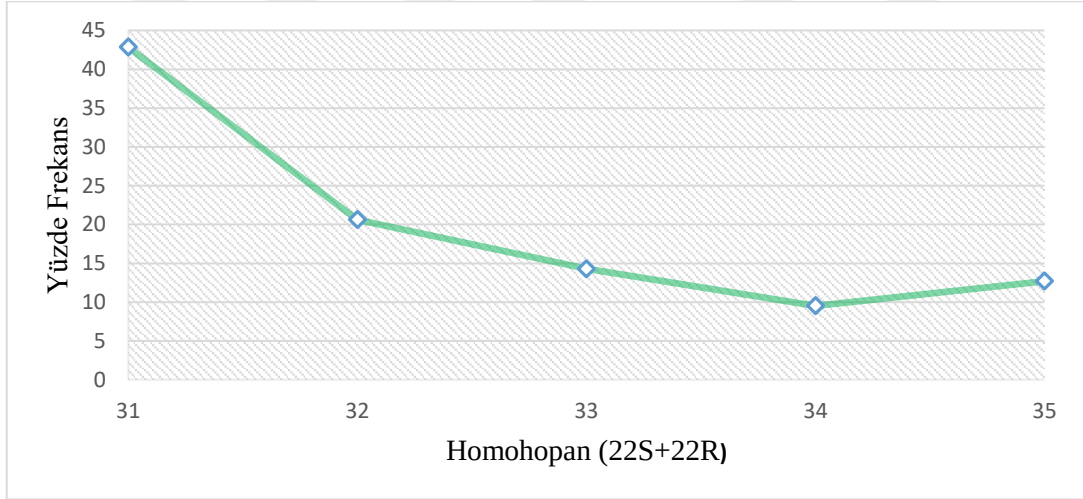
Şekil 208. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 217 kütle kromatogramları

Adıyaman petrol numunesine ait baskın steranın C_{27} olduğu gözlenmiştir. C_{27} , C_{28} , C_{29} steranların bollukları sırasıyla %45, %29, %26 oranında tespit edilmiş ve bu sonuçlara göre

$C_{27} > C_{28} > C_{29}$ olduğu görülmüştür. m/z 217 kütle kromatogramında kaydedilen diasteran-steran dağılımlarına bakıldığında steranlar daha baskın kaydedilmiştir. Diasteran\steran oranı oldukça düşük bir değer olan 0.12 olarak hesaplanmıştır. T_m , T_s 'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. $T_s/(T_s+T_m)$ oranları düşük olup 0.22 olarak hesaplanmıştır. Numuneye ait örneğin C_{28}/C_{29} steran oranı 1.14 olarak kaydedilmiştir.

P1 nolu örnekte trisiklik terpanlar (TT) hopanlara göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Petrol numunesinin $C_{22}/C_{21}TT$ oranı yüksek bir değer olan 1.23, $C_{24}/C_{23}TT$ oranı ise düşük bir değer olan 0.26 olarak hesaplanmıştır. $C_{26}/C_{25} TT$ oranı ise düşük olup 0.75 olarak hesaplanmıştır. $C_{31} 22R / C_{30} H$ değeri 0.26 olarak hesaplanmıştır

C_{29} norhopan/ C_{30} hopan oranı da karbonatlılığın bir ölçütüdür ve bu değer P1 numunesi için oldukça yüksek bir değer olan 1.33 olarak hesaplanmıştır. Homohopan dağılımlarına bakıldığında ($C_{31}-C_{35}$), C_{31} homohopan konsantrasyonunun diğerlerinden daha yüksek olduğu ve C_{34} homologlara doğru bolluğun azaldığı C_{35} homologta tekrar yükselmenin olduğu dağılım söz konusudur. C_{35} homohopan yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir (Şekil 209).



Şekil 209. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol örneğinin homohopan dağılımı (% $C_{31}-C_{35}$)

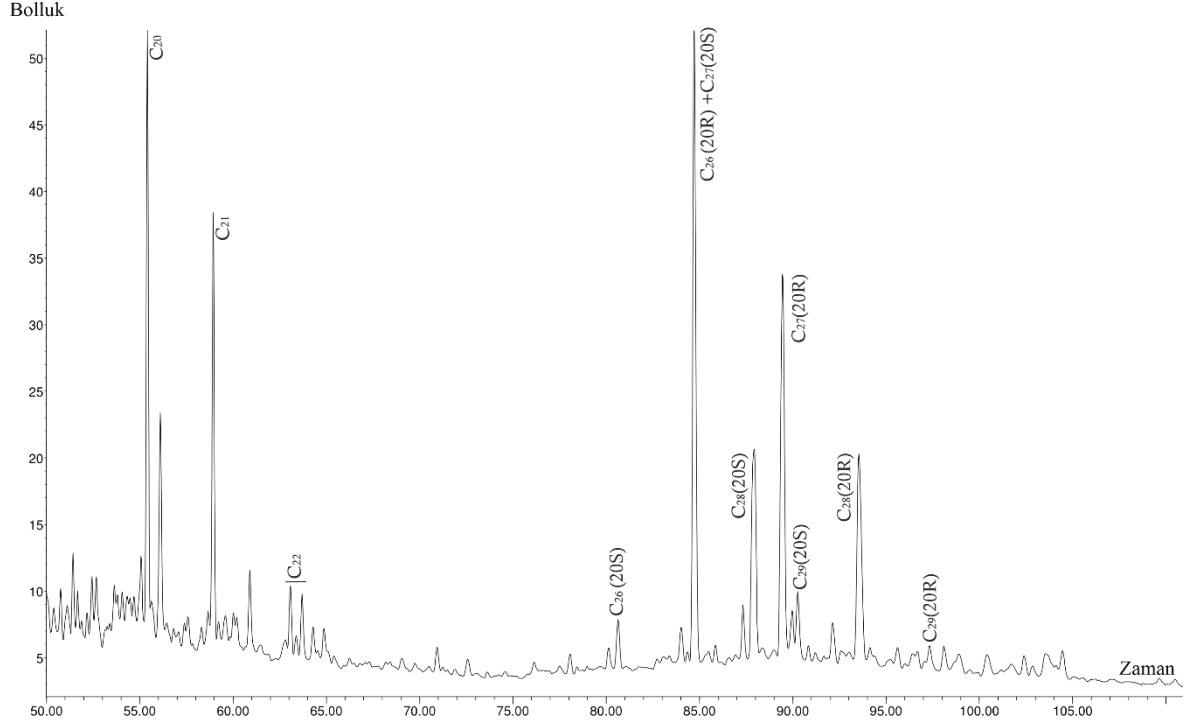
P1 numunesine ait C_{35}/C_{34} homohopan oranı 1.22 olarak hesaplanmıştır. P1 petrol numunesinin $C_{31}/C_{30} H$ oranı 0.26 olarak hesaplanmıştır. Gamaseran indeksi düşük bir değer olan 0.14 olarak hesaplanmıştır. Kaynak girdisi ve yaş belirlemede kullanılan oleanan P1 nolu ham petrol numunesinde kaydedilmemiştir.

Petrol numunesinin 22S/(22S+22R) oranı 0.61, 20S/(20S+20R) steran oranı ise 0.51, $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranı 0.60 olarak hesaplanmıştır. Moretan düşük değerlerde kaydedilmiştir. P1 örneğinin moretan/hopan oranı 0.06'dır. C₂₉ hopanın (norhopan) oldukça yüksek bollukta kaydedildiği görülmektedir. P1 için C₂₉NH/C₃₀ H oranı da oldukça yüksek olup 1.33 (>0.6) olarak hesaplanmıştır. C₃₅ homohopanların değeri de yüksek olup C₃₅/C₃₄ homohopan oranı (>0.8) 1.22'dir. C₃₁22R/C₃₀ hopan oranı 0.26 olarak bulunmuştur.

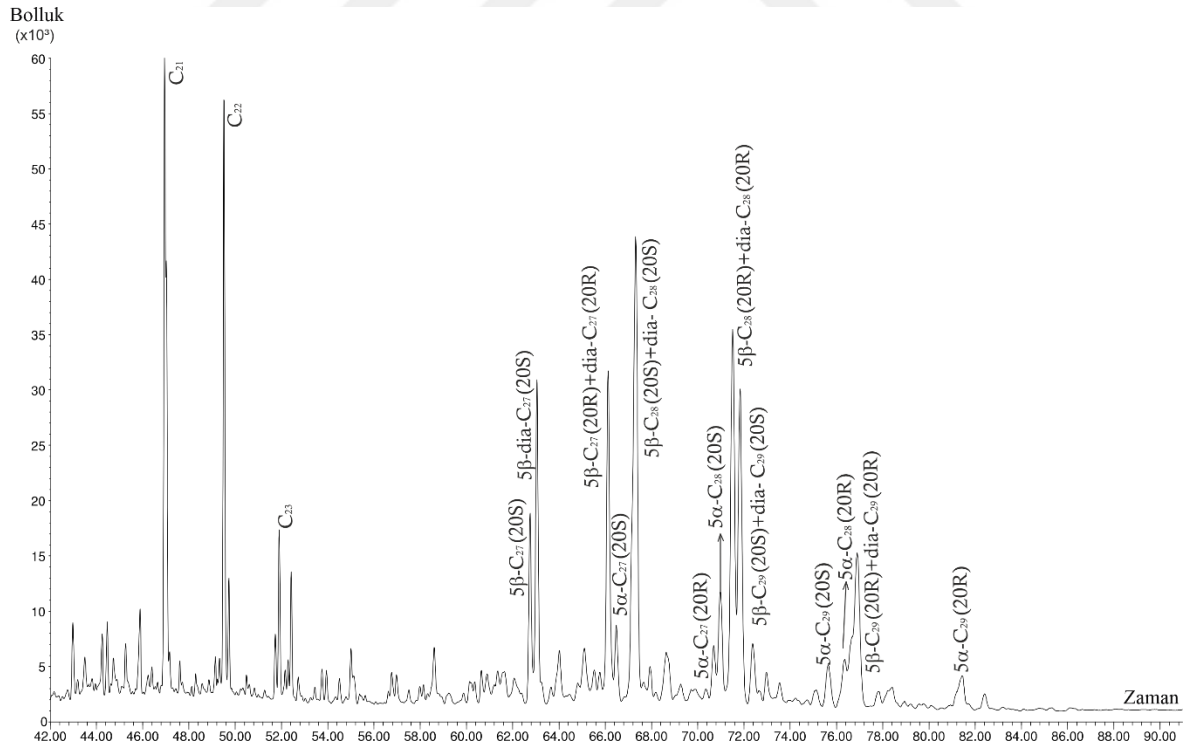
P1 örneğinin m/z 231 ve m/z 253 kromatogramları Şekil 210 ve 211'de verilmiştir. Formasyon için baskın MA steroid C₂₈MA olup C₂₉MA düşük bollukta kaydedilmiştir. MA steroid bollukları sırasıyla C₂₈>C₂₇>C₂₉ şeklindedir. MA(II), MA(I) 'e göre daha baskındır. TA(I), TA(II)'ye göre yüksek bollukta kaydedilmiştir. P1 örneğine ait C₂₉/(C₂₈+C₂₉) MA steroid oranı 0.35 olarak bulunmuştur. MA(I)/MA(I+II) steroid oranı 0.35 TA(I)/TA(I+II) steroid oranı 0.39'dur. C₂₈-TA/(C₂₉-MA+C₂₈-TA) oranı ise 0.55 ve TA[C₂₀/(C₂₀+C₂₈20R) 0.74 olarak hesaplanmıştır.

P1 nolu petrolün m/z178-192 kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla 9MP > 2MP > 1MP > 3MP şeklindedir (Şekil 212). 9-MP, 1-MP' ye göre baskın olarak kaydedildiği ve α -izomerlerin (1-MP ve 9-MP), β -izomerlere (2-MP ve 3-MP) göre daha baskın olduğu görülmektedir. MPI-3 (α/β) oranı bu değerler kullanılarak 0.77 olarak hesaplanmıştır.

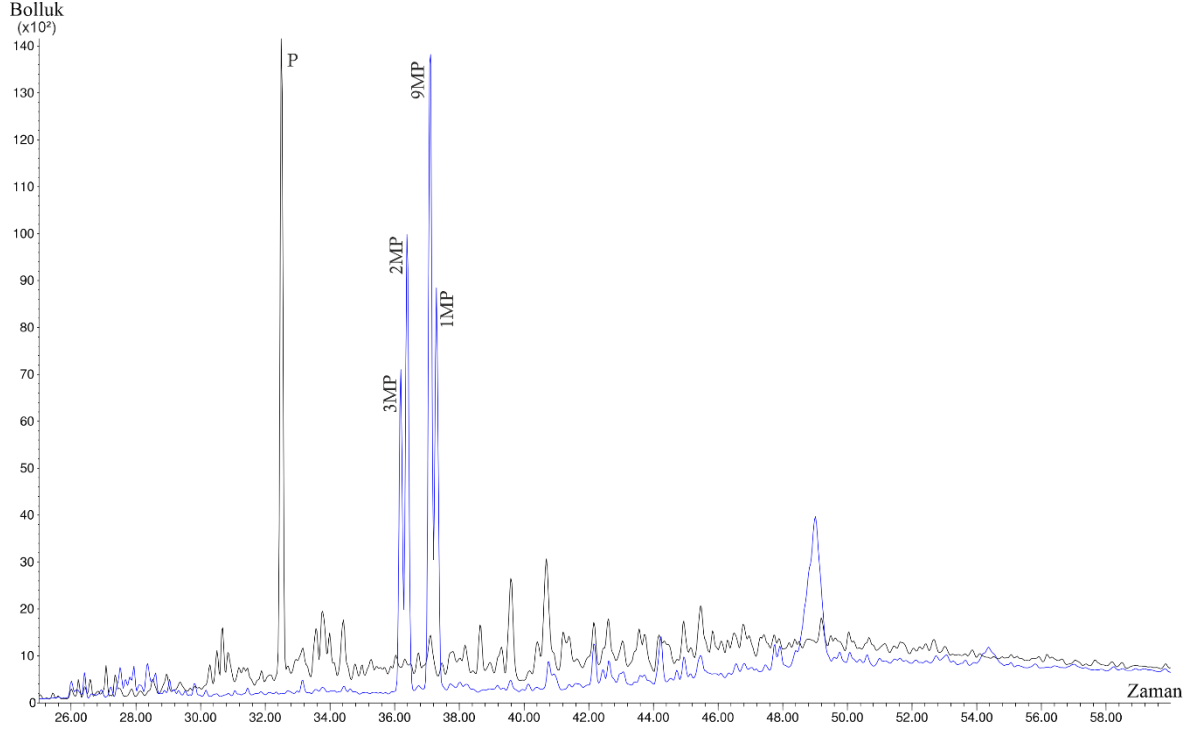
Petrol örneğine ait m/z184-198 kromatogramına bakıldığında DBT bollukları MDBT'ten daha yüksektir. 4MDBT ve 2MDBT'nin baskın olduğu ve 1MDBT'in daha düşük bollukta kaydedildiği genel bir dağılım vardır (Şekil 213).



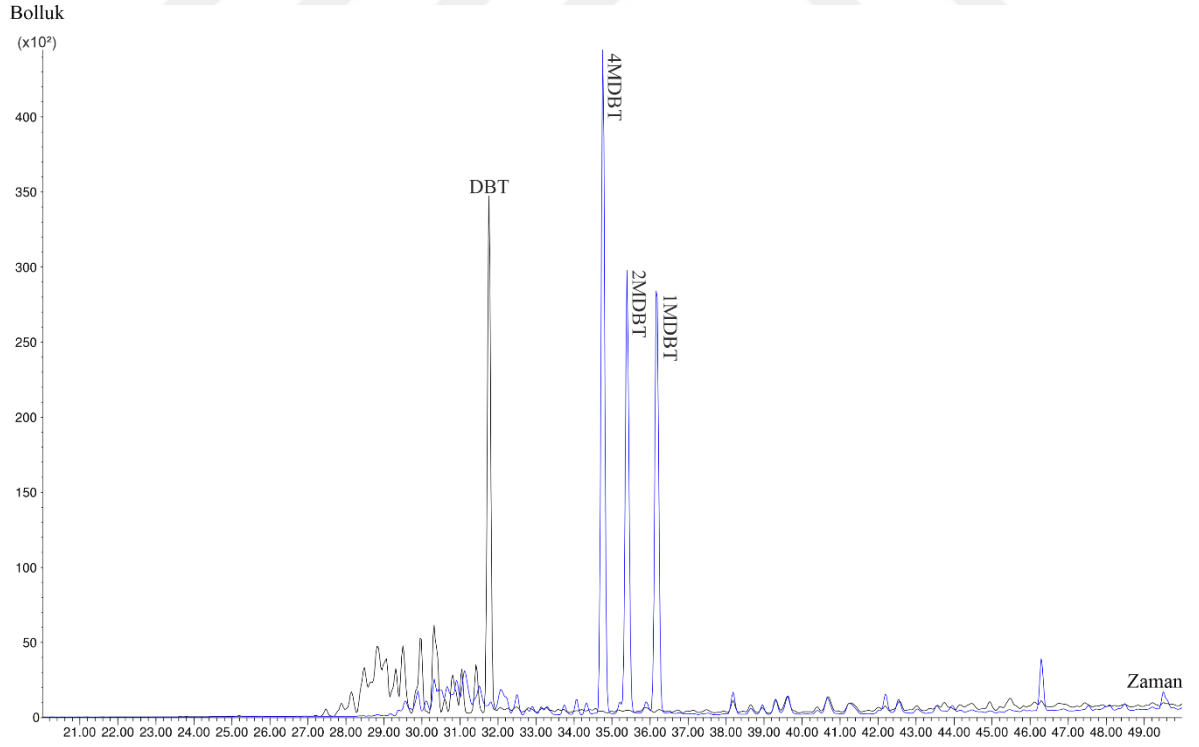
Şekil 210. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 231 kütle kromatogramı



Şekil 211. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 253 kütle kromatogramı



Şekil 212. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 178, 192 kütle kromatogramı



Şekil 213. P1 (Adıyaman Sahası) ham petrol numunesine ait m/z 184, 198 kütle kromatogramı

3.7.1.3. Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)

P1 (Adıyaman) ham petrol numunesi üzerinde karbon izotop analizi yapılmış ve hesaplanan değerler Tablo 33’de verilmiştir.

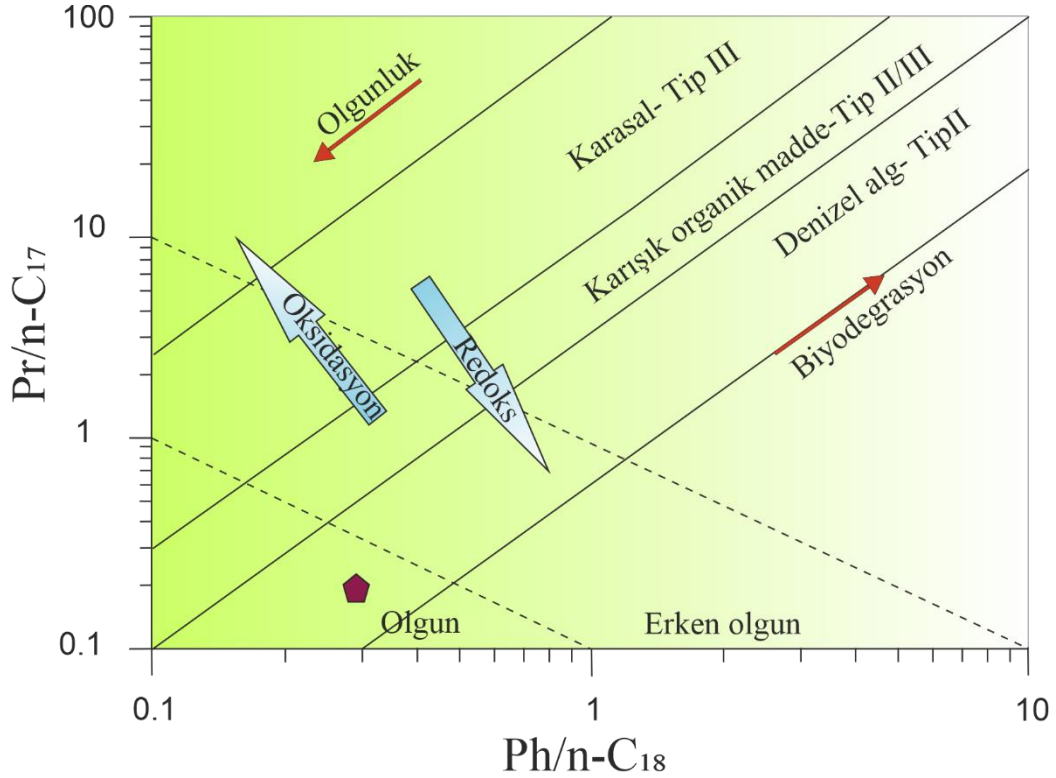
Tablo 33. P1 (Adıyaman) ham örneğine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri

Örnek No.	$\delta^{13}\text{C}$		
	Sat. (Doymuş Hidrokarbon)	Tüm	Aro. (Aromatik Hidrokarbon)
P1	-27.71	-27.13	-27.13

3.7.1.4. Organik Maddenin Çökelme Ortamı

P1 numunesinde düşük karbon numaralı *n*-alkanların baskın olduğu sola çarpık unimodal bir dağılım söz konusudur ve böyle bir durum denizel-algal kökenli organik maddeyi ve karbonatlarla ilişki anoksik ortamları temsil etmektedir (Peters vd., 2005). Fitan (Ph) pristana (Pr) göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Petrole ait Pr/Ph oranlarının 1’den düşük olması kaynak kayanın çökel ortamının anoksik-indirgen olduğunu göstermektedir (Peters vd., 2005). Pr/nC₁₇ oranının (<0.5) 0.5’ten küçük olması çökelme ortamının denizel olduğunu, Pr/nC₁₈ oranının 0.3’ten büyük olması karbonat kaynak kayalarını işaret etmektedir (Peters ve Moldowan, 1993).

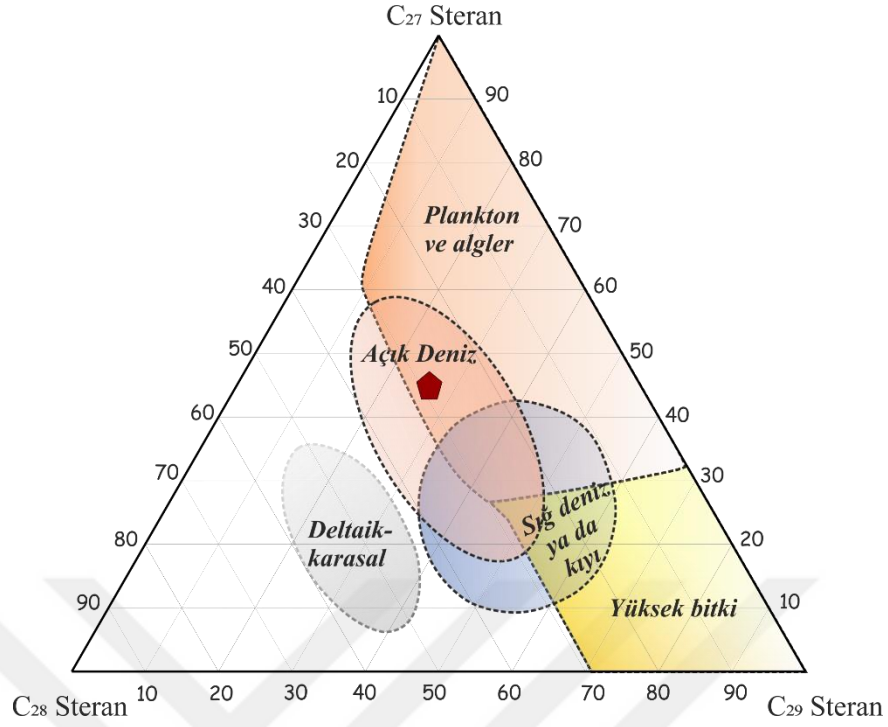
Pr/nC₁₇-Ph/nC₁₈ diyagramında P1 nolu ham petrol numunesinin türediği kaynak kayanın denizel alg içeren redoks bir ortamda çökeldiği, organik maddenin Tip II kerojen içerdiği ve olgun olduğu gözlenmektedir (Şekil 214). Biyobozunmaya uğrayan ham petrolerin orijinal fraksiyon bileşimini değiştireceğinden biyolojik olarak bozunmuş numuneler kaynak çökelme koşulları vb. araştırmak için kullanılmamalıdır. Ancak P1 petrol numunesinin biyolojik bozunmaya uğramadığı görülmektedir.



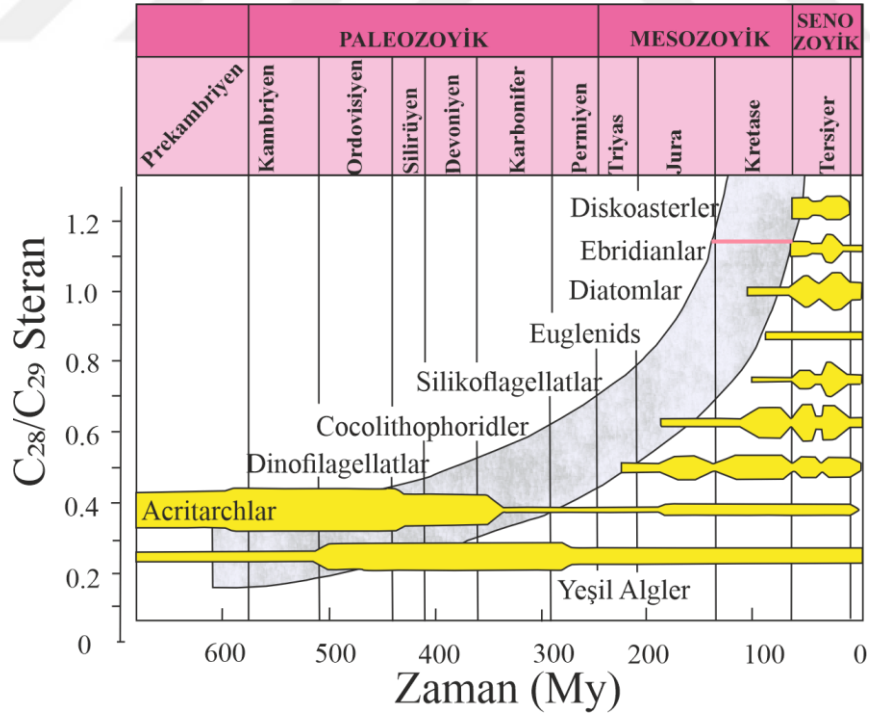
Şekil 214. P1 (Adıyaman) ham petrol örneğinin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı (Hunt, 1995'ten değiştirilerek alınmıştır)

m/z 217 kütle kromatogramlarında C_{28} 'nin baskın steran olduğu görülmektedir ancak C_{27} steran da oldukça yüksek bollukta kaydedilmiştir. C_{28} steran bolluğu görsel alglerin yoğun katılımının varlığını gösterse de diğer biyomarker parametreleri ile birlikte yorumlanması gerekmektedir. Ayrıca P1 numunesinin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımına bakıldığında örneğin 'açık deniz' alan içerisinde olduğu görülmektedir (Şekil 215).

P1 numunesinin C_{28}/C_{29} steran oranı 1.14 olarak hesaplanmıştır ve bu değer Kretase dönemini işaret etmektedir (Şekil 216). Steranların diasteranlara göre daha baskın kaydedilmiş olması ve düşük diasteran\steran oranı kilce fakir, karbonatça zengin bir kaynak kayanının ve anoksik bir çökel ortam özelliğini desteklemektedir (McKirdy vd., 1983).



Şekil 215. Adıyaman petrol (P1) örneğinin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımı



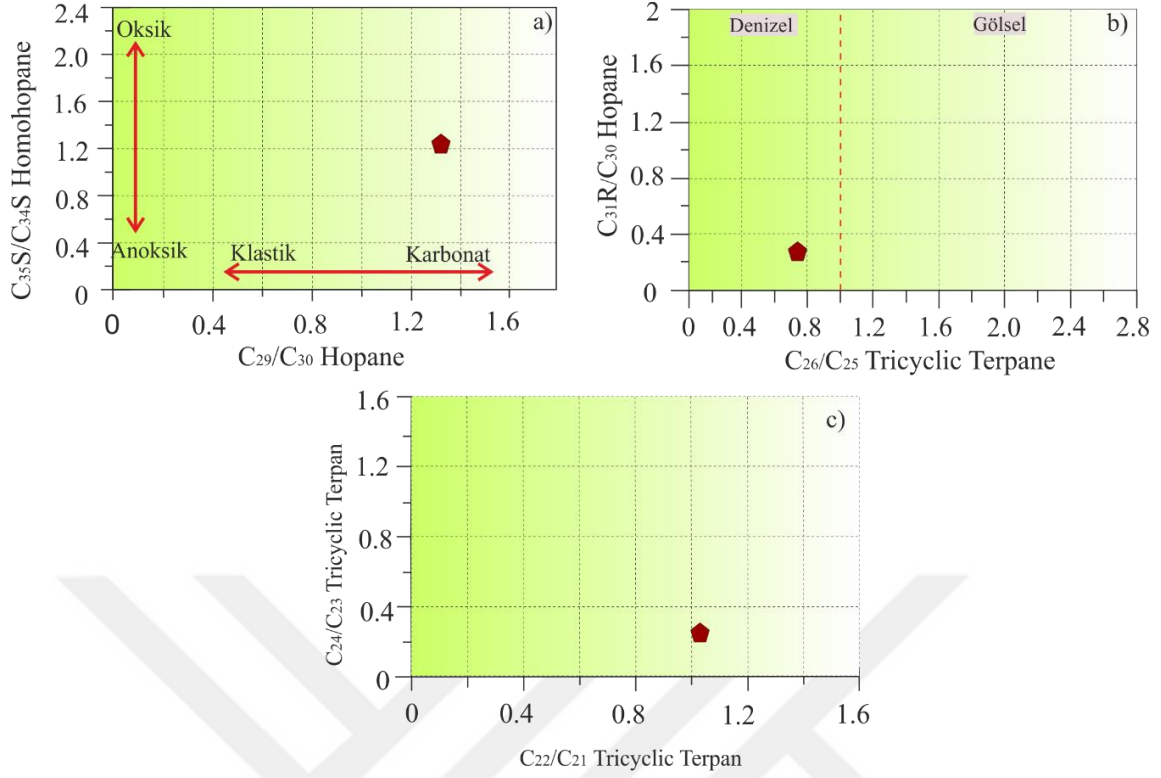
Şekil 216. Adıyaman petrol (P1) örneğinin C_{28}/C_{29} steran yaş diyagramındaki yeri

C_{29} hopan (norhopan) yüksek bollukta kaydedilmiştir. P1 örneği için $C_{29}NH/C_{30}H$ oranının yüksek olması (>0.6) organik karbonca zengin karbonat ve evaporit kaynak kayasını işaret etmektedir (Connan vd., 1986). C_{35} homohopanların yüksek değeri de karbonat ve evaporitlerle ilişkilidir. C_{35}/C_{34} homohopan oranında yüksek olması petrol örneğine ait kaynak kayanın kireçtaşı litolojisini desteklemektedir. $C_{29}Ts$ çok düşük konsantrasyonlarda kaydedilmiş olması ve C_{30}^* kaydedilmemiş olması ortamın anoksik olduğunu işaret etmektedir.

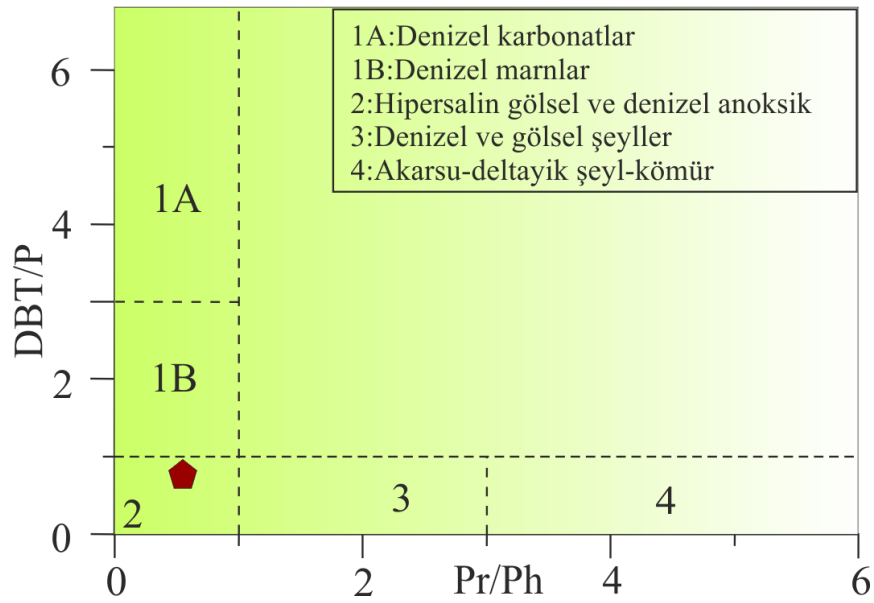
Adıyaman petrol numunesinde T_m konsantrasyonu T_s 'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. $T_s/(T_s+T_m)$ oranının düşük olması P1 numunesinin türediği kaynak kayanın karbonat litolojisini desteklemektedir (Peters vd., 2005). P1'e ait yüksek C_{22}/C_{21} trisiklik terpan oranı ile düşük C_{24}/C_{23} trisiklik terpan oranı kaynak kayanın denizel ortamlarda çökeldiğine işaret etmektedir (Peters vd., 2005). $C_{31}R/C_{30}$ hopan oranının yüksek olması (>0.25) ve düşük C_{26}/C_{25} TT oranı çökel ortamın denizel olduğunu desteklemektedir. C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ hopan, C_{29}/C_{30} hopan- C_{35}/C_{34} hopan; C_{22}/C_{21} TT- C_{24}/C_{23} TT dağılım grafikleri de Şekil 217'de verilmiştir. P1 petrol numunesinin C_{31}/C_{30} H oranı yüksek olarak hesaplanmış ve yüksek olan bu değer petrolün denizel kaynak kayalardan türediğini göstermektedir (Peters vd., 2005; Kara Gülbay vd., 2010-2014; Hoş Çebi, 2013; Hoş Çebi, 2017).

$C_{29}/(C_{28}+C_{29})MA$ steroid oranının (<0.5) düşük olması P1 örneğinin çökel ortamının denizel olduğunu desteklemektedir (Peters vd., 2005). $m/z178-192$ kromatogramından ölçülen metil fenantren dağılımlarına göre 9-MP'nin yüksek konsantrasyonlarda olması petrolün türediği kaynak kayanın denizel organik maddeleri içerdiğine işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995).

Ayrıca dibenzotiyfen fenantren oranı ile Pr/Ph oranı kullanılarak çizilen diyagram ile de formasyona ait örneğin 2 nolu alan olan 'hipersalin gölsel ve denizel anoksik' alanına düştüğü görülmektedir (Şekil 218).



Şekil 217. Adıyaman petrol (P1) örneğinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopane, b) C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ Hopane, c) $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$; diyagramları

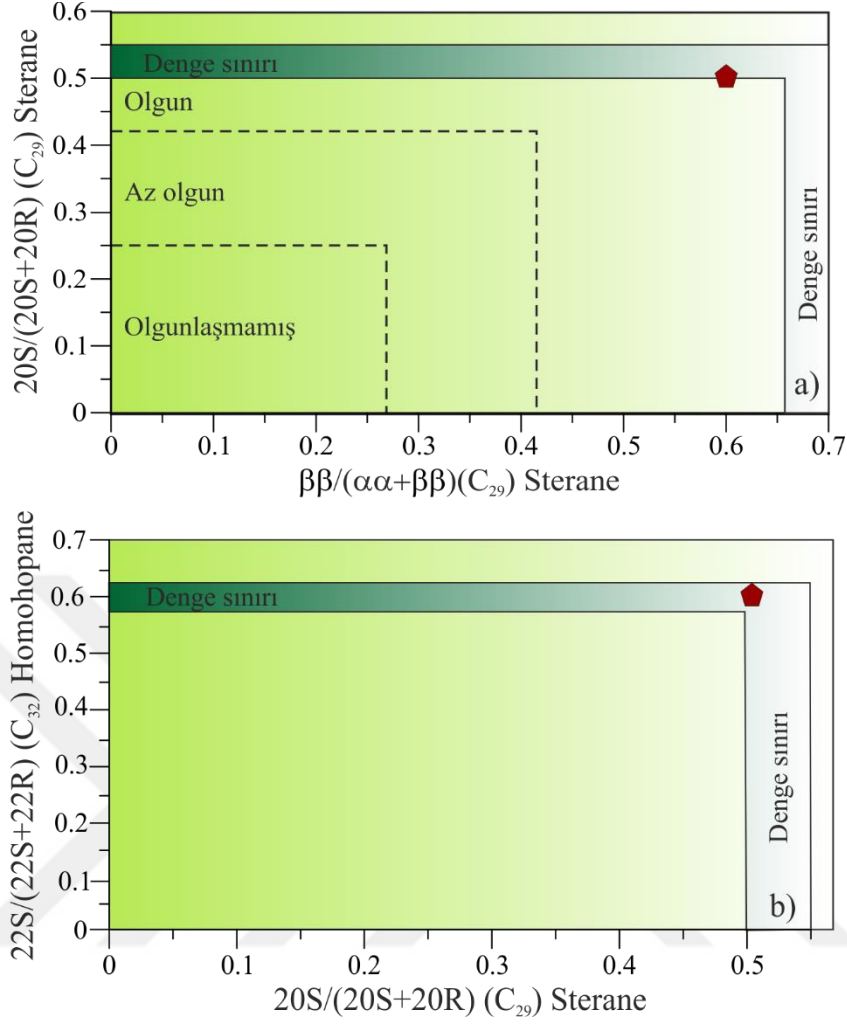


Şekil 218. Adıyaman petrol (P1) örneğinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı

3.7.1.5. Organik Maddenin Olgunluğu

P1 numunesine ait $22S/(22S+22R)$ homohopan indeksi değerine göre izomerizasyonun denge değerine ulaştığını ve petrol örneğinin en az erken olgun evrede olduğu görölmektedir. Hesaplanan Moretan/hopan oranı oldukça düşüktür ve bu durum kaynak kayanın olgun olduğuuna işaret etmektedir. $20S/(20S+20R)$ steran oranı izomerizasyonun denge değerine çok yakın olduğunu petrol penceresi numunesinin olgun özellikte olduğunu göstermektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranlarına göre ise izomerizasyon henüz denge durumuna ulaşmasa da bu oranın yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun özellikte olduğunu işaret etmektedir (Seifert ve Moldova, 1986). Ayrıca Formasyona ait $22S/(22S+22R)$ homohopan- $20S/(20S+20R)$ steran, $20S/(20S+20R)$ steran- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın iki değişkenli diyagramlarına bakıldığında örneklerin olgun özellikte olduğu görölmektedir (Şekil 219). $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranı da olgunlukla beraber artmaktadır. Kaynak kayanın $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranının yüksek değerde hesaplanması organik maddenin olgun olduğunu göstermektedir. P1 nolu örnekte $MA(I)/MA(I+II)$ ve $TA(I)/TA(I+II)$ oranları %10-%60 arasında olması petrol örneğinin olgun olduğunu göstermektedir. Ayrıca 4MDBT konsantrasyonlarının fazla olduğu görölmektedir ve bu durum P1 örneğinin olgun olduğunu göstermektedir (Radke vd., 1986; Radke ve Willsch, 1994). Yüksek MDR ve MDR' değerleri organik maddenin olgun olduğunu desteklemektedir.

$C_{29}Ts/(C_{29}H+C_{29}Ts)$ ile $Ts/(Ts+Tm)$ oranı litolojiden ve ısısal olgunluktan etkilenen parametrelerdir. Ts, Tm'ye oranla olgunluğa karşı daha duraylıdır. $C_{29}Ts$ 'ın ısısal duraylılığı, C_{29} norhopana göre daha fazladır (Kolaczowska vd., 1990). Buna bağlı olarak $C_{29}Ts/C_{29}$ hopan oranı termal olgunlukla birlikte değerinin artacağı bilinmektedir (Fowler ve Brooks, 1990). Ancak P1 nolu numunenin olgun özellikte olmasına rağmen Tm değerinin Ts 'den baskın olması ve $C_{29}Ts/(C_{29}H+C_{29}Ts)$ değerinin oldukça düşük oranlarda kaydedilmesi bu değerleri kontrol eden ana etkenin litoloji olduğunu ve olgunluğu yansıtmadığını göstermektedir.

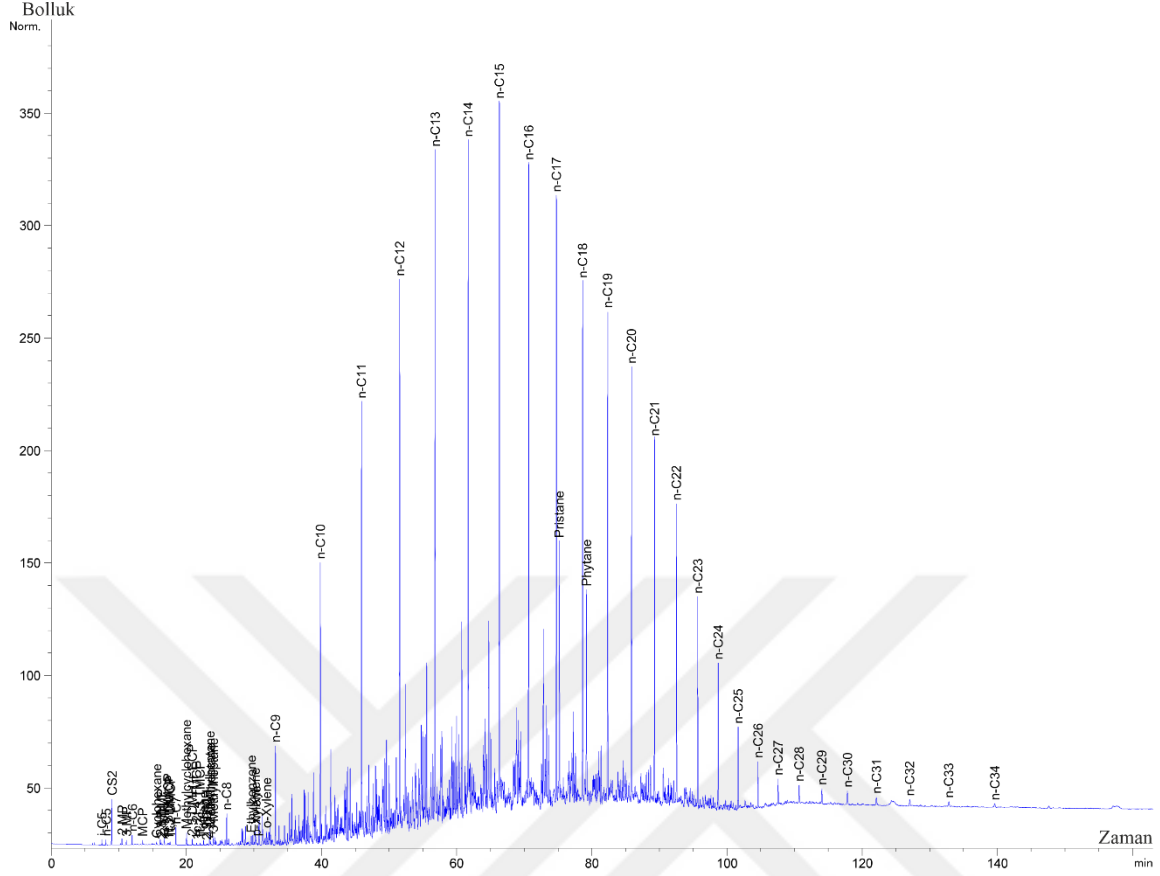


Şekil 219. Adıyaman petrol (P1) örneğinin a) 20S/(20S+20R) steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) 22S/(22S+22R) homohopan ile 20S/(20S+20R) steran iki değişkenli diyagramları

3.7.2. Şanlıurfa (Siverek) (P2) Petrol Numunesi

3.7.2.1. Gaz Kromatografi (GC) Analizleri

Şanlıurfa (Siverek)'ten alınan P2 numaralı petrol numunesine üzerinde GC analizi yapılmıştır. İncelenen örneğin gaz kromatogramından elde edilen doymuş hidrokarbon fraksiyonlarının dağılımı (Şekil 220) ve bu kromatogram üzerinden hesaplanan tüm veriler (Pr/Ph, Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, CPI ve TAR) Tablo 34'de verilmiştir.

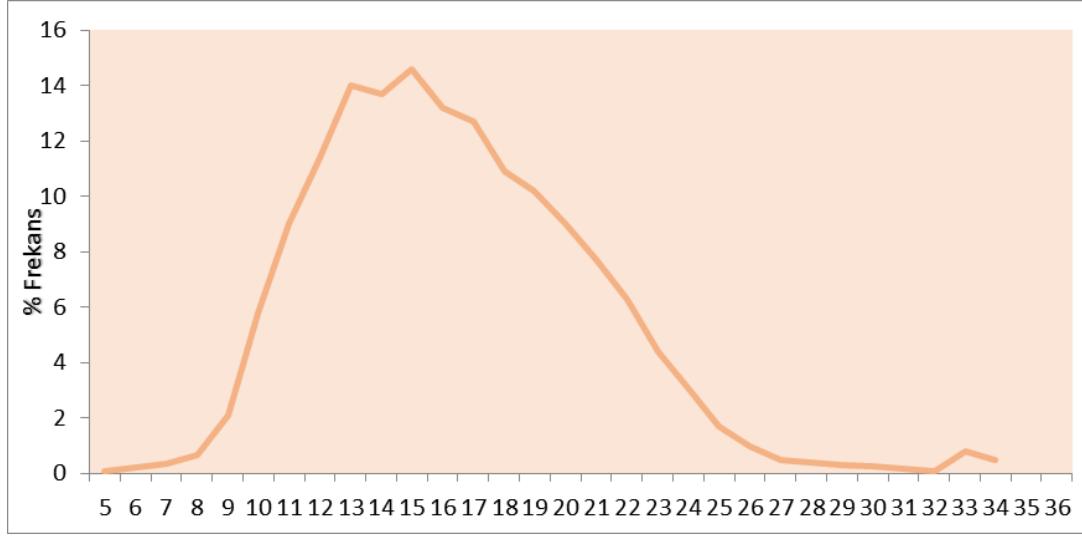


Şekil 220. Şanlıurfa (Siverek) petrol numunesinin doygun fraksiyonlarına ait gaz kromatogramı

Tablo 34. Şanlıurfa (Siverek) (P2) petrol numunesine ait gaz kromatografilerden hesaplanan parametreler

Örnek No	Pr/Ph	Ph/Pr	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	CPI (24-34)	TAR
P2	1.23	0.81	0.42	0.39	1.12	0.03

Şanlıurfa (Siverek) petrol numunesine ait gaz kromatogramında *n*-alkanlar genellikle C₅-C₃₄ (Şekil 221) aralığında kaydedilmiştir ve maksimum pik veren *n*-alkan C₁₅ olarak ölçülmüştür. Gaz kromatogramların da genellikle düşük karbon numaralı *n*-alkanların baskın olduğu bir sola çarpık unimodal bir dağılım gözlenmektedir. Pristana (Pr), Fitana (Ph)’a göre daha baskındır ve Pr/Ph oranı 1.23 olarak hesaplanmıştır (Tablo 34). İzoprenoid/*n*-alkan oranları ise Pr/nC₁₇ oranı 0.42 Pr/nC₁₈ oranı ise 0.39 olarak hesaplanmıştır. P2 petrol örneğine ait CPI değeri 1.12, TAR değeri ise 0.03 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 221. Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin gaz kromatogramlarından elde edilen *n*-alkanların % frekans dağılımı

3.7.2.2. Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analizi

Şanlıurfa (Siverek)'dan alınan P2 numaralı petrol örneğine ait pikler üzerinden hesaplanan çeşitli parametreler Tablo 35'de, terpan ve steran kromatogramları ise Şekil 222 ve 223'de verilmiştir.

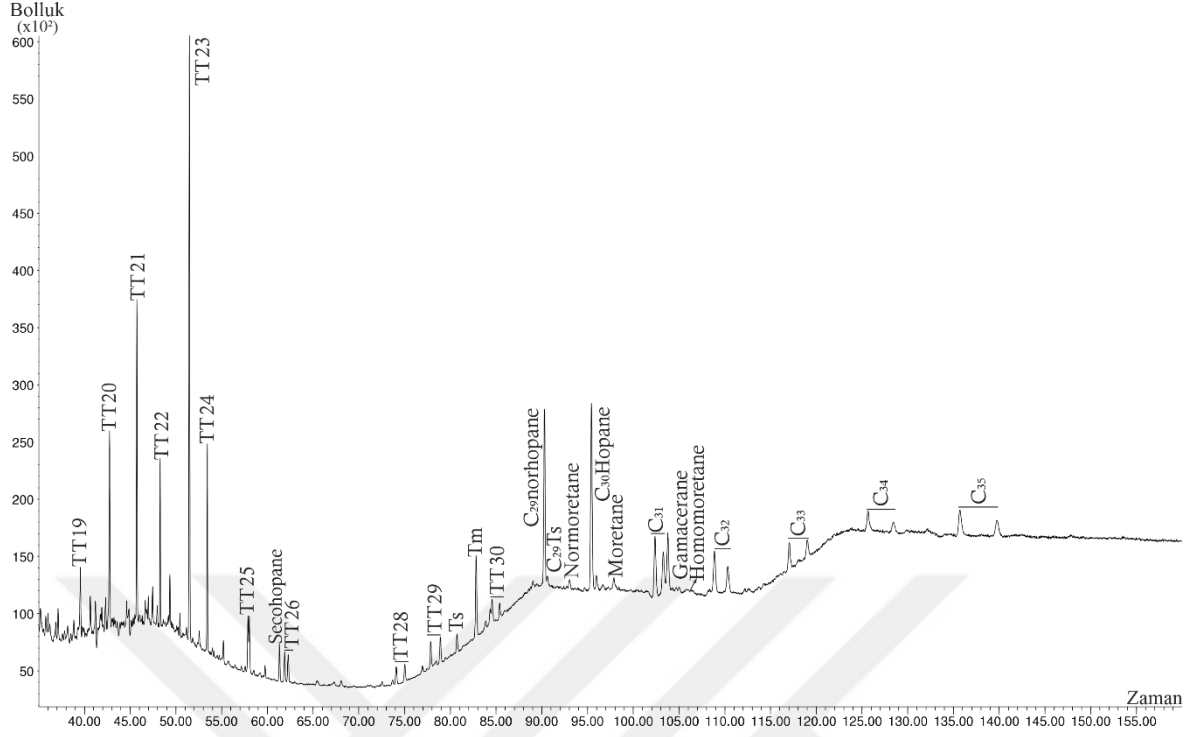
P2 petrol numunesine ait baskın steranın C_{27} olduğu gözlenmiştir. C_{27} , C_{28} , C_{29} steranların bollukları sırasıyla %48, %31, %21 oranında tespit edilmiş ve bu sonuçlara göre $C_{27} > C_{28} > C_{29}$ olduğu görülmüştür. m/z 217 kütle kromatogramında kaydedilen diasteran-steran dağılımlarına bakıldığında steranlar daha baskın kaydedilmiştir. Diasteran\steran oranı oldukça düşük bir değer olan 0.12 olarak hesaplanmıştır. T_m , T_s 'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. $T_s/(T_s+T_m)$ oranları düşük olup 0.18 olarak hesaplanmıştır. Numuneye ait örneğin C_{28}/C_{29} steran oranı 1.4 olarak kaydedilmiştir.

P2 nolu örnekte trisiklik terpanlar (TT) hopanlara göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Petrol numunesinin C_{22}/C_{21} TT oranı yüksek bir değer olan 0.52, C_{24}/C_{23} TT oranı ise düşük bir değer olan 0.35 olarak hesaplanmıştır. C_{26}/C_{25} TT oranı ise 1.0 olarak hesaplanmıştır. $C_{31} 22R/C_{30} H$ değeri 0.20 olarak hesaplanmıştır. C_{29} norhopan/ C_{30} hopan oranı da karbonatlılığın bir ölçütüdür ve bu değer P2 numunesi 0.92 olarak hesaplanmıştır. Homohopan dağılımlarına bakıldığında ($C_{31}-C_{35}$), C_{31} homohopan konsantrasyonunun diğerlerinden daha yüksek olduğu ve C_{34} homologlara doğru bolluğun azaldığı C_{35} homologta tekrar yükselmenin olduğu dağılım söz konusudur (Şekil 224).

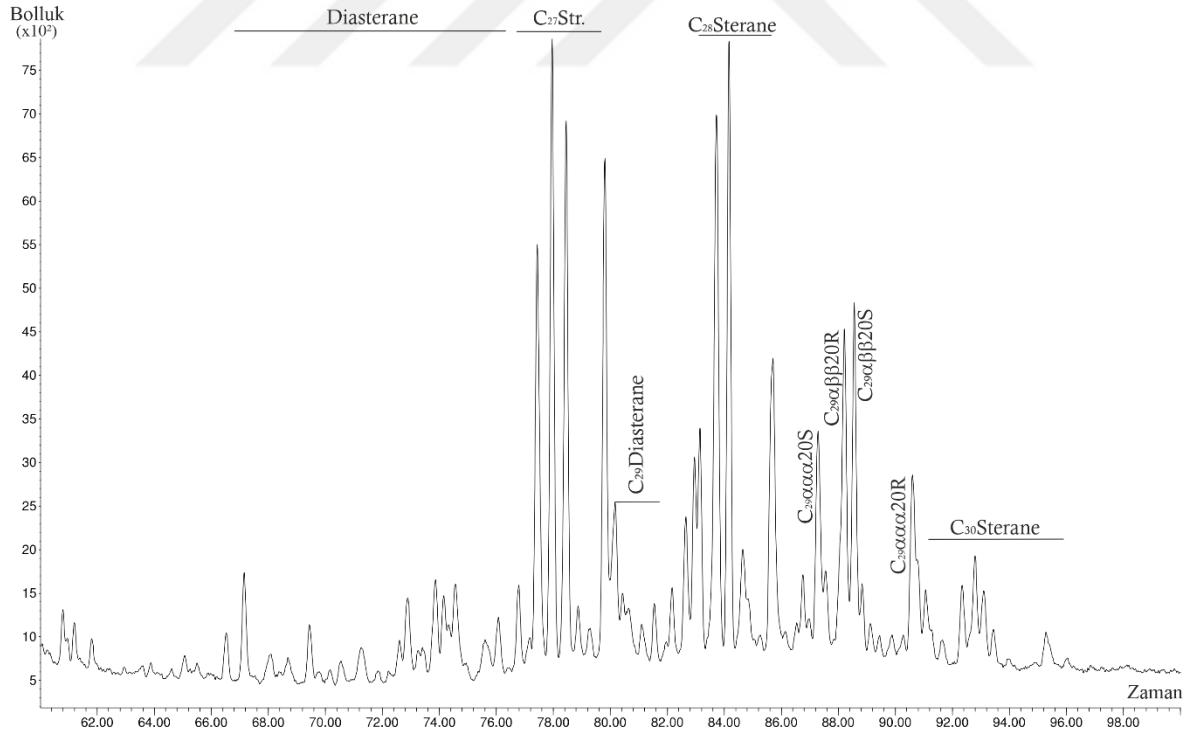
Tablo 35. Şanlıurfa (Siverek) (P2) petrol numunesinin GC-MS Kromatogramlarından hesaplanan biyomarker parametreleri

Şanlıurfa (Siverek) Petrol			
Terpan	P2	Steroid	P2
C_{22}/C_{21} Tricyclic T.	0,52	C_{27}, C_{28}, C_{29} MA steroid (%)	38-43-19
C_{24}/C_{23} Tricyclic T.	0,35	MA(I)/MA(I+II)	0,21
$(C_{19}+C_{20})/C_{23}$ tt.	0,43	TA(I)/TA(I+II)	0,21
Ts/(Ts+Tm)	0,18	TA[$C_{20}/(C_{20}+C_{28}20R)$]	0,60
Moretan/hopan	0,07	C_{28} -TA/(C_{29} -MA+ C_{28} -TA)	0,03
C_{31} R HH./ C_{30} H.	0,20	$C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA	0,31
C_{23} tt/(C_{23} tt+ C_{30} H)	0,76	Phenanthren	
C_{26}/C_{25} Tricyclic T.	1,00	MPI-1	0,87
C_{29}/C_{30} hopan	0,92	MPI-2	0,88
C_{29} Ts/(C_{29} H+ C_{29} Ts)	0,03	MPI-3 (β/α MP)	1,20
C_{30}^*/C_{29} Ts	-	MPR	1,40
$C_{30}^*/(C_{30}$ H+ $C_{30}^*)$	-	MPR1	0,40
Gam./ C_{30} hopan	0,29	MPR9	0,53
C_{35}/C_{34} HH	1,33	MPR2	0,57
C_{24}/C_{26}	1,25	MPR3	0,56
22S/(22S+22R)(C_{32})	0,62	1-MP/9-MP	0,76
Oleanan / C_{30} Hopan %	-		
Steran/Hopan	1.3		
Steran		Dibenzothiophen	
C_{27}, C_{28}, C_{29} steran (%)	48,31,21	MDR	0,86
n-, iso-, diasteran (%)	32,59,9	MDR'	0,46
diasteran/steran	0,18	DBT/P	1.09
20S/(20S+20R) C_{29}	0,63		
$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	0,68		
C_{28}/C_{29}	1,4		

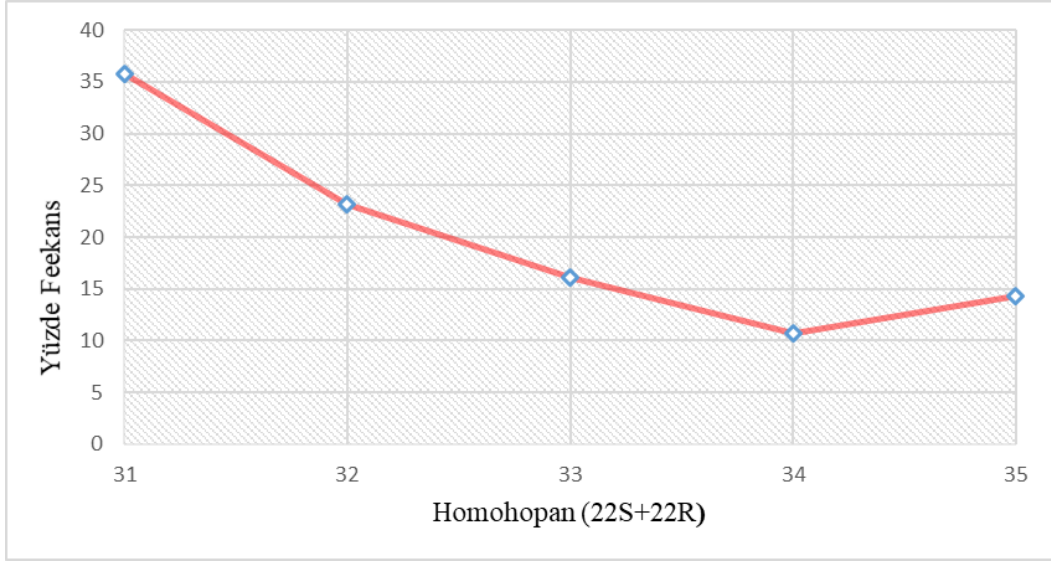
P2 numunesine ait C_{35}/C_{34} homohopan oranı 1.33 olarak hesaplanmıştır. C_{31} 22R/ C_{30} hopan oranı 0.20 olarak hesaplanmıştır. Gamaseran indeksi düşük bir değer olan 0.29 olarak hesaplanmıştır. Kaynak girdisi ve yaş belirlemede kullanılan oleanan P2 nolu numunede kaydedilmemiştir. Petrol numunesinin 22S/(22S+22R) oranı 0.62, 20S/(20S+20R) steran oranı ise 0.63, $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranı 0.68 olarak hesaplanmıştır. Moretan düşük değerlerde kaydedilmiştir. Moretan/hopan oranı 0.07'dir.



Şekil 222. Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 191 kütle kromatogramı



Şekil 223. Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 217 kütle kromatogramları

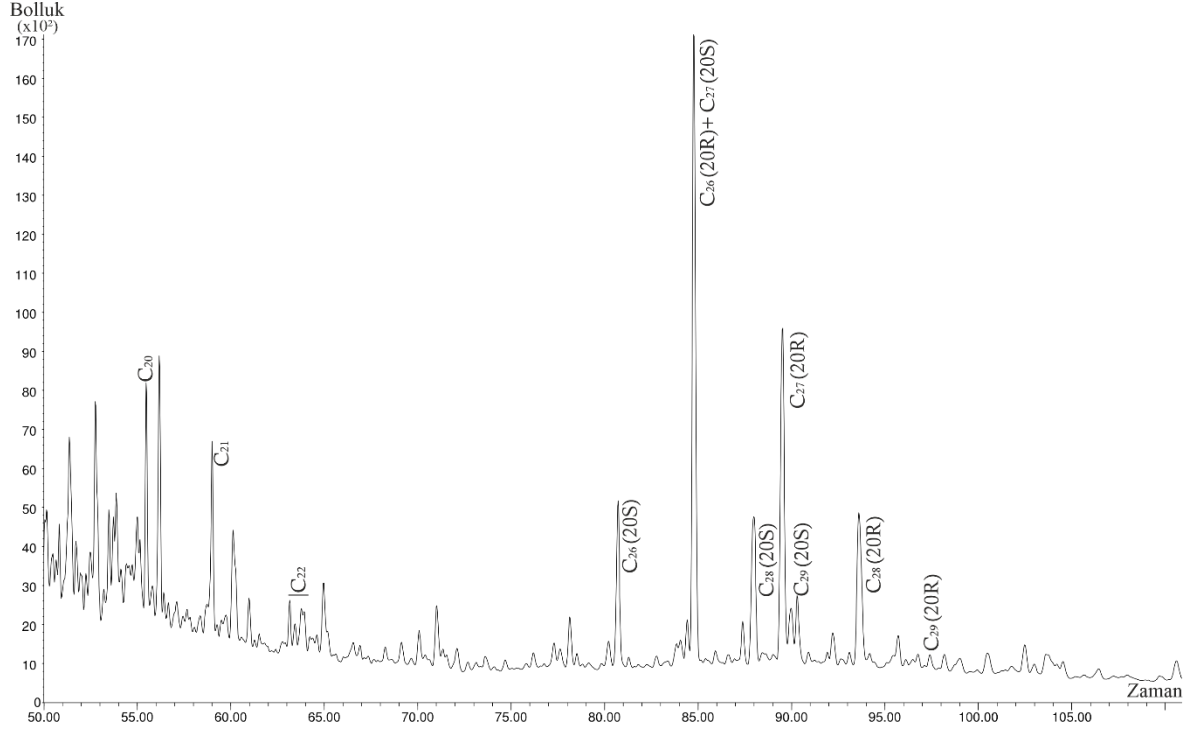


Şekil 224. Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin homohopan dağılımı (% C₃₁-C₃₅)

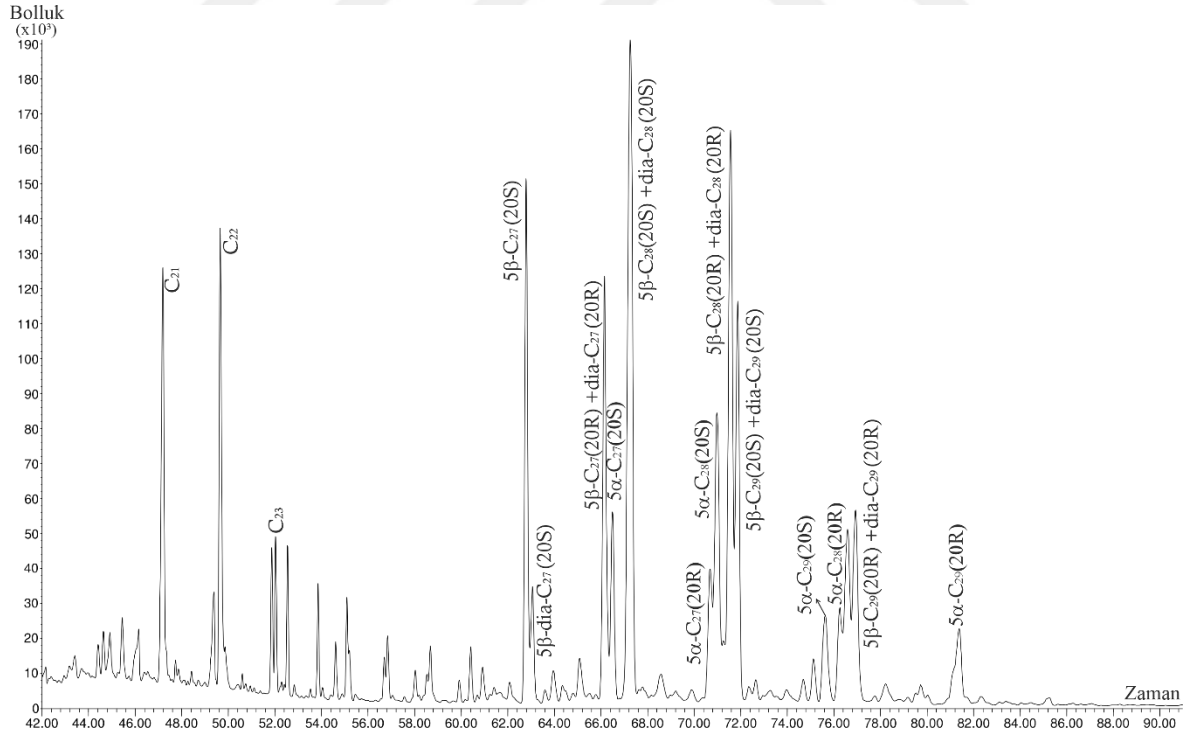
P2 örneğinin m/z 231 ve m/z 253 kromatogramları Şekil 225 ve 226’da verilmiştir. Ham petrol numunesi için baskın MA steroid C₂₈MA olup C₂₉MA düşük bollukta kaydedilmiştir. MA steroid bollukları sırasıyla C₂₈>C₂₇>C₂₉ şeklindedir. MA(II), MA(I) ‘e göre daha baskındır. TA(I), TA(II)’ye göre yüksek bollukta kaydedilmiştir. P2 numunesine ait C₂₉/(C₂₈+C₂₉) MA steroid oranı 0.31 olarak bulunmuştur. MA(I)/MA(I+II) steroid oranı 0.21 TA(I)/TA(I+II) steroid oranı 0.21’dir. C₂₈-TA/(C₂₉-MA+C₂₈-TA) oranı ise 0.03 ve TA[C₂₀/(C₂₀+C₂₈20R) 0.60 olarak hesaplanmıştır.

P2 nolu petrolün m/z178-192 kromatogramına bakıldığında MP bolluklarının sırasıyla 2MP > 3MP > 9MP > 1MP şeklindedir (Şekil 227). β-izomerlerin (2-MP ve 3-MP), α-izomerlere (1-MP ve 9-MP) göre baskın olarak kaydedildiği görülmektedir. MPI-3 (α/β) oranı bu değerler kullanılarak 1.20 olarak hesaplanmıştır.

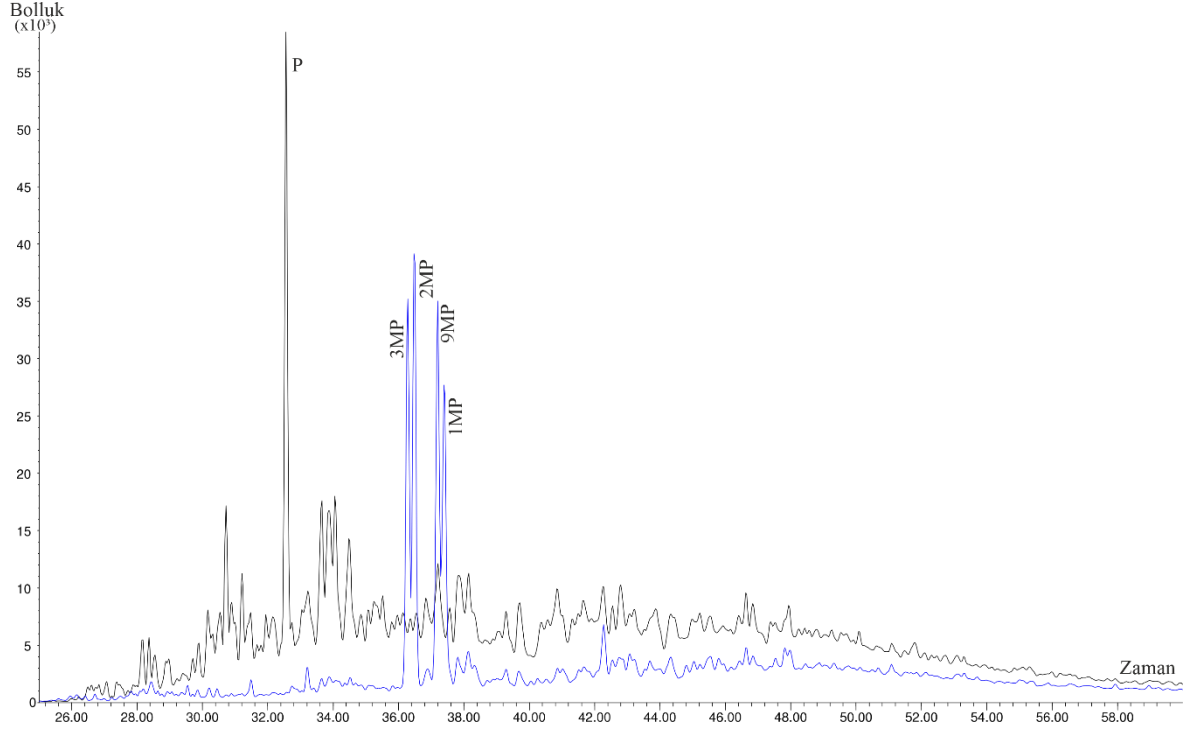
Formasyona ait m/z184-198 kromatogramına bakıldığında DBT bollukları MDBT’ten daha yüksektir. 1MDBT ve 4MDBT’nin baskın olduğu ve 2MDBT’in daha düşük bollukta kaydedildiği genel bir dağılım vardır (Şekil 228).



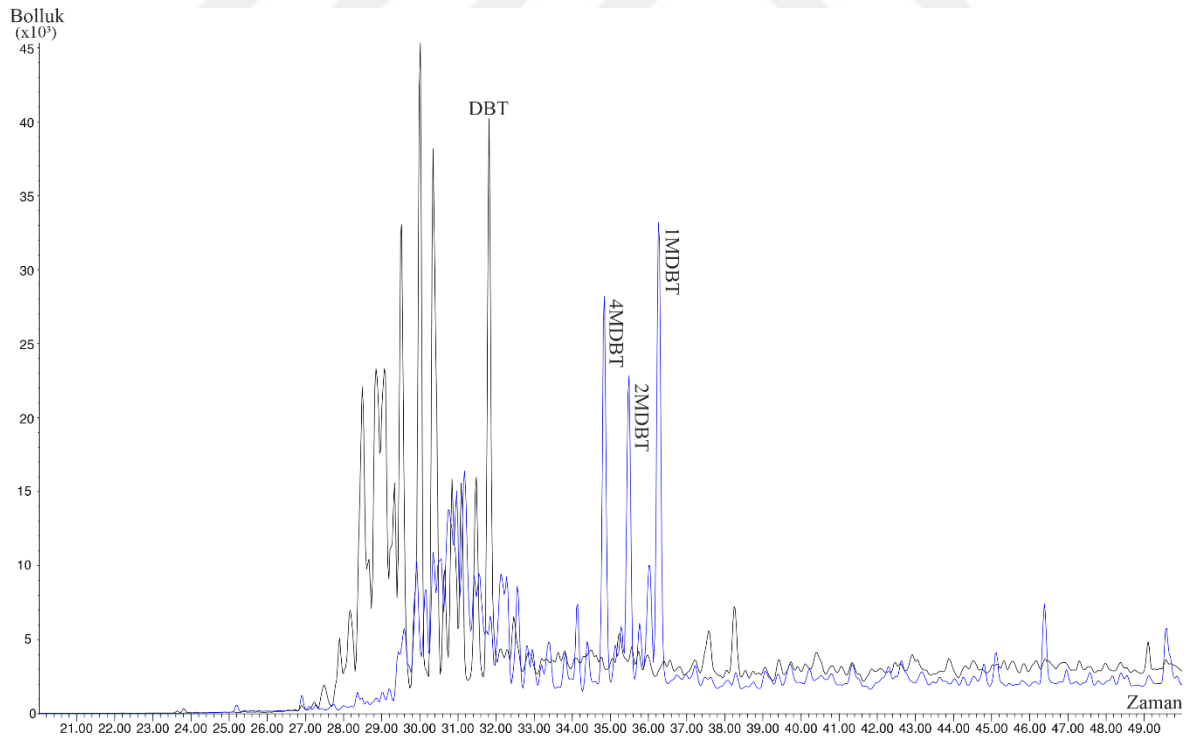
Şekil 225. Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 231 kütle kromatogramı



Şekil 226. Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 253 kütle kromatogramı



Şekil 227. Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 178, 192 kütle kromatogramı



Şekil 228. Şanlıurfa (Siverek) (P2) numunesine ait m/z 184, 198 kütle kromatogramı

3.7.2.3. Duraylı Karbon İzotop Analizi (IRMS)

Şanlıurfa (Siverek) P2 nolu petrol örneği üzerinde karbon izotop analizi yapılmış ve hesaplanan değerler Tablo 36’de verilmiştir.

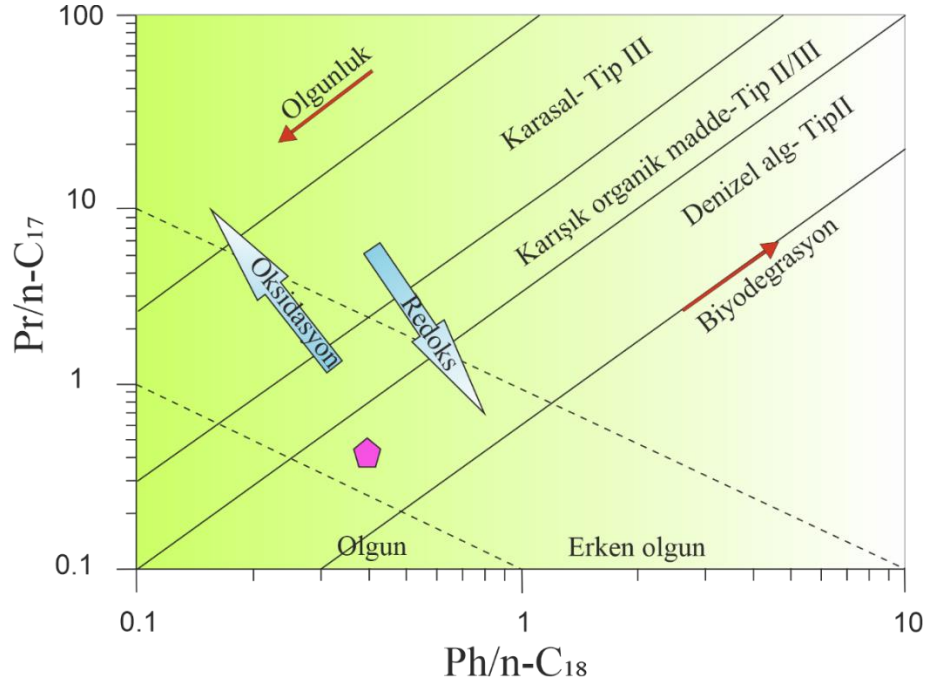
Tablo 36. Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğine ait tüm, doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}\text{C}$ izotop değerleri

Örnek No.	$\delta^{13}\text{C}$		
	Sat. (Doymuş Hidrokarbon)	Tüm	Aro. (Aromatik Hidrokarbon)
P-2	-29.58	-28.88	-28.79

3.7.2.4. Organik Maddenin Çökelme Ortamı

P2 numunesinde düşük karbon numaralı *n*-alkanların baskın olduğu sola çarpık unimodal bir *n*-alkan dağılım söz konusudur ve böyle bir durum denizel-algal kökenli organik maddeyi ve karbonatlarla ilişki anoksik ortamları temsil etmektedir (Peters vd., 2005). Pristana (Pr), Fitan’a (Ph) göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Petrole ait Pr/Ph oranlarına göre kaynak kayanın çökel ortamının suboksik olduğunu göstermektedir (Peters vd., 2005). Pr/nC₁₇ oranının (<0.5) 0.5’ten küçük olması çökelme ortamının denizel olduğunu, Pr/nC₁₈ oranının 0.3’ten büyük olması karbonat kaynak kayalarını işaret etmektedir (Peters ve Moldowan, 1993).

Pr/nC₁₇-Ph/nC₁₈ diyagramında P2 petrol örneğinin denizel alg içeren redoks bir ortamda çökeldiği, organik maddenin Tip II kerojen içerdiği ve olgun olduğu gözlenmektedir (Şekil 229). Ayrıca P2 petrol numunesinin biyolojik bozunmaya uğramadığı görülmektedir.

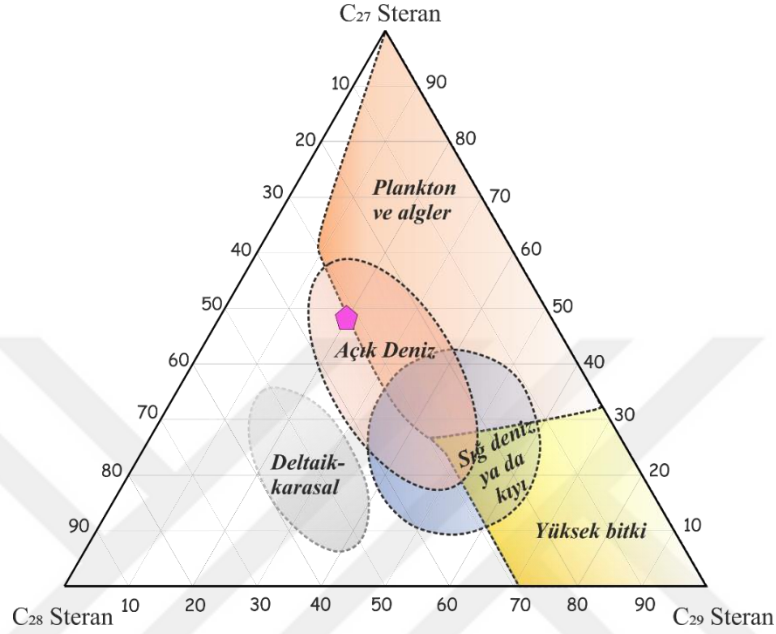


Şekil 229. Şanlıurfa (Siverek) (P2) petrol örneğinin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı (Hunt,1995'ten değiştirilerek alınmıştır)

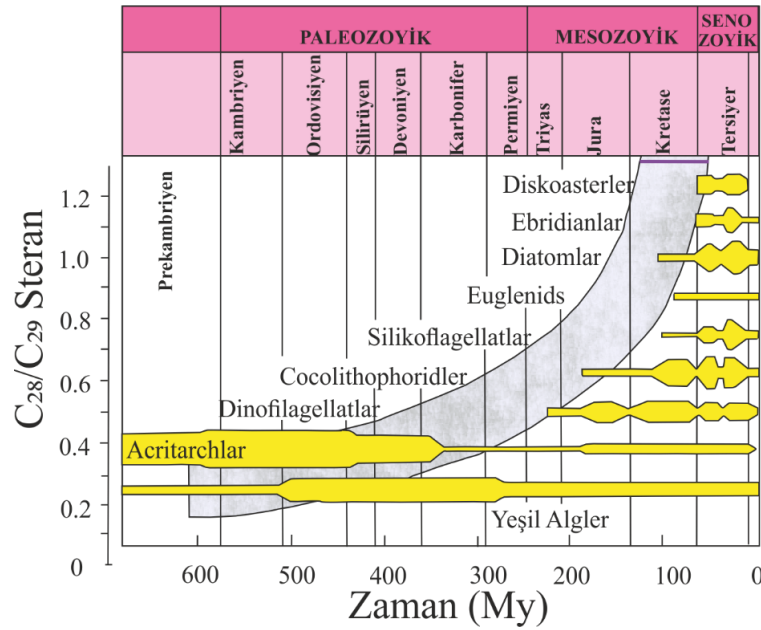
m/z 217 kütle kromatogramlarında C_{27} 'nin baskın steran olduğu görülmektedir. C_{27} steranın yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmesi denizel fitoplanktonların varlığını yani denizel organik madde girdisini göstermektedir (Peters vd., 2005). Ayrıca P2 numunesinin C_{27} - C_{28} - C_{29} steran üçgen diyagramındaki dağılımına bakıldığında örneğin 'açık deniz' alan içerisinde olduğu görülmektedir (Şekil 230).

P2 numunesinin C_{28}/C_{29} steran oranı 1.4 olarak hesaplanmıştır ve bu değer Erken Kretase ve Tersiyer aralığını işaret etmektedir (Şekil 231). Formasyona ait steranların diasteranlara göre daha baskın kaydedilmiş olması ve düşük diasteran\steran oranı kilce fakir, karbonatça zengin bir kaynak kayanın ve anoksik bir çökel ortam özelliğini desteklemektedir (McKirdy vd., 1983). C_{29} hopan (norhopan) yüksek bollukta kaydedilmiştir. P2 örneği için $C_{29}NH/C_{30}H$ oranının yüksek olması (>0.6) organik karbonca zengin karbonat ve evaporit kaynak kayasını işaret etmektedir (Connan vd., 1986). C_{35} homohopanların yüksek değeri de karbonat ve evaporitlerle ilişkilidir. C_{35}/C_{34} homohopan oranında yüksek olması petrol örneğine ait kaynak kayanın kireçtaşı litolojisini desteklemektedir. $C_{29}Ts$ çok düşük konsantrasyonlarda kaydedilmiş olması ve C_{30}^* kaydedilmemiş olması ortamın anoksik olduğunu işaret etmektedir.

Adıyaman petrol numunesinde Tm konsantrasyonu Ts'ye oranla baskın olarak kaydedilmiştir. Ts/(Ts+Tm) oranının düşük olması P2 numunesinin türediği kaynak kayanın karbonat litolojisine sahip olduğunu göstermektedir (Peters vd., 2005).



Şekil 230. Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin C₂₇-C₂₈-C₂₉ steran üçgen diyagramındaki dağılımı

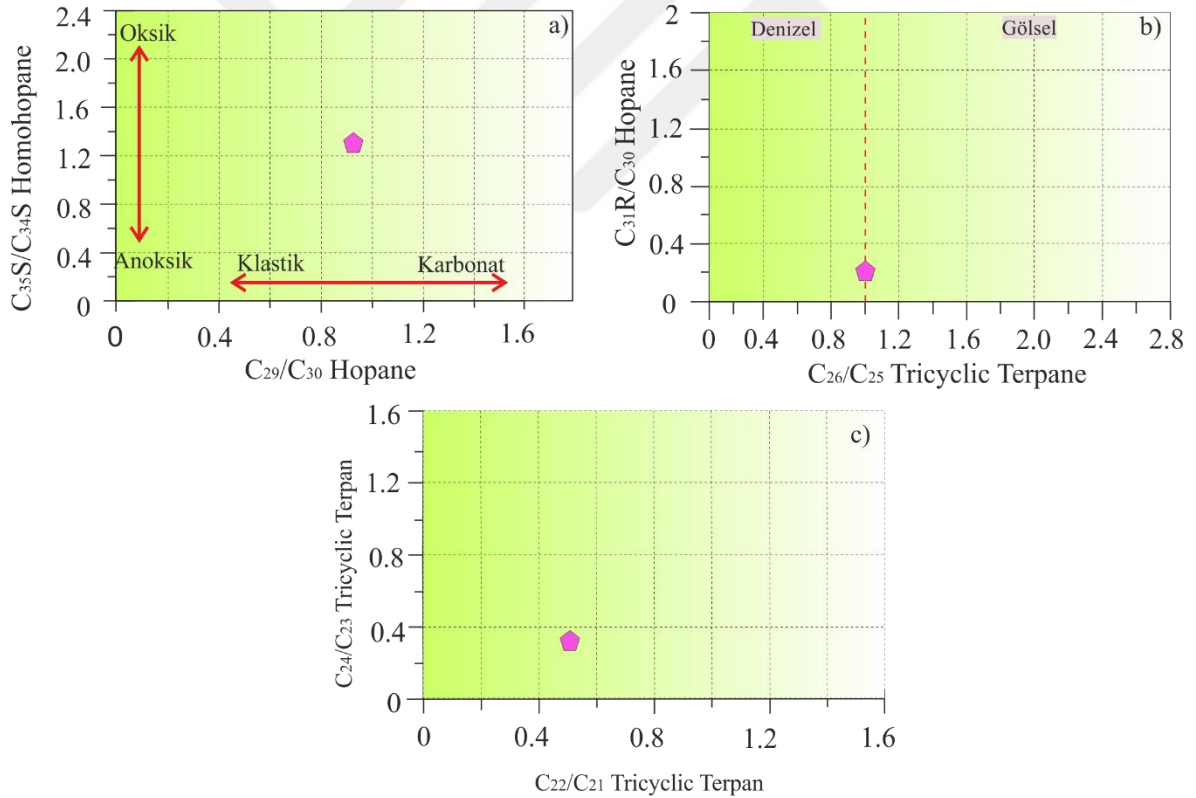


Şekil 231. Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin C₂₈/C₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri

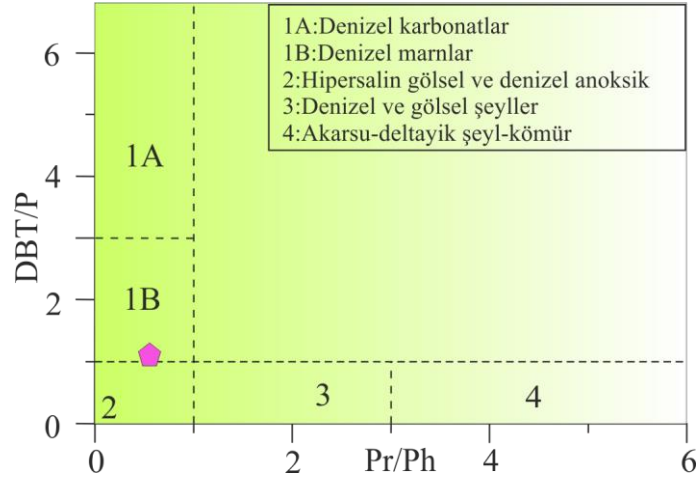
P2'e ait yüksek C_{22}/C_{21} trisiklik terpan oranı ile düşük C_{24}/C_{23} trisiklik terpan oranı kaynak kayanın denizel ortamlarda çökeldiğine işaret etmektedir (Peters vd., 2005). C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ hopan, C_{29}/C_{30} hopan- C_{35}/C_{34} hopan; $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$ dağılım grafikleri de Şekil 232'de verilmiştir.

Formasyona ait $C_{29}/(C_{28}+C_{29})MA$ steroid oranının (<0.5) düşük olması P2 örneğinin çökel ortamının denizel olduğunu desteklemektedir (Peters vd., 2005). $m/z178-192$ kromatogramından ölçülen metil fenantren dağılımlarına göre 9-MP'nin yüksek konsantrasyonlarda olması petrolün türediği kaynak kayanın denizel organik maddeleri içerdiğine işaret etmektedir (Budzinski vd., 1995).

Ayrıca dibenzotiyfen fenantren oranı ile Pr/Ph oranı kullanılarak çizilen diyagram ile de formasyona ait örneğin 1B nolu alan olan 'denizel marn' alanına düştüğü görülmektedir (Şekil 233).



Şekil 232. Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin a) C_{29}/C_{30} Hopan- C_{35}/C_{34} Homohopane, b) C_{26}/C_{25} - $C_{31}R/C_{30}$ Hopan, c) $C_{22}/C_{21}TT$ - $C_{24}/C_{23}TT$; diyagramları

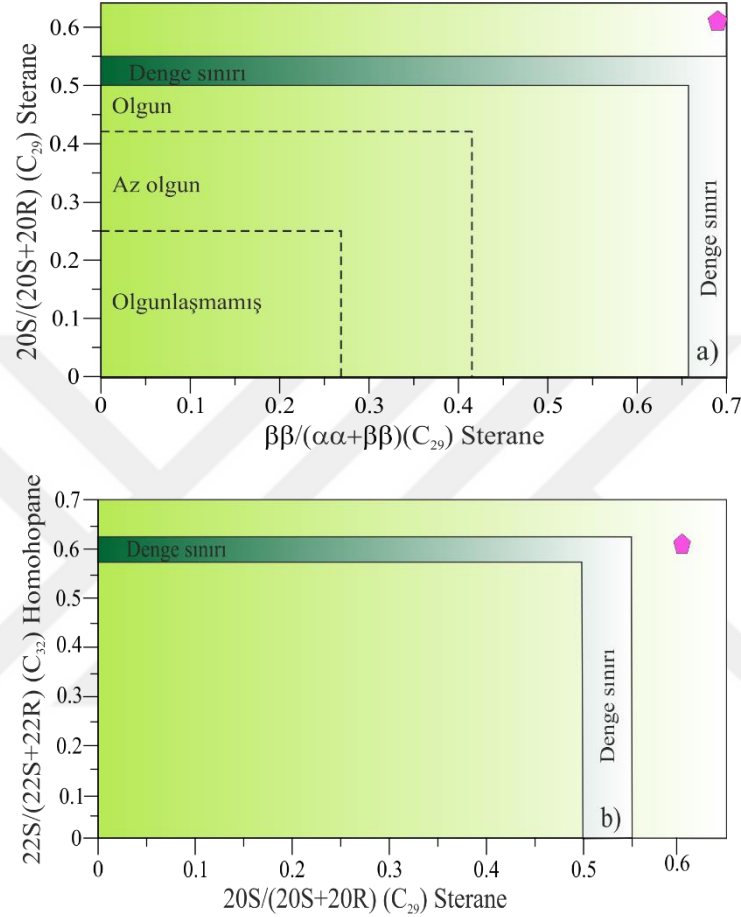


Şekil 233. Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin DBT/P-Pr/Ph diyagramındaki dağılımı

3.7.2.5. Organik Maddenin Olgunluğu

P2 numunesine ait $22S/(22S+22R)$ homohopan indeksi değerine göre izomerizasyonun denge değerine ulaştığını ve petrol örneğinin en az erken olgun evrede olduğu görülmektedir. Hesaplanan Moretan/hopan oranı oldukça düşüktür ve bu durum kaynak kayanın olgun olduğuna işaret etmektedir. $20S/(20S+20R)$ steran oranı izomerizasyonun denge değerine çok yakın olduğunu petrol penceresi numunesinin olgun özellikte olduğunu göstermektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranlarına göre ise izomerizasyon henüz denge durumuna ulaşmasa da bu oranın yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun özellikte olduğunu işaret etmektedir (Seifert ve Moldova, 1986). Ayrıca Formasyona ait $22S/(22S+22R)$ homohopan- $20S/(20S+20R)$ steran, $20S/(20S+20R)$ steran- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın iki değişkenli diyagramlarına bakıldığında örneklerin olgun özellikte olduğu görülmektedir (Şekil 234). $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranı da olgunlukla beraber artmaktadır. P2 petrol numunesini $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranının yüksek değerde hesaplanması organik maddenin olgun olduğunu göstermektedir. $MA(I)/MA(I+II)$ ve $TA(I)/TA(I+II)$ oranlarının %10-%60 arasında olması petrol örneğinin olgun olduğunu göstermektedir (Şekil 27). Ayrıca 4MDBT konsantrasyonlarının fazla olduğu görülmektedir ve bu durum P2 örneğinin olgun olduğunu göstermektedir (Radke et al., 1986; Radke and Willsch, 1994). Yüksek MDR ve MDR' değerleri organik maddenin olgun olduğunu desteklemektedir. $C_{29}Ts/(C_{29}H+C_{29}Ts)$ ile $Ts/(Ts+Tm)$ oranı litolojiden ve ısısal olgunluktan etkilenen parametrelerdir. P2 nolu numunenin olgun özellikte olmasına rağmen

Tm değerinin Ts 'den baskın olması ve $C_{29}Ts/(C_{29}H+C_{29}Ts)$ değerinin oldukça düşük oranlarda kaydedilmesi bu değerleri kontrol eden ana etkenin litoloji olduğunu ve olgunluğu yansıtmadığını göstermektedir.



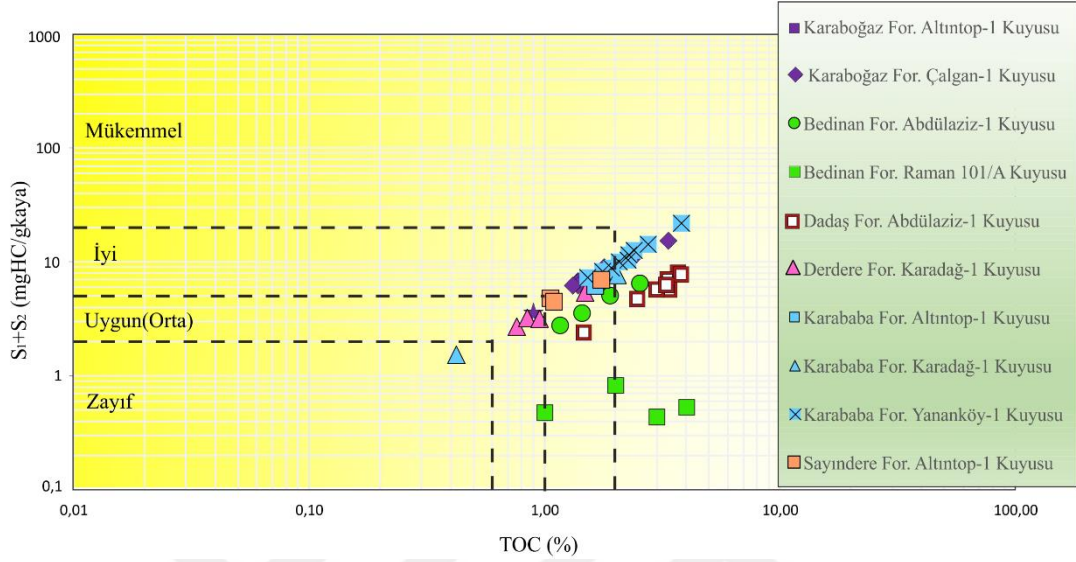
Şekil 234. Şanlıurfa (Siverek) (P2) örneğinin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları

3.8. Kaynak Kaya-Petrol Korelasyonu

● Organik Madde Miktarı

Tüm kaynak kayaların TOC miktarlarına bakıldığında Bedinan ve Derdere formasyonlarına ait numunelerin orta-iyi, Dadaş Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin çok iyi, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonlarına ait kireçtaşı örneklerinin iyi kaynak kaya özelliğine sahip olduğu görülmektedir. Organik madde miktarını yorumlarken kullandığımız TOC ve potansiyel ürününü karşılıklı çizilen grafiğine göre ise Karababa

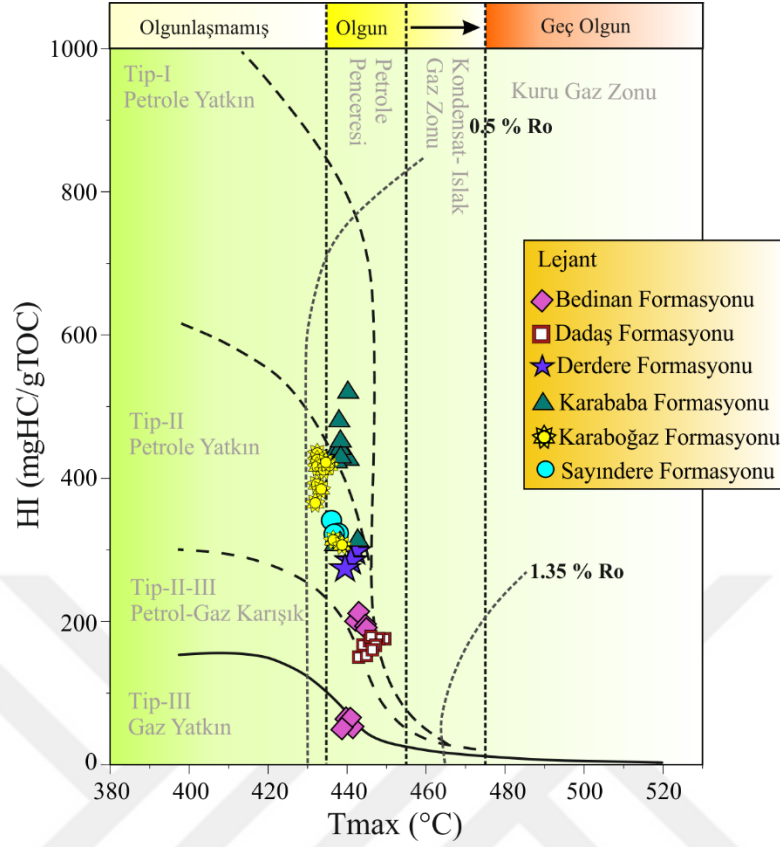
Formasyonu Karadağ-1 kuyusundan alınan örnek dışında diğer tüm örnekler uygun–iyi–mükemmel kaynak kaya özelliğine sahip olduğu görülmektedir (Şekil 235).



Şekil 235. Tüm kaynak kaya örneklerinin PII (S1+S2) (mgHC/g kaya)-TOC (%) diyagramı üzerindeki dağılımı

• Organik Madde Tipi ve Çökelme Ortamı

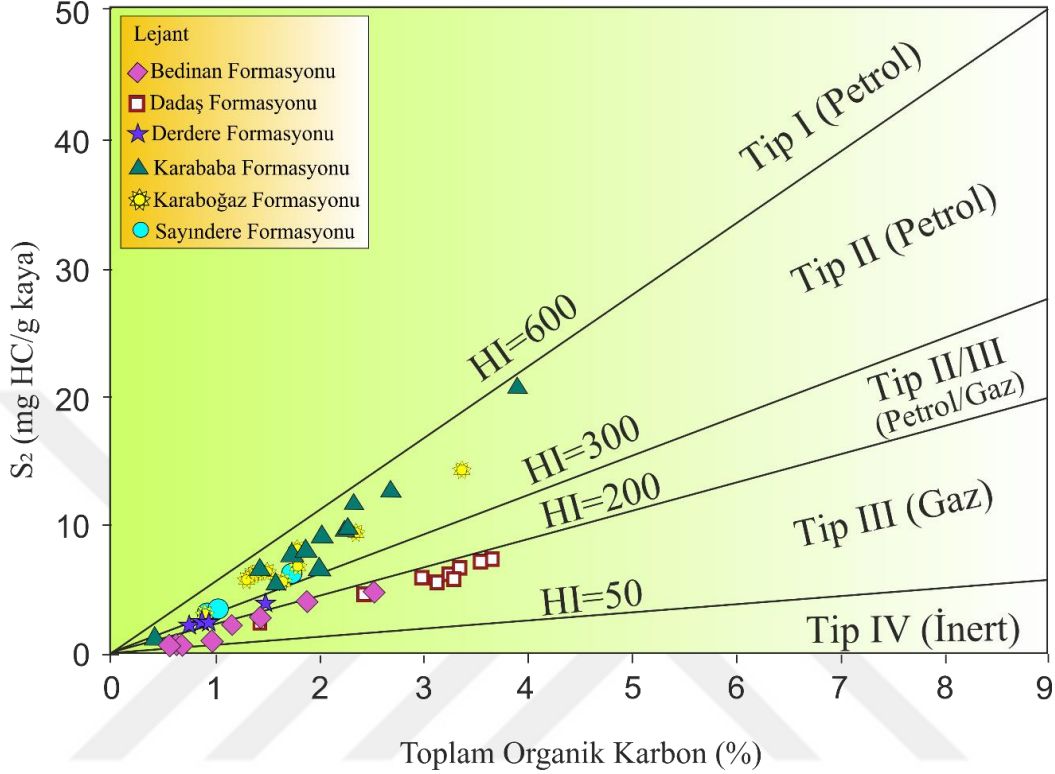
S_2/S_3 oranları göz önüne alındığında formasyonların genellikle gaz/petrol türetme yetkinliği olan Tip II/III kerojen içerdiği görülmektedir. HI değerleri ise örneklerin genellikle Tip-II/III kerojen içerdiği ve gaz/petrol (karışık) hidrokarbon türetebilir özellikte olduğunu göstermektedir. Kaynak kayaların T_{max} -HI, S_2 -TOC diyagramlarındaki dağılımlarına bakıldığında örneklerin çoğunlukla Tip II ve Tip II/III (petrol/gaz) sınırına düştükleri görülmektedir (Şekil 236 ve 237). Bu durum numunelerin petrol ve petrol/gaz türetebilir özellikte olduğunu göstermektedir.



Şekil 236. Kaynak kayaların T_{max} (°C)-HI diyagramına göre kerojen tip sınıflaması (Espitalie vd., 1977'den değiştirilerek)

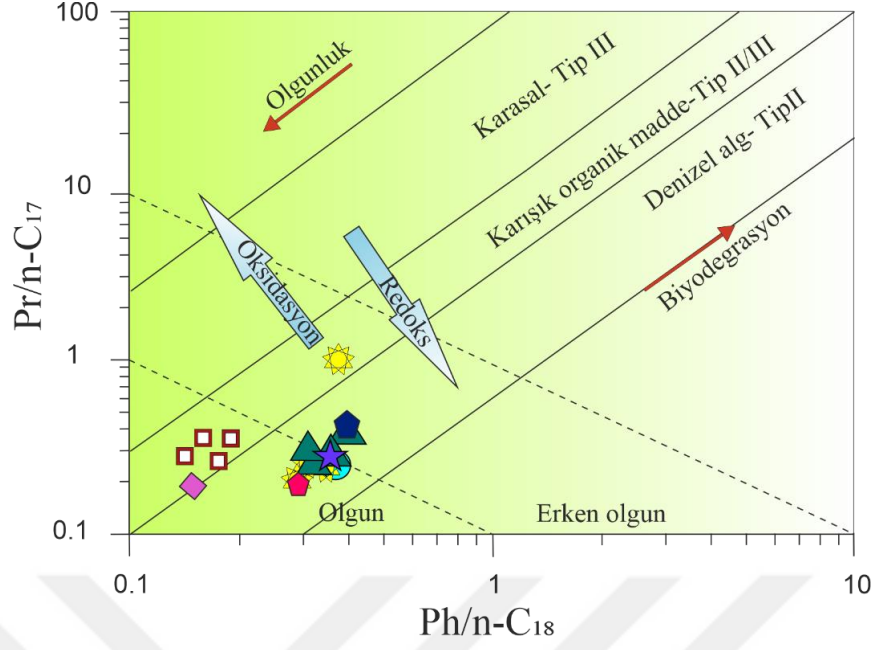
Tüm örnekler de düşük karbon numaralı *n*-alkanların baskın olduğu sola çarpık unimodal bir dağılım söz konusudur ve böyle bir durum denizel-algal kökenli organik maddeyi ve anoksik ortamları temsil etmektedir (Peters vd., 2005). Şeyl litolojisine sahip Bedinan, Dadaş formasyonlarına ait numunelerde ve P2 petrol numunesinde pristan (Pr), fitan'a (Ph) göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmişken, kireçtaşı litolojisine sahip kaynak kayalar ve P1 petrol numunesinde Ph (fitan), Pr (pristana) göre yüksek konsantrasyonlarda kaydedilmiştir. Kaynak kaya ve petrol örneklerinin Pr/ nC_{17} oranlarına bakıldığında ise çoğunlukla değerler 0.5'ten küçük olarak hesaplanmıştır ve durum depolanma ortamının denizel olduğunu göstermektedir. P1 ve P2 numunelerine ait Pr/ nC_{18} oranının 0.3'ten büyük olması petrolerin karbonatlı bir kaynak kayadan türediğini işaret etmektedir. Pr/ nC_{17} -Ph/ nC_{18} diyagramında ki dağılımına bakıldığında ise şeyl litolojisine sahip Dadaş ve Bedinan Formasyonuna ait örneklerin karbonat litolojisine sahip diğer formasyonlardan ayrıldığı ve petrol numunelerinin ise karbonat litolojisine sahip kaynak kayalarla birlikte gruplandığı görülmektedir. Bu durum petrolerin Tip II kerojen içeren,

denizel algal organik madde içeren ve olgun özellikteki bir kaynak kayadan türediğini göstermektedir (Şekil 238).

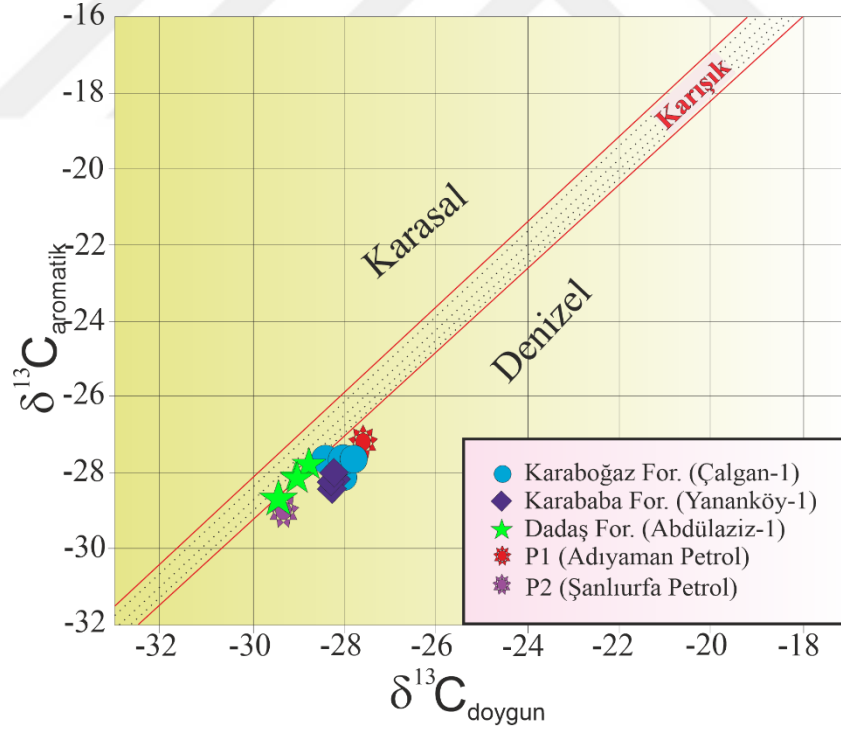


Şekil 237. Kaynak kayaların S₂-TOC(%) diyagramında ki dağılımı (Peters ve Cassa, 1994'ten değiştirilerek)

Ayrıca C₂₇, C₂₈, C₂₉ steranların üçgen diyagramına bakıldığında kaynak kaya ve petrol örneklerinin 'Açık deniz ve plankton/alg' alanına düştüğü görülmektedir. Ayrıca Aromatik-Doymuş hidrokarbon karbon izotop değerlerine göre çizilen diyagramda örneklerin hepsinin algal kökenli olduğu yani organik maddenin denizel kaynaklı olduğu görülmektedir (Şekil 240). Örneklerin homohopan dağılımlarına bakıldığında (C₃₁-C₃₅), C₃₁ homohopan konsantrasyonunun baskın olduğu ve C₃₄'e doğru bolluğun azaldığı ve C₃₅'te bolluğun tekrar arttığı bir dağılım söz konusudur. Ham petrol örneklerinin (P1 ve P2) belirgin olarak şeyl litolojisine sahip Dadaş ve Bedinan formasyonlarından ayrıldığı Karababa, Karaboğaz ve Sayındere Formasyonuna ait kaynak kayalarla daha yakın konumlandığı görülmektedir (Şekil 241).



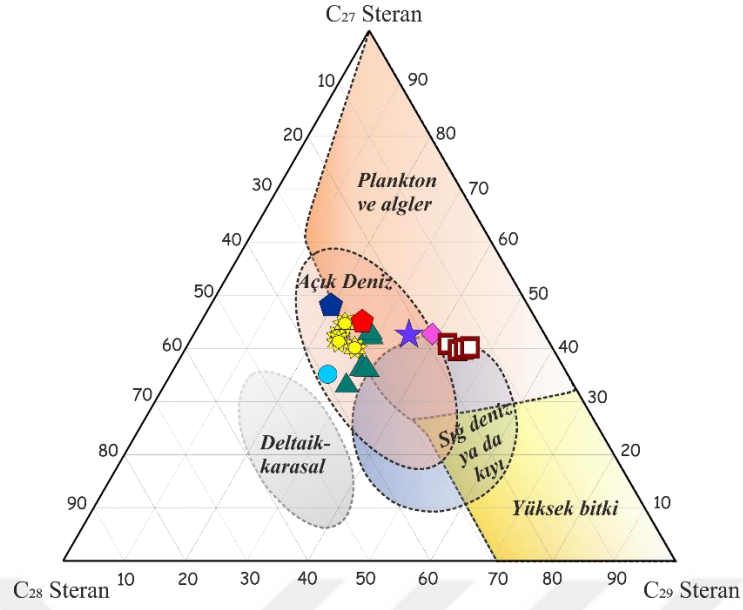
Şekil 238. Kaynak kaya ve petrol örneklerinin Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} diyagramındaki dağılımı



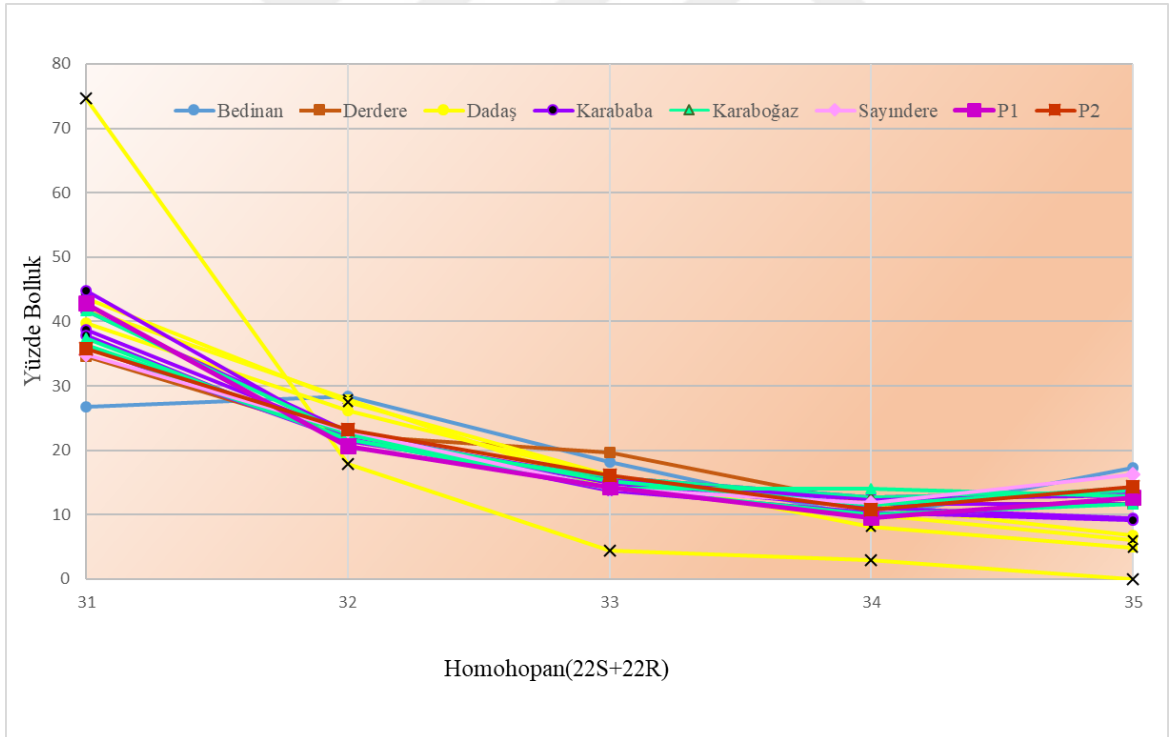
Şekil 239. Doymuş ve aromatik hidrokarbon $\delta^{13}C$ değerlerine dayanan diyagram

Kaynak kaya ve petrol numunelerinin $C_{29}/(C_{28}MA+C_{29}MA)$ steroid oranları genellikle 0.5'ten küçüktür ve bu durum organik maddenin denizel kaynaklı olduğunu göstermektedir. C_{27} - C_{28} - C_{29} monoaromatik üçgen diyagramındaki dağılımına bakıldığında petrol örneklerinin belirgin olarak şeyl litolojisine sahip kaynak kayalardan (Dadaş ve Bedinan) ayrıldığı ve karbonatlı kaynak kayalar ile gruplandığı görülmektedir (Şekil 242). Kaynak kaya ve ham petrol örneklerinin n-iso-dia steran üçgen diyagramındaki dağılımlarına bakıldığında yüksek diasteran içeriğine sahip Dadaş Formasyonuna ait kaynak kayaların diğer kaynak kayalardan belirgin bir şekilde ayrıldığı görülmektedir (Şekil 242). Petrol örneklerinin özellikle Karababa ve Karaboğaz formasyonlarıyla yakın ilişki kurdukları gözlenmektedir. Petrol örneklerinin yüksek C_{29}/C_{30} hopan ve C_{31}/C_{30} hopan oranları ayrıca C_{35} hopanın yüksek olması ve T_m 'nin T_s 'ye göre baskın olup $T_s/(T_s+T_m)$ oranlarının düşük olması petrolerin karbonatlı bir kaynak kayadan türediğini göstermektedir. Düşük moretan/hopan, $C_{29}T_s$ oranları ve C_{30}^* diahopanın kaydedilmemiş olması petrolün denizel bir ortamda çökelen bir kaynak kayadan türediğini desteklemektedir. C_{28}/C_{29} yaş diyagramındaki dağılımlarına bakıldığında petrol örneklerinin yaş aralığının Kretase dönemine denk geldiği ve Kretase yaşlı kaynak kayalar olan Karaboğaz ve Sayındere formasyonu ile çok yakın oldukları görülmektedir (Şekil 243). Kaynak kaya ve petrol numunelerinin T_s/T_m - C_{29}/C_{30} , diasteran/steran- T_s/T_m , C_{35}/C_{34} - C_{29}/C_{30} ve diasteran/steran- C_{29}/C_{30} diyagramlarındaki dağılımına bakıldığında Karaboğaz, Karababa ve Sayındere formasyonlarının P1 ve P2 petrollerinin kaynak kayası olabileceği görülmektedir (Şekil 244-245).

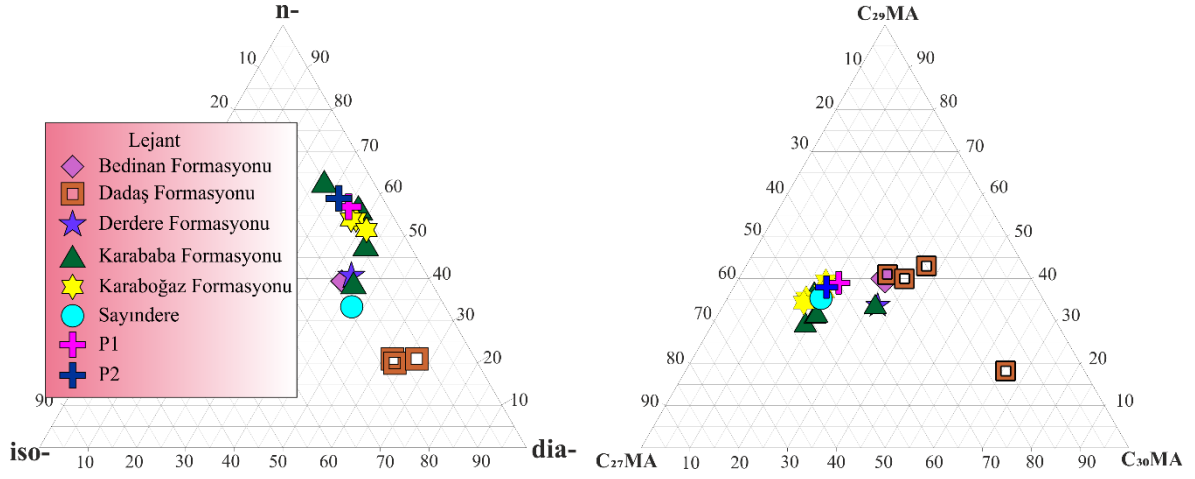
Genel olarak ham petrol ve kaynak kayaların tüm özüt, doymuş ve aromatik karbon izotop değerleri -27 ile -29 arasında değişmektedir. P2 ham petrol numunesinin diğer numunelere göre karbon 13'ce tükenmiş olduğu görülmektedir. Kaynak kayalar her iki petrol arasında değişen oranlarda karbon izotop değerlerine sahiptir. Petroller ve kaynak kayalar arasında belirli gruplaşma olmadığı görülmektedir (Şekil 246).



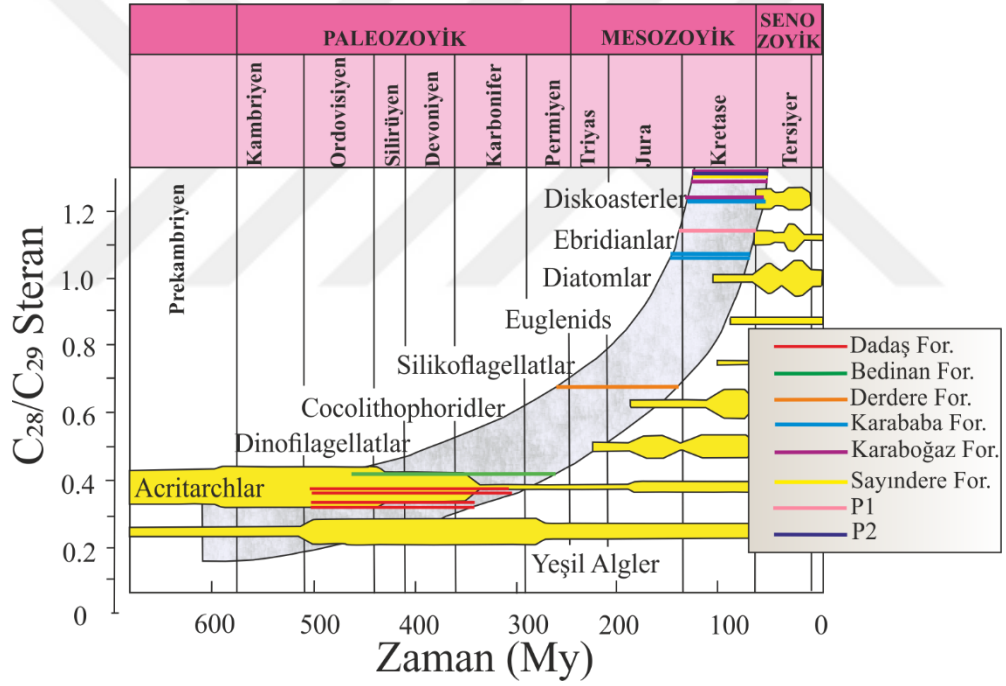
Şekil 240. Kaynak kaya ve petrol numunelerinin C₂₇-C₂₈-C₂₉ steran üçgen diyagramlardaki dağılımı



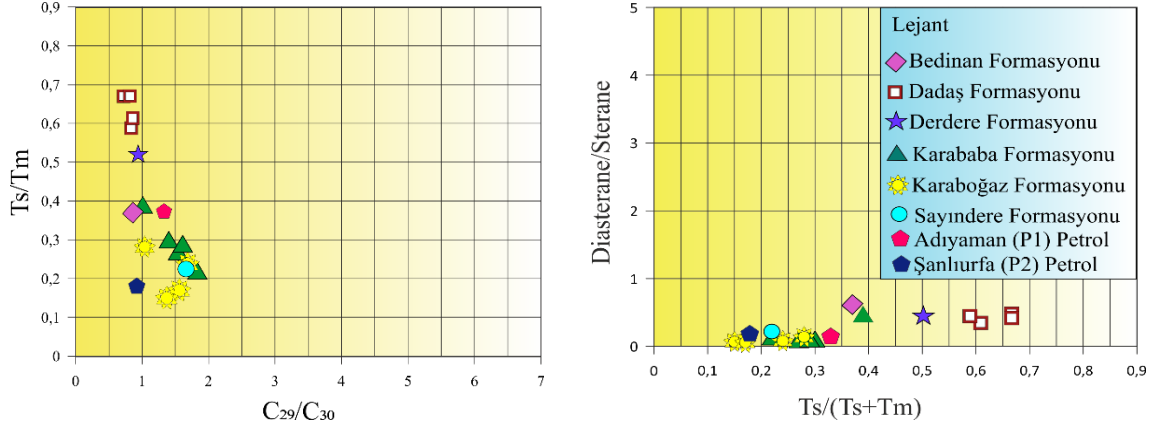
Şekil 241. Kaynak kaya ve petrol numunelerinin homohopan (22S+22R) dağılım grafiği



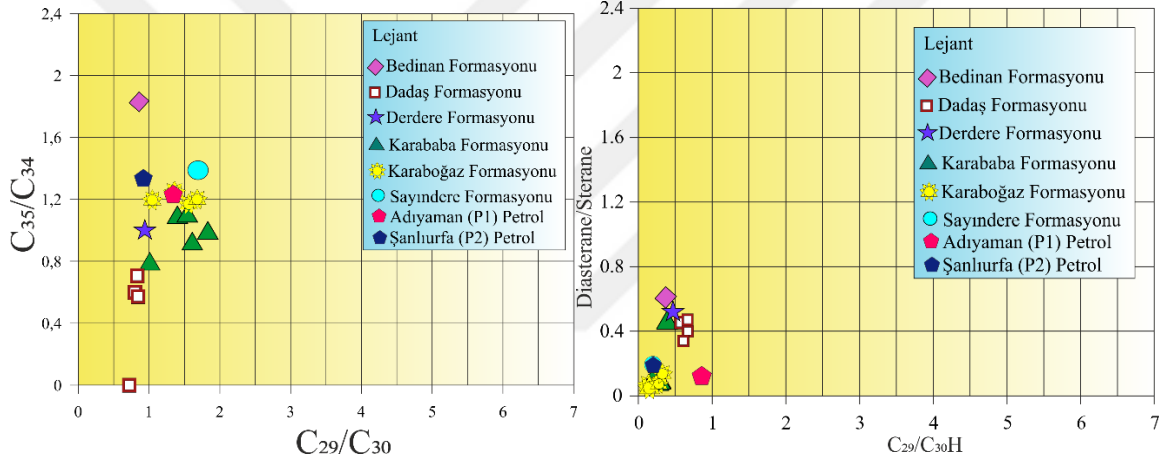
Şekil 242. Kaynak kaya ve petrol numunelerinin n-, iso-, dia-steran ve C₂₇-C₂₈-C₂₉ monoaromatik üçgen diagramındaki dağılımı



Şekil 243. Kaynak kaya ve petrol numunelerinin C₂₈/C₂₉ steran yaş diyagramındaki yeri



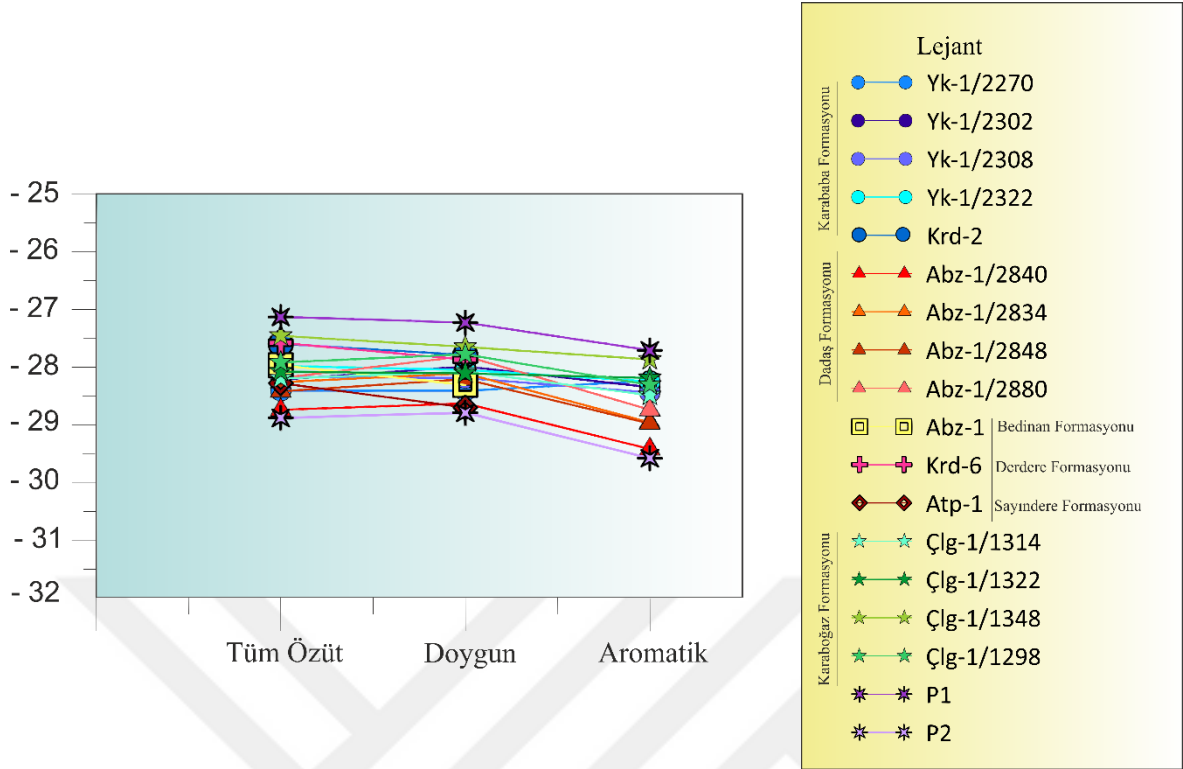
Şekil 244. Kaynak kaya ve petrol numunelerinin Ts/Tm - C_{29}/C_{30} ve diasteran/steran- Ts/Tm diyagramlarındaki dağılımı



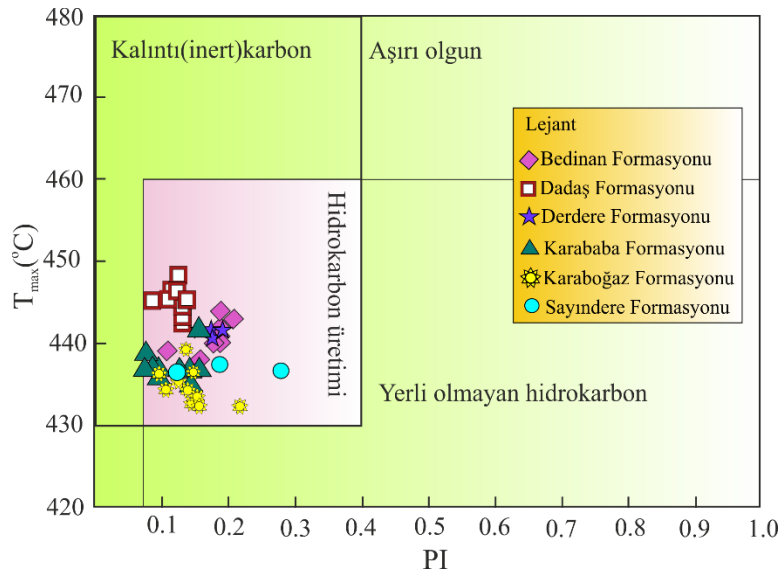
Şekil 245. Kaynak kaya ve petrol numunelerinin C_{35}/C_{34} - C_{29}/C_{30} ve diasteran/steran- C_{29}/C_{30} diyagramlarındaki dağılımı

• Organik Maddenin Olgunluğu

Kaynak kaya ve petrol örnekleri için hesaplanan T_{max} ve üretim indeksi değerlerine göre genellikle örneklerin olgun olduğunu işaret etmektedir. Tüm örneklerin CPI değerinin 1'e yakın olması organik maddenin olgun olduğunu desteklemektedir. Organik maddenin olgunlaşma derecesini değerlendirmek için kullanılan T_{max} -PI diyagramına göre ise kaynak kaya ve petrollere ait örneklerin hidrokarbon üretim aşamasında olduğu görülmektedir (Şekil 247). Örneklerin $22S/(22S+22R)$ homohopan indeksi değerine göre izomerizasyonun denge değerine ulaştığını ve en az erken olgun evrede oldukları görülmektedir.



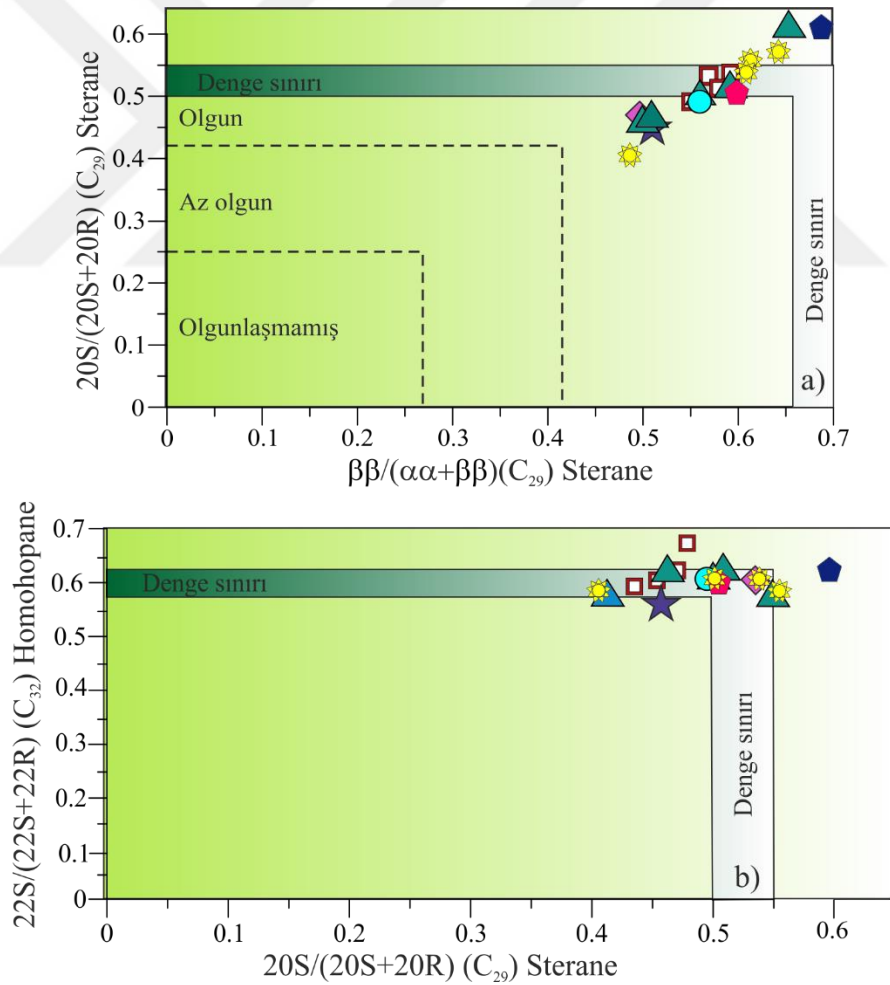
Şekil 246. Kaynak kaya ve petrol numunelerinin tüm özüt-doygun ve aromatik karbon izotop dağılım diyagramı



Şekil 247. Kaynak kaya örneklerinin PI-T_{max} (°C) diyagramındaki dağılımı

Moretan/hopan oranları oldukça düşük olup kaynak kaya ve petrolerin olgun olduğunu işaret etmektedir. 20S(20S+20R) steran oranları izomerizasyonun dengeye yakın

ya da denge değerine ulaştığını örneklerin petrol penceresi aralığında yani olgun olduklarını göstermektedir. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ steran oranlarına göre ise izomerizasyon henüz denge durumuna ulaşmasa da bu oranın yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun özellikte olduğunu göstermektedir. Ayrıca Formasyona ait $22S/(22S+22R)$ homohopan- $20S/(20S+20R)$ steran, $20S/(20S+20R)$ steran- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın iki değişkenli diyagramlarına bakıldığında örneklerin olgun özellikte olduğu görülmektedir (Şekil 248). Örneklerin denizel organik madde içermesine rağmen $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$ oranının yüksek değerlerde hesaplanması organik maddenin olgun olduğunu göstermektedir. $MA(I)/MA(I+II)$ ve $TA(I)/TA(I+II)$ oranları, %10- %60 arasında olması organik maddenin olgunluğunu desteklemektedir (Şekil 27). Örneklerin 4MDBT ve MDR' değerlerinin yüksek olması olgunluğu desteklemektedir.

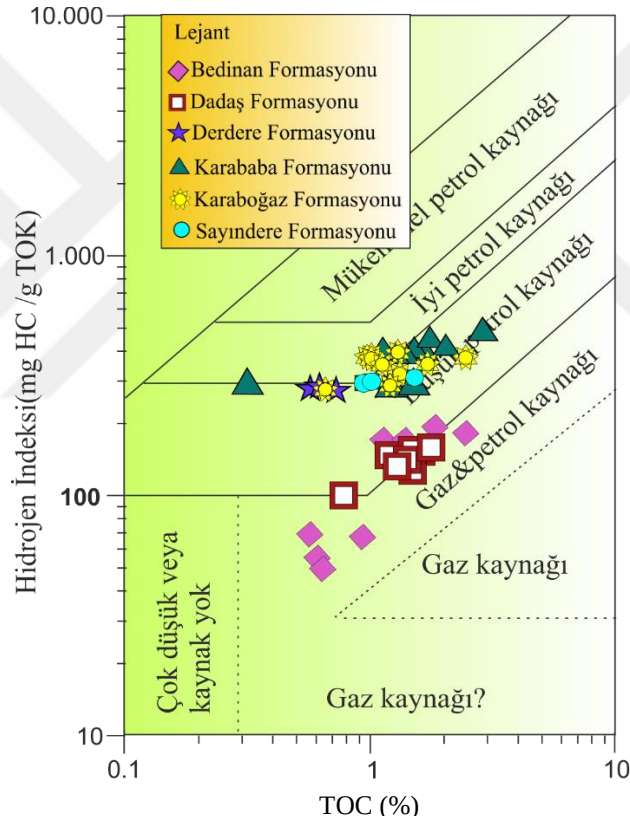


Şekil 248. Kaynak kaya ve petrol numunelerinin a) $20S/(20S+20R)$ steran ile $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steranın, b) $22S/(22S+22R)$ homohopan ile $20S/(20S+20R)$ steran iki değişkenli diyagramları

• Organik Maddenin Hidrokarbon Potansiyeli

Kaynak kaya ve petrol örneklerinin S_1 ve S_2 değerlerini baz alarak organik maddenin hidrokarbon potansiyelinin orta-iyi derecede olduğunu göstermektedir.

Potansiyel ürün değerleri göz önüne alındığında örneklerin uygun-mükemmel hidrokarbon potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir Kaynak kaya örneklerinin HI-TOC diyagramında da görüldüğü gibi değerler genellikle iyi-düşük petrol kaynağı sınırında bulunduğu Dadaş ve Bedinan formasyonunun gaz/petrol kaynağı alanında bulunduğu görülmektedir (Şekil 249).



Şekil 249. Kaynak kaya ve petrol örneklerinin TOC-HI grafiği (Jackson vd., 1985'ten değiştirilerek alınmıştır)

3.9. İstatistiksel Değerlendirme

Kluster (Kümeleme) analizi: Değişkenler (ham petrol ve kaynak kaya örnekleri) arasındaki ilişkiler kümeleme analizi ile görsel olarak daha iyi anlaşılabilirdiği için tüm kaynak kayalara ve petrol örneklerine kümeleme analizi uygulanmış ve değişkenlerin

birbirlerine benzer davranış sergileyen ve yakın ilişki içinde olanları ortaya çıkarılmıştır. Bu doğrultuda *single linkage* ve *Pearson's* korelasyon katsayıları esas alınarak R-mode cluster analizi yani hierarşik kluster analizi uygulanmış ve sonuçlar Şekil 250'deki dendogramda verilmiştir. Elde edilen dendogramda değişkenlerin 3 ana grup oluşturdıkları gözlenmiştir.

- 1. Grup: Karababa, Karaboğaz, Sayındere, Derdere formasyonlarından ve P1- P2 petrol örneklerinden,

- 2. Grup: Bedinan Formasyonundan

- 3. Grup: Dadaş Formasyonundan oluşmaktadır.

P1 ve P2 petrol numuneleri Karababa, Karaboğaz ve Sayındere Formasyonu ile daha yüksek korelasyon ile birbirlerine bağlanmışken Derdere Formasyonu ile korelasyonu zayıftır. Bedinan ve Dadaş formasyonu ise kendi içerisinde ayrı birer grup oluşmuş, P1 ve P2 petrol örnekleri ile bir ilişki sergilememiştir. Dendograma göre, P1 ve P2 petrol numuneleri; Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonları yüksek korelasyon katsayısı ile benzerlik göstermektedir.

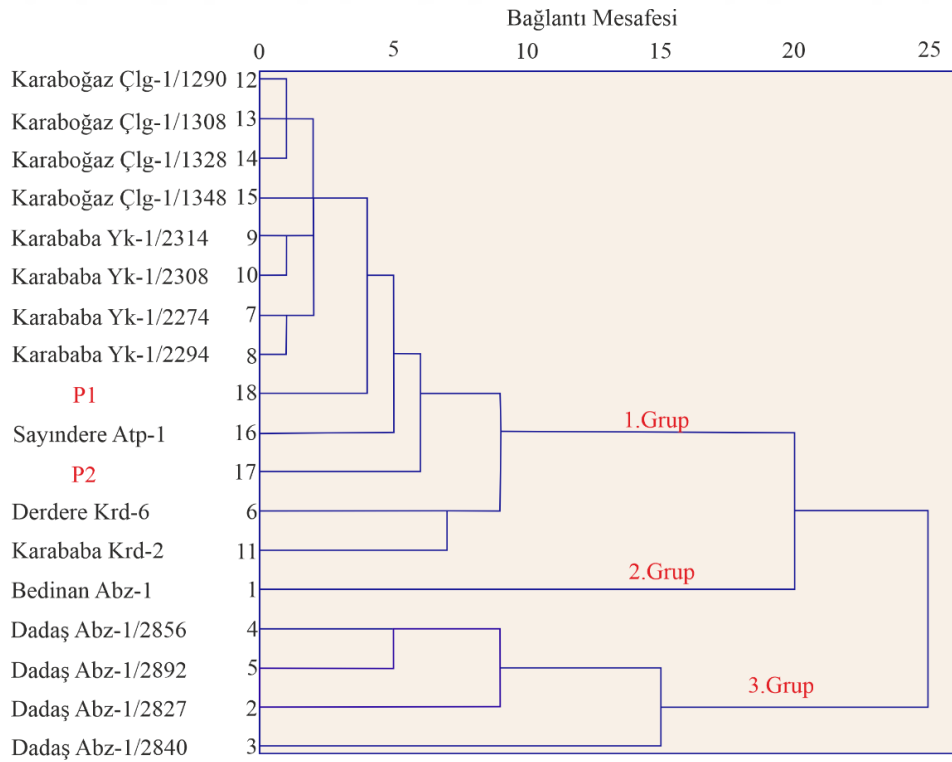
Korelasyon Analizi: Çalışılan kuyulardan alınan kaynak kaya örnekleri kullanılarak Pearson korelasyon analizi (Edwards, 1976) yapılmış ve $p \leq 0.01$ ve $p \leq 0.05$ seviyesine göre anlamlı olanlar belirlenmiştir (Şekil 250).

Dadaş ve Bedinan Formasyonu arasında düşük pozitif bir korelasyon gözlenmekte olup ($r = 0.376$), bu durum Dadaş ile Bedinan formasyonunun organik jeokimyasal özellikler açısından kısmen benzer olduğunu göstermektedir. Organik Jeokimyasal değerlendirmeler bölümünde belirtildiği üzere Dadaş ve Bedinan Formasyonlarının benzer litolojilere (şeyl) ve benzer kerojen (Tip II/III) ve olgunluk düzeylerine sahip olduğu bilinmektedir. Dadaş Formasyonundan alınan örnekler ile Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonları arasında düşük korelasyon gözlenmekte olup, bu durum Dadaş Formasyonunun Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere Formasyonları ile farklı organik jeokimyasal özelliklere sahip olduğunu göstermektedir (Şekil 251).

Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere Formasyonları arasında oldukça yüksek ve anlamlı pozitif korelasyonlar gözlenmekte olup, ($r = 0.563-0.989$ arasında) bu yüksek korelasyon, formasyonların organik jeokimyasal özellikler açısından oldukça benzer davrandıklarını göstermektedir. Bu formasyonlar litolojik (kireçtaşı/killi kireçtaşı), organik madde tipi (Tip II/III kerojen) ve çökel ortam özellikleri açısından benzerlik göstermekte yapılan istatistiksel analizler de bu durumu desteklemektedir.

P1 ve P2 petroleri arasında oldukça yüksek pozitif bir ilişki gözlenmekte olup ($r = 0.795$), bu durum ham petrol örneklerinin benzer jeokimyasal özelliklere sahip olduğunu muhtemelen de aynı ya da benzer özelliklere sahip kaynak kayalardan türemiş olduklarını göstermektedir. P1 ve P2 petroleri, Dadaş Formasyonu ile oldukça düşük korelasyon katsayısı ($r = -0.058 - +0.052$ aralığında değişen) göstermekte, *n*-alkan, izoprenoid ve biyomarker verileri kullanılarak çizilen diyagramlar bu durumu desteklemektedir. Bu veriler P1 ve P2 petrolünün kaynak kayasının Dadaş Formasyonu olmadığını göstermektedir.

Ham petrol örnekleri (P1 ve P2) Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonlarıyla yüksek bir katsayı ($r = +0.518$ ila $+0.917$ arasında) ile pozitif bir korelasyon sunmaktadırlar. Dolayısıyla ham petrolerin kaynak kaya örnekleri ile benzer organik jeokimyasal özelliklere sahip olduğu ve bu kaynak kayalardan türemiş olabileceği düşünülmektedir. P1 ve P2 ham petrol numuneleri ve Bedinan Formasyonu arasında sırasıyla $r = 0.458$ ve $r = 0.245$ 'lik bir korelasyon gözlenmekte olup, düşük korelasyon katsayıları ve organik jeokimyasal veriler birlikte değerlendirildiğinde, çalışma kapsamında değerlendirilen ham petrol örneklerinin kaynak kayasının Bedinan Formasyonu olamayacağı sonucuna varılmıştır.



Şekil 250. Kaynak kaya ve petrol örneklerine ait *n*-alkan ve biyomarker verilerinden elde edilen Dendrogram

Bedinan ABZ-1																			
Bedinan ABZ-1	1	Dadaş 2827		Dadaş 2840		Dadaş 2856		Dadaş 2892		Derdere		K.baba 2274		K.baba 2294		K.baba 2314		K.baba 2308	
Dadaş 2827	0.376*	1		Dadaş 2840		Dadaş 2856		Dadaş 2892		Derdere		K.baba 2274		K.baba 2294		K.baba 2314		K.baba 2308	
Dadaş 2840	0.372*	0.689**	1			Dadaş 2856		Dadaş 2892		Derdere		K.baba 2274		K.baba 2294		K.baba 2314		K.baba 2308	
Dadaş 2856	0.293*	0.696**	0.449**	1				Dadaş 2892		Derdere		K.baba 2274		K.baba 2294		K.baba 2314		K.baba 2308	
Dadaş 2892	0.246	0.736**	0.441**	0.845**	1					Derdere		K.baba 2274		K.baba 2294		K.baba 2314		K.baba 2308	
Derdere	0.240	0.028	0.211	0.138	-0.059	1						K.baba 2274		K.baba 2294		K.baba 2314		K.baba 2308	
K.baba 2274	0.356*	0.118	0.189	0.242	0.061	0.835**	1							K.baba 2294		K.baba 2314		K.baba 2308	
K.baba 2294	0.351*	0.181	0.155	0.284	0.090	0.755**	0.966**	1								K.baba 2314		K.baba 2308	
K.baba 2314	0.421**	0.185	0.122	0.281	0.155	0.693**	0.935**	0.964**	1									K.baba 2308	
K.baba 2308	0.414**	0.167	0.132	0.276	0.129	0.740**	0.950**	0.957**	0.979**	1									
K.baba Krd-2	0.372*	0.022	0.154	0.075	-0.080	0.750**	0.691**	0.659**	0.614**	0.664**	1								
K.boğaz 1290	0.359*	0.116	0.058	0.210	0.025	0.720**	0.781**	0.821**	0.795**	0.802**	0.580**	1							
K.boğaz 1308	0.300*	0.106	0.060	0.207	-0.013	0.746**	0.801**	0.844**	0.799**	0.814**	0.576**	0.989**	1						
K.boğaz 1328	0.288	0.093	0.082	0.200	-0.021	0.759**	0.747**	0.773**	0.727**	0.748**	0.563**	0.978**	0.977**	1					
K.boğaz 1348	0.266	0.035	0.057	0.142	-0.066	0.812**	0.784**	0.791**	0.740**	0.771**	0.574**	0.955**	0.961**	0.954**	1				
Syn.dere	0.236	0.110	0.065	0.187	-0.033	0.658**	0.771**	0.833**	0.820**	0.840**	0.658**	0.761**	0.781**	0.747**	0.713**	1			
P2	0.245	0.021	-0.058	0.168	0.052	0.595**	0.783**	0.810**	0.775**	0.782**	0.518**	0.839**	0.829**	0.780**	0.811**	0.700**	1		
P1	0.458**	0.113	0.096	0.221	0.123	0.743**	0.885**	0.878**	0.909**	0.917**	0.661**	0.815**	0.803**	0.749**	0.785**	0.801**	0.795**	1	

Şekil 251. Kaynak kaya ve ham petrol örneklerine ait *n*-alkan, izoprenoid ve biyomarker verilerinden elde edilen korelasyon matrisi

4. SONUÇLAR

Bu çalışmaya Ülkemizin en önemli petrol sahalarının bulunduğu Güneydoğu Anadolu Bölgesinde kaynak kaya olabileceği önceki çalışmalarla tespit edilen Bedinan (Orta-Geç Ordovisiyen), Dadaş (Silüriyen-Devoniyen), Derdere (Senomoniyen-Turoniyen), Karababa (Santoniyen-Erken Kampaniyen), Karaboğaz (Orta Kampaniyen), Sayındere (Geç Kampaniyen) formasyonları, Adıyaman ve Şanlıurfa (Siverek)'ten alınan ham petrol numuneleri konu edinmiştir. Kaynak kaya ve ham petrol oluşumlarının organik jeokimyasal özellikleri ortaya konulmuş, petrol-petrol ve petrol-kaynak kaya korelasyonları yapılmış elde edilen veriler değerlendirilerek ve aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır:

1. Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örneklerinin ortalama TOC miktarı % 1.23 olup bu TOC değeri formasyonun iyi kaynak kaya özelliği taşıdığı göstermektedir. Raman 101/A kuyusundan alınan Bedinan Formasyonuna ait siyah şeyl örnekleri Tip III kerojen içerirken, ABZ-1 kuyusundan alınan siyah şeyl örnekleri Tip II kerojen içermektedir. Dolayısıyla Bedinan Formasyonu bazı bölgelerde denizel organik madde içerirken, bazı bölgelerde karasal organik madde girdisine sahiptir ve organik fasiyes değişikliği söz konusudur. T_{max} ve biyomarker olgunluk verilerine göre olgun kaynak kaya özelliği taşımaktadır. Organik Jeokimyasal veriler formasyonun, suboksik bir ortam da çökelediğini göstermektedir. Bedinan Formasyonu petrol türümünü gerçekleştirmiş ve halen petrol ve gaz üretme potansiyeline sahiptir.
2. Dadaş Formasyonu ait siyah şeyl örneklerinin ortalama TOC miktarı % 3.05'tir ve iyi kaynak kaya özelliği göstermektedir. Elde edilen veriler, denizel organik madde girdisinin baskın olduğu anoksik bir depolanma ortamını göstermektedir. Olgunluk verileri siyah şeyllerin petrol penceresinin üst sınırına yakın olduğunu ve jeolojik devirler boyunca hidrokarbon ürettiğini göstermektedir. Tip II kerojen içermesi ve önemli oranda piroliz edilebilir organik madde içermesi halen petrol üretme potansiyelinin olduğuna işaret etmektedir.
3. Derdere Formasyonuna ait kireçtaşlarının ortalama TOC miktarı % 1.01 olup orta-iyi kaynak kaya özelliğine sahiptir. Tip II kerojen içeriği, denizel organik madde girdisinin olduğu ve anoksik bir ortamını işaret etmektedir. Piroliz ve biyomarker verilerine göre organik maddenin olgun olduğu belirlenmiştir. Birimin olgun

özelliğe sahip olması hidrokarbon türettiğini göstermekte olup piroliz verileri halen petrol ve doğalgaz türetme potansiyelin sahip olduğunu göstermektedir.

4. Karababa Formasyonuna ait killi kireçtaşı örneklerinin ortalama TOC miktarı %2.07 olup ve iyi kaynak kaya özelliğine sahiptirler. Birimin Tip I kerojen içeriği ve biyomarker verileri denizel organik madde girdisinin olduğu anoksik bir ortamda çökeldiğine işaret etmektedir. Piroliz, GC ve GCMS verileri killi kireçtaşı örneklerinin petrol penceresine girdiklerini ve hidrokarbon türümü gerçekleştirdiklerini göstermektedir. Killi kireçtaşı örneklerinin sahip oldukları TOC ve piroliz verileri formasyonun halen hidrokarbon (petrol ve doğalgaz) türüm potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.
5. Karaboğaz Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin ortalama TOC miktarı %1.81 olup iyi kaynak kaya özelliğine sahiptirler. Elde edilen verilere göre formasyona ait kireçtaşları, denizel organik madde girdisinin olduğu anoksik bir ortamda çökelmiştir. Formasyona ait kireçtaşları olgun özelliğe sahip olup, petrol türüm aralığına girmiş, hidrokarbon (petrol ve doğal gaz) türetmiştir ve halen hidrokarbon türüm potansiyeline sahiptir.
6. Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşı örneklerinin ortalama TOC değeri %1.3 olup iyi kaynak kaya özelliği taşımaktadırlar. Tip II kerojen içeren kaynak kayaların, denizel organik madde girdisinin olduğu anoksik bir ortamda çökeldiği belirlenmiştir. Elde edilen verilere göre Sayındere Formasyonuna ait kireçtaşları olgun olup, petrol türüm aralığına girmiş, hidrokarbon (petrol ve doğal gaz) türetmiştir ve halen hidrokarbon türüm potansiyeline sahiptir.
7. P1 nolu (Adıyaman Sahası) petrol numunesinin Pr/Ph oranının 1'den düşük olması, petrolün kaynak kayasının anoksik-indirgen bir ortamda çökeldiğini göstermektedir. Pr/nC₁₇ oranının 0.5'ten küçük olması çökelme ortamının denizel olduğunu, Pr/nC₁₈ oranının 0.3'ten büyük olması karbonat kaynak kayalarını işaret etmektedir. P1 petrol örneğinin denizel organik madde içeren bir kaynak kayadan türediği ve olgun özelliğe sahip olduğu belirlenmiştir. Yüksek C₂₉NH/C₃₀H ve C₃₅/C₃₄ homohopan oranları petrolün kaynak kayasının karbonat litolojiye sahip olduğunu göstermektedir. C₂₉Ts çok düşük konsantrasyonlarda kaydedilmiş olması ve C₃₀* kaydedilmemiş olması ortamın anoksik ve kilce fakir olduğunu işaret etmektedir. Yüksek C₂₂/C₂₁ trisiklik terpan ve C₃₁R homohopan/C₃₀ H oranları ve düşük C₂₉/(C₂₈+C₂₉) MA steroid oranı petrolün

denizel kaynak kayalardan türediğini göstermektedir. $22S/(22S+22R)$ HH, $20S(20S+20R)$ (C_{29}) ve $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steran, $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$, $MA(I)/MA(I+II)$ ve $TA(I)/TA(I+II)$ oranları da petrol örneğinin olgun olduğunu göstermektedir.

8. P2 nolu (Şanlıurfa-Siverek Sahası) Pr/Ph oranlarının 1'den düşük olması petrolün kaynak kayasının anoksik-indirgen bir ortamda çökeldiğini göstermektedir. Pr/nC₁₇ oranının 0.5'ten küçük olması çökeltme ortamının denizel olduğunu, Pr/nC₁₈ oranının 0.3'ten büyük olması karbonat kaynak kayalarını işaret etmektedir. P2 petrol örneğinin denizel organik madde içeren bir kaynak kayadan türediği ve olgun özelliğe sahip olduğu belirlenmiştir. Yüksek $C_{29}NH/C_{30}H$ ve C_{35}/C_{34} homohopan oranları petrolün kaynak kayasının karbonat litolojiye sahip olduğunu göstermektedir. $C_{29}Ts$ çok düşük konsantrasyonlarda kaydedilmiş olması ve C_{30}^* kaydedilmemiş olması ortamın anoksik ve kilce fakir olduğunu işaret etmektedir. Yüksek C_{22}/C_{21} trisiklik terpan ve $C_{31}R$ homohopan/ $C_{30}H$ oranı ve düşük $C_{29}/(C_{28}+C_{29})$ MA steroid oranı petrolün denizel kaynak kayalardan türediğini göstermektedir. $22S/(22S+22R)$ HH, $20S(20S+20R)$ (C_{29}), $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ steran, $C_{23}TT/(C_{30}H+C_{23}TT)$, $MA(I)/MA(I+II)$ ve $TA(I)/TA(I+II)$ oranları da petrol örneğini oluşturan organik maddenin olgun olduğunu göstermektedir.
9. Petrollerin C_{28}/C_{29} steran oranları kullanılarak belirlenen yaş aralığı petrollerin Kretase yaşlı bir kaynak kayadan türediğini göstermektedir. P1 ve P2 ham petrol numunelerinin biomarker verileri petrollerin karbonatlı bir kaynak kayadan türediğini ve petrolü oluşturan organik maddenin denizel bir ortamda çökeldiğini göstermiştir. Ayrıca korelasyon için çizilen karşılaştırmalı biyomarker diyagramlara göre petroller genellikle karbonat litolojisine sahip kaynak kayalarla gruplanmış olup özellikle Derdere, Karaboğaz, Karababa ve Sayındere formasyonlarının P1 ve P2 ham petrollerinin kaynak kayası olabileceği görülmektedir.
10. Korelasyon ve Kluster analizi kullanılarak petrol-petrol ve kaynak kaya-petrol ilişkileri belirlenmeye çalışılmıştır. Kaynak kaya ve ham petrol örnekleri için, GC ve GC-MS (doymuş ve aromatik) analizleri sonucunda elde edilen *n*-alkan, izoprenoid ve biyomarker oranları kullanılarak korelasyon gerçekleştirilmiştir. Dadaş Formasyonu; Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonları ile oldukça zayıf bir ilişki kurmuştur bu durum Dadaş Formasyonunun farklı

organik jeokimyasal özelliklere sahip olduğunu göstermektedir. Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonları kendi arasında oldukça yüksek korelasyon katsayı ile pozitif yönde anlamlı bir ilişkiye sahip olduğu belirlenmiştir. P1 ve P2 petroleri kendi aralarında oldukça yüksek korelasyon katsayısı ile anlamlı bir ilişki kurmuşlardır. Bu durum P1 ve P2 numaralı ham petrol örneklerinin benzer jeokimyasal özelliklere sahip olduğunu muhtemelen de aynı ya da benzer kaynak kayalardan türemiş olduklarını göstermektedir. Ham petrol örnekleri Dadaş ve Bedinan Formasyonu ile zayıf bir ilişkiye sahiptir. Bu durum Dadaş ve Bedinan formasyonlarının ham petrol örneklerinin (P1 ve P2) kaynak kayası olamayacağını göstermektedir. Ancak P1-P2 petrol numuneleri ve Derdere, Karababa, Karaboğaz, Sayındere formasyonları yüksek korelasyon katsayısı ile benzerlik göstermekte, pozitif bir korelasyon sunmaktadırlar. Dolayısıyla ham petrolerin kaynak kaya örnekleri ile benzer organik jeokimyasal özelliklere sahip olduğu ve bu kaynak kayalardan türemiş olabileceğini göstermektedir.

5. KAYNAKLAR

- Açıkbaş, D., Akgül, A. ve Erdoğan, L., T., 1981. Güneydoğu Anadolu'nun hidrokarbon olanakları ve Baykan-Şirvan-Pervari yöresinin jeolojisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1543, Ankara, 387 s.
- Ağralı, B. ve Akyol, E., 1967. Hazro Kömürlerinin Palinolojik İncelenmesi ve Permo-Karbonifer'deki Gölsel Horizonların Yaşı Hakkındaki Düşünceler, MTA Enstitü Dergisi, 68, 1-26.
- Akgül, A. ve Apak, Ş., 1987. Akpınar-Batı Fırat sahaları ve yakın civarı Mardin Grubu değerlendirmesi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2328, Ankara, 66 s.
- Aköz, Ö., 1992. XII. Bölgede yüzeyleyen Kampaniyen-Eosen istifinin nannoplankton biyostratigrafi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1803, Ankara, 32 s.
- Aköz, Ö. ve Baykal, M., 1993. XI.Bölge Fırat-2, Bucak-1 ve Beşyamaç-1 kuyularının biyostratigrafik incelemesi, TPAO Araştırma Grubu, Rapor No,1936, Ankara, 29 s.
- Aksu, R., 1980. Hakkâri-Çukurca, Harbol, Derik-Bedinan, Hazro bölgelerinin jeolojisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1460, Ankara, 58 s.
- Akyol, E. ve Sinanoğlu, E., 1977. Bismil-1 Kuyusunun Palinoloji Raporu, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 157, Ankara, 6 s.
- Ala, M., A. ve Moss B., J., 1979. Comparative Petroleum Geology of Southeast Turkey and Northeast Syria, Journal of Petroleum Geology, 1, 4, 3-27.
- Ala, M. A., Kinghorn, R., R., F. ve Rahman, M., 1980. Organic Geochemistry and Source Rock Characteristics of the Zagros Petroleum Province. Journal of Petroleum Geology, 3, 61-9.
- Alişan, C., 1983. Güneydoğu Anadolu XII. Bölgede Sazgın-2, Aril-1 ve Karadağ-1 kuyularında Alt Mezosoyik Yaşlı Çökellerin Palinolojisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 563, Ankara, 8 s.
- Alişan, C., 1990. Yığınlı ve Köprülü (Geç Devoniyen-Alt Karbonifer) ile Kaş ve Gomanibrik Formasyonlarının Palinostratigrafisi ve Organik Madde Özellikleri, Türkiye 8.Petrol Kongresi, Nisan, Ankara, Jeoloji Bildirileri, 79-91.
- Alişan, C. ve Bozdoğan, N., 1992. X. Petrol Bölgesi Güneyi Cudi Karbonatları Öncesi İstifin Stratigrafik Özellikleri, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1804, Ankara, 65 s.

- Allen, L., V., 2012. Basic Instrumentation: Philadelphia College of Pharmacy the Science and Practice of Pharmacy.
[http:// www.medicinescomplete.com/mc/rem/current/c19- fig-19-5.htm](http://www.medicinescomplete.com/mc/rem/current/c19-fig-19-5.htm).19 Aralık 2022
- Alsharhan, A. ve Nairn, A., 1997. Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East, first ed. Elsevier Science, Amsterdam, Netherlands.
- Alsharhan, A., S. ve Kendall, C., G., St., C., 1986. Precambrian to Jurassic rocks of Arabian Gulf and Adjacent Areas: Their Facies, Depositional Setting, and Hydrocarbon Habitat. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 70, 977–1002.
- Altınlı, İ., E., 1966. Doğu ve Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi, Bulletin of the Mineral Research and Exploration, 67, 67, 1-24.
- Algeo, T., J. ve Maynard, J., B., 2004. Trace-Element Behavior and Redox Facies İn Core Shales of Upper Pennsylvanian Kansas-Type Cyclothems. Chem Geol 206, 3-4, 289–318.
- Amaco, E., T., 1985. 85/1 Geological Studies in SE Turkey (Pervari- Beytüşşebap, Hazro, Mardin), TPAO Arama Grubu, Rapor No, Ankara, 214-215 s.
- Araç, M., 1982. X. Bölge şaryaj önü ve altındaki kuyularda Alt Sinan ve Garzan Formasyonu mikrofasiyes incelemesi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 268, Ankara, 48 s.
- Araç, M., Erenler, M. ve Yılmaz, Z., 1990. Rıdvan-2 kuyusu Alt Germav, Garzan ve Beloka Formasyonlarının Petrografik Sedimentolojik ve Mikropaleontolojik İncelemesi, TPAO Arama Grubu Rapor No, 2783, Ankara, 17 s.
- Araç, M. ve Yılmaz, E., 1991. XI ve XII. Bölge Güneyindeki Kuyularda Kesilen Cudi ve Mardin Gruplarının Sedimentolojisi ile Fasiyes, Diyajenez ve Rezervuar Özellikleri, TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 1715, Ankara, 154 s.
- Aras, M. ve Kirici, S., 1989. Cerdere-1 Kuyusunun 2440-2694 Metrelere Arası Sedimentolojik, Petrografik ve Mikropaleontoloji Analizleri, TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 1372, Ankara, 7 s.
- Aras, M., 1990. Siirt-Adıyaman Arasındaki Şelmo Formasyonunun Sedimentolojik İncelenmesi, Yüksek Lisans Tezi, A.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Arora, A., Banerjee, S. ve Dutta, S., 2015. Black Shale in Late Jurassic Jhuran Formation of Kutch: Possible Indicator of Oceanic Anoxic Event. J Geol Soc India 85, 3, 265–278.
- Arthur M., A. ve Sageman, B., B., 1994. Marine Black Shales: Depositional Mechanisms and Environments of Ancient Deposits. Annu Rev Earth Planet Sci 22, 1, 499–551.

- Arthur M., A. ve Schlanger, S., O. 1979. Cretaceous “Oceanic Anoxic Events” As Causal Factors in Development of Reef-Reservoired Giant Oil Fields. AAPG Bull 63, 6, 870–885.
- Atan, O., 1969. Eğribucak-Karacaören (Hassa)-Ceylanlı-Dazevleri (Kırıkhan) Arasındaki Amanos Dağlarının Jeolojisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1743, Ankara, 85 s.
- Aydemir, A., 2012. Comparison of Mississippian Barnett Shale, Northern-Central Texas, USA And Silurian Dadas Formation In Southeast Turkey, J. Petrol. Sci. Eng., 80, 1, 81–93.
- Bahtiyar, İ., 1999. Beşikli Sahasında (Adıyaman-Kahta) Karababa ve Karaboğaz Formasyonlarının Kuyu Verileri Yardımıyla Ana ve Hazne Kaya Özelliklerinin İncelenmesi, Yüksek Lisans Tezi, A.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Bailey, T., R., Rosenthal, Y., McArthur, J., M., Schootbrugge, B. ve Thirlwall, M., F., 2003. Paleooceanographic Changes of the Late Pliensbachian–Early Toarcian Interval: a Possible Link to the Genesis of an Oceanic Anoxic Event, Earth Planet. Sci Lett 212, 307–320
- Bartlett, R., Elrick, M., Wheeley, J., R., Polyak, V., Desrochers, A. ve Asmerom, Y., 2018. Abrupt Global-Ocean Anoxia During the Late Ordovician–Early Silurian Detected Using Uranium Isotopes of Marine Carbonates. Proc Natl Acad Sci 115, 23, 5896–5901.
- Bastos L., P., H., Pereira, E., daCosta, Cavalcante, D., Alferes, C., L., F., de Menezes, C., J. ve Rodrigues, R., 2020 Expression of Early Cretaceous Global Anoxic Events in Northeastern Brazilian Basins. Cretac Res 110, 104-390.
- Bayçelebi, O., Gümüş, S., Tezcan, Ü., Ş., Güven, A., Erten, T., Bozdoğan, N., Köylüoğlu, M. ve Balkaş, Ö., 1984. Güneydoğu Anadolu’da Bedinan Formasyonu Basen Analizi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1919, Ankara, 224 s.
- Behar, F., Beaumont, V., De, B. ve Penteado, H., L., 2001. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. Oil & Gas Science and Technology, Review of the French Petroleum Institute, 56, 111-134.
- Berberian, M. ve King, G., C., P., 1981. Towards a Paleogeography and Tectonic Evolution of Iran, Can. J. Earth Sci., 18, 2, 210–265.
- Blakslee, G., Sturz, C. ve Hansen, M., 1960. Regional Geologic Compilation Report of Southeast Turkey and Adjacent Areas (Tidewater Oil Company Report), PİGM Teknik Arşivi, Ankara, 116 s.
- Bonacina, G., Sanfilippo, A., Zana, S., Bosino, A., Massara, E., P. ve Viaggi, P., 2021. Geochemical Evidence for Local Variability in Redox and Depositional

Conditions in a Deep-Water Bonarelli Equivalent Section from Southern Tethys (Fontanavalloneto Section, Southern Italy). Ofioliti 46, 1, 43–62

- Bozdoğan, N., 1982. Güneydoğu Anadolu Mardin ve Adıyaman bölgeleri Kambriyen Öncesi Tortul İstifinin Stratigrafik Ve Sadimantolojik Deneştirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, H.Ü., Ankara.
- Bozdoğan, N., Bayçelebi, O. ve Willink, R., 1987. Güneydoğu Anadolu Hazro Bölgesinde (X. Bölge Kuzeyi) Paleozoyik Stratigrafisi ve Petrol Üretkenliği, Türkiye 7. Petrol Kongresi, Nisan, Ankara, Jeoloji Bildirileri, 117-130.
- Bozdoğan, N., Bayçelebi, O. ve Alişan, C., 1988. Güneydoğu Anadolu X. Ve XI. Bölgeler Kuzeyindeki Ordovisiyen Sonrası Paleozoyik İstifin Stratigrafisi, TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 1280, Ankara, 126 s.
- Bozdoğan, N. ve Erten, T., 1990. Mardin Yükseliminin Yaşı ve Etkileri, GD. Anadolu, Türkiye 8. Petrol Kongresi, Nisan, Ankara, Jeoloji Bildirileri, 207-227.
- Bozdoğan, N., 1992. Güneydoğu Anadolu’da Alt Silüriyen çökelleri, Türkiye 9. Petrol Kongresi ve Sergisi, Şubat, Ankara, Jeoloji Bildirileri, 207-223.
- Bozdoğan, N., Karabulut, A., Erten, T., İztan, H., Çubukçu, A., ve Korucu, M., 1994. Stratigraphy and Petroleum Potential of the Paleozoic Units in Diyarbakır Area, SE Turkey, Türkiye 10. Petrol Kongresi, Nisan, Ankara, Jeoloji Bildirileri.
- Bryant, G., F., 1960. Stratigraphic Report of the Penbeğli-Tutköy Area, Petroleum District VI, Southeast Turkey (American Overseas Petroleum (AMOSEAS) Report), Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Rapor No, 12, Ankara, 27 s.
- Budzinski, H., Garrigues, P., H., Connan, J., Devillers, J., Domine, D., Radke, M. ve Oudin, J., L., 1995. Alkylated Phenanthrene Distributions as Maturity and Origin Indicators in Crude Oils And Rock Extracts, Geochim. Cosmochim. Acta, 59, 2043–2056.
- Canfield, D., E., Poulton, S., W., Knoll, A., H., Narbonne, G., M., Ross, G., Goldberg, T. ve Strauss, H., 2008. Ferruginous Conditions Dominated Later Neoproterozoic Deep-Water Chemistry. Science 321, 5891, 949–952.
- Cater, J., M. ve Tunbridge, I., P., 1992. Paleozoic Tectonic History of SE Turkey, J. Petrol. Geol., 15, 1, 35–50.
- Clementz, D., M., 1979. Effect of Oil and bitumen Saturation on Source-Rock Pyrolysis, AAPG Bulletin, 63, 2227-2232.
- Craigie, N., W., Rees, A., MacPherson, K. ve Berman, S., 2016. Chemostratigraphy of the Ordovician Sarah Formation, North West Saudi Arabia: an Integrated Approach to Reservoir Correlation, Mar. Petrol. Geol., 77, 1056–1080

- Cobb, R., E., 1957. Columnar Section Bedinan-Kanisorik Paleozoic, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 576, Ankara.
- Connan, J., Bouroulllec, J., Dessort, D. ve Albrecht, P., 1986. The Microbial İntput in Carbonate-Anhydrite Facies of a Sabkha Paleoenvironment from Guatemala, A Molecular Approach, In, Advances in Organic Geochemistry 1985, D. Leythaeuser, J. Rullkötter, eds., Pergamon Press, Oxford, 29-50.
- Cordey, W., G. ve Demirmen, F., 1971. The Mardin Formation in Southeast Turkey, Türk. 1. Petrol Kong. Tebl., 51-71.
- Coşkun, B., 1992. Adıyaman-Çemberlitaş-Bölükyayla Dolaylarında Mardin Grubunun Petrol İmkanları, Doktora Tezi, A.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Cote, M., D., E., 2020. Denizel Kaynak Kayaların *n*-alkan ve Biyomarker Karakteristikleri: Seçilmiş Kaynak Kayalar Üzerinde Uygulanması. Yüksek Lisans Tezi K.T.Ü, Fen Bilimleri Enstitüsü, Trabzon.
- Çelikdemir, E., Görür, N ve Dülger, S., 1987. GDA X., XI ve XII. Petrol Bölgelerinde Mardin Grubu Karbonatlarının Sedimantolojisi, Yayılımı, Fasiyes, Çökelme Ortamı ve Paleocografyası, TPAO Arama Grubu; Rapor No: 2321
- Çelikdemir, E. ve Dülger, S., 1990. Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu Karbonatlarının Stratigrafisi, Sedimantolojisi ve Rezervuar Özellikleri, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2665, Ankara, 93 s.
- Çoruh, T., 1983. XII. Bölge Çemberlitaş-5,4, Adıyaman-1 ve Durukaynak-1 Kuyularıyla, ve İnşidere ÖSK'larındaki Derdere ve Karababa Formasyonları Hakkında Yeni Mikropaleontolojik Bulgular, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 549, Ankara, 14 s.
- Çoruh, T., 1991. Adıyaman Civarında (XI. Bölge Kuzeybatısı ve XII. Bölge) Yüzeyleyen Kampaniyen-Tanesiyen İstifinin Biyostratigrafisi ve Paleocoğrafik Evrimi, TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 1656, Ankara, 101 s.
- Dean, W., T., 1975. Cambrian and Ordovician Correlation and Trilobite Distribution in Turkey, Fossils and Strata, 5, 353-373.
- Dean, W., T., 1980. The Ordovician System in the Near and Middle East, Correlation Chart and Explanatory Notes, International Union of Geological Sciences Publication, 2, 1-22.
- Dean, W., T., Monod, O. ve Perinçek, D., 1981. Correlation of Cambrian and Ordovician rocks in Southeastern Turkey, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Dergisi, 25, 269- 291.
- Didky, B., M., Simoneit, B., R., T., Brassell, S., C. ve Eglinton, G., 1978. Organic Geochemical Indicators of Paleoeoenvironmental Conditions of Sedimentation, Nature, 272, 216-222.

- Dinçer, A. ve Kurt, G., 1983. Güney Sahalarında Cudi Grubu İçindeki Hazne Kaya Nitelikli Seviyelerinin İncelenmesi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1807, Ankara, 94 s.
- Douglas, A., G., Sinninghe Damst'e, J., S., Fowler, M., G., Eglinton, T., I. ve Leeuw, J., W., 1991. Unique Distributions of Hydrocarbons and Sulphur Compounds Released by Flash Pyrolysis from the Fossilized Alga Gloecapsomorpha Prisca, a Major Constituent in one of Four Ordovician Kerogens. Geochimica et Cosmochimica Acta, 55, 275–91.
- Duran, O. ve Pekcan, İ., 1980. Silivanka-Oyuktaş-Bada-Çelikli, Dodan Sahalarındaki Kıradağ ve Beloka (Raman) Formasyonlarının Litolojisi ve Mikrofasiyes İncelemesi, TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 349, Ankara, 22 s.
- Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ., Kavukçu, E., Ertürk, O., Kaynak, G. ve Aras, M., 1987. X-XI-XII. Bölgelerde Gercüş, Hoya, Gaziantep, Germik ve Fırat formasyonlarının stratigrafisi ve sedimantolojisi (I.kısım), TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2280, Ankara, 67 s.
- Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ. ve Perinçek D., 1988. Güneydoğu Anadolu'da Midyat ve Silvan Gruplarının Stratigrafisi, Sedimantolojisi ve Petrol Potansiyeli, TPJD Bülteni, 2, 99-126.
- Ehlers, E., G. ve Blatt, H., 1982. Petrology, Igneous, Sedimentary and Metamorphic. W.H. Freeman and Co., San Francisco, 732.
- Erdoğan, L., T. ve Akgül, A., 1985. Çemberlitaş Sahası Yeraltı Rezervuar Değerlendirmesi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2422, Ankara, 66 s.
- Eren, A. ve Sarı, R., 1984. Güneydoğu Anadolu'da X. Bölgenin Jeolojik Evrimi Ve Petrol Potansiyeli I, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1867, Ankara , 52 s.
- Erenler, M., 1989. XI-XII Bölge Güney Alanlarındaki Kuyularda Mesozoik Çökel İstifi Mikropaleontolojik İncelenmesi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1364, Ankara, 44 s.
- Ernst, R., E. ve Youbi, N., 2017. How Large İgneous Provinces Affect Global Climate, Sometimes Cause Mass Extinctions, And Represent Natural Markers in the Geological Record. Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol 478, 30–52.
- Erten, T., 1983. Hazro Antiklinal Alanında Dadaş Formasyonu ile Gomanibrik Formasyonlarının (Tanin Grubu) Sedimantolojisi, Petrografik İncelemesi ve Ortamsal Yorumu, TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 236, Ankara.
- Ertuğ, K., 1991. GDA Kretase Yaşlı Mardin Grubu ve Karaboğaz Formasyonunun Palinostratigrafisi. TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 1529, Ankara, 49 s.

- Espitalié, J., Madec, M., Tissot, J., Menning, J. ve Leplat, P., 1977. Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration, Proceedings, 9th Annual off Shore Technology Conference, 3, 439–448.
- Espitalie, J., Marquis, F. ve Barsony, I., 1984. Geochemical Logging. In, Analytical Pyrolysis-Techniques and Applications, Voorhees, K.J., Ed., Butterworth: Guildford UK., 276-304.
- Espitalié, J., Deroo, G. ve Marquis, F., 1985. La Pyrolyse Rock-Eval et ses Applications, Partie 1-2, Rev. Inst. Fr. Pet., 40, 563–579, 755-784.
- Fleurance, S., Cuney, M., Malartre, F ve Reyx, J., 2013. Origin of the Extreme Polymetallic Enrichment (Cd, Cr, Mo, Ni, U, V, Zn) of the Late Cretaceous–Early Tertiary Belqa Group, Central Jordan. Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol 369, 201–219.
- Fontaine, J., M., 1981. La Plate-Forme Arabe et sa Marge Passive au Mesozoïqu, L'exemple d'Hazro (S.E. Turquie), Doktora Tezi, a l'Université de Paris. TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1949, Ankara, 270 s.
- Fowler, M., G. ve Brooks P., W., 1990. Organic Geochemistry as Aid in the Interpretation of the History of Oil Migration into Different Reservoirs at the Hibernia K-18 and Ben Nevis I-45 Wells, Jeanne d'Arc Basin, Offshore eEastern Canada. Org Geochem 16, 461–475.
- Fuex, A., N., 1977. The Use of Stable Carbon Isotopes in Hydrocarbon Exploration, Journal Geochemistry Exploration, 7, 155-188.
- Gale, A., S., Jenkyns, H., C., Kennedy, W., J. ve Corfield, R., M., 1993. Chemostratigraphy Versus Biostratigraphy: Data from Around the Cenomanian–Turonian Boundary. J Geol Soc 150, 1, 29–32.
- Ghienne, J., F., Le Heron, D., P., Moreau, J., Denis, M. ve Deynoux, M., 2007. The Late Ordovician Glacial Sedimentary System of the North Gondwana Platform, International Association of Sedimentologists, 295–319 s.
- Ghienne, J., F., Monod, O., Kozlu, H. ve Dean, W., 2010. Cambrian–Ordovician depositional sequences in the Middle East: a perspective from Turkey, Earth Sci. Rev., 101, 3–4, 101–146.
- Gossage, D., W., 1956. Compiled Progress Report On The Geology of Part of Petroleum District VI, South East Turkey, N. V. Turkse Shell, Report No, 2, Ankara, 22 s.
- Gossage, D., W., 1959. Stratigraphic Observations in the Tut Area of District VI, Southeast Turkey, N. V. Turkse Shell, Report No, 18, Ankara, 48 s.

- Grantham, P., J. ve Wakefield, L., L., 1988. Variations in the Sterane Carbon Number Distributions of Marine Source Rock Derived Crude Oils Through Geological Time, Organic Geochemistry, 12, 61–73.
- Gröcke, D., R., Hesselbo S., P. ve Jenkyns H., C., 1999. Carbon-İsotope Composition of Lower Cretaceous Fossil Wood: Ocean-Atmosphere Chemistry and Relation to Sea-Level Change. Geology, 27, 2, 155–158.
- Günay, Y., 1984. Amanos Dağlarının Jeolojisi ve Karasu-Hatay Grabeninin Petrol Olanakları, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1954, Ankara.
- Günay, Y., 1990. Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi (Yayınlanmamış), TPAO Arama Grubu, Ankara.
- Gürgey, A., 1991. Paleocene Plantic Foraminiferal Taxonomy and Biostratigraphy in the Adıyaman Region (SE Anatolia), Yüksek Lisans Tezi, O.D.T.Ü, Ankara.
- Güven, A., Karabulut, A., Tezcan, Ü., Ş. ve Balkaş, Ö., 1982. Hazro Antiklinali Alanındaki Paleozoyik Üst Sistemine Ait Oluşukların Stratigrafisi ve Hazro Formasyonu Fasiyes Analizi, Türkiye 6. Petrol Kongresi, Jeoloji Bildirileri, 11-21.
- Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M., E., Tezcan, U., Ş. ve Çoruh, T., 1988. Güneydoğu Anadolu'da Mardin-Midyat Grubupları Arasında Yer Alan Birimlerin Stratigrafisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2414, Ankara.
- Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M., E. ve Çoruh, T., 1991. Güneydoğu Anadolu Kampaniyen, Paleosen Otokton İstifinin Stratigrafisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2827, Ankara, 133 s.
- Gvirtzman, G. ve Weissbrod, T., 1984. The Hercynian Geanticline of Helez and the Late Palaeozoic History of the Levant, J. Geol. Soc., 17, 1, 177–186.
- Haq, B., U. ve Al-Qahtani, A., 2005. Phanerozoic Cycles of Sea-Level Change on the Arabian Platform, GeoArabia, 10, 2, 127–160.
- Handfield, R., W., Bryant, G., F. ve Keskin, C., 1959. Measured section of Korudağ (American Overseas Petroleum), TPAO Arama Grubu, Rapor No, 523, Ankara.
- Herrle, J., O., Köbler, P., Friedrich, O., Erlenkeuser, H. ve Hemleben, C., 2004. High-Resolution Carbon İsotope Records of the Aptian to Lower Albian from SE France and the Mazagan Plateau (DSDP Site 545): A Stratigraphic Tool For Paleooceanographic and Paleobiologic Reconstruction. Earth Planet Sci Lett 218, 1-2, 149–161
- Hoefs, J., 1997. Stable İsotope Geochemistry, 4th. Edition, Springer, Berlin Heidelberg New York, 201 s.

- Hoffmann, C., F., Foster, C., B., Powell, T., G. ve Summons, R., E., 1987. Hydrocarbon Biomarkers from Ordovician Sediments and the Fossil Alga *Gloeocapsomorpha prisca* Zalesky 1917. Geochimica et Cosmochimica Acta, 51, 2681–97.
- Horstink, J., 1981. Güneydogu Anadolu Şaryaj Kuşağında Petrol Aramacılığı Hakkında Genel Bilgiler, Petrol İşleri Gen. Md. Dergisi, 26, 137–146.
- Hos-Cebi, F. ve Korkmaz, S., 2013. Organic Geochemistry and Depositional Environments of Eocene Coals in Northern Anatolia, Turkey, FUEL, 113, 481-496.
- Hos-Cebi, F., 2017. Organic Geochemical Characteristics and Paleoclimate Conditions of the Miocene Coals at the Can-Durali (Canakkale), Journal of African Earth Sciences, 129, 117-135.
- Huang, W., Y. ve Meinschein W., G., 1979. Sterols as Ecological Indicators, Geochimica et Cosmochimica Acta, 43, 739-745.
- Hunt, J., M., 1995. Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd ed., San Francisco, USA, W.H. Freeman and Company.
- Husseini, M., I., 1991. Tectonic and Depositional Model of the Arabian and Adjoinin Plates During the Silurian-Devonian, Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., 75, 1, 108–120.
- Husseini, M., I., 1992. Upper Palaeozoic tectono-sedimentary evolution of the Arabian and adjoining plates, J. Geol. Soc., 149, 3, 419–429.
- Işık, Ü., 2013. Derindere ve Çeltikli Sahalarında (Bismil Doğu'su, Diyarbakır) Dadaş Formasyonu'nun Kil Mineralojisi, İnorganik ve Organik Jeokimyasal Özellikleri, Yüksek Lisans Tez, F.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, Elazığ.
- İztan, Y., H., 1999. Güneydoğu Anadolu bölgesinde petrol sınıflaması, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2376, Ankara, 87 s.
- Jackson, K., S., Hawkins, P., J. ve Bennett, A., J., R., 1985. Regional Facies and Geochemical, Evaluation of Southern Denison Trough, APEA Jour. 20, 143- 158.
- Jarvie, D., M., 1991. Total Organic Carbon (TOC) Analysis. Merrill, R.K. (Ed.), Source and Migration Processesand Evaluation Techniques, Tulsa, American Association of Petroleum Geologists.
- Jarvie, D., M. ve Tobey, M., H., 1999. TOC, Rock-Eval and SR Analyzer Interpretive Guidelines. Application Note 99-4, Humble Instruments and Services, Inc. Geochemical services Division, Texas, 11 s.
- Jenkyns, H., 1988. The Early Toarcian (Jurassic) Anoxic Event-Stratigraphic, Sedimentary, and Geochemical Evidence. American Journal of Science, 288,2, 101-151.

- Jenkyns, H., C., 2003. Evidence for Rapid Climate Change in the Mesozoic–Palaeogene Greenhouse World. *Philos Trans R Soc London, Ser A* 361, 1810, 1885–1916.
- Jenkyns, H., C., Forster, A., Schouten., S. ve Damste, J., S., S., 2004. High Temperatures in the Late Cretaceous Arctic Ocean. *Nature* 432, 7019, 888.
- Jenkyns, H., C., 2010. Geochemistry of Oceanic Anoxic Events. *Geochem Geophys Geosyst* 11, 3, Q03004.
- Jenkyns, H., C., Dickson, A., J., Ruhl, M. ve Boorn, S., H., 2017. Basalt-Seawater Interaction, The Plenus Cold Event, Enhanced Weathering and Geochemical Change: Deconstructing Oceanic Anoxic Event 2 (Cenomanian–Turonian, Late Cretaceous). *Sedimentology* 64, 1, 16–43.
- Jenkyns, H., C., 2018. Transient Cooling Episodes During Cretaceous Oceanic Anoxic Events With Special Reference to OAE 1a (Early Aptian). *Philos Trans R Soc A Math Phys Eng Sci* 376, 2130, 20170073.
- Jin, M., S., Wang, H., Qiao, G., B. ve Zhang, S., P., 2014. The Discovery of Heiqia Iron Mineralization Belt in West Kunlun by High Resolution Remote Sensing Technology and ITS Geological Significance. *Northwest Geol* 47, 4, 221–226.
- Johannes, J., Kruusement, K., Palu, V., Veski, R. ve Bojesen, J., A., 2006. Evaluation of Oil Potential of Estonian Shales and Biomass Samples Using Rock-Eval Analyzer, *Oil Shale*, 23, 2, 110-118.
- Kabanov, P., 2019. Devonian (c. 388–375 Ma) Horn River Group of Mackenzie Platform (NW Canada) is an Open-Shelf Succession Recording Oceanic Anoxic Events. *J Geol Soc* 176, 1, 29–45.
- Karabulut, A., Tezcan, Ü., Ş., Güven, A., Bozdoğan, N., Köylüoğlu, M. ve Balkaş, Ö., 1982. Hazro Antiklinali Alanında (X.Bölge,Diyarbakır İli) Dadaş Formasyonu (Üst Silüriyen–Alt Devoniyen) ile Tanin Grubu’nun (Permiyen) Stratigrafisi, Palinoloji, Paleontoloji Ve Hazro Formasyonu Fasiyes Analizi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1645, Ankara, 127 s.
- Kara-Gulbay, R., Yurtsever, T., S., Korkmaz, S. ve Demirel, İ., H., 2010. Source Rock Potential and Organic Geochemistry Of Cenomanian-Turonian Black Shales, Western Taurus, Sw Turkey, *Journal Of Petroleum Geology*, 34, 4, 355-369.
- Kara-Gulbay, R., Şen, Ö., Korkmaz, S. ve Demirel, İ., H., 2014. Lower Carboniferous Shales In The Eastern Tauride Belt, Southern Turkey: Source Rock Characteristics, *Journal of Petroleum Geology*, 37, 1, 25-41.
- Kemp, D., B., Selby, D. ve Izumi, K., 2020. Direct Coupling Between Carbon Release and Weathering During the Toarcian Oceanic Anoxic Event. *Geology* 48, 10, 976–980.

- Kuroyanagi, A., Kawahata, H., Ozaki, K., Suzuki, A., Nishi, H. ve Takashima, R., 2020. What Drove the Evolutionary Trend of Planktic Foraminifers During the Cretaceous: Oceanic Anoxic Events (OAEs) Directly Affected it? Mar Micropaleontol 161, 101924.
- Kassem, A., A., Sharaf, L., M., Baghdady, A., R. ve El-Naby A., A., 2020. Cenomanian/Turonian Oceanic Anoxic Event 2 in October oil field, Central Gulf of Suez, Egypt. J Afr Earth Sci 165, 103817.
- Kavak, O., 1997. Adıyaman Bölgesinde Karaboğaz Formasyonun Kaynak Kaya Potansiyeli, Doktora Tezi, İ.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Kavak, O., 2000. Source Rock Potential of Karaboğaz Formation in Adıyaman (Turkey) region. 7th. Latin Congress on Organic Geochemistry, October, Alago, Brazil, 373-376.
- Kauffman, E., G. ve Sageman, B., B., 1990. Biological Sensing of Benthic Environments in Dark Shale and Related Oxygen Restricted Facies, In: Cretaceous Resource, Events And Rhythms (R.N. Ginsburg and B. Beaudoin, eds.), Kluwer, Amsterdam, 121-38.
- Kellogg, H., E., 1960. Stratigraphic Report, Hazro Area, Petroleum District V, SE Turkey, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Rapor No, 1, 42 s.
- Klemme, H., D. ve Ulmishek, G., F., 1991. Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. AAPG Bull 75, 12, 1809–1851.
- Ketin, 1964. Güneydoğu Anadolu Paleozoyik Teşekküllerinin Jeolojik Etüdü Hakkında Rapor, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 287, Ankara, 36 s.
- Ketin, İ., 1964. Güneydoğu Anadolu'nun Paleozoyik Teşekküllerinin Jeolojik Etüdü Hakkında Rapor (I.Kısım: Derik-Bedinan, Penbeğli-Tut ve Hazro bölgesi), TPAO Arama Grubu, Rapor No, 333, Ankara, 22 s.
- Killops, S., D. ve Killops, V., J., 1993. An Introduction to Organic Geochemistry. Longman Group, UK.
- Kolapkar, S., 2018. Pyrolysis of Fiber-Plastic Waste Blends. Dissertations, Master's Theses And Master's Reports, Michigan Technological University.
- Konert, G., Afifi, A., Al-Hajri, S. ve Droste, H., 2001. Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate, GeoArabia, 6, 3, 407–442.
- Kolaczowska E., Slougui, N., E., Watt, D., S., Maruca, R., E. ve Moldowan, J., M., 1990. Thermodynamic Stability of Various Alkylated, Dealkylated, and Rearranged 170(- and I7P-Hopane Isomers Using Molecular Mechanics Calculations. Org. Geochem. 16, 1033-1038.

- Kozlu, H., Sachanski, V. ve Günay, Y., 2002. Güneydoğu Anadolu'da ve Toros Kuşağında Yer Alan Alt Silüriyen İstifinin Stratigrafisi ve Biostratigrafisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 4355, Ankara.
- Köylüoğlu, M., 1981. Körkandil Ölçülmüş Stratigrafi Kesitinin Mesozoik Biyostratigrafisi. TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 362, Ankara, 14s.
- Lanngford, F., F., Blanc-Valleron, M., M., 1990. Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using ofpyrolizable hydrocarbons vs. total organic carbon. Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 74,799–804.
- Larson, R., L. ve Pitman, W., C., 1972. World-Wide Correlation of Mesozoic Magnetic Anomalies, and Its Implications. Geol Soc Am Bull 83, 12, 3645–3662.
- Leckie, R., M, Bralower, T., J. ve Cashman, R., 2002. Oceanic Anoxic Events and Plankton Evolution: Biotic Response to Tectonic Forcing During the Mid-Cretaceous. Paleoceanography 17, 13-1, 13-29.
- Le Hérissé, A., Molyneux, S., G. ve Miller, M., A., 2015. Late Ordovician to Early Silurian Acritarchs from the Qusaiba-1 Shallow Core Hole, Central Saudi Arabia, Rev. Palaeobot. Palynol., 212, 22–59.
- Le Heron, D., P. ve Howard, J., 2010. Evidence for Late Ordovician Glaciation of Al Kufrah Basin, Libya, J. Afr. Earth Sci., 58, 2, 354–364.
- Luning, S., Craig, J., Fitches, B., Mayouf, J., Busrewil, A., El Dieb, M., Gammudi, A., Loydell, D. ve McIlroy, D., 1999. Re-Evaluation of the Petroleum Potential of the Kufra Basin (SE Libya\ NE Chad) Does the Source Rock Barrier Fall, Mar. Petrol. Geol., 16, 7, 693–718.
- Lüning, S., Craig, J., Loydell, D., Storch, P. ve Fitches, B., 2000. Lower Silurian 'Hot Shales' in North Africa and Arabia: Regional Distribution and Depositional Model, Earth Sci.Rev., 49,1–4, 121–200.
- Mackenzie, A., S., Patience, R., L., Maxwell, J., R., Vandenbroucke, M. ve Durand, B., 1980. Molecular Parameters of Maturation in the Toarcian Shales, Paris Basin-1. Changes in the Configurations of Cyclic Isoprenoid Alkanes and Triterpanes, Geochimica Cosmochimica Acta, 44, 1709-1721.
- Mackenzie, A., S., Hoffmann, C., F. ve Maxwell, J., R., 1981. Molecular Parameters of Maturation in the Toarcian Shales, Paris, France. III. Changes İnaromatic Steroid Hydrocarbons, Geochimica et Cosmochimica Acta, 45,1345–1355.
- Macko, S., A. ve Quick, R., S., 1986. A Geochemical Study of Oil Migration at Source Rock Reservoir Contacts: Stable isotopes, Organic Geochemistry, 10, 1-3, 199–205.

- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K. ve Stankiewicz, A., 2011. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation, Oilfield Re, 23, 32–43.
- McKirdy, D., M., Aldridge, A., K. ve Ypma, P., J., M., 1983. A Geochemical Comparison of Some Crude Oils from pre-Ordovician Carbonate Rocks, Proceedings of the International Meeting on Organic Geochemistry. 10, 99–107.
- Merey, Ş., 2019. Analysis of the Effect of Experimental Adsorption Uncertainty on CH₄ Production and CO₂ Sequestration in Dadas Shale Gas Reservoir by Numerical Simulations, J. Petrol. Sci. Eng., 178, 1051–1066.
- Merrill, R., K., 1991. Preface, in R. K. Merrill, ed., Source and Migration Processes and Evaluation Techniques, AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, 13-17.
- Moldowan, J., M., Seifert, W., K. ve 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.
- Monod, O. ve Dean, W., T., 1981. Field Season Report: 24s. (Yayınlanmamış).
- Monod, H., Kozlu, J., F., Ghienne, W., T., Dean, Y., Günay, A., Le Hérissé, F., P., ve Robardet, M., 2003. Late Ordovician Glaciation in Southern Turkey, Terra Nova, 15, 249–257.
- Mukherjee, S., Misra, A., A., Calves, G. ve Nemčok, M., 2017. Tectonics of the Deccan Large Igneous Province: an Introduction. Geol Soc Lond, Spec Publ 445, 1, 1–9.
- Mukhopadhyay, P., K., Wade, J., A. ve Kruege, 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.
- Mülayim, O., Mancını, E., Çemen, İ. ve Yılmaz, İ., Ö., 2016. Upper Cenomanian-Lower Campanian Derdere and Karababa formations in the Çemberlitaş Oil Field, Southeastern Turkey: Their Microfacies Analyses, Depositional Environments, and Sequence Stratigraphy, Turkish Journal of Earth Sciences, 25, 46-63.
- Noble, R., A., 1991. Geochemical Techniques in the Relation to Organic Matter, In: Source and Migration Processes and Evaluation Techniques (R. K. Merrill, ed.), Oklahoma.
- Okay, A., I. ve Tüysüz, O., 1999. Tethyan Sutures of Northern Turkey. In The Mediterranean Basins: Tertiary Extension within the Alpin Orogen, Geology Society, London, Special Publication, 156, 475-515.

- Okay, A., I., Tüysüz, O., Satır, M., Özkan-Altın, S., Altın, D., Sherlock, S. ve Eren, R., H., 2006. Cretaceous and Triassic Subduction-Accretion, High-Pressure-Low-Temperature Metamorphism, and Continental Growth in the Central Pontides, Turkey, GSA Bulletin, 118, 1247-1269.
- Okay, A., 2008. Geology of Turkey, A Synopsis, Anschnitt, 21, 19-42.
- Öncü, H., 1983. Nusaybin-Cizre Arasındaki Cudi Grubu Birimlerinin Hidrokarbon Olanakları, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1783, Ankara, 55 s.
- Özdemir, F. ve Ünlügenç, U., C., 2013. Gökiçi (Diyarbakır) Yapısının Stratigrafisi ve Hidrokarbon Potansiyeli Açısından İncelenmesi, Çukurova Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi, 28, 1, 127-142.
- Özkan, R., 2021. The Adıyaman Group Carbonate Succession on the Northern Arabian Plate (Southeastern Turkey): A Review of Lithostratigraphy, Foraminiferal Biostratigraphy, Depositional Environments and Sequence Stratigraphic Evolution, Journal of Asian Earth Sciences, 210, 104684.
- Pandey, B. ve Pathak, D., B., 2016. The Possibility of the Oceanic Anoxic Events (OAEs) Study in the Indian Marine Jurassic-Cretaceous Outcrops. J Geol Soc India 87, 3-261.
- Paris, F., Herisse, A., L., Monod, O., Kozlu, H., Ghienne, J., F., Dean, W., T., Vecoli, M. ve Günay, Y., 2007. Ordovician Chitinozoans and Acritarchs from Southern and Southeastern Turkey, Revue de Micropaleontologie, 50, 1, 81-107.
- Pasin, C., Çelikdemir, E. ve Şemşir, D., 1983. Adıyaman-Çemberlitaş-Bölükayla Sahaları ile Yakın Dolaylarının Hidrokarbon Olanakları, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1770, Ankara (yayınlanmamış).
- Perinçek, D., 1979. Guidebook For Excursion «B», Interrelations of the Arab and Anatolian Plates, First Geol.Congr., On Middle East, Ankara, Turkey, 34 s.
- Perinçek, D., 1980. Arabistan Kıtası Kuzeyindeki Tektonik Evrimin Kıta Üzerinde Çökelen İstifteki Etkileri, Türkiye 5. Petrol Kongresi Tebliğleri, Ankara, 77-93.
- Perinçek, D., Günay, Y. ve Kozlu, H., 1987. Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki Yanal Atımlı Faylar İle İlgili Yeni Gözlemler, Türkiye 7. Petrol Kongresi, Nisan, Ankara, 89-103.
- Perinçek, D., 1989. Hakkâri İli ve Dolayının Stratigrafisi, Yapısal Özellikleri, Petrol İmkanları, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2545, Ankara, 127 s.
- Perinçek, D., 1990. Hakkâri İli ve Dolayının Stratigrafisi, Güneydoğu Anadolu, Türkiye, Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bülteni, 2, 21-68.

- Perincek, D., Duran, O., Bozdoğan, N. ve Çoruh, T., 1991. Stratigraphy, and Paleogeographic Evaluation of the Autochthonous Sedimentary Rocks in SE Turkey, Ozan Sungurlu Symposium Proceedings, 274-305.
- Peters, K., E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis, Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 70, 3, 318-329.
- Peters, K., E. ve Moldowan, J., M., 1993. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments, Englewood Cliffs, N.J. Prentice-Hall.
- Peters, K., E. ve Cassa, M., R., 1994. Applied Source Geochemistry. In: Magoon, L.B. and Dow, W.G. (Eds), The Petroleum System-from Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 70, 329.
- Peters, K., E., Walters, C., C. ve Moldowan, J., M., 2005. The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History, Cambridge University Press.
- Philp, R., P. ve Monaco, G., L., 2011. Applications of Stable Isotopes in Hydrocarbon Exploration and Environmental Forensics. In Advances in Isotope Geochemistry; Mark, B., Ed., Springer, Berlin/Heidelberg, Germany, 639–677.
- Poulton, S., W. ve Canfield, D., E., 2011. Ferruginous Conditions: a Dominant Feature of the Ocean Through Earth's History. Elements 7, 2, 107–112.
- Pratt, L., M. ve Threlkeld, C., N., 1984. Stratigraphic Significance of $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ Ratios in Mid-Cretaceous Rocks of the Western Interior.
- Radke, M., Welte, D., H. ve Wilsch, H., 1986. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: influence of the organic matter type, Organic Geochemistry, 10, 51-63.
- Radke, M., Welte, D. ve Willsch, H., 1991. Distribution of Alkylated Aromatic Hydrocarbons and Dibenzothiophenes in Rocks of the Upper Rhine Graben, Chem. Geol., 93, 3-4, 328-341.
- Radke, M. ve Willsch, H., 1994. Extractable Alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) Source Rocks: Relationship of Yields to Petroleum Formation and Expulsion, Geochimica et Cosmochimica Acta., 58, 23, 5223-5244.
- Saberi, M., H., Rabbani, A. ve Ghavidel-syooki, M., 2016. Hydrocarbon Potential and Palynological Study of the Latest Ordovician Earliest Silurian Source Rock (Sarchahan Formation) in the Zagros Mountains, Southern Iran., Mar. Petrol. Geol., 71, 12–25.

- Sageman, B., B., Meyers, S., R. ve Arthur, M., A., 2006. Orbital Time Scale and New C-isotope Record for Cenomanian-Turonian Boundary Stratotype. Geology 34, 2, 125–128.
- Saltık, O. ve Saka, K., 1971. Karababa Tip Stratigrafi Kesiti, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 4307, Ankara.
- Salem, R., 1984. Geologic and Hydrocarbon Evalution of the Cudi Group sequence (Triassic-Jurassic) in Southeast Turkey, Part-1 and Part-2, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1968/1, Ankara, 76 s.
- Sarı, A. ve Bahtiyar, İ., 1998. Beşikli Petrol sahasında (Kahta-Adıyaman) Karababa ve Karaboğaz Formasyonlarının Rezervuar Jeolojisi Özelliklerinin İncelenmesi, Fırat Üniversitesinde Jeoloji Mühendisliği Eğitiminin 20.Yılı sempozyumu Bildiriler Kitabı, 167-182.
- Sayılı, A. ve Duran, O., 1994. Facies distribution and Reservoir Characteristics of the Sabunsuyu, Derdere, Karababa, Karaboğaz and Sayındere formations in the West of XI and East of XII Districts (SE Turkey), TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1985. Ankara.
- Schmidt, G., C., 1964. Proposed Rock Unit Nomenclature Petroleum Distinct V, SE-Turkey, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Arşiv No, 3955/1, Ankara.
- Schoell, M., 1984. Recent Advances in Petroleum İsotope Geochemistry, Organic Geochemistry, 6, 645-663.
- Schlanger S., O. ve Jenkyns, H., C., 1976. Cretaceous Oceanic Anoxic Events: Causes and Consequences. Geologieenmijnbouw 55, 3-4, 179–184.
- Schlanger, S., O., Arthur, M., A., Jenkyns, H., C. ve Scholle, P., A., 1987. The Cenomanian-Turonian Oceanic Anoxic Event, I. Stratigraphy and Distribution of Organic Carbon-Rich Beds and the Marine $\delta^{13}\text{C}$ Excursion. Geol Soc Lond, Spec Publ 26, 1, 371–399.
- Scholle, P., A. ve Arthur, M., A., 1980. Carbon İsotope Fluctuations in Cretaceous Pelagic Limestones: Potential Stratigraphic and Petroleum Exploration Tool. AAPG Bull 64, 1, 67–87.
- Seifert, W., K. ve Moldowan, J., M., 1978. Applications of Steranes, Terpanes, and Monoaromatics to the Maturation, Migration, and Source of Crude Oils, Geochim. Cosmochim. Acta, 42, 77-95.
- Seifert, W., T. ve Moldowan, J., M., 1980. The Effect of Thermal Stress on Source Rock Quality as Measured by Hopane Stereochemistry, In, Advances in Organic Geochemistry (A.G. Douglas and J. R. Maxwell, eds.), Oxford, Pegamon Press, 229-237.

- Seifert, W., K. ve Moldowan J., M., 1981. Paleoconstruction by Biological Markers, Geochimica Cosmochimica Acta, 45, 783-794.
- Seifert, W., K. ve Moldowan, J., M., 1986. Use of Biological Markers in Petroleum Exploration, Methods Geochem Geophys, 24, 261-290.
- Sharland, P., R., Archer, R., Casey, D., M., Davies, R., B., Hall, S., H., Heward, A., P., Horbury, A., D. ve Simmons, M., D., 2001. Arabian Plate Sequence Stratigraphy, Bahrain, GeoArabia, Special Publication, PetroLink, 2, 371.
- Slentz, L., W., 1981. Geochemistry of Reservoir Fluids as a Unique Approach to Optimum Reservoir Management, Middle East Oil Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers, Manama, Baharain, SPE 9582.
- Sperling, E., A., Wolock, C., J., Morgan, A., S., Gill, B., C., Kunzmann, M., Halverson, G., P., Macdonald, F., A., Knoll, A., H. ve Johnston, D., T., 2015. Statistical Analysis of Iron Geochemical Data Suggests Limited Late Proterozoic Oxygenation. Nature 523, 7561, 451-454.
- Sofer, Z., 1984. Stable Carbon Isotope Compositions of Crude Oils: Application to Source Depositional Environments and Petroleum Alteration, AAPG Bulletin, 68.
- Soua, M. ve Chihi, H., 2014. Optimizing Exploration Procedure Using Oceanic Anoxic Events As New Tool for Hydrocarbon Strategy in Tunisia. In: Gaci S, Hachay O (eds) Chapter Book, in *Advances in Data, Methods, Models and Their Applications in Oil/Gas Exploration*. Cambridge Scholars Publishing (CSP) Edition, Cambridge, p 55.
- Soua, M., 2016. Cretaceous Oceanic Anoxic Events (OAEs) Recorded in the Northern Margin of Africa as Possible Oil and Gas Shale Potential in Tunisia: an Overview. Int Geol Rev 58, 3, 277-320.
- Soylu, C., 1987. Source Rock Potential of Dadas Formation (Southeast Turkey). Presented at the International Conference on the Petroleum Geochemistry & Exploration in the Afro-Asian Region, November 25-27, 1987, Dehra Dun, India.
- Soylu., 1991. Adıyaman Bölgesindeki Petrollerin Sınıflandırılması, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2995, Ankara, 104 s.
- Soylu, C., İztan, H. ve Harput, B., 1993. Adıyaman Bölgesinde Bulunan Kretase Yaşlı Birimlerin Petrol Türüm Potansiyelleri, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 3375, Ankara, 181 s.
- Soylu, C., Mann, U. ve Bozdoğan, N., 2012. Petroleum Source Rock Characteristics of the Dadaş Formation Inthe Hazro Area (SE Turkey), Paleozoic of Northern Gondwana and its Petroleum Potential A Field Workshop, Turkish Association of Petroleum Geologists, Kayseri, 50-52.

- Stampfli, G., M. ve Borel, G., D., 2002. A Plate Tectonic Model for the Paleozoic and Mesozoic Constrained by Dynamic Plate Boundaries and Restored Synthetic Oceanic Isochrons, Earth Planet Sci. Lett., 196, 1–2, 17–33.
- Sungurlu, O., 1973. VI. Bölge Gölbaşı-Gerger Arasındaki Sahanın Jeolojisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 802, Ankara, 30 s.
- Sungurlu, O., 1974. VI. Bölge Kuzeyinin Jeolojisi ve Petrol İmkanları, Second Petroleum Congress of Turkey, Proceedings, 85-107.
- Şengör, A., M., C., 1980. Türkiye'nin Neotektoniğinin Esasları, Türkiye Jeoloji Kurumu Yayını, 40 s.
- Şengör, A., M., C. ve Yılmaz, Y., 1981. Tethyan Evolution of Turkey a Plate Tectonic Approach, Tectonophysics, 75, 181- 241.
- Şengör, A., M., C., 1990. A New Model for the Late Palaeozoic-Mesozoic Tectonic Evolution of Iran and Implications for Oman, Geological Society Special Publication, 49, 797–831.
- Şengündüz, N. ve Aras, M., 1986. XI ve XII. Bölgelerde Mardin Grubu Karbonatlarının ve Karaboğaz Formasyonu'nun Fasiyes Dağılımı, Diyajenetik Özellikleri ve Çökelme Modeli, TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No, 1005, Ankara, 75 s.
- Talbi, R., Lakhdar, R., Smati, A., Spiller, R. ve Levey, R., 2019. Correction to: Aptian–Albian Shale Oil Unconventional System as Registration of Cretaceous Oceanic Anoxic Sub-Events in the Southern Tethys (Bir M'Cherga basin, Tunisia). J Pet Explor Prod Technol 9, 2, 1023–1024.
- Temple, P., G. ve Perry, L., J., 1962. Geology and Oil Occurrence, Southeast Turkey, Am.Ass. Petrol. Geol., Bull., 46, 9, 1596-1612.
- Tissot B., P. ve Welte D., H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence, 2nd ed. Berlin, Germany, Springer-Verlag.
- Thompson, K., F., M., 1983. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons, Geochimica et Cosmochimica Acta, 47, 103-16.
- Torsvik, T., H. ve Cocks, L., R., M., 2004. Earth geography from 400 to 250 Ma: a palaeomagnetic, faunal and facies review, J. Geol. Soc., 161 4, 555–572.
- Tuna, D., 1973. VI. Bölge Litostratigrafi Birimleri Adlamasının Açıklayıcı Raporu, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 813, Ankara.
- Uygur, K. ve Aydemir, V., 1988. Bölükayla-Çukurtaş sahalarında (XII.Bölge) Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonlarının yer altı jeolojisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2454, Ankara, 268 s.

- Van Breugel, Y., Schouten, S., Tsikos, H., Erba, E., Price, G., D. ve Sinninghe, Damste J., S., 2007. Synchronous Negative Carbon İsoöpe Shifts in Marine and Terrestrial Biomarkers at the Onset of the Early Aptian Oceanic Anoxic Event 1a: Evidence For The Release Of ^{13}C -Depleted Carbon İnto The Atmosphere. Paleoceanography 22, 1.
- Van Krevelen, D., W., 1984. Organic Geochemistry Old and Nw, Org. Geochem. 6, 1-10.
- Weissert, H., Erba, E., 2004. Volcanism, CO_2 and Palaeoclimate: A Late Jurassic–Early Cretaceous Carbon and Oxygen İsoöpe Record. J Geol Soc 161, 4, 695–702.
- Wagner, C., Soylu, C. ve Pehlivanlı, M., 1986. Oil Habitat Of The Adıyaman Area, Southeast Turkey, A joint geological-geochemical study, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2139, Ankara.
- Wagner, C. ve Tuna, M., E., 1988. Compañian Cycle IV Carbonates in Southeast Turkey-Depositional Environments and Paleogeography, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 2528, Ankara, 11 s.
- Wang, T., Li, G., Aitchison, J., C., Ding, L. ve Sheng, J., 2019a. Evolution of mid-Cretaceous Radiolarians in Response to Oceanic Anoxic Events in the Eastern Tethys (southern Tibet, China). Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol 536, 109369
- Waples, D., W., 1985. Geochemistry in Petroleum Exploration, International Human Resources Development Corporation, Boston, 232.
- Waples, D., W. ve Machihara, T., 1991. Biomarkers for Geologists-A pratical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology, AAPG, Methods in Exploration Series, No, 9.
- Wignall, P., B., Hallam, A., Newton, R., J., Sha, J., G., Reeves, E., Mattioli, E. ve Crowley, S., 2006. An Eastern Tethyan (Tibetan) Record of the Early Jurassic (Toarcian) Mass Extinction Event. Geobiology 4, 3, 179–190.
- Wyrski, K., 1962. The Subsurface Water Masses in the Western South Pacific Ocean. Mar Freshw Res 13, 1, 18–47.
- Yalçın E., N. ve Özcelik O., 2007. Organic facies variation from well data on the Cudi Group, the eastern part of SE Turkey, Geochemistry International, 45, 11, 1152-1163.
- Yalçın, N., 1976. Geology of the Narince-Gerger area (Adıyaman province) and its petroleum possibilities, Revue de la Faculte des Sciences de l'Universite d'Istanbul, serie B, 41, 57-82.
- Yalçın, N., 1979. Orta Amanoslrsın Jeolojisi ve Petrol Olanakları, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1393, Ankara, 82 s.

- Yıldız, G., 2016. The Silurian Dadaş Formation, SE Turkey: A North Arabian Window Onto Wenlock-Pridoli Unconventional Reservoir Levels, SPE/AAPG/EAGE Workshop:Unconventional Plays - Achieving Efficiency and Effectiveness through Integration., Dubai.
- Yıldız, G., 2019. Reservoir Heterogeneity, Sedimentology, and Diagenesis of OrdovicianBedinan Formation, Southern Diyarbakır Basin, SE Turkey: PaleogeographicImplications. Master's Thesis. M.E.T.U., Ankara, Turkey.
- Yıldız, G., Yılmaz, I., O., 2020. Reservoir Heterogeneity of Ordovician Sandstone Reservoir (Bedinan Formation, SE Turkey): Diagenetic and Sedimentological Approachs, Mar. Petrol. Geol., 118.
- Yıldız, G., 2022. Late Paleozoic-Early Mesozoic Paleotectonics of The Northern Arabian Plate (SE Turkey) and İts Role in the Paleozoic Petroleum System, Marine and Petroleum Geology, 137, 105529.
- Yılmaz, Y., 1984. Amanos Dağlarının Jeolojisi, TPAO Arama Grubu, Rapor No, 1920, Ankara, 591 s.
- Yılmaz, E., Gürgey, A., Erten,T., Bozdoğan, N. ve İztan, Y., H., 1991. Soğuktepe -1 Arama Kuyusunda (XI. Bölge) Kesilen Birimlerin Petrografik, Sedimantolojik, Mikropaleontolojik, Palinolojik ve Jeokimyasal İncelemesi, T.P.A.O Araştırma Grubu, Rapor No, 1716, Ankara, 33 s.
- Yılmaz, Y., 1993. New Evidence and Model on the Evolution of the Southeast Anatolian Orogen, Geological Society of American Bulletin, 105, 2, 251-271.
- Yılmaz, E. ve Duran, O., 1997. Güneydoğu Anadolu Bölgesi OTOCton ve Allohton Birimler Stratigrafi Adlama Sözlüğü (Lexicon), TPAO Genel Müdürlüğü, Eğitim Yayınları, No, 31. Ankara.
- Yoldemir, O. ve Perinçek, D., 1987. Güneydoğu Anadolu'nun Batısında (Gaziantep-Adıyaman arası) Paleosen Yaşlı Graben Oluşumu ve Diğer Tektono-Stratigrafik Bulgular, Türkiye 8. Petrol Kongresi Tebliğleri, Ankara, 113-1127.

ÖZGEÇMİŞ

Lise Eğitimini Oltu Anadolu Lisesi'nde tamamladı. 2008 yılında Cumhuriyet Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. 2010 yılında Ilıca Şeker İlköğretim Okulu'nda İngilizce vekil öğretmenliği yaptı. 2011 yılında Atatürk Üniversitesi Oltu Yerbilimleri Fakültesi'nde araştırma görevlisi kadrosuyla işe başladı. Aynı yıl Karadeniz Teknik Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalında yüksek lisansa başladı ve yüksek mühendis olarak mezun olduktan sonra 2016 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalında doktora programına başladı. 2020 yılında Oltu Yer Bilimleri Fakültesinin kapanması üzerine Atatürk Üniversitesi İnşaat Mühendisliği Geoteknik Anabilimdalın'da araştırma görevlisi kadrosuna aktarıldı ve halen bu görevi yürütmekte. İyi derecede İngilizce bilinmektedir. Evli ve biri erkek biri kız olmak üzere iki çocuk annesidir.