



T.C.

ÇANAKKALE ONSEKİZ MART ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ



**SAYINDERE FORMASYONU'NUN (ŞAMBAYAT SAHASI,
GÜNEYDOĞU ANADOLU) FASIYES ÖZELLİKLERİ, KAYNAK
KAYA VE REZERVUAR POTANSİYELİNİN
DEĞERLENDİRİLMESİ**

Abubekir DUMAN

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

ÇANAKKALE

T.C.
ANAkkALE ONSEKİZ MART ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
YÜKSEK LİSANS TEZİ

**SAYINDERE FORMASYONU'NUN (ŞAMBAYAT SAHASI,
GÜNEYDOĞU ANADOLU) FASİYES ÖZELLİKLERİ, KAYNAK
KAYA VE REZERVUAR POTANSİYELİNİN
DEĞERLENDİRİLMESİ**

Abubekir DUMAN

Jeoloji Mühendisliğı Anabilim Dalı

Tezin Sunulduğı Tarih: 15/01/2019

Tez Danışmanı:
Doç. Dr. Ayşe BOZCU

ANAkkALE

Abubekir DUMAN tarafından Doç. Dr. Ayşe BOZCU yönetiminde hazırlanan ve 15/01/2019 tarihinde aşağıdaki jüri karşısında sunulan “Sayındere Formasyonu’nun (Şambayat Sahası, Güneydoğu Anadolu) Fasiyes Özellikleri, Kaynak Kaya ve Rezervuar Potansiyelinin Değerlendirilmesi” başlıklı çalışma, Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak oybirliği ile kabul edilmiştir.

JÜRİ

Prof. Dr. Erdiç YİĞİTBAŞ

.....

Başkan

Prof. Dr. Mehmet ALTUNSOY

.....

Üye

Doç. Dr. Ayşe BOZCU

.....

Üye

Prof. Dr. Levent GENÇ

Müdür

Fen Bilimleri Enstitüsü

Sıra No:.....

İNTİHAL (AŞIRMA) BEYAN SAYFASI



Bu tezde görsel, işitsel ve yazılı biçimde sunulan tüm bilgi ve sonuçların akademik ve etik kurallara uyularak tarafımdan elde edildiğini, tez içinde yer alan ancak bu çalışmaya özgü olmayan tüm sonuç ve bilgileri tezde kaynak göstererek belirttiğimi beyan ederim.

Abubekir DUMAN

TEŞEKKÜR

Bu tezin hazırlanmasında, çalışmayı yönlendiren ve her aşamasında destek olan danışman hocam Doç. Dr. Ayşe BOZCU'ya teşekkürlerimi sunarım.

Bu çalışma içindeki verilerin kullanımına izin veren TPAO Genel Müdürlüğü Arama Daire Başkanlığına ve XII. Bölge Sorumluluğu'na ve organik jeokimyasal analizleri gerçekleştiren TPAO Araştırma Merkezi Jeokimya Müdürlüğü çalışanlarına teşekkürlerimi sunarım. Değerli jeokimyasal yorumları için sayın Hacı İsmail İLLEZ'e teşekkür ederim. Bölgenin jeolojisi ile ilgili olarak bilgi, öneri ve yardımlarıyla beni yönlendiren Sayın Mahmut UTMANOĞULLARI ve Sayın Recep TOFAN'a, laboratuvarında numune ayıklamamda yardımcı olan Okan YILMAZ'a teşekkür ederim.

İnce kesitlerde planktonik foraminiferleri tanımlayan ve yaşlandırmalarını yapan Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Bölümünden Doç. Dr. Bilal SARI'ya teşekkür ederim. Ayrıca değerli katkılarından dolayı Prof. Dr. Mustafa BOZCU'ya teşekkür ederim.

Tez çalışmamın yazımı esnasındaki sabrı ve destekleri için eşim Büşra DUMAN'a sevgi ve teşekkürlerimi sunarım.

Abubekir DUMAN
Çanakkale, Ocak 2019

SİMGELER VE KISALTMALAR

HI	Hidrojen İndeksi
NH/H	C ₂₉ norhopan/C ₃₀ hopan
OI	Oksijen İndeksi
OM	Organik madde
PI	Production Index(Üretim indeksi)
Ph	Fitan
Pr	Pristan
PY	Potansiyel verim
Ro	Vitrinit yansıması değeri
RC	Residual Carbon (Artık Karbon)
S ₁	Serbest Hidrokarbonlar
S ₂	Ana kayanın aktüel potansiyeli
S ₃	Oksijenli bileşenler
S ₄	Artık okside olmuş karbon
SCI	Spore Colour Index(Spor renk indeksi)
T _{max}	Maksimum sıcaklık (°C)
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

ÖZET

SAYINDERE FORMASYONU’NUN (ŞAMBAYAT SAHASI, GÜNEYDOĞU ANADOLU) FASIYES ÖZELLİKLERİ, KAYNAK KAYA VE REZERVUAR POTANSİYELİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Abubekir DUMAN

Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi

Fen Bilimleri Enstitüsü

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı Yüksek Lisans Tezi

Danışman : Doç. Dr. Ayşe BOZCU

15/01/2019, 122

Çalışma alanı Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Adıyaman ilinin 16 km batısında bulunan Şambayat Petrol Üretim Sahası’nı kapsamaktadır. Bu sahadaki 14 kuyudan günlük toplam 300-350 varil petrol üretilmektedir. Şambayat Üretim Sahasında petrol üretimi Sayindere Formasyonu’ndan yapılmaktadır. Sayindere Formasyonu Üst Kampaniyen-Maastrichtiyen yaşlı olup, derin denizel ortamda çökelmiştir. Birim, Güneydoğu Anadolu Baseninin büyük bir kısmında killi karbonat fasiyesinde yayılım göstermektedir. Ancak Arap Kıtası ile Anadolu Kıtası’nın çarpışma hattının hemen güneyindeki alanlarda Arap Kıtası’nın kuzey kenarında şaryaja yakın alanlarda diğer alanlardan farklı olarak değişik fasiyeslerden oluşur. Tabandaki fasiyes ana kaya nitelikli pelajik karbonat, üstündeki fasiyes rezervuar nitelikli kalsitürbiditler ve en üstteki fasiyes de örtü kaya nitelikli killi karbonatlardan oluşmaktadır.

Bu çalışmada Sayindere Formasyonu’nun fasiyes ve ana kaya özellikleri çalışılmıştır. Bu amaçla sondaj esnasında alınan kırıntı numunelerinden 112 adet ince kesit, 55 adet de Rock-Eval analizi yapılmıştır. Ayrıca bir kuyudan alınan petrol numunesinden Gaz Kromatografi (GC) ve Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometre (GC-MS) analizi yapılmıştır.

Sayindere Formasyonu Şambayat kuyularında alttan üste doğru planktonik foraminifer içeren karbonat çamurtaşı-vaketaşı fasiyesi, istifataşı-vaketaşı fasiyesi, üstte yine bol planktonik foraminifer içeren karbonat çamurtaşı-vaketaşı fasiyesi olarak gözlenir. Doğu Şambayat kuyularında ise formasyon bol planktonik foraminifer içeren karbonat çamurtaşı-vaketaşı fasiyesiyle temsil edilir.

Rock-Eval analizine göre 55 adet kesinti örneğinin Toplam Organik Karbon (TOC) miktarı %0,34-%4,65 aralığında değişmekte olup, ortalama % 1,14 değeriyle iyi ana kaya özelliği gösterir. HI değerleri 407 mgHC/gr TOC ile 603 mgHC/gr TOC aralığında ve Tip II kerojene sahiptir. T_{max} 434-442 °C değerleri arasında olması nedeniyle incelenen örnekler erken-orta olgun evrededir. TOC, S_2 ve PY değerlerine göre Sayındere Formasyonu'nun orta-iyi hidrokarbon potansiyeline sahiptir. HI-TOC grafiği de iyi petrol kaynağı olduğunu gösterir.

Sayındere Formasyonu petrol örneğinin GC ve GC-MS sonuçlarına göre Pr/Ph oranının 0,65 olması depolanma esnasında ortamın anoksik olduğunu gösterir. Pr/n-C₁₇-Ph/n-C₁₈ grafiğine göre petrol örneği denizel algal Tip II alanında yer alır. C₂₄/C₂₆(R+S) değeri 1,44; C₂₉ norhopan/C₃₀ hopan değeri 1,62 ve C₃₅/C₃₄ hopan değeri 1,39 olup değerlerin 1'den büyük olması denizel karbonat fasiyesini ve anoksik depolanma şartlarını gösterir. Diasteran/steran oranı da 0,62 olup örneğin anoksik ortamda çökelmiş killi karbonat kaynak kayaya ait olduğunu gösterir.

Anahtar sözcükler: Sayındere Formasyonu, Üst Kampaniyen-Maastrichtiyen, Organik jeokimya, Şambayat Petrol Sahası, Adıyaman.

ABSTRACT

FACIES PROPERTIES AND EVALUATION OF SOURCE ROCK AND RESERVOIR POTENTIAL OF SAYINDERE FORMATION (ŞAMBAYAT AREA, SOUTHEASTERN ANATOLIA)

Abubekir DUMAN

Çanakkale Onsekiz Mart University

Graduate School of Science and Engineering

Main Branch of Geological Engineering Science, Thesis of Master

Advisor: Associate Professor Dr. Ayşe BOZCU

15/01/2019, 122

The study area is Şambayat Oil Production Area which is located 16 km west of Adıyaman of Southeast Turkey. Daily, 300-350 bbl oil is produced from total 14 wells in this area. Oil is produced from Sayindere Formation at Şambayat Oil Field Area. Sayindere Formation is Upper Campanian-Maastrichtian age and deposited in deep marine environment. The unit is widespread in clayey carbonate facies in a large part of the Southeast Anatolian basin. In the areas south of the collision line between the Arabian and the Anatolian continent, on the northern edge of the Arabian continent near the thrust areas, this unit consists of different facies. These facies are pelagic carbonates with rich organic matter, calciturbidites in reservoir property and clayey carbonates from bottom to top.

In this study facies and source rock properties of the Sayindere Formation were studied. For this purpose, 112 thin section and 55 Rock-Eval pyrolysis were performed from cutting samples. Also Gas Chromatography (GC) and Gas Chromatography-Mass Spectrometry (GC-MS) analysis were performed from the oil sample taken from a well.

Sayindere Formation in the Şambayat wells, from the bottom to the top, are observed as carbonate mudstone-wackestone facies bearing planktonic foraminifera, packstone-wackestone facies and the carbonate mudstone-wackestone facies bearing abundant planktonic foraminifera. In the Eastern Şambayat wells, the formation is represented by a carbonate mudstone-wackestone facies bearing abundant planktonic foraminifera.

Based on Rock-Eval pyrolysis results that total organic carbon (TOC) content of the samples varies from 0,34 to 4,65 wt% with and an average value of 1,14 wt% and organic

matter have good TOC value. Hydrogen Index (HI) values range from 407 mg HC/g TOC to 603 mg HC/g TOC and indicates Type II kerogene. T_{max} values indicate variation from 434 C^0 to 442 C^0 and indicate early mature stage. According to TOC, S_2 and PY values, Sayindere Formation has fair-good hydrocarbon potential. The HI-TOC plot also indicates that it is a good source of oil.

According to the GC and GC-MS results of the Sayindere Formation, the Pr / Ph ratio is 0,65, indicating that the environment is anoxic during sedimentation. According to the Pr / n-C₁₇-Ph / n-C₁₈ plot, the oil sample is located in the marine algal Type II area. C₂₄ / C₂₆ (R + S) value is 1,44; The C₂₉ norhopan /C₃₀ hopan value is 1,62 and the C₃₅ / C₃₄ hopan is 1,39 and the values greater than 1 indicate the marine carbonate facies and anoxic deposition conditions. The diasterane/sterane ratio is 0,62, indicating that the clayey carbonate source rock is deposited in anoxic environment.

Keywords: Sayindere Formation, Upper Campanian- Maastrichtian, Organic Geochemistry, Şambayat Oil Production Area, Adıyaman

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

TEZ SINAVI SONUÇ FORMU.....	ii
NTİHAL (AŞIRMA) BEYAN SAYFASI.....	iii
TEŞEKKÜR.....	iv
SİMGELER VE KISALTMALAR	v
ÖZET	vi
ABSTRACT.....	viii
ŞEKİLLER DİZİNİ	xiii
ÇİZELGELER DİZİNİ	xvi
BÖLÜM 1	
GİRİŞ	1
1.1. Çalışma Alanı.....	1
1.2. Çalışmanın Amacı	2
1.3. Çalışma Alanının Özellikleri.....	2
1.3.1 Çalışma Alanına Ulaşım.....	2
1.3.2. Çalışma Alanının Morfolojik Özellikleri	3
1.3.3. İklim	4
BÖLÜM 2	6
ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR	6
2.1. Önceki Çalışmalar	6
BÖLÜM 3	16
MATERYAL VE YÖNTEM.....	16
3.1. Arazi Çalışmaları	16
3.2. Büro Çalışmaları	16
3.2.1. Üstten Aydınlatmalı Mikroskop Altında İnce Kesit ve Rock-Eval Piroliz Analizi için Numune Hazırlanması	16
3.2.2. Kuyu Korelasyonlarının ve Fasiyes Kalınlık Haritalarının Hazırlanması.....	16
3.2.3. İnce Kesitlerin Mikroskop Altında İncelenmesi ve Fotoğraflarının Çekilmesi .	16
3.3. Laboratuvar Çalışmaları.....	16
3.3.1. Ana Kaya Analizleri	17
3.3.1.1. Toplam Organik Karbon Analizi	17
3.3.1.2. Rock-Eval-6 (Piroliz) Analizi	19
3.3.2. Petrol analizleri.....	23
3.3.2.1. Gaz kromatografisi analizi (GC).....	23

3.3.2.2. Gaz kromatografisi-kütle spektrometresi analizi (GC-MS).....	24
BÖLÜM 4	26
ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMA	26
4.1. Çalışma Alanının Jeolojisi	26
4.2. Çalışma Alanının Stratigrafisi	34
4.2.1. Derik Grubu.....	36
4.2.1.1 Telbesmi Formasyonu	36
4.2.1.2. Sadan Formasyonu	36
4.2.1.3. Zabuk Formasyonu	36
4.2.1.4. Koruk Formasyonu	37
4.2.1.5. Sosink Formasyonu.....	37
4.2.2. Mardin Grubu	37
4.2.2.1. Areban Formasyonu	38
4.2.2.2. Sabunsuyu Formasyonu	38
4.2.2.3. Derdere Formasyonu.....	39
4.2.2.4. Karababa Formasyonu	40
4.2.3. Adıyaman Grubu	41
4.2.3.1. Karaboğaz Formasyonu	42
4.2.3.2. Sayındere Formasyonu.....	42
4.2.4. Şırnak Grubu	43
4.2.4.1. Kastel Formasyonu	44
4.2.4.2. Terbüzek Formasyonu.....	44
4.2.4.3. Besni Formasyonu.....	44
4.2.4.4. Germav Formasyonu.....	45
4.2.5. Midyat Grubu	46
4.2.5.1. Hoya Formasyonu	46
4.2.6. Şelmo Formasyonu.....	47
4.2.7. Lahti Formasyonu.....	48
4.2.8. Kuvarterner Çökeller, Alüvyon	48
4.3. Şambayat Petrol Sahasında Kuyular Arası Korelasyonlar	48
4.4. Sayındere Formasyonu’nun Petrografisi ve Fasiyes Özellikleri	55
4.4.1. Faiyes 1: Organik Maddece Zengin Karbonat Çamurtaşı veya Vaketaşı Fasiyesi	56
4.4.2. Fasiyes 2: İstiftaşı veya Vaketaşı Fasiyesi	60

4.4.3. Fasiyes 3: Karbonat Çamurtaşı veya Vaketaşı Fasiyesi	63
4.5. Organik Jeokimya	69
4.5.1. Sayındere Formasyonu'nun Organik Jeokimyasal Özellikleri	70
4.5.2. Organik Madde Miktarı (TOC)	74
4.5.3. Organik Madde Tipi	75
4.5.4. Organik Maddenin Olgunluğu.....	79
4.5.5. Hidrokarbon Potansiyeli	83
4.5.6. Gaz Kromatografisi (GC) Analiz Değerlendirilmesi	90
4.5.7. Gaz Kromatografi- Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analiz Değerlendirilmesi.....	94
4.6. Sayındere Formasyonu'nun Rezervuar Seviyesinin Özellikleri	100
BÖLÜM 5	108
SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	108
KAYNAKLAR	110
ÖZGEÇMİŞ	I

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa No

Şekil 1.1. Çalışma alanının Google Earth görüntüsünden yer bulduru haritası.....	1
Şekil 1.2. Çalışma Alanı Lokasyon haritası (Türkiye Karayolları Genel Müdürlüğü).....	3
Şekil 1.3. Adıyaman iklim verileri (Adıyaman Meteoroloji Müdürlüğü)	5
Şekil 3.1. Toplam organik karbon analizinde kullanılan Leco karbon analiz cihazı.....	18
Şekil 3.2. Rock-Eval II ve OSA’ da analiz edilen organik fraksiyonlar. (Bordenave, 1993)	19
Şekil 3.3. Gaz kromatografisi çalışma prensibi	24
Şekil 3.4. Gaz kromatografisi kütle spektrometresi analiz cihazı (TPAO, Araştırma Merkezi, Ankara)	25
Şekil 4.1. Çalışma alanının jeoloji haritası (Aksu ve ark., 2014)	27
Şekil 4.2. Güneydoğu Anadolu Bölgesi: Paleozoyik, Mesozoyik, Senozoyik birimlerinin D-B yönünde zaman-stratigrafik korelasyonu (Perinçek ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)	29
Şekil 4.3. Kretase-Tersiyer ‘de Güneydoğu Anadolu Bölgesi’ni etkileyen tektonik olayları gösterir kuzey-güney yönlü genelleştirilmiş enine kesiti (D. Perinçek, 1979b; Utmanoğulları, 2012)	33
Şekil 4.4. Çalışma alanında kuyulara göre birimler arası korelasyon. (TPAO’dan revize edilmiştir)	34
Şekil 4.5. Adıyaman civarının genelleştirilmiş stratigrafik kesiti (ölçeksiz olup Şambayat Üretim Sahasındaki kuyu kompozit logu verilerine ve yakın yerdeki mostralara göre hazırlanmıştır)	35
Şekil 4.6. Aptiyen-Albiyen paleocoğrafik haritası. Latdağı, Areban ve Sabunsuyu formasyonlarının yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)	39
Şekil 4.7. Senomaniyen - Geç Turoniyen paleocoğrafik haritası. Derdere Formasyonu fasiyes yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)	40
Şekil 4.8. Konyasiyen- (?) Erken Kampaniyen paleocoğrafik haritası. Karababa Formasyonu fasiyes yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)	41
Şekil 4.9. Kampaniyen paleocoğrafik haritası. Karaboğaz, Ortabağ ve Beloka formasyonları yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Çelikdemir ve ark., 1991; Utmanoğulları, 2012)	42
Şekil 4.10. Geç Kampaniyen – Geç Maastrihtiyen paleocoğrafik haritası. Sayındere, Bozova ve Kastel formasyonları yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Güven ve ark., 1988; Utmanoğulları, 2012)	43
Şekil 4.11. Geç Maastrihtiyen paleocoğrafik haritası. Terbüzek, Kıradağ, Garzan, Besni, Haydarlı, Üçkiraz, alt Sinan, alt Germav ve alt Antak formasyonlarının yayılım alanı (Güven ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)	45
Şekil 4.12. Paleosen paleocoğrafik haritası. Üst Germav, Üst Sinan, Üst Antak üyeleri ile Becirman ve Kayaköy formasyonlarının yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Güven ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)	46
Şekil 4.13. Erken-Orta Eosen paleocoğrafik haritası. Gaziantep, Hoya ve Havillati formasyonlarının yayılım alanı (Duran ve ark., 1988; Utmanoğulları, 2012) ..	47
Şekil 4.14. Geç Eosen-Erken Oligosen paleocoğrafik haritası. Midyat Grubu; Gaziantep, Hoya ve Germik formasyonlarının yayılım alanı (Duran ve ark., 1988; Utmanoğulları, 2012)	47
Şekil.4.15. Şambayat sahası kuyularının Ş-2-20-6-1-13 kuyuları boyunca doğu-batı yönlü	

korelasyonları.....	49
Şekil.4.16. Şambayat sahası kuyularının Ş-2-20-6-1-13 kuyuları boyunca doğu-batı yönlü korelasyonları.....	50
Şekil.4.17. Şambayat sahası kuyularının Ş-14-7-6-11 kuyuları boyunca kuzey-güney yönlü korelasyonları.....	51
Şekil.4.18. Sayındere Formasyonu fasiyeslerinin Ş-14-7-6-11 kuyuları boyunca kuzey-güney yönlü korelasyonları.....	52
Şekil.4.19. Şambayat sahası kuyularının Ş-19, Ş-18, Ş-5, Ş-17, Ş-20 ve Ş-4 kuyuları boyunca kuzeybatı-güneydoğu yönlü korelasyonları	53
Şekil.4.20. Sayındere Formasyonu fasiyeslerinin Ş-19, Ş-18, Ş-5, Ş-17, Ş-20 ve Ş-4 kuyuları boyunca kuzeybatı-güneydoğu yönlü korelasyonları	54
Şekil.4.21. Doğu Şambayat sahası kuyularının DŞ-6, DŞ-5, DŞ-2, DŞ-1, DŞ-3, DŞ-4 kuyuları boyunca güneybatı-kuzeydoğu yönlü korelasyonları	55
Şekil 4.22. Planktonik foraminifer içeren vaketaşı. (Şambayat-6 kuyusu, 1522-1556 m.)	56
Şekil 4.23. Planktonik foraminifer ve kalsisfer içeren vaketaşı. (Şambayat-14 kuyusu, 1678-1696 m.).....	57
Şekil 4.24. Stilolitik düzeylerin görünümü (Şambayat-6 kuyusu, 1506-1520m.)	57
Şekil 4.25. Stilolitik düzeylerin görünümü (Şambayat-6 kuyusu, 1506-1520m.)	58
Şekil 4.26. Şambayat-13 kuyusu (1722-1730m.)	58
Şekil 4.27. Stilolitler boyunca gözlenen dolomitleşmeler (Şambayat-4 kuyusu,1616m.)...59	
Şekil 4.28. Bentik foraminifer ve rekristalize allokemler içeren istifası (Şambayat-19 kuyusu 1700 m.).....	60
Şekil 4.29. Bol bentik foraminifer, rekristalize kavrı kırıntıları içeren vaketaşı (Şambayat-19 kuyusu 1719 m.).....	61
Şekil 4.30. İntraklastik vaketaşı-istifası (Şambayat-19 kuyusu 1694 m.)	61
Şekil 4.31. Kırmızı algli vaketaşı-istifası (Şambayat-19 kuyusu 1699 m.).....	62
Şekil 4.32. İntraklastik vaketaşı. Stilolitler petrol dolgulu. (Şambayat-1 kuyusu,1588-1618 m.)	62
Şekil 4.33. Bol planktonik foraminifer içeren vaketaşı veya biyomikrit (Şambayat-3 kuyusu, 1586-1604 m.)	63
Şekil 4.34. Planktonik foraminifer içeren vaketaşı veya biyomikrit (Şambayat-2 kuyusu 1548-1612 m.).....	64
Şekil 4.35. Bol planktonik foraminifer içeren vaketaşı veya biyomikrit (Şambayat-4 kuyusu 1586 m.).....	64
Şekil 4.36. Bol planktonik foraminifer içeren vaketaşı veya biyomikrit (D.Şambayat-6 kuyusu 1414-1436 m.)	65
Şekil 4.37. Planktonik foraminifer (Globotruncana sp.) içeren karbonat çamurtaşı-vaketaşı (D.Şambayat-4 kuyusu 1374-1436 m.)	66
Şekil 4.38. Dolomitleşme-vaketaşı (D.Şambayat-3 kuyusu 1328-1354 m.)	66
Şekil 4.39. Sayındere Formasyonu'nun stratigrafik kolon kesiti.....	67
Şekil 4.40. Güneydoğu Anadolu bölgesinin plaka tektoniği açısından basitleştirilmiş Mesozoyik evrimi (Yılmaz, 1993'dan revize edilmiştir).....	68
Şekil 4.41. Sayındere Formasyonu çökelim modeli (alttaki şekil Mehrabi ve ark., 2014'den alınmıştır).....	69
Şekil 4.42. Sayındere Formasyonu kaynak kaya seviyesinin kalınlık kontur haritası.....	73
Şekil 4.43. Sayındere Formasyonu HI-T _{max} değerlerine göre organik madde tipi	76
Şekil 4.44. Sayındere Formasyonu TOC- HI değerlerine göre hidrokarbon potansiyeli (Jackson ve ark. 1985' ten geliştirilerek)	84
Şekil 4.45. Sayındere Formasyonu TOC- S ₂ değerlerine göre hidrokarbon potansiyeli	85
Şekil 4.46. Sayındere Formasyonu örneklerinin S ₁ -TOC diyagramındaki konumları	90

Şekil 4.47. Sayindere Formasyonu'na ait örneğin gaz kromatogramı.....	92
Şekil 4.48. Pr/nC ₁₇ ve Ph/n-C ₁₈ diyagramına göre organik madde tipi (Peters ve ark., 2005)	94
Şekil 4.49. Sayindere Formasyonu'na ait örneğin m/z 191 kromatogramları	95
Şekil 4.50. Sayindere Formasyonu'na ait örneğin m/z 217 kromatogramları	96
Şekil 4.51. Sayindere Formasyonu'na ait örneğin ternary diagramı	99
Şekil 4.52. Sayindere Formasyonu'na ait örneğin ternary diagramı	100
Şekil 4.54. Sayindere Formasyonu kalsitürbidit seviyenin kalınlık kontur haritası	104



ÇİZELGELER DİZİNİ

Sayfa No

Çizelge 3.1. Kayanın karbon içeriğine göre zenginlik oranı	18
Çizelge 3.2. T_{max} ' a göre olgunlaşma parametreleri (Espitalie ve ark., 1985).....	20
Çizelge 3.3. Potansiyel verim ile ana kaya potansiyeli arasındaki ilişki (Espitalie ve ark., 1977)	21
Çizelge 3.4. Üretim indeksi değer aralıklarına göre olgunlaşma seviyeleri	22
Çizelge 3.5. Aktüel ana kaya potansiyeli (S_2) sınır değerleri (Espitalie, 1982)	22
Çizelge 3.6. Olgun olmayan bir ana kayanın petrol potansiyelini gösteren jeokimyasal değerler (Peters ve Cassa, 1994)	23
Çizelge 4.1. Tez kapsamında yapılan organik jeokimyasal analizler	70
Çizelge 4.2. Sayindere Formasyonu'na ait 55 adet kırıntı numunesinin alındıkları kuyu ve derinlikleri	70
Çizelge 4.3. Ana kaya nitelikli organik maddece zengin seviyenin kalınlıkları.....	72
Çizelge 4.4. Sayindere Formasyonu'na ait Piroliz analizi sonuçları	74
Çizelge 4.5. Hidrojen İndeksi Parametresine Göre Kerojen Tipi (Peters ve Cassa,1994) ..	77
Çizelge 4.6. Sayindere Formasyonu'nun Hidrojen İndeksi Parametresine Göre Kerojen Tipi (Peters ve Cassa, 1994)	77
Çizelge 4.7. T_{max} değerlerinin temsil ettiği olgunlaşma değerleri (Ediger ve Soylu, 1993) ..	79
Çizelge 4.8. Sayindere Formasyonu'nun T_{max} değerleri ve olgunlaşma durumları.....	80
Çizelge 4.9. PI değerlerinin temsil ettiği olgunlaşma değerleri (Peters and Cassa, 1994) ..	82
Çizelge 4.10. Sayindere Formasyonu'nun PI değerleri ve olgunlaşma durumları	82
Çizelge 4.11. S_1 ve S_2 Hidrokarbonlarının Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa,1994).....	85
Çizelge 4.12. Sayindere Formasyonları'na ait örneklerinin Peters ve Cassa 1994'e göre S_1 Hidrokarbon Potansiyelleri	86
Çizelge 4.13. Sayindere Formasyonları'na ait örneklerinin Peters ve Cassa 1994'e göre S_2 Hidrokarbon Potansiyelleri	88
Çizelge 4.14. Sayindere petrol örneğine ait GC analiz parametreleri.....	93
Çizelge 4.15. Sayindere Formasyonu örneğine ait terpan ve steran parametreleri.....	97
Çizelge 4.16. Sayindere Formasyonu kalınlıkları	100
Çizelge 4.17. Rezervuar nitelikli kalsitürbidit seviyenin kalınlıkları	103
Çizelge 4.18. Kuyu bazında petrol üretim değerleri	105

BÖLÜM 1

GİRİŞ

1.1. Çalışma Alanı

Çalışma alanı; Adıyaman İli'nin 16 km batısında, Yeniköy ve Kayacık Köyü'nün kuzeyinde, Davuthan Köyü'nün güneyinde yeralan bölge Şambayat Üretim Sahasını kapsamaktadır. Bu bölge $37^{\circ} 43' 44,54''$ - $37^{\circ} 42' 58,18''$ kuzey enlemleri ve $38^{\circ} 4' 46,76''$ - $38^{\circ} 6' 21,07''$ doğu boylamları arasındadır.

Adıyaman merkezden Adıyaman- Kahramanmaraş yolundan batıya doğru 16. kilometresinden Kayacık Köyü'ne dönünce 3 kilometre sonra Şambayat Üretim Sahasına varılmaktadır (Şekil 1.1.).



Şekil 1.1. Çalışma alanının Google Earth görüntüsünden yer bulduru haritası

1.2. Çalışmanın Amacı

Türkiye gelişen ekonomisiyle dünyanın önemli enerji tüketicileri arasında yer almaktadır. 2015 yılında Türkiye'nin 129,2 milyon ton petrol eşdeğeri (tpe) (947 milyon varil) olan birincil enerji arzında doğal gaz %31 ile birinci sırada yer alırken petrol %30 ile doğal gazı takip etmiştir. Birincil enerji talebinin yerli üretimi karşılama oranı 2015 yılında %24 olarak gerçekleşmiştir. Diğer bir ifade ile Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı %76 düzeyindedir (TPAO 2016 yılı ham petrol ve doğal gaz sektör raporu). 2015 yılında petrol ve doğalgaz tüketimi birincil enerji kaynakları içindeki payı %62 olarak belirtilmiştir. Bilindiği üzere Türkiye'de petrol üretiminin yapıldığı bölge Güneydoğu Anadolu Bölgesi'dir. Bu bölgedeki hidrokarbon arama ve üretim faaliyetleri TPAO'nun Adıyaman ve Batman Bölge Müdürlükleri aracılığı ile yürütülmektedir. Her geçen gün artan petrol ve doğal gaz ihtiyacının yurtiçi kaynaklardan karşılanması yönündeki faaliyetler son yıllarda artmıştır.

Güneydoğu Anadolu Bölgesi Adıyaman ilinde bulunan Şambayat sahası da 2009 yılında keşfedilmiş önemli petrol üretim sahalarından birisidir. Bu çalışma kapsamında Şambayat sahasında yer alan birimlerden Sayındere Formasyonu'nun fasiyes özellikleri, kaynak kaya ve rezervuar özelliklerinin belirlenerek hidrokarbon potansiyelinin ortaya çıkarılması hedeflenmiştir. Sayındere Formasyonu tabanındaki organik maddece zengin seviyenin gerekli kaynak kaya analizleri yapılmış, kaynak kaya potansiyeli, kalınlığı ve geometrisi, rezervuar seviyesindeki petrole olan katkısı belirlenmiştir. Ayrıca formasyon içerisindeki var olduğu düşünülen kalsitürbidit seviyenin tanımlanması, rezervuar özellikleri ve kalınlığının belirlenmesi, bu rezervuar seviyenin saha bazında geometrisinin tanımlanması hedeflenmiştir. Rezervuar ve kaynak kaya seviyesinin geometrilerinin birlikte korelasyonu gerçekleştirilmiştir.

1.3. Çalışma Alanının Özellikleri

1.3.1 Çalışma Alanına Ulaşım

Çalışma alanının bulunduğu Adıyaman İli'ne kara ve hava yolu ile ulaşma imkanları mevcuttur. Adıyaman'a ulaştıktan sonra Adıyaman merkezden Adıyaman-Kahramanmaraş yolundan batıya doğru 16 kilometreden sonra Kayacık Köyü'ne dönünce 3 kilometre sonra Şambayat Üretim Sahasına varılmaktadır (Şekil 1.2.).



1.3.2. Çalışma Alanının Morfolojik Özellikleri

Çalışma alanının morfolojik özellikleri Karadoğan ve Tonbul (2013) tarafından aşağıdaki gibi özetlenmiştir.

İnceleme Alanı Güneydoğu Anadolu Bölgesinin Orta Fırat bölümünde yer alır ve kabaca Fırat nehri (Bugünkü Atatürk Barajı Gölü) ile Güneydoğu Torosları dağ silsilesi arasında Orta Fırat Bölümünün kuzey kesimini oluşturur. Senklinal bir havza görünümünde olan Adıyaman havzası Neojen döneminde birikmiş tortullardan oluşmaktadır. Bu tortullar Fırat nehri'nin kuzey kollarından olan Kahta Çayı, Ziyaret Çayı ve Göksu Çayı tarafından yoğun şekilde aşındırılmış parçalanmıştır. Söz konusu birikim ve aşınım sahası jeolojik-jeomorfolojik bir havzaya karşılık gelmektedir.

Adıyaman Havzası, Atatürk Baraj Gölüne kavuşan ve kuzeydeki dağlık kütleden kaynaklanan akarsular tarafından drene edilmektedir. İnceleme alanının güney ve güneydoğusunu Fırat nehri üzerinde kurulmuş Atatürk Baraj Gölü oluşturur. Baraj gölü Kahta çayı ve Ziyaret çayının kolları boyunca kuzeye doğru geniş sokulumlar yapar. İnceleme alanının en alçak yeri Göksu Çayı'nın Fırat Nehrine kavuştuğu yerde 450 m, en yüksek yeri ise Akdağ zirvesinde 2357 metredir (Bektut Tepe). Dağlık alandan belirgin bir eğim kırıklığıyla ayrılan havza tabanı Fırat nehri kolları tarafından oldukça parçalanmış ve aşındırılmıştır. Alanın tektonik yapılarında aktif tektonizma (bindirme yapıları, şaryajlar, doğrultu ve düşey atımlı faylar vs.) oldukça belirgindir. İnceleme alanının jeomorfolojisi yapısal ve fluvial süreçlerin denetiminde biçimlenmiştir.

1.3.3. İklim

Adıyaman'ı doğudan batıya doğru bölen Torosların kuzeyinde kalan dağlık bölgenin iklimi ile güneyinde kalan bölgenin iklimi birbirinden farklıdır. Kuzeyde bulunan Çelikhan ile Gerger ilçesinin bir kısmı Doğu Anadolu Bölgesi iklim özelliklerini taşımaktadır. Batıda bulunan Gölbaşı ile Besni ilçesinin bir kısmı ise Akdeniz Bölgesi iklimine sahiptir. Güneyi, yazları kurak ve sıcak, kışları ılık ve yağışlı; kuzeyi yazları kurak ve serin, kışları yağışlı ve soğuktur. Doğu Anadolu ile Akdeniz Bölgeleri arasında köprü konumunda olan İlin iklimi, bu özelliği dolayısıyla bölgedeki diğer illerden farklıdır.

Adıyaman ili 37°45' kuzey enlemiyle 38°16' doğu boylamında yer alır ve denizden yüksekliği 672 metredir. Adıyaman'da kış aylarında sıcaklıklar sıfırın altına az düşer. Yılın en düşük sıcaklıkları -10°C ile -2°C arasında olup bazı yıllar sıcaklığın sıfırın altına düşmediği de gözlenmiştir. Kış ayı minimum sıcaklık ortalamaları 0°C ile 10°C arasındadır. Bu sıcaklıklar açık hava sıcaklıkları olmayıp açık hava sıcaklıkları bu değerlerden 2°C ile 8°C daha düşük olmaktadır. Yaz aylarında ise sıcaklık ortalamaları 28°C ile 38°C arasında olup maksimum sıcaklıklar 35°C ile 47°C arasındadır. İlimizde günlük en düşük sıcaklık ile en yüksek sıcaklık arasındaki günlük fark 10°C civarındadır. İlimizde rüzgâr ise genellikle hafif ve orta kuvvette olmakta, zaman zaman kuvvetli ve yılın 10-15 günü fırtına şeklinde olmaktadır. Hakim rüzgar yönü ise kuzeyli rüzgarlardır (Şekil 1.3.).

ADİYAMAN	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Uzun Yıllar İçinde Gerçekleşen Ortalama Değerler (1926 - 2016)													
Ortalama Sıcaklık (°C)	4.5	5.9	10.0	15.2	20.6	26.8	31.1	30.6	25.7	18.9	11.6	6.5	17.3
Ortalama En Yüksek Sıcaklık (°C)	8.6	10.3	14.9	20.6	26.6	33.1	37.8	37.6	32.9	25.5	17.1	10.6	23.0
Ortalama En Düşük Sıcaklık (°C)	1.3	2.3	5.5	9.9	14.3	19.6	23.6	23.3	18.9	13.6	7.5	3.2	11.9
Ortalama Güneşlenme Süresi (saat)	3.5	4.4	5.5	7.3	9.4	12.6	12.3	11.4	10.0	7.2	5.3	3.5	92.4
Ortalama Yağışlı Gün Sayısı	12.3	11.9	11.9	11.2	8.3	2.5	0.6	0.4	1.4	6.6	8.7	11.9	87.7
Aylık Toplam Yağış Miktarı Ortalaması (kg/m²)	136.8	103.5	90.5	66.0	42.5	7.7	1.1	0.7	5.8	46.0	76.0	133.0	709.6
Uzun Yıllar İçinde Gerçekleşen En Yüksek ve En Düşük Değerler (1926 - 2016)*													
En Yüksek Sıcaklık (°C)	19.9	23.8	28.3	34.5	39.0	41.5	45.3	44.2	40.3	36.1	29.4	26.5	45.3
En Düşük Sıcaklık (°C)	-14.4	-10.0	-7.0	-2.0	3.4	10.6	15.0	15.8	9.6	2.2	-3.5	-8.4	-14.4

Şekil 1.3. Adıyaman iklim verileri (Adıyaman Meteoroloji Müdürlüğü)

BÖLÜM 2

ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

2.1. Önceki Çalışmalar

Çalışma alanine yer aldığı bölgede 1964-2016 yılları arasında çok sayıda çalışma yapılmıştır. Bu çalışmalar aşağıda listelenmiştir.

Rigo de Righi ve Cortesini (1964); “Gravity tectonics in foothills structure belt of southeast Turkey” isimli çalışmasında çalışma alanını güneyden kuzeye önülke alanı (foreland area), kenar kıvrımları kuşağı (foothills structure belt) ve Toros orojenik kuşağı (Taurus orogenic ridge) olarak üçe ayırmıştır. Önülke alanının Mesozoyik- Tersiyer karbonatları ve klastik Paleozoyik sedimentlerinden oluştuğunu belirtmiştir. Kenar kıvrımları kuşağının Paleozoyik- Üst Tersiyer sedimanları içerdiğini belirtir ve bu alana yerçekimi ile gelip yerleşen allohtonlardan oluştuğunu belirtir. Toros orojenik kuşağının da metamorfik kayalardan oluştuğunu belirtmiştir.

Sungurlu (1973); “VI. Bölge Gölbaşı-Gerger Arasındaki Sahanın Jeolojisi” isimli çalışmasında çalışma alanının kapsamına girdiği Güneydoğu Anadolu, içerisinde Irak-İran petrol sahalarının yer aldığı Orta Doğu havzasının Türkiye’deki devamıdır. Orta Doğu Havzası olarak Güney İran, Irak, Basra Körfezi ve Suriye Güneydoğu Anadolu yayılımı düşünülmektedir. Genel olarak Arap Kalkanından Toros-Zağros Jeosenklinaline kadar devam eden kıta şelfi üzerindeki bu alanda Paleozoik’ten Tersiyer’e kadar hemen hemen devamlı bir çökelme olmuştur. Bütün Mesozoik boyunca şelf, Tersiyerde de önülke karakterini devam ettiren bölgede Güneydoğu Anadolu, petrol olanaklarıyla diğer alanlarla kıyaslanınca önemsizleşmekte ve bazı farklılıklar göstermektedir.

Güneydoğu merkezi alanlarında Kambriyede teşekkül eden yükselim, Bozova Fayı kuzeyinde Alt Kretase transgresiyonuna kadar devam etmiş, önemli bir sedimantasyon eksikliği ile sonuçlanmıştır. Kuzey Toros sahasında Triastan sonra jeosenklinal şartların hakim olduğu düşünülünce yıkanmadan ve aşınmadan korunmuş eski petrollü birimler ancak şaryaj zonu altında beklenebilir. Kuzey Irakta Alt Kretase’de teşekkül eden ana kayaç nitelikli derin deniz şeylleri Güneydoğu Anadolu’da mevcut değildir. Sıgılık gösteren bu alanda hazne kayaç özelliğinde Mardin karbonatları oluşmuştur. Tersiyer sonunda Güneydoğu Anadolu’nun genel yükselimi örtü kayaçları aşınmasına sebep olmuştur. Bu şekilde önemli rezervuar kayalar olan Tersiyer ve Üst Kretase karbonatları açığa çıkmıştır.

Toros sahası muhtemelen Trias'tan sonra Jeosenklinal karakteri almaya başlamıştır. Şelf alanında karbonatlar çökelirken bu sahada öjeosenklinal teşekküllerinin oluştuğu tespit edilmiştir. Şimdilik şelfteki Üst Jura karbonatlarının ve Kretase yaşlı Mardin kireçtaşlarının öjeosenklinalde oluşan ekivalanları kati olarak görülmüştür. (Koçali Birliği ve Karadut Birliği).Konyasiyen ve Santoniyende bu jeosenklinal teşekküller kıvrımlanarak Toros çekirdek kordierlerini şekillendirmiş, Kampaniyende devam eden yükselimler sonucu Üst Kampaniyende Toros birlikleri güneye bindirimeler göstermiştir. Bu zamanda bölgede önemli çekim tektoniği hareketleri olmuş, Torosların hemen önünde teşekkül eden çukurluğu çekim naplarının allohton kütleleri doldurmuştur. Miyosen orojenezinde de Toros

orojenik kuşağından güneye itilimler devam etmiş, böylece Torosları ön ülkenin rahat yapılarına bağlayan bir ekaylar, bindirmeler zonu teşekkül etmiştir.

Sungurlu (1974a); “VI. Bölge Kuzey Sahalarının Jeolojisi” isimli çalışması Gölbaşı'ndan Ergani'ye kadar uzanmaktadır. Çalışma bölgesini Güneydoğu Anadolu düzlüklerinin yer aldığı önülke alanı, Güneydoğu Anadolu'yu kuzeyde kuşatan Toros orojenik kuşağı ve bu iki alan arasında kalan ve Toros orojenik kuşağından önülkeye olan itimlerin tesirlerini taşıyan kenar kıvrımları kuşağı olarak üç kısma ayırmıştır. Önülke alanı hemen tüm Mesozoik boyunca şelf, Kretase sonlarıyla Tersiyer'de önülke karakterini devam ettirmiştir. Kambriyen sonunda Güneydoğu merkezi alanında başlayan yükselim üzerinde ancak Alt Kretase sonrasında çökelim gerçekleşmiştir. Güneydoğu Anadolu'nun orta kesimindeki Adıyaman Mardin yükseliminin Kambriyen'den Kretase'ye kadar etkin olduğunu saptamıştır. Toros orojenik kuşağı genel yapısıyla Bitlis ve Baykan naplarından oluşur. Ana yükselim Mesozoik oluşuklarının Üst Kretase'de kıvrılmasıyla oluşmuştur. Kenar kıvrımlarının ekaylı zonu bölgede Üst Kretase yaşlı Kastel ön çukuru sahasıyla çakışır. Üst Kretase'de Toros'ların yükselişi ve daha sonra gelişen çekim tektoniğiyle allohton birimler Kastel çukurluğunu doldururken ön ülkeye itilen ilk ekaylar da şekillenmiştir. Tersiyer sonlarında Lice havzasının kapanmasını sonuçlayan orojenik hareketler bu jeolojik birimleri dahada bariz hale getirmiştir.

Yalçın (1976); “Narince-Gerger (Adıyaman İli) Alanının Jeoloji İncelemesi Ve Petrol Olanaklarının Araştırılması” isimli doktora çalışmasında kenar kıvrımları kuşağına uygulanacak evrim modelini geliştirmiş ve petrol olanakları bu model üzerinden yorumlanmıştır. Bölgede allohton ve otokton kaya birimleri vardır. Ortama yabancı allohton kaya birimlerinin yerleşmeleri yüzünden stratigrafi istiflerinde birden değişimler olmuş ve dolayısıyla karmaşık ilişkiler, çözümü ve açıklanması güç durumlara yol

açmıştır. Allohton birimlerde yerleşme mekanizmalarına göre çekim kaymaları ve sürüklenim örtüleri ayırtlanmıştır. Çekim kayması birimleri Kastel çanağına olistolit ve olistostrom ve çekim kütleleri halinde, Kampaniyen sırasında yerleşmişlerdir. Sürüklenimler ise Üst Miyosendeki Güneydoğu Anadolu ile İran'ı kapsayan Alpin ortası orojenez fazlarıyla oluşmuşlardır. Bölgede etkinlik göstermiş orojenez fazlarının sayısı çoksa da, bölge yapısını Kretase sonunda kazanmıştır. Miyosen sonu tektonizmasıyla varolan yapı yenilenerek bölgenin bugünkü tazelenmiş şekli oluşmuştur. Petrol jeolojisi yönünden bölgede, Bedinan Formasyonu anakaya, Mardin Grubu hazne kaya ve Sayındere ile Kastel Formasyonları örtü kaya niteliğindedir.

Perinçek (1978); “Çelikhan-Sincik-Koçali (Adıyaman İli) Alanının Jeoloji İncelemesi ve Petrol Olanaklarının Araştırılması” isimli doktora çalışması kenar kıvrımları kuşağında yer almaktadır. Çalışma bölgesi allohton ve otokton olmak üzere iki bölümde incelenmiştir. Çalışma alanının ancak % 12-13 kadarı otokton birimlerle örtülüdür. Bölge Üst Maastrichtiyen, Alt Eosen ve Alt Miyosen’de başlayan önemli üç ayrı çökelim dönemi geçirmiştir. İlk transgresyonda Terbüzek, Besni, Germav Formasyonları, ikincisinde Gercüş, Midyat Formasyonları çökelmiş ve bu dönem Eosen sonuna dek sürmüştür. İnceleme alanı kuzeyinde Miyosen başında dar ve derin bir iç çukurda, Lice Formasyonu paralel diskordanslı olarak Midyat Formasyonu üzerine çökelmiştir.

Kretase ile Miyosen sonunda oluşan ve bölgeye allohton birimlerin yerleşmesini sağlayan yoğun tektonizma, deniz çekilmesine ve çanakların kapanmasına neden olmuştur. Allohton birimler, çekim kaymaları ve sürüklenim örtüleri olarak bugünkü yerlerini almışlardır. Kampaniyen’de Olistostrom ve olistolitler halinde Kastel çanağını dolduran okyanus kökenli oluşuklar, kendilerinden daha genç kaya birimleri üzerinde bulunabilmişler, sonrada çökel istifleri ile örtülmüşlerdir. Üst Miyosende güneye ilerleyen büyük ölçekli sürüklenim örtüleri, çoğunlukla çeşitli kaya tiplerinin biraraya gelmesine neden olmuştur. Aşırı konum bozunumlu bu allohton birimler, bir takım tektonik dilimler halinde otokton birimler üzerine itilmiştir. Alpin sonu orojenez fazlarıyla Doğu Anadolu yarılım kuşağı gelişmiştir ve yakın zamana dek devinimliliğini sürdürmüştür.

Çalışma alanında açılan kuyularda Mardin Grubu karbonatlar geçildikten sonra Kambriyen yaşlı kaya birimine girilmiştir. Fakat önceki çalışmalarda anakaya özellikli olduğu belirtilen Bedinan Formasyonu kesilmemiştir. Mardin Grubu hazne kaya, Sayındere ve Kastel Formasyonları örtü kaya niteliğindedir. Çekim kayması oluşukları yığılma kuşağının güney ve kuzeyinde iki yüksek kuşak bulunur. Sözü edilen allohton birimler altında Mardin karbonatları vardır, ve bu yüksek kuşaklar petrol umutludurlar.

Allokton birimleri Koçali ve Karadut Karmaşığı olarak ayırdıktan sonra Koçali Karmaşığını Tarasa, Konak ve Kale Formasyonu olarak ayırmış ve detaylı tanımlamıştır.

Görür ve ark. (1987); “Güneydoğu Anadolu X, XI ve XII Petrol Bölgelerinde Mardin Grubu Karbonatlarının Sedimentolojisi; Yayılım, Fasiyes, Çökelim Ortamı ve Paleocoğrafya” isimli çalışmasında Kretase esnasında Mardin Grubu’nun çökeldiği Güneydoğu Anadolu kesimi, tümüyle kuzeye bakan pasif kıta kenarının şelfi durumundadır. Ana karadan çok uzakta yer alan bu şelf üzerinde karbonat sedimentasyon koşulları egemendir. Ana kara o dönemde Suudi Arabistan’daki Arabo-Nubian kalkanı ile temsil edilmektedir. Bunun etrafında, yüzlerce kilometrelik alan içerisinde karasal kumtaşı ve çakıltası depolanmaktadır. Bu depolar kuzey ve doğuya doğru (şelfe doğru) kıyı- iç şelf nitelikli kumtaşı, şeyl ve marn ile şelf karbonatlarına geçerler.

Mardin Grubu’nun jeolojik evrimi boyunca zaman zaman ortaya çıkan karasal koşullar esasen üzerinde geliştiği şelfin deniz düzeyindeki östatik değişimlerinin ve şelfteki tektonik alçalma ve yükselmelerin bir sonucudur. Söz konusu kıta şelfi Güneydoğu Anadolu ve Lübnan’dan Umman’a kadar uzanmaktadır. Elbette bu boyuttaki bir şelfin taban jeomorfolojisinde bazı düzensizlikler olacaktır. Bazı yerlerin derin, bazı yerlerde çok sık hatta bazı alanlar ada biçiminde kara halinde bulunacaktır. Yüksek kesimlerde bu grubun fasiyesleri ya hiç gelişmemiş veya daha sık fasiyeste çok ince gelişmişken, şelfin derin kısımlarında Mardin Grubu’nun pelajik fosilli karbonatları oluşmuştur.

Mardin Grubu karbonatları Apsiyen- Santoniyen yaşlı dolomit ve biyoklastik kireçtaşlarından oluşur. Bunlar içerisinde alttan üste doğru dört formasyon ayrılır. Areban, Sabunsuyu, Derdere ve Karababa Formasyonlarıdır. Mardin Grubu karbonatlarının Paleozoyik ve Erken Mesozoyik yaşlı stratigrafik temel üzerindeki ilk taban klastiklerini simgeleyen Areban Formasyonu bir tarafa bırakılırsa, bu formasyonlar birbirlerinden bölgesel nitelikli paralel uyumsuzluklarla ayrılır ve herbiri ayrı bir çökelme evresini temsil eder.

Mardin Grubu karbonatlarının yayılımı Güneydoğu Anadolu’da çok geniş alanlarda izlenir. Karababa formasyonu hariç diğer formasyonlar oluşum bakımından süreklilik gösterirler. Karababa Formasyonu’nun gelişimi ise sınırlı olup belirli alanlara özgüdür. Mardin Grubu karbonatları bölgesel olarak kalınlık farklılıkları gösterir. İnceleme alanının kuzeybatısında toplam kalınlığı 250-300 metre arasında değişirken, güneyde ve doğudaki Diyarbakır sahalarında bu kalınlık 400-700 metre civarındadır. Mardin Grubu karbonatları inceleme alanında çoğunlukla yeraltında olup üzeri örtülüdür. Ancak bazı yörelerde tamamen veya kısmen yüzeydedir.

Eren (1988); “XII. Bölge’nin Yeraltı Jeolojisi ve Muhtemel Petrol Olanakları” isimli çalışmasında XII. Petrol bölgesinde Triyas- Paleozoyik’in muhtelif katları üzerinde yeralmış sedimanter istif, kesiksiz olarak Miyosenin sonuna kadar izlenebilmektedir. Orta Triyas- Erken Jura yaşlı Cudi Grubu (Çanaklı ve Latdağı Formasyonu)’ nun yer aldığı alanlarda Triyas birimleri görülmektedir. Cudi birimlerinin bulunmadığı alanlarda Mardin Grubu’na ait seviyeler Paleozoyik birimlerinin herhangi bir katı üzerinde oturmaktadırlar. Ancak Cudi birimlerinin çökelişi esnasında aşınmakta olan alanlara ait malzemelerin Cudi birimleri içerisinde görülmemesi, kuyu bilgilerinde belirtilen Mardin, Cudi ve daha yaşlı birimlerin münasebeti konusunda bazı şüpheleri gündeme getirmektedir. Veriler, Cudi Grubu Formasyonları’nın bütün alanda olması gerektiğini ancak bazı alanlarda Mardin Karbonatlarından ayrılamadığı kanısını doğurmaktadır.

Çalışma alanının kuzey kesimlerinde Kastel havzasında yer alan Karadut-Koçalı birimleri, Terbüzek Formasyonu ile örtülmüşlerdir. Çalışma alanında izlenebilen en yaşlı tektonizma Maastrichtiyen yaşlıdır. Bu hareketle Karadut birimlerini taşıyan blok, yanal atımlı faylarla alanımıza gelip yerleşmiştir. Bu yerleşme olayı ile birlikte havzanın sedimantasyon karakteride değişmiştir. Değişik karakterli sedimanlar fay zonu boyunca çökelmişlerdir. Bazı alanlarda özellikle Adıyaman-Samsat arasında delta ağzı şeklinde güneye doğru ilerlemişlerdir. Miyosen sonrası hareketlerle bölgede büyük deformasyonlar olmuştur. Horstlar, grabenler, antiklinaller ve aşınmalar bu evrede olmuştur. Mevcut petrol alanları Maastrichtiyen yaşlı fay zonları üzerinde yer almaktadır. Miyosen hareketleri ile ters faylara yaşlı kapanlar oluşmuştur.

Duran ve ark. (1989); “Güneydoğu Anadolu’da Midyat ve Silvan Gruplarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Paleocoğrafyası, Paleontolojisi, Jeoloji Tarihi, Rezervuar ve Diyajenez Özellikleri ve Olası Petrol Potansiyeli” isimli çalışmasında Güneydoğu Anadolu’da Geç Paleosen- Erken Miyosen aralığında çökelmiş olan Midyat ve Silvan Grubu birimlerinin stratigrafik ve sedimantolojik incelemelerini kapsar.

Birimlerin kontak ilişkileri, tipik mevkileri, stratigrafik pozisyonları ve yayılımları, fosil içerikleri, fasiyes ve mikrofasiyes özellikleri, çökme ortamları ve modellemeleri, diyajenez ve hazne kaya özellikleri incelenmiş ve tariflenmiştir.

Bölgede yaygın transgresyonun Orta Eosen döneminde varolduğu, Geç Eosen sonlarında da etkin regresyon olayının başladığı gözlenmiştir. Gerek transgresyonun gerekse regresyonun başlangıç ve bitişleri ile bunların kontrolünde gelişmiş olan tortul çökeller hem saha hemde laboratuvar çalışmalarıyla sağlıklı olarak incelenmiştir. Silvan

Grubu'nu çökelten transgresif Erken Miyosen denizinin Midyat Grubu'nu çökelten ve regresyonla sonuçlanan denizel olaylar ile bağlantılı olmadığı ortaya konmuştur.

Stratigrafik, paleontolojik ve sedimantolojik sonuçlar ile çökel evriminin, bölgede etkin olan tektonik olaylarla uyumluluk gösterdiği anlaşılmıştır.

Hoya Formasyonu'nun zayıf-iyi, Fırat Formasyonu'nun ise kötü-zayıf rezervuar özelliklerine sahip olduğu gözlenmiştir. Ancak, kuzey alanlarında sürüklenme örtüleri altında olası çatlak gelişiminin rezervuarlarımızı iyileştirebileceği olgusu vurgulanmıştır.

Güven ve ark. (1991); "Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen Otokton İstifinin Stratigrafisi" isimli çalışmada Güneydoğu Anadolu Bölgesinde, Kampaniyen-Paleosen istif, beş ayrı çökelme evresinde gelişmiş 20 formasyondan oluşmaktadır. Bu evreler, Orta- Üst Kampaniyen, Üst Kampaniyen- Alt Maastrichtiyen, Orta-Üst Maastrichtiyen, Alt-Orta Paleosen ve Üst Paleosen evreleridir. Herbir evre, denizin en düşük düzeyine eriştiği bir anda başlayıp, yükselerek en üst düzeyine ulaşması ve tekrar düşmesine kadar geçen süreçte çökelmiş istiflerle temsil edilir. Bu nedenle, havzanın daima deniz altında kalmış derin kesimlerinde sürekli bir istif oluşurken, sık kesimlerde, birbirlerinden diskordanslarla ayrılmış olan ve transgresif olarak başlayıp, regresif olarak tamamlanan istifler gelişmiştir.

Orta-Üst Kampaniyen evresi deniz seviyesinin bütün dünyada en yüksek düzeyine eriştiği dönemlerden biridir. Bu yüzden genel itibarıyla bir şelf niteliği arz eden Güneydoğu Anadolu Bölgesinde de anılan dönemde pelajik çökelim egemen olmuştur. Üst Kampaniyen- Alt Maastrichtiyen evresi başlangıcında yaşanan sıkışma tektoniği nedeniyle, kuzeyde, allokon birimlerden oluşan bir kordilyer yükselirken; bölgenin doğusu ve güneyindeki bazı alanlar da yükselerek su üstüne çıkmıştır. Orta-Üst Maastrichtiyen evresinde gelişen bir transgresyonla, daha önce yüzeylemiş alanlar tekrar sular altında kalıp, sık denizel karbonat çökelimine sahne olmuştur. Evre başlangıcından beri deniz altında kalan kesimler ise derinleşerek, pelajik marn ve şeyl çökelimini sürdürmüştür. Alt-Orta Paleosen evresinde yenilenen transgresyonla, topoğrafik olarak elverişli kesimlerde, sık karbonat çökelimi tekrarlanmış ve bu karbonatların gerisinde gelişen evaporitik istifler oluşmuştur. Derin alanlarda, pelajik marn ve şeyl çökelimi sürerken belirgin bir yamaç morfolojisine sahip olan kesimlerde türbiditik istifler gelişmiştir. Üst Paleosen başlangıcında su üstüne çıkmış olan karbonat ve delta platformları ile diğer yüksek alanlar, ilerleyen transgresyonla, tekrar sık denizel şartlara kavuşmuş ve yeni bir karbonat istif gelişmiştir.

Sonuç olarak, Üst Kretase’de Arap Kratonu’nun bir şelfi konumunda olan Güneydoğu Anadolu Bölgesi , Kampaniyendeki derinleşmeden sonra, Maastrichtiyen başlarında yaşanan tektonik olayla yeni bir şekil kazanmış ve müteakip dönemlerde gelişen transgresif- regresif olaylar neticesinde çökelen karbonat ve kalistiklerle kısmen doldurulmuştur. Aynı süreçte, kuzeyde oluşan kara alanı da aşınarak düzleşmiştir. Böylece Eosen’de gelişecek çok geniş bir karbonat platformu için uygun bir zemin hazırlanmıştır.

Bozdoğan ve Erten (1991); “Mardin Yükseliminin Yaşı ve Etkileri” isimli bu çalışmasında Güneydoğu Anadolu’da Paleozoyik’ten İtibaren etkileri gözlenen ve önemli bir tektonik eleman olduğu bilinen Mardin veya Mardin-Kahta yükselimi’ nin, ne zaman oluştuğunu ve oluşumundan sonra bölgedeki depozisyonu nasıl kontrol ettiğini ortaya çıkarmak için yapılmıştır.

Mardin-Kahta yükselimi, kuzeybatı-güneydoğu doğrultulu, güneydoğuya dalımlı, Erken Ordovisiyende yapılanmış ve Kretase depozisyonuna kadar tüm Güneydoğu Anadolu’daki depozisyonu kontrol etmiş ve bölgeyi Diyarbakır ile Akçakale basenlerine ayırmış bir ana tektonik eleman olarak görülmektedir.

Yılmaz (1993); “New Evidence And Model On The Evolution Of The Southeast Anatolian Orogen” isimli çalışmasında Güneydoğu Anadolu Orojenik segmentini kuzey ve güney trendinde üç zona ayırır. Bunlar Arap Platformu, Ekay zonu ve Nap zonudur. Arap platformu çoğunluğu yerli yerinde gelişmiş (otokton) az bir kısmı yerdeğiştirmiş (paraotokton) istiflerden oluşur. Bunlar Erken Paleozoyik’ten günümüze duraylı Arap kalkanının oluşturduğu kraton üzerinde çökelmiştir. Ekay zonu Arap levhası ile napların arasında sıkışmış dar ve uzun bir kuşaktır. Bu kuşak güneye itilmiş çok sayıda şaryaj diliminden oluşan bir paket halindedir. Nap zonu dilimli kuşağın kuzeyinde ve stratigrafik olarak onun üzerinde yer almaktadır, yani Güneydoğu Anadolu Bölgesinin en üst tektonik birliğini temsil etmektedir.

İztan (1999); “Oil Classification In SE Anatolia, Turkey” isimli çalışmasında Güneydoğu Anadolu’da 319 petrol örneğinde fiziksel, jeokimyasal ve moleküler karakteristik özellikleri yorumlanmıştır. Petrollerin kimyasal özelliklerinde çok önemli farklılıklar tespit edilmiştir. Bu bakımdan petrol örnekleri 3 farklı gruba ayrılmıştır. (GrupI, GrupII ve GrupIII) ve (Karışık GrupI+II ve Karışık Grup II+III). Petrollerin kaynak kayaları farklı depolanma ortamlarını yansıtır. Bu sınıflamada API gravite, Pr/Ph oranı, karbon izotop datası, biomarkerlar, biomarker oranları, tricyclic terpanlar, terpane oranları (C₂₃ tricyclic/ C₂₄ tetracyclic terpane, C₂₃ tricyclic / C₃₀ hopane, C₂₉ norhopane/ C₃₀ hopane, Tm/Ts) gibi parametreler vasıtasıyla yapılmıştır.

Grup I petroler düşük API gravite, yüksek sülfür konsantrasyonu, yüksek asfaltin içeriği, düşük tricyclic terpane içeriği, yüksek C₂₄ tetracyclic terpane, T_m ve T_m/T_s oranı ve aaa isomer konsantrasyonuna nazaran yüksek aBB isomer konsantrasyonu içerir. Grup II petroleri yüksek API gravite, düşük asfaltin ve sülfür konsantrasyonu içerir. Yüksek C₂₃ tricyclic terpane içeriği, C₂₈ ve C₂₉'dan yüksek C₂₇ sterane içerir. Grup III petroleri yüksek API gravite, düşük sülfür ve asfaltin konsantrasyonu, Pr/Ph oranı her zaman 1,3'den büyüktür. Düşük norhopane/hopane oranı, T_m/T_s ve tricyclic terpane içerir.

Aksu ve ark. (2014); "Adıyaman Bölgesi Geç Kretase İstifindeki Yeni Bulgular ve Öneriler" isimli çalışmalarında Adıyaman civarında yüzlek veren ve Terbüzek Formasyonu olarak adlanan birimin bazı alanlarda tanımlandığından farklı özellikler sunduğu gözlemlenmiştir. Terbüzek Formasyonu, bölgeye alloktonların yerleşmesinden sonra onların üzerine çökelen ilk karasal birimdir. Bu tanımlamaya sadık kalındığında; fasiyesi, stratigrafik yeri ve alt-üst dokanak ilişkilerine göre bakıldığında bu tanıma uymayan oluşukların da Terbüzek Formasyonu olarak haritalandığı görülmüştür.

Ayrıntılı çalışmalar sonucunda; Kanboğazı'nda, Narince-Gerger yolu üzerindeki Perdeso (Kesertaş) bindirmesinin güneyinde, Alıdamı köyünün batı ve kuzeyinde ve tipik yeri olarak adını aldığı Besni antiklinalindeki Terbüzek köyü dolayında Terbüzek Formasyonu olarak adlandırılan birimin, karasal çökellerden değil, Alt Germav içindeki denizaltı yelpaze çökellerinden oluştuğu gözlenmiş, stratigrafik konumunun ve çökeltme ortamının farklı olması nedeniyle de Kesertaş üyesi olarak adlanmıştır. Dolayısıyla, allokton ile Kesertaş üyesinin arasında yeralan ve eski çalışmalarda Üst Kastel diye adlanan formasyonun da stratigrafik konumu gereği Alt Germav formasyonu olduğu ortaya çıkarılmıştır.

Robertson ve ark. (2016a); "Late Triassic Rifting And Jurassic- Cretaceous Passive Margin Development Of The Southern Neotethys: Evidence From The Adıyaman Area, SE Turkey" isimli çalışmada Güney Neotetis'de riftleşme ve kıta parçalanmasının kanıtları Koçali Karmaşığına ait volkanik sedimanter birimler içerisinde bulunmuştur. Bu kıvrım ve imbrike bindirme istifleri lav, volkano-sediman, pelajik karbonat, radyolarit ve manganlı sedimanlar içerirler. Tabaka arası çörtler Geç Triyas- Geç Jura yaşlı radyolarya içerirler. Orta- Geç Triyas yaşlı Tarasa Formasyonu olarak bilinen volkanikler okyanus ortası sırta ait basalt (E-MORB) olarak bulunmuştur. Geç Triyas- Orta Jura yaşlı Konak Formasyonu olarak bilinen volkano-sedimanter birim okyanus ada bazaltı (OIB) ve okyanus ortası sırtı basaltı (E-MORB) olarak bulunmuştur. Kıta ve okyanus geçiş zonunun dış bölümünde yapısal konumu da hesaba katarak bazaltik püskürmeler gerçekleşmiştir. Kıtasal

parçalanma Geç Triyas (Karniyen-Noriyen) boyunca meydana gelmiştir. Kıtasal parçalanmadan sonra meydana gelen volkanizma ile Geç- Orta Jura yaşlı lav ve volkanoklastik birimler oluşmuştur. Ayrıca eklemek gerekirse kıtasal parçalanmayla kırılan Karadut Formasyonu düşük yapısal konumu ile Arap önülke (forland) üstüne yerleşmiştir. Pelajik karbonatlar, yeniden çökelen karbonatlar ve radyolaritler baskın litolojilerdir. Radyolarya' nın yaşı Erken –Orta Jura ve Geç Kretase olarak bulunmuştur. Pelajik karbonatlar Geç Kretase yaşlı planktonik foraminiferalar içerirler. Karadut Karmaşığı kalkerli gravite akmaları, pelajik karbonatlar ve radyolaritlerden oluşmuştur. Kıtasal parçalanmadan sonra okyanus ortası sırtı bazaltı (MORB) ve ofiyolitik kayalar güney Neotetisin daha kuzeyinde şekillenmiştir. Arap Platformu üzerine tektonik yerleşme Erken Maastrichtiyen'de olmuştur. Doğu Akdeniz Bölgesinin kıtasal parçalanması ile Triyas riftleşmesi örneğinin kıyaslanması bölgesel yorumu kolaylaştırmıştır.

Robertson ve ark. (2016b); “Late Cretaceous- Miocene Sedimentary Development Of The Arabian Continental Margin In SE Turkey (Adıyaman Region): Implications For Regional Paleogeography And The Closure History Of Southern Neotethys” isimli çalışmasında Arap kıta kenarı üstündeki Orta Kretase-Geç Miyosen sedimanter istifini Güney Neotetis ve onun kıta kenarına etki eden sedimanter, tektonik ve iklim süreçlerine maruz kalmıştır ve bu istif ile ilgili değerli bilgiler sağlar. Bölgedeki depolanma Aptiyen-Erken Kampaniyen'de şelf karbonatları ile başlar. Bunu Orta Kampaniyen boyunca gerçekleşen derinleşme takip eder. Kampaniyen boyunca Arap Platformunun kuzey kenarındaki yamacında litoklastik ve biyoklastik çökelim gerçekleşir. Geç Kampaniyen-Erken Maastrichtiyen boyunca okyanus kayaları ve kıtasal kenar allokonlarının önçukur (foredeep)'daki Mesozoyik yer değiştirmeleri bükülme (flexural) tarafından kontrol edilir (örneğin yarı dalma batma zonundaki Koçali Karmaşığı gibi). Geç Kampaniyen Erken Maastrichtiyen'de alüviyal döküntüler karasal ve sığ denizel delta ortamındaki allokon yerleşmelerinden dökülmüştür. Orta Maastrichtiyen'de denizel transgresyon ile denizel sığ şelf oluşmuştur. Geç Maastrichtiyen'de platformun gömülmesi derin su yarı pelajik sedimantasyonunu başlatmıştır. Paleosen'de sediman duraysızlığı, slump, yüksek yoğunluklu formasyon ve gravite akmalarının yerini yükselme almıştır. Bölgesel faylanma ve tilleşme Erken- Orta Eosende kuzeyde bazı alanlarda ve güneybatıda ılık nemli iklim ile okside ve kırmızılaşmış alüviyal fanlar ile ortaya çıkmıştır. Arap ve Torid kıtalarının çarpışma evresinin başlama yada Güney Neotetisin dalma batmasının son evresine ilişkili olarak muhtemelen tektonik duraysızlıklarla kontrol edilir. Oligosen hiatusu çarpışma ilişkili öntümsek (forebulge) formasyonlarını yansıtır ve bunu Erken Miyosen önülke

(forland) baseninde bükölme (flexural) ile oluşan çökelme takip eder. Sonuç olarak Erken-Orta Miyosende Güney Neotetisin aktif kıta kenarı üzerine kuzeydekiler bindirmiştir. Orta-Geç Miyosen'deki bölgesel sıkışma ve bunla ilişkili karasal iri klastik sedimanlar oluşur ve bu evreyi de Pliyokuvarterner de Anadolu mikroplakasının Ege bölgesine doğru tektonik kaçışı takip eder.



BÖLÜM 3

MATERYAL VE YÖNTEM

3.1. Arazi Çalışmaları

Tezin içeriğine uygun olarak yapılan çalışmalar aşağıda özetlenmiştir. Bu tezde yüzey jeolojisi çalışması yapılmamıştır. Şambayat petrol sahasında yer alan 22 kuyudan seçilen Sayındere Formasyonu'na ait kırıntı örnekleri üzerinde çalışılmıştır. Sadece Sayındere Formasyonu'na ait Saytepe Üyesi'nden ince kesit için 6 adet yüzey numunesi alınmıştır.

3.2. Büro Çalışmaları

3.2.1. Üstten Aydınlatmalı Mikroskop Altında İnce Kesit ve Rock-Eval Piroliz Analizi için Numune Hazırlanması

Şambayat Petrol Sahası'nda 22 adet kuyudan Sayındere Formasyonunun muhtelif derinliklerine ait kırıntı numunelerinden 112 tane ince kesit için numune ayıklanmıştır. Yine Sayındere Formasyonunun organik maddece zengin kısımlarından 55 adet organik jeokimyasal analiz için numune ayıklanmıştır.

3.2.2. Kuyu Korelasyonlarının ve Fasiyes Kalınlık Haritalarının Hazırlanması

İnce kesitlerin detaylı incelenmesiyle Sayındere Formasyonu 3 farklı fasiyese ayrılmıştır. Şambayat Petrol Sahasında 20 tane kuyuya ait Sayındere Formasyonunun fasiyesleri K-G yönlü ve B-D yönlü korelasyon amaçlı enine kesitleri Corel Draw çizim programı ile çizilmiştir. Herbir Fasiyes kalınlıkları yine ince kesit incelemeleri ile birbirinden ayrılarak belirlenmiş ve ARCGIS programına ait ARCMAP programı ile fasiyes kalınlık haritaları çizilmiştir.

3.2.3. İnce Kesitlerin Mikroskop Altında İncelenmesi ve Fotoğraflarının Çekilmesi

İnce kesitler OLYMPUS BX51-Araştırma Mikroskobu altında incelenmiş ve fotoğrafları çekilmiştir.

3.3. Laboratuvar Çalışmaları

Laboratuvar çalışmaları kapsamında ana kayalarda yapılması planlanan organik jeokimyasal analizler için alınan 55 adet kırıntı örneği ve 1 adet petrol örneği analizleri Türkiye Petrolleri AR-GE Merkezi Laboratuvarlarında yaptırılmıştır. Bu kapsamda

uygulanen yöntemler aşağıda açıklanmıştır.

3.3.1. Ana Kaya Analizleri

Canlı hayatın bol olduğu ve çökelen organik maddelerin oksidasyondan korunabildiği ortamlarda oluşan, ince dokulu, koyu renkli ve organik maddece zengin olan birimler ana kaya olarak değerlendirilirler. Dow (1977) jeolojik zamanlar boyunca petrol ve/veya doğalgaz üretmiş ve ürettiği hidrokarbonları hazne kaya içine gönderebilmiş kerojen içeren siyah renkli ve ince taneli sedimanları petrol ana kayası olarak tanımlamaktadır (Sonel ve Sarı, 2004). Kaya renginin koyu olması toplam organik karbon miktarının içeriğinin göstergesidir ama her zaman güvenilir değildir.

Organik jeokimyasal çalışmalarla herhangi bir çökeltme ortamında petrol ana kayasının gelişebilmesi için sedimanlarla birlikte çökelen organik maddenin ekonomik anlamda petrol türümü gerçekleştirebilecek miktar, tür ve olgunluğa erişmesi gerektiği saptanmıştır. Ana kaya potansiyeline sahip kayalardaki katı organik madde ile ilgili üç ölçütün belirlenmesi gereklidir. Bunlar; organik madde miktarı (TOC), organik madde türü ve organik maddenin olgunluğudur (Sonel ve Sarı, 2004).

3.3.1.1. Toplam Organik Karbon Analizi

Kaya örnekleri içerisindeki toplam organik karbon miktarının (TOC) yüzde olarak ölçüldüğü analiz tekniğidir. Ana kayanın organik maddesinin olgunluğunu, kökenini ve tipini incelemek için kullanılan bir yöntemdir. Bileşiminin, kalitesinin belirlenmesi ve kökeni ile olgunluğunun daha iyi tahmin edilebilmesi için çok sayıda parametre gereklidir (Katz, 2005; Radke, 1987; Al-Aroui ve ark., 1998; Aarssen ve ark., 1999; George ve ark., 2001). Ana kayaların ticari miktarlar da petrol türetebilmeleri için belirli organik madde içermeleri gerekmektedir. Tortullar içindeki organik madde miktarı ağırlık yüzde olarak belirtilen ‘Toplam Organik Karbon (TOC)’ parametresi olarak ifade edilir. Toplam Organik Karbon, kerojene ilişkin karbon miktarı ile kerojenden türemiş fakat kayaç dışına atılamamış hidrokarbonlara ait karbonların toplamıdır (Durand, 1980; Jonathan ve ark. 1976). TOC analizi diğer analizlere göre daha ucuz ve pratik olmasının yanı sıra organik madde zenginliğini yansıttığı için, düşük TOC değerlerine sahip değerlerde diğer analizlerin yapılmasına gerek kalmaz (Harput, 1990).

Toplam organik karbon analizi, LECO karbon analiz cihazı ile yapılmaktadır (Şekil 3.1.). Bu analiz için seçilen örnekler toz haline getirilir. Toz halindeki numune HCl asit ile yıkanarak içerisindeki kalsiyum ve magnezyum karbonatları uzaklaştırılmış olur. Bu

aşamadan sonra örnekler LECO kromatları denilen bir bölme konularak oksijen yardımı ile cihazın fırın kısmında 700-1600 °C sıcaklıkları arasında 70 saniye süreyle yakılır. Ortaya çıkan CO₂ gazı, sırası ile; su kükürt ve halojen tutuculardan ve karbon miktarı bilinen bir standartla kalibre edilmiş dedektörlerden geçirilir. 1 gr örnekteki karbon yüzdesi dijital voltmetreden direkt olarak ölçülür (Bizim, 1993).



Şekil 3.1. Toplam organik karbon analizinde kullanılan Leco karbon analiz cihazı

Bir kayanın ana kaya olabilmesi için % 0.5, karbonatlı kayalar için % 0.3 olarak kabul edilmektedir. Organik karbon içeriğine göre zenginlik derecesi Çizelge 3.1.' de sınıflandırılmaktadır (Tissot ve Welte, 1984).

Çizelge 3.1. Kayanın karbon içeriğine göre zenginlik oranı

	(TOC) %	Ana kaya
Thomas (1979)	<0.5	Zayıf
	0,5-1	Orta
	1-2	İyi
	2-4	Çok iyi
	>4	Mükemmel
Kraus ve Parker (1979)	<0.5	Zayıf
	0,5-1	Orta
	>1	İyi
Fransız Petrol Enstitüsü (IFP)	0,01-0,20	Çok zayıf
	0,21-0,50	Zayıf
	0,51-1,00	Orta
	1,01-3,00	Zengin
	>3,00	Çok zengin

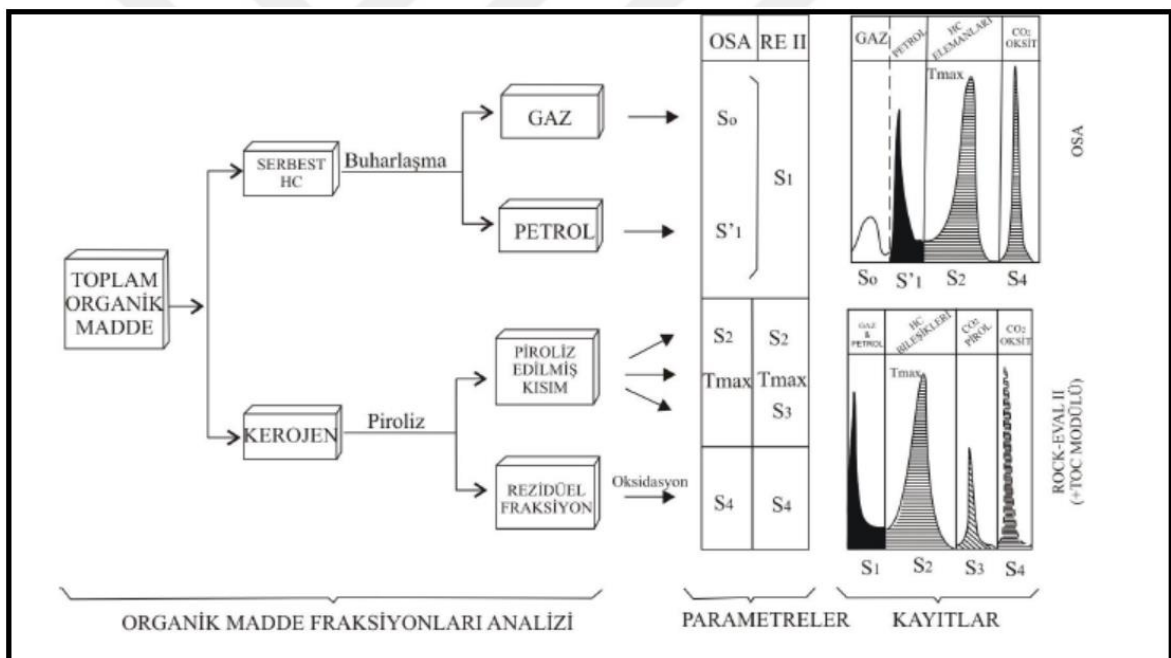
Çizelge 3.1.'in devamı

Tissot ve Welte (1984)	0,1-0,5	Zayıf
	0,5-1,0	Orta
	1,0-2,0	İyi
	2,0-10,0	Zengin

3.3.1.2. Rock-Eval-6 (Piroliz) Analizi

Bu analizin amacı kerojen tipinin ve olgunlaşma düzeyinin belirlenmesi ve bunlara ek olarak kayaç içerisindeki hidrokarbon potansiyelinin saptanmasıdır.

Piroliz analizi Oil Show Analyser (OSA) veya Rock-Eval piroliz cihazıyla yapılır. (Bizim, 1993) (Şekil 3.2.). Kerojen herhangi bir organik çözücünde çözülmediği için ısısal olarak parçalanır. Isısal olarak parçalanma olayına piroliz denmektedir. Piroliz analizinin çalışma prensibi oksijensiz ortamda helyum gazı atmosferinde öğütülmüş numunelerin belli bir sıcaklık programında ısıtılmasına dayanmaktadır (Bizim, 1993).



Şekil 3.2. Rock-Eval II ve OSA' da analiz edilen organik fraksiyonlar. (Bordenave, 1993)

Ana kayadaki organik madde tür ve evriminin belirlenmesi için, son derece geliştirilen modern laboratuvar analizleri uygulanmaktadır. Bu söz konusu analizlere Rock Eval analizleri de denmektedir (Espitalie ve ark., 1977).

Kerojen bir organik çözücünde çözülmediğinden ısısal olarak parçalanır. Bu prensibe dayanarak analiz iki kısımda gerçekleştirilmektedir. İlk kısım piroliz kısmı olup 100 mg öğütülmüş örnek oksijensiz bir ortamda helyum gazı atmosferinde belirli bir sıcaklık programı uygulanarak 600 °C' ye kadar ısıtılır. Bu ısı kerojen tipine bağlı olarak 850 °C'ye

kadar arttırılabilir. İlk kısımda 300 °C'deki fırında üç dakikalık zaman içerisinde S₁ piki ile kaya içindeki serbest hidrokarbonlar (mg hidrokarbon/ g kayaç), dakikada 25 °C'lik bir artış ile 300-600 °C arasında ise S₂ (mg hidrokarbon/ g kayaç) piki ile kerojenin parçalanmasından ortaya çıkan hidrokarbonlar oluşur. Oluşan bu hidrokarbonlar Alev İyonlaştırma Dedektörü ile ölçülür. S₂ pikinin maksimum olduğu noktadaki sıcaklık, T_{max} olup kerojenin olgunlaşma düzeyinin belirlenmesinde kullanılır. 400 °C' nin altında ölçülen karbondioksit (S₃/CO₂), 500 °C'nin altında ölçülen karbon monoksit (S₃/CO) ise kayaçtaki organik kökenli karbondioksit miktarını belirtmektedir (Bizim, 1993).

İkinci kısımda ise hava yardımıyla 400-650 °C değerleri arasında (S₄/CO₂), 400 °C değeri üzerinde (S₄/CO) kalıntı karbon değerleri ölçülür. Son olarak 600 °C üzerinde mineral karbon (S₅/CO₂) değeri ölçülerek işlem tamamlanır. Yapılan işlem sonucu elde edilen veriler sonucunda aşağıdaki değerler hesaplanır (Çizelge 3.2.) (Bizim, 1993).

S₁ (gram kayaçtaki serbest mg hidrokarbon): Tüm kaya örneğinde ısısal olarak alınabilecek serbest HC miktarını göstermektedir (Espitalie ve ark., 1977).

S₂ (gram kayaçtaki mg aktüel hidrokarbon miktarı): Ağır serbest hidrokarbonlar ve nonhidrokarbonlar (resin ve asfaltlenler) sadece yüksek sıcaklıklarda kırılır ve uçabilir ve S₂ piki olarak açığa çıkar (Clementz ve ark., 1979). Bu işlem sırasında ayrıca S₂ pikinin maksimum sıcaklığı olan T_{max} değeride ölçülür (Espitalie ve ark., 1977). T_{max} değerleri olgunlaşma değerlendirmesinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Eğer S₂ piki 0,5' in altında bir değer ise T_{max} değeri genelde güvenilir bir sonuç değildir. T_{max} değeri ayrıca S₂ pikinde bulunan serbest ağır hidrokarbonların olmasından etkilenebilir ve oldukça düşük değerler gösterebilir (<400 °C) ya da işlenmiş organik madde veya tuz iyonizasyonundan dolayı aşırı yüksek (>500 °C) değerlerde olabilmektedir (Jarvie ve Tobey, 1999). T_{max} değeri ayrıca kerojen tiplerine göre de değişiklik sergilemektedir (Çizelge 3.2.), Espitalie ve ark., 1985)

Çizelge 3.2. T_{max} ' a göre olgunlaşma parametreleri (Espitalie ve ark., 1985)

Tip I	Tip II	Tip III	Olgunlaşma Derecesi
<440 C	<425 C	<435 C	olgunlaşmamış
440-448 C	425-450 C	435-465 C	petrol penceresi
>448 C	450 C	>465 C	gaz penceresi

S₃ (gram kayadaki miligram karbon miktarı): S₄ (atık karbon-residual karbon [RC]) değeri, toplam organik karbon miktarını belirlemek için, dönüştürülebilir karbon- convertible

karbon (CC) veya piroliz edilen karbon-pyrolysis karbon (PC) miktarına eklenebilir. Kalıntı karbon (RC, mg/g), kerojende bulunan ve hidrokarbon üretme potansiyeli düşük olan karbon miktarını vermektedir. Toplam organik karbon içindeki RC miktarı kerojen tipine göre sırasıyla Tip III>Tip II >Tip I şeklinde artış göstermektedir (Jarvie ve Tobey, 1999).

Hidrojen indeksi (HI): mg HC/ g kaya olarak kaydedilen S₂ pikinin % ağırlık (wt) olarak kaydedilen TOC değerine oranı şeklinde ifade edilmektedir ($S_2 \times 100 / TOC$). Organik

maddenin hidrojen içeriği, oluşması muhtemel hidrokarbonun kalitesini kontrol etmektedir, ilerleyen organik olgunlaşma ile HI değerleri azalmakta, organik madde hidrojenle fakirleşmektedir. Genellikle, 200 mg HC/ g TOC'nun altındaki hidrojen indeksi değerleri sıvı petrol türetimine yeterli olmayan organik maddeye, 200-500 mg HC/ g TOC arasındaki değerler petrol-gaz türetim özelliğine sahip organik maddeye, 500 mg HC/ g TOC' nin üzerindeki değerleri ise sıvı petrol türetim potansiyeline sahip organik maddeye işaret etmektedir (Espitalie ve ark., 1977).

Oksijen indeksi (OI): Kerojen içerisindeki oksijen miktarına bağlıdır. S₃ piki değerinin, örneğin toplam organik karbon (%TOC) içeriğine oranının yüzde olarak ifadesidir ve $[(S_3/TOC) \times 100]$ eşitliği ile hesaplanmaktadır (mg CO₂/ g TOC). Genellikle S₃ değeri karbonat minerallerinden veya örneğin öğütülmesi işleminde oluşabilecek oksidasyondan dolayı diğer Rock-Eval parametreleri kadar güvenilir değildir. Bu değerlerin güvenilir olmadığı durumlarda HI' ne karşı Tmax grafiği kullanılır (Espitalie ve ark., 1977, 1984).

Potansiyel Verim (S₁+S₂): Piroliz analizi ile elde edilen bir diğer parametre potansiyel verimdir. Jenetik potansiyelin veya başka bir deyişle kayadan türeyebilecek hidrokarbonların toplamının ölçüsüdür (Espitalie ve ark., 1977). Potansiyel verim ile ana kaya potansiyeli arasındaki ilişki şöyledir (Çizelge 3.3.).

Çizelge 3.3. Potansiyel verim ile ana kaya potansiyeli arasındaki ilişki (Espitalie ve ark., 1977)

Potansiyel Verim	
<2000 ppm	Anakaya potansiyeli yok
2000- 6000 ppm	Orta derece anakaya potansiyeli
>6000 ppm	İyi anakaya potansiyeli

Üretim indeksi (Production Index) (PI): Gömülmeye dayalı ısısal evrim sırasında, olgunlaşma öncesindeki toplam hidrokarbon potansiyelinin (S₁+S₂), ne kadarının henüz

kayadan atılmamış serbest hidrokarbonlara (S_1) dönüşmüş olabileceğinin göstergesidir ve $[(S_1/(S_1+S_2))]$ şeklinde hesaplanmaktadır (Espitalie, 1984). PI değeri kayanın içinde hazır halde bulunan sıvı hidrokarbon oranını göstermektedir ve ana kayanın olgunlaşması ile beraber artmaktadır (Çizelge 3.4.), Espitalie ve ark., (1984)’e göre üretim indeksi değer aralıkları ve karşılık geldiği olgunlaşma seviyeleri aşağıdaki gibidir;

Çizelge 3.4. Üretim indeksi değer aralıklarına göre olgunlaşma seviyeleri

Üretim indeksi (Production Index) (PI)	
0-0,08	Olgunlaşmamış
0,08-0,50	Petrol penceresi
>0,50	Gaz penceresi

S_1 ve S_2 pik değerleri: Sedimanlar içerisindeki organik madde bitümen (organik çözücülerde çözülebilen organik madde), kerojen (organik çözücülerde çözilemeyen organik madde) ve rezidüel (kalıntı) organik madde olarak üçe ayrılmalıdır. Bitümen ve kerojen arasındaki çözünürlük farkı organik moleküllerin boyutları ile doğrudan ilişkilidir (Demirel ve ark., 2000-2002).

Bitümen; C_1 - C_{40} arasında değişen serbest hidrokarbonlar, ağır hidrokarbonlar ve asfaltlenleri içerir. Doğada, kerojen ilerleyen termal süreçlere bağlı olarak parçalanır. Tip I ve Tip II kerojen hidrojen zengin hidrokarbonları oluşturur. Kaya içerisinde kalan kerojen ise hidrojen devamlı olarak fakirleşir ve bir alt grafitik fazda yoğunlaşır. Böylece kerojenin başlangıçtaki elementler bileşimine bakılarak kerojen tipi ve hidrokarbon türetme yeteneği tespit edilebilir (Demirel ve ark., 2002).

Kaya örneği içerisindeki serbest hidrokarbonlar ve termal olarak elde edilebilen, gaz kromatografi analizlerine göre C_{75} ’ e kadar olan hidrokarbonlar S_1 pikinde açığa çıkarlar (Jarvie ve ark., 2000). Daha ağır olan serbest hidrokarbonlar ve asfaltlenler daha yüksek sıcaklıklarda buharlaşarak veya parçalanarak S_2 pikinde açığa çıkarlar (Clementz, 1979). S_2 değeri bize ana kayanın günümüzde üretebileceği (aktüel) petrol ve gazın toplam miktarını gösterir. S_2 değeri organik maddenin TOC miktarına, tipine ve geçirdiği ısısal evrime göre farklılıklar göstermektedir. S_2 pik değeri termal olgunluğun artması ile azalır (Çizelge 3.5 ve 3.6.).

Çizelge 3.5. Aktüel ana kaya potansiyeli (S_2) sınır değerleri (Espitalie, 1982)

S2 (mg HC/ g kaya)	Potansiyel
0,00-2,00	Zayıf
2,00-5,00	Orta
>5,00	İyi

Çizelge 3.6. Olgun olmayan bir ana kayanın petrol potansiyelini gösteren jeokimyasal değerler (Peters ve Cassa, 1994)

Petrol potansiyeli	S1 (mg HC/ g kaya)	S2 (mg HC/ g kaya)
Zayıf	0-0,5	0-2,5
Orta	0,5-1	2,5-5
İyi	1-2	5-10
Çok iyi	2-4	10-20
Mükemmel	>4	>20

Petrol ve gaz oluşumunda, organik maddenin geçirdiği sıcaklıklar önemlidir. Organik maddelerin geçirdiği bu evrime “olgunlaşma” denir. Organik maddelerin olgunlaşma düzeyini belirlemek için birçok yöntem geliştirilmiştir.

3.3.2. Petrol analizleri

- a. Gaz Kromatografisi Analizi (GC)
- b. Gaz Kromatografisi Kütle Spektrometresi Analizi (GC-MS)

3.3.2.1. Gaz kromatografisi analizi (GC)

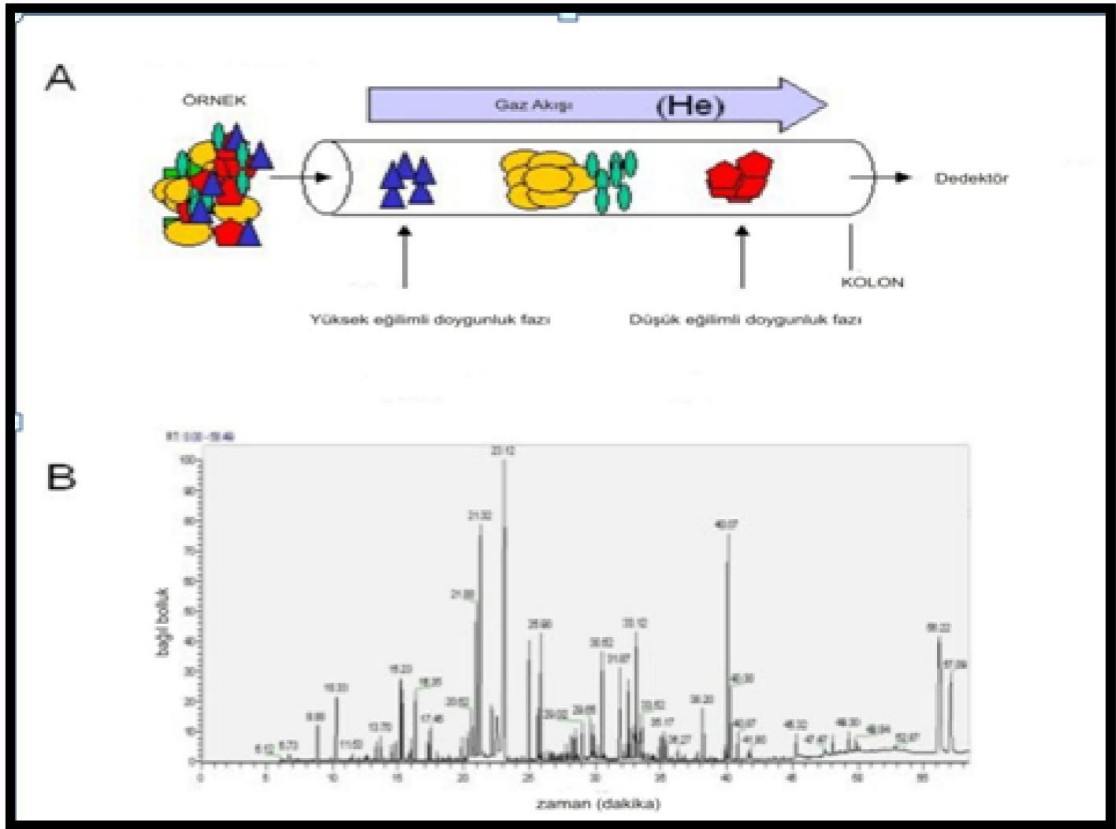
Organik jeokimyanın temel analizlerinden biridir. Gaz kromatografisi analizi petrol ve bitüm örnekleri içerisindeki hidrokarbon bileşiklerinin genel olarak dağılımlarını görmek amacıyla yapılır. Elde edilen kromatogramlardaki pik dağılımları ve boylarına bakılarak organik maddenin tipi ve olgunlaşması hakkında bilgi sağlanır.

Gaz kromatogramları organik madde tipi, kaynak kaya litolojisi ve çökelme ortamları hakkında bilgi edinmek için kullanılır. Gaz kromatograflarında hakim pikler n alkanlardır. İzoprenoidlerden pristan (Pr), n-C₁₇ ile fitan (Ph) da n-C₁₈ ile çift pikler gibidir. Gaz kromatograflarında C-27, C-29 ve C-31 hidrokarbonlar karasal bitkilerden oluşur. C-15, C-17 ve C-19 hidrokarbonlar ise planktonlar tarafından oluşur. Pristan ve fitan’ ın her ikisi de fitolden türerler. Anoksik ortamlarda fitolden fitan, oksitleyici ortamlarda ise fitolden pristan oluşur. Pr/Ph oranı organik maddenin depolanma ortamının anoksik (Pr/Ph<1) yada oksik (Pr/Ph>1) olduğunu gösterir (Didyk ve ark., 1978, Tissot ve Welte, 1984).

Analiz sonucu elde edilen kromatogramlardaki piklerin dağılım ve boyları ve pik yüzey alanlarına bakılarak organik maddenin kökeni, tipi ve olgunluk derecesi bakımından bilgi sağlanmaktadır. Bir gaz kromatografi cihazı üç ana bölümden oluşur (Bizim, 1993).

1. Enjeksiyon
2. Kolon
3. Dedektör (Şekil 3.3.).

Belli bir konsantrasyonda hazırlanan örnekler, cihaza bir enjektörle enjeksiyon bölümünden enjekte edilir. Gaz kromatografilerinde yapılacak analiz yöntemindeki amaca uygun olmak üzere çeşitli kolonlar seçilir. Petrol analizlerinde, fusel silika dolgu maddesiyle kaplı kapiler kolonlar kullanılır. Kolon kısmı gaz kromatografinin önemli bölümüdür. Çünkü verilen petrol ve bitüm örnekleri içerisindeki hidrokarbon bileşiklerinin ayrışması, kolon içerisinde olur. Kolona sıcaklık programı uygulanarak hidrokarbon dağılımı elde edilir. Örneğin, bir petrol örneğine uygulanan sıcaklık programı şu şekildedir; kolona enjeksiyon yapıldıktan sonra 30 °C’ de 8 dakika bekledikten sonra her dakikada 4 °C artışla 270 °C sıcaklığa çıkmakta ve 62. Dakikada 270 °C sıcaklık sabit tutularak kolonda ayrışma sağlanmaktadır. Ayrışma sonucunda oluşan bileşikler (FID) dedektör kısmında örnek içerisindeki moleküller ölçülerek sinyaller halinde bilgisayara ulaşır ve gaz kromatogramlar elde edilir (Şekil 3.3.) (Bizim, 1993).



kromatografisi ile kütle spektrometresinin bir ara yüz ile birbirine bağlanması şeklinde çalışmaktadır (Şekil 3.4.). Hazırlanan örnekler gaz kromatografisi kolon bölümüne verilerek kolon içerisinde bileşenlerine ayrılır. Bileşenler kolon içerisinde helyum gazı vasıtası ile taşınarak kütle spektrometresine gelirler. Bu bölümde oluşturulan elektron demeti ile bombardımana tutulurlar. Elektronlar kolondan gelen moleküllere çarparak iyonların oluşmasına neden olur.



Şekil 3.4. Gaz kromatografisi kütle spektrometresi analiz cihazı (TPAO, Araştırma Merkezi, Ankara)

Bunun sonucunda oluşan iyonlaşma ile iyonlar analizör bölümüne girerler. Oluşan iyonları ölçmek için değişik tipte iyon analizörleri vardır. Analizörde kütlelerine göre ayrılan iyonlar “electron multiplier” tarafından sayılarak veriler bilgisayara sinyaller halinde ulaşır ve toplam iyon kromatogramlar elde edilir. Bu kromatogramlardaki piklerin her biri molekülü temsil etmektedir. Yapılan değerlendirme sonucu petrol ve ekstraktörlerin moleküller olarak analizi yapılmış olur (Bizim, 1993).

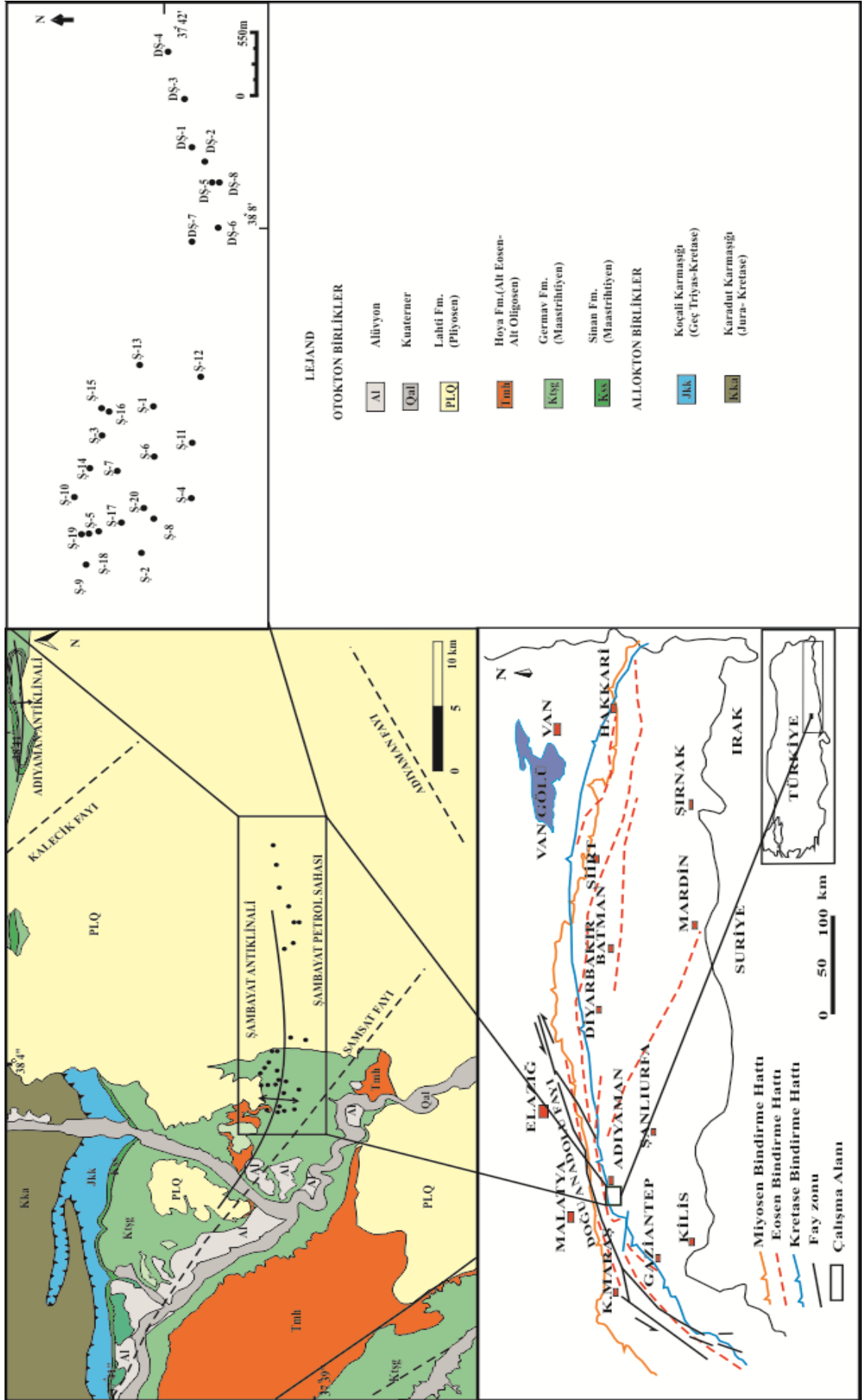
BÖLÜM 4

ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMA

4.1. Çalışma Alanının Jeolojisi

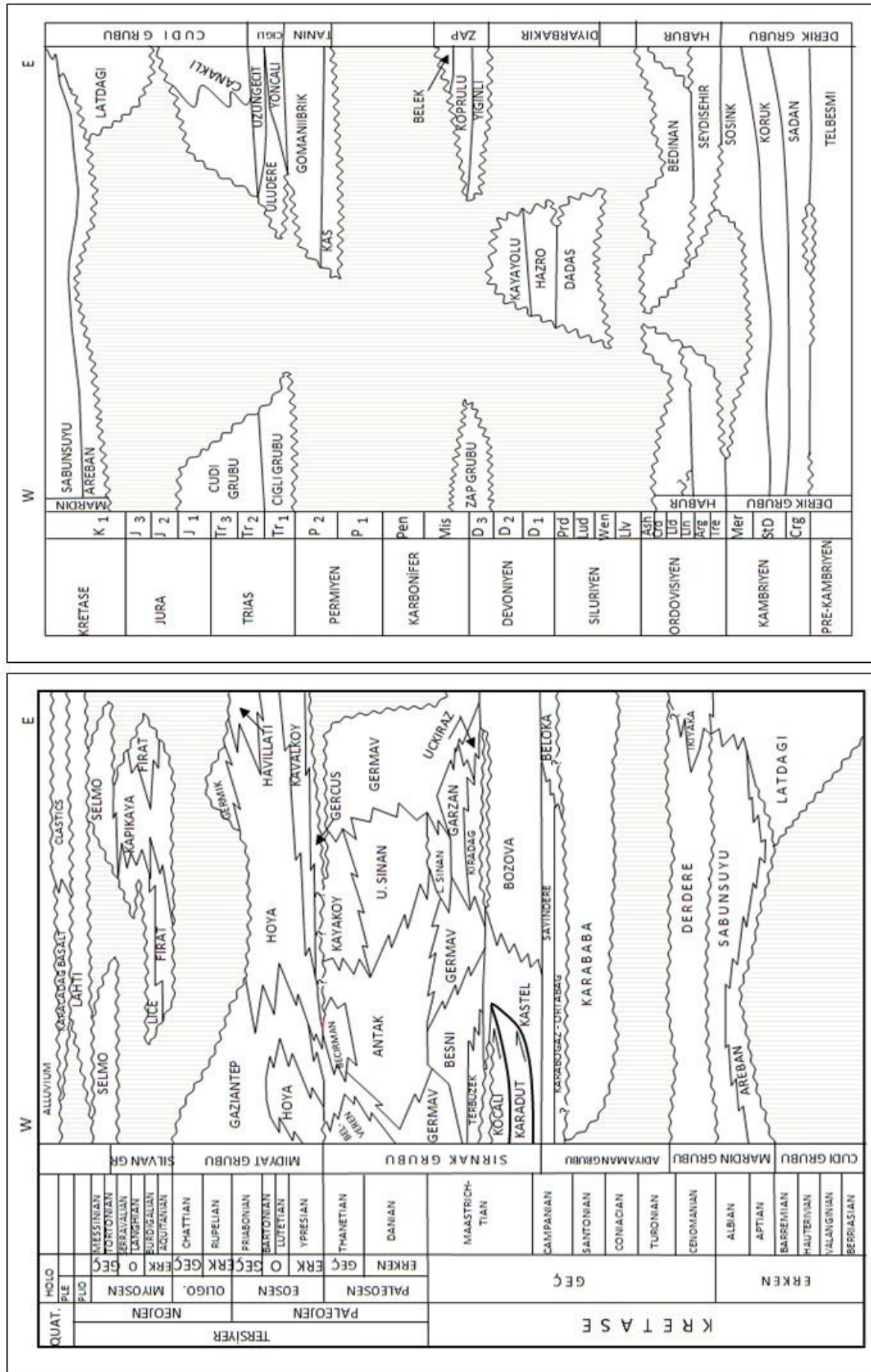
Çalışma alanı (Şambayat Üretim Sahası) Güney Doğu Anadolu Bölgesinde Arap Levhası'nın kenar kıvrımlarını teşkil eden kısmı ile platform alanının birbiriyle geçiş yaptığı bölgede yer alır. Bu basende Prekambriyen' den Pliyosen' e kadar otokton birimler çökelmiştir. Ayrıca kuzeyden sürüklenim ile gelen allokton birimler bulunmaktadır (Şekil 4.1.).

Çalışma alanında yüzeyleme veren birimler; Şambayat Antiklinali çekirdeğinden itibaren Maastrichtiyen-Alt Eosen yaşlı Germav Formasyonu'dur. Germav Formasyonu'nun üstüne uyumlu olarak Eosen yaşlı Hoya Formasyonu gelmektedir. Hoya Formasyonu üstüne uyumsuz olarak Geç Miyosen yaşlı Şelmo Formasyonu gelir. Şelmo Formasyonu üzerine de uyumsuz olarak Lahti Formasyonu gelmektedir. (Şekil 4.1.). Ayrıca çalışma alanının kuzeyinde alloktonların sıfır hattı kuzeyinde Sinan Formasyonu çökelmiştir. Alloktonların sıfır hattı güneyinde Besni Formasyonu ve Terbüzek Formasyonu çökelmiştir.



Şambayat Üretim Sahasında açılmış petrol kuyularında en derin kuyu Şambayat-10 Üretim Kuyusu'dur (son derinlik 2220 metre). Bu kuyuda Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonu'na kadar sondaj yapılmıştır. Derdere Formasyonu altında Sabunsuyu ve Areban Formasyonları bulunur. Areban Formasyonu altında Prekambriyen- Kambriyen yaşlı Derik Grubu (Telbesmi, Sadan, Zabuk, Koruk ve Sosink Formasyonları) birimlerinin var olduğu Adıyaman Bölgesi'nin değişik yerlerinde kazılan kuyularda ve farklı yerlerde bulunan mostralarda gözlenmiştir. Derdere Formasyonu üzerinde ise sırasıyla; Karababa, Karaboğaz, Sayındere, Kastel, Terbüzek, Besni, Germav, Hoya, Şelmo ve Lahti Formasyonları'na ait birimler gelmektedir (Şekil 4.2.).





Şekil 4.2. Güneydoğu Anadolu Bölgesi: Paleozoyik, Mesozoyik, Senozoyik birimlerinin D-B yönünde zaman-stratigrafik korelasyonu (Perinçek ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)

Güneydoğu Anadolu Bölgesi Arap Levhasının kuzey kenarında yer alır. Arap Levhası ise, Geç Prekambriyen' den itibaren tüm Paleozoyik boyunca, Gondwana super kıtasının Paleotetis okyanusuna bakan kenarında yer almıştır (Smith, 1971; Beydoun, 1988; 1991; Husseini ve Husseini, 1990; Scotese ve McKerow, 1990; Stampfli, 2000). Telbesmi Formasyonu bölgenin temelini oluşturan andezit-spilitik bazalt, denizaltı lavları, tuf, aglomera, şeyl, kumtaşı ve miltaşı birimlerinden oluşur. Sadan Formasyonu volkanik temelden türeyen bir birimdir. Kambriyen'de bölgede daha sık koşullarda Zabuk Formasyonu'nun kuvarsitleri ve Koruk Formasyonu'nun dolomitleri oluşmuştur. Orta-Üst Kambriyen'de ortam derinleşmiş ve Sosink Formasyonu gelişmiştir. Tüm Paleozoyik süresince klastik çökelim egemen olmakla birlikte, Orta Kambriyen, Devoniyen ve Geç Permian dönemlerinde, episodik olarak, sık karbonat çökelişi de gelişmiştir (Beydoun, 1991; McGillivray ve Husseini, 1992).

Geç Paleozoyik'te Devoniyen'den itibaren gelişen Hersiniyen Orojenezi kuzey Gondwana' nın pek çok yerinde olduğu gibi Arabistan' ı da etkilemiştir. Yerel olarak gelişen güçlü deformasyonlarla birlikte epirojenik hareketlere ve büyük ölçekli yükselimselere neden olmuştur. Hersiniyen Orojenezi tüm bölgede olduğu gibi Güneydoğu Anadolu'da da hissedilmiş, ancak güçlü bir deformasyondan ziyade epirojenik hareketlere neden olmuştur (Rigo de Righi ve Cortesini, 1964; Sungurlu, 1974b; Carter ve Tunbridge, 1992). Bölgenin bir çok yerindeki Devoniyen, Karbonifer ve Alt Permian çökellerinin eksikliği bu hareketlerle ilgili olmalıdır.

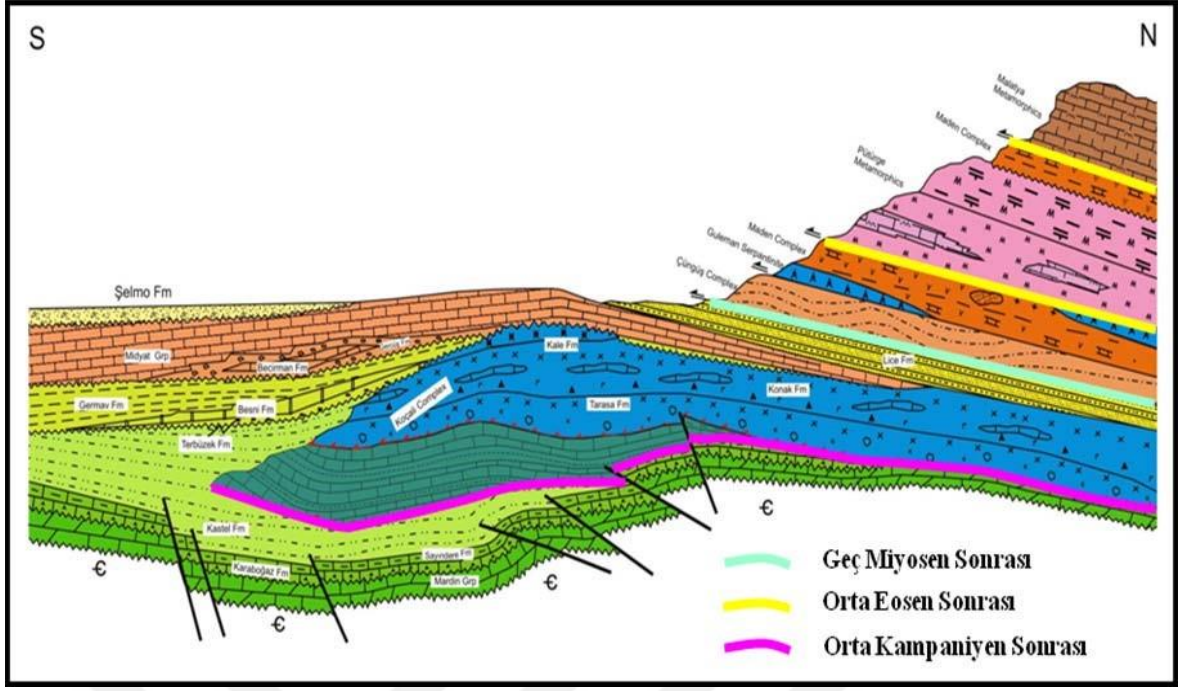
Erken Permian'de tümüyle kara halinde olan bölge, Geç Permian'de Gondwana'nın kuzeyinde gelişmeye başlayan riftleşme ile yeniden denizel etkinliğe kavuşmuştur. Gondwana'nın kuzeyinde bir kıtasal parçalanma ve riftleşme başlamıştır (Şengör ve ark., 1979; Şengör ve ark, 1980; Barberian ve King, 1981; Adamia ve ark, 1981). Bu olayla, büyük kıtasal parçaların veya Kimmer Kıtası'nın, Gondwana' nın kuzeyinden kopup ayrılmasıyla yeni bir okyanus- Neotetis Okyanusu güney kolu açılmaya başlamıştır. Riftleşme ve okyanus tabanı yayılımı bu parçaların kuzeyinde de devam etmiş ve Neotetis'in kuzey kolu oluşmuştur (Şengör ve Yılmaz, 1981; Robertson ve Dixon, 1984; Görür ve ark, 1984). Bu kıtasal parçalanma ve riftleşme, Arap plakası ile birlikte Güneydoğu Anadolu'yu etkilemiş ve bölge geniş çapta bir transgresyona maruz kalmıştır. Paleozoyik dönemini kapatan bu transgresyonla birlikte bölge güneyindeki platformda Erken Triyas yaşlı Çığlı Grubu ve Orta Triyas- Jura yaşlı Cudi Grubu' na ait karbonatların çökelişi gerçekleşmiştir.

Erken Kretase zamanında Güneydoğu Anadolu' nun merkezi kısmında büyük bir alan yükselmiş ve aşınmış olmalıdır. Bu alan Mardin-Kahta yükselimi olarak bilinmektedir (Bozdoğan ve Erten, 1991). Adıyaman'ın Tut ilçesinin batısında bulunan Kaplanderesi Vadisine kadar bu yükselim etkindir ve burada Paleozoyik, Triyas, Jura ve Alt Kretase birimleri yükselip aşınmıştır. Bu aşınma yükselim alanında peneplenleşmeye yol açmıştır ve Mardin Grubu, Aptiyen- Albiyen yaşlı Areban Formasyonu ile peneplenleşmiş bu bölgeye transgresif olarak çökelmiştir. Areban Formasyonu üzerine Senomaniyen'den Kampaniyen'in başına kadar gelgit düzlüğü- lagün dolomiti fasiyesindeki Sabunsuyu Formasyonu, şelf içi- şelf- lagün ortamı ürünü olan Derdere Formasyonu ve sığ denizel ortam kireçtaşı olan Karababa Formasyonu gelmektedir. Adıyaman dolayında Prekambriyen' den güncel çökellere kadar istif bulunmakla birlikte çalışma alanında (Şambayat Üretim Sahası) en derin sondaj Derdere Formasyonu'na kadar yapılmıştır. Mardin Grubunun üzerine genel olarak derin denizel killi kireçtaşlarının egemen olduğu Kampaniyen yaşlı Karaboğaz ve Sayındere Formasyonları uyumsuz olarak gelmektedir.

Afrika Levhası Avrasya'ya doğru yaklaşmaya ve aradaki Neo-Tetis okyanusu kapanmaya başlamıştır. Böylece bölge, Geç Kretase'den günümüze kadar sürecek bir tektonik sıkışma evresine girmiştir (Şengör ve Yılmaz, 1981; Yılmaz, 1993; Robertson, 2000). Bu süreçte okyanus kabuğu, okyanus ortasında gelişen bir veya Robertson (2000)' e göre iki dalma batma zonu boyunca kuzey yönde dalarak tüketilmeye başlamıştır. Geç Kampaniyen- Erken Maastrichtiyen döneminde yığılma prizması Arap Plakasının pasif kenarı ile çarpışmış ve ardındaki ofiyolitle birlikte plaka üzerine bindirip yerleşmiştir (Robertson, 2000). Sayındere Formasyonu'nun üzerine dereceli geçişli ve uyumlu olarak kuzeyden kaynaklanan napların altında ve öneyinde onlardan malzeme almış olduğu düşünülen koyu renkli fliş- türbidit istif olan Geç Kampaniyen- Orta Maastrichtiyen yaşlı Kastel Formasyonu gelmektedir. Bölgede napların yerleşip yükselttiği kuzey alanlarda Erken- Orta Maastrichtiyen yaşlı alüvyal flüvyal Terbüzek Formasyonu çakılları allokonların ve Kastel Formasyonu'nun üzerine aşıl uyumsuzlukla, nap yerleşiminin sonrasındaki ilk karasal birimler olarak çökelmiştir. Üst Maastrichtiyen döneminde, söz konusu yüksek alanların öneyindeki denizel ortamda gerek Terbüzek Formasyonu tarafından doldurulduğu için sığlaşmış olan kesimlerde, gerekse düzensiz bindirme önü tektonik dilimlerinin yer yer oluşturduğu denizaltı yükselimlerinin sığ denizel, resifal ve çok zengin bir faunaya sahip Besni Formasyonu Kireçtaşları transgresif olarak çökelmiştir. Germav Formasyonu Üst Maastrichtiyen' den Alt Eosen sonuna kadar çökelmiş olan, Kretase- Tersiyer sınırında Alt ve Üst Germav olarak ayrılan marn, şeyl ve sığlaştığı

zamanların ve mekanların ürünü olarak oluşan rezervuar niteliğindeki biyoklastik kireçtaşlarından oluşan denizel bir birimdir. Daha önceki çalışmalarda Terbüzek Formasyonu olarak ayrılan bazı çakıllı seviyelerin 2010 yılı saha çalışmaları kapsamında Alt Germav içinde denizaltı yelpazesi çökelleri olduğu görülerek Kesertaş Üyesi olarak adlandırılmıştır (Aksu ve ark., 2014).

Afrika ve Avrasya' nın yakınlaşması, Erken Paleosen' de kısa bir süre duraksadıktan sonra, Tersiyer' de de sürmüş ve buna bağlı olarak, Neo-Tetis' in kapanması devam etmiştir. Kapanmayı sağlayan yitim muhtemelen daha kuzeye, Toros birlikleri öneyine kayan And tipi bir dalma batma zonunda gerçekleşmiştir (Robertson, 2000). Okyanus kabuğunun kuzey yönde dalarak yitimi sırasında, yeni bir melanj prizması (yığışım karmaşığı) gelişirken, Arap plakası ile Toros birlikleri de giderek yakınlaşmıştır. Alt Eosen döneminin sonunda bir başka tektonik sıkışma fazı gerçekleşmiştir ve naplaşmanın yanısıra yüksek açılı bindirmeler de oluşmuştur. Bu tektonik faz, Hakkari'den Amanoslara kadar, kuzey alanlarda yükselme, katlanma ve binik yapı kuşağı oluşmasına neden olmuştur (Yiğitbaş ve ark., 1992; Aksu ve ark, 2014). Kuzey alanlarda katlanmanın neden olduğu yükselim alanları aşınmalara bağlı olarak oluşan yeni bir alüvyal flüvyal birime (Gercüş formasyonu) malzeme verip penetlenleştikten sonra, üzerine Erken Eosen-Erken Oligosen yaşlı Hoya Formasyonu transgresif olarak çökelmiştir. Kabuk yitimi Orta Eosen'e kadar sürmüş ve Geç Eosen' den itibaren kuzeyli üniteler Arap Plakası ile çarpışmaya başlamıştır. Okyanus kabuğu tamamen tüketildikten sonra da kıtaların birbirine yakınlaşması devam ile giderek artan sıkışma sonucunda, Erken Miyosen'de, kuzeydeki birlikler önlerindeki melanj prizması veya ekay zonu ile birlikte, büyük bir nap kütlesi halinde ilerleyerek, Arap Plakasına bindirmiştir (Yılmaz, 1993; Robertson, 2000) (Şekil 4.3.).



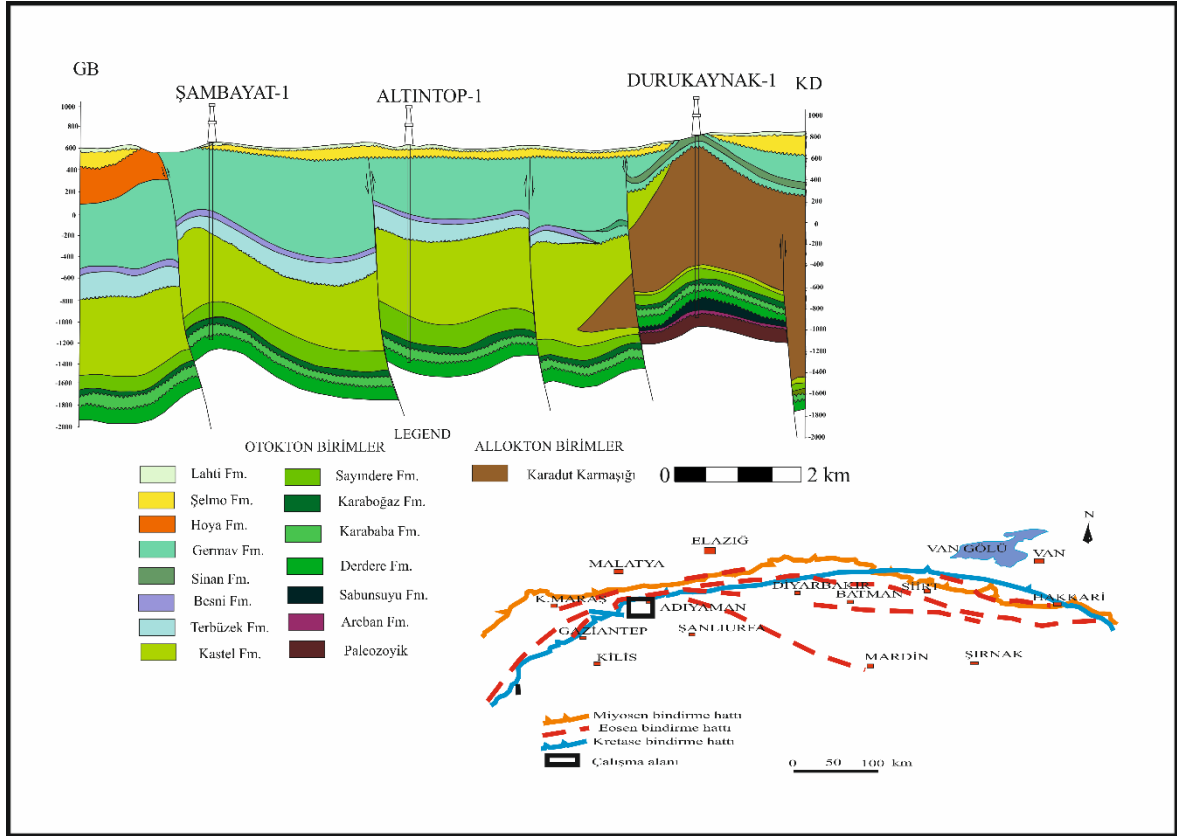
Şekil 4.3. Kretase-Tersiyer ‘de Güneydoğu Anadolu Bölgesi’ni etkileyen tektonik olayları gösterir kuzey-güney yönlü genelleştirilmiş enine kesiti (D. Perinçek, 1979b; Utmanoğulları, 2012)

Orta Miyosen sonundaki tektonik sıkışma fazı, Neo-Tetis’in güney kolunun karasallaşarak ortadan kalkmasıyla sonuçlanmıştır. Ardından, Üst Miyosen yaşlı, karasal, alüvyal- flüvyal, örgülü akarsu ve yer yer gölsel fasiyesleri olan Şelmo Formasyonu hem Miyosen allokonlarının hem de Midyat Grubu, Fırat ve Lice Formasyonlarının üzerine uyumsuz olarak çökelmiştir. Üst Miyosen tektoniğinin yükselttiği kesimlerin sağladığı aşınma malzemesi de Pliyosen yaşlı Lahti Formasyonu’nu oluşturmaktadır.

Afrika ile Avrupa’nın yaklaşması ve buna bağlı olarak bölgenin sıkışması Miyosen’den sonra da günümüze kadar devam etmiştir. Ancak bu sıkışma, bölgede daha fazla kabuk kalınlaşması ile kıvrım ve şaryajlarla karşılanamaz olduğundan yanal atımlı hareketlerle karşılanmaya başlanmıştır. Böylece, Geç Miyosen’den günümüze kadar geçen süreçte şaryaj cephesini de kesen, Doğu Anadolu Fayı, Adıyaman Fayı gibi büyük yanal atımlı faylar oluşurken, Bozova Fayı gibi eski kırıklarda da yanal atımlı hareketler gelişmiştir (Şengör ve Yılmaz, 1981; Perinçek ve Çemen, 1991; Yılmaz, 1993).

4.2. Çalışma Alanının Stratigrafisi

Çalışma alanında yüzeyde gözlenemeyen bir çok birim bölgede açılan petrol kuyularında gözlenmiştir (Şekil 4.4.). Buna göre oluşturulan genel stratigrafik kesitte birimler sırasıyla tanımlanmışlardır (Şekil 4.5.).



Şekil 4.4. Çalışma alanında kuyulara göre birimler arası korelasyon. (TPAO'dan revize edilmiştir)

YAŞ			Grup	FORMASYON	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
Kuvaterner				Alüvyon	0-55		Çakıltı
Tersiyer	Pliyosen			Lahti	-		Çakıltı
							Çakıltı
	Miyosen	Üst		Şelmo	0-82		Kumtaşı
		Orta					Çakıltı
	Oligosen	Alt	Midyat	Hoya	0-65		Killi Kireçtaşı
		Üst					Çörtlü Kireçtaşı
		Alt					
	Eosen	Üst	Midyat	Hoya	0-65		Marn
		Orta					
		Alt					
Kretase	Paleosen	Üst	Midyat	Germav	774-1188		Şeyl
		Alt					Kumtaşı
	Maastrichtiyen		Şırnak	Besni	0-42		Biyoklastik Kireçtaşı
				Terbüzek	0-265		Kumtaşı
				Kastel	320-700		Şeyl
	Kampaniyen		Adıyaman	Sayındere	5-303		Kumtaşı
				Karaboğaz	0-45		Killi Kireçtaşı
							Killi Kireçtaşı
	Santoniyen		Mardin	Karababa	0-124		Kireçtaşı
							Çört
							Killi Kireçtaşı
	Turoniyen		Mardin	Derdere	2-40		Kireçtaşı
							Dolomit
							Dolomit
	Senomaniyen		Mardin	Sabunsuyu	40-410		Dolomitik Kireçtaşı
Paleozoyik	Alt Kretase	Albiyen	Mardin	Sabunsuyu	40-410		Marn
							Şeyl
		Aptiyen		Areban	3-166		Kumtaşı
	Geç Kambriyen		Derik	Sosink	150-1058		Kumtaşı
				Koruk	100-250		Dolomit
				Zabuk	-		Kumtaşı
	Orta Kambriyen		Derik	Sadan	50-1000		Kumtaşı
	Alt Kambriyen		Derik	Sadan	50-1000		Kumtaşı
Paleozoyik	Prekambriyen		Derik	Telbesmi	12-2446		Miltaşı
							Şeyl
							Kumtaşı
	Prekambriyen		Derik	Telbesmi	12-2446		Tüf
							Bazalt

Şekil 4.5. Adıyaman civarının genelleştirilmiş stratigrafik kesiti (ölçeksiz olup Şambayat Üretim Sahasındaki kuyu kompozit logu verilerine ve yakın yerdeki mostralara göre hazırlanmıştır)

4.2.1. Derik Grubu

Tip kesiti, Mardin İli, Derik İlçesi dolaylarıdır. Prekambriyen ve Kambriyen yaşlı birimleri kapsayan bu grup beş formasyondan oluşmaktadır. Grubun en altında volkanik ve sedimanter tabakalardan oluşan, Prekambriyen yaşlı Telbesmi Formasyonu vardır. Sedimanter kırıntı ve karbonatlardan oluşan, birbirleri ile uyumlu olarak gösterilen Erken-Orta-Geç Kambriyen yaşlı Sadan, Zabuk, Koruk ve Sosink Formasyonları da bu grubun diğer birimleridir.

4.2.1.1 Telbesmi Formasyonu

Tip lokalitesi Mardin İli'nin 40 km batısındaki Telbesmi Köyü'dür. Prekambriyen'de Arap kalkanı kratonlaşmanın son evresinde andezit-spilitik bazalt, denizaltı lavları, tüfleri ve aglomera gibi volkanik ana öğelerini takiben, kırmızı renkli şeyl- kumtaşı- miltaşından oluşan sedimanter öğeler de çökelmiştir. Telbesmi Formasyonu Güneydoğu Anadolu Bölgesinin temeli olarak kabul edilir. Mardin Derik ve Adıyaman Meryemüşağı'nda yüzlek veren bu istif Prekambriyen yaşlıdır (Tromp, 1941; Ketin, 1964, 1965 ve 1966; Bozdoğan, 1982). Bu birimin taban ilişkisi Güneydoğu Anadolu Bölgesinde hiçbir yerde görülmemiştir. Üst dokanağı ise Sadan Formasyonu ile diskordanslıdır (Yılmaz ve Duran, 1997)

Epirojenik hareketlerin etkisiyle deniz seviyelerindeki göreceli değişimler sonucu birbiriyle uyumlu olan Derik Grubu'nun diğer formasyonları çökelmiştir (Aksu, 1980).

4.2.1.2. Sadan Formasyonu

Tip kesiti Mardin İli, Derik İlçesi, Sadan Köyü'nün 1 km batısıdır. Derik Grubu kapsamında ve birbirleriyle uyumlu dört formasyonun ilk birimidir. Telbesmi Formasyonu üzerine diskordanslı olarak çökelmiştir. Kıyı yakını sığ deniz- kıyı ilerisi- kıyı önü- kıyı gerisi ve/veya sahil kumları ortamlarında çökelmiş (Bozdoğan, 1982) olup, şarabi- kırmızı renkli, ince- orta taneli, polijenik elemanlı kuvars, feldispat, koyu mineralli, volkanik, magmatik kayaç parçalı orta- iyi boylanmalı, çapraz tabakalı kumtaşı ile temsil edilir. Sadan Formasyonu içerisinde fosil olgularına rastlanılmamıştır. Genel istifteki konumuna göre Alt Kambriyen yaşlıdır (Kellog, 1960; Aksu, 1980; Dean ve ark., 1981; Köylüoğlu, 1986; Yılmaz ve Duran, 1997):

4.2.1.3. Zabuk Formasyonu

Sadan Formasyonu üzerine Arkoz karakterinde olan ve çapraz tabakalı, temiz kuvars kumtaşı (kuvars arenit) ve çakıltaşları ile gelir. Bu formasyon Alt Kambriyen yaşlı Sadan

Formasyonu ile dereceli geçişlidir. Orta Kambriyen yaşlı Koruk Formasyonu'nun altında bulunması nedeniyle Alt Kambriyen yaşlı verilmiştir (Aksu, 1980).

4.2.1.4. Koruk Formasyonu

Tipik kesiti, Mardin İli'nin yaklaşık 40 km batısındaki Koruk Köyü'dür. Zabuk Formasyonu üzerine dereceli geçişli olarak çökelmiştir. Yer yer çörtlü, gri, beyazımsı gri, beyaz dolomit ve dolomitik kireçtaşlarından oluşur. Üstündeki Sosink Formasyonu ile dereceli geçişlidir (Ketin, 1964, 1965 ve 1966; Tuna, 1973 ve 1974; Bozdoğan, 1982; Günay, 1984; Perinçek, 1990). Sığ deniz ortamlarında çökelmiş (Bozdoğan, 1982) olan bu birim Orta Kambriyen yaşlıdır (Monod ve ark., 1979; Aksu, 1980; Dean ve ark., 1981 ve 1993; Yılmaz ve Duran, 1997).

4.2.1.5. Sosink Formasyonu

Tip lokalitesi Mardin İli, Derik İlçesi, Sosink Köyü'nün hemen kuzeyindeki Koruk deresidir. Koruk Formasyonu üzerine tedrici geçişli olarak gelir (Aksu, 1980). Sosink Formasyonu genellikle çapraz tabakalı açık kahve, şeyl aralanmalı kumtaşı ve silttaşı niteliğindedir. İçindeki Trilobit fosilleri ve Brachiopodlar ile Orta ve Geç Kambriyen yaşlı verilmiştir (Aksu, 1980; Dean ve ark., 1993). Üzerinde bulunan Seydişehir Formasyonu ile olan üst dokanak ilişkisi Hakkari Çukurca civarlarındaki mostralara göre uyumlu ve düşey/ yanal dereceli geçişlidir (Yalçın, 1979; Günay, 1984; Yılmaz, 1984; Yılmaz ve Duran, 1997).

4.2.2. Mardin Grubu

Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin tamamında çökelen Mardin Grubu, bölgenin farklı yörelerinde açısız uyumsuz olarak Antakya- Maraş Yöresi'nde Cudi Grubu üzerine, Diyarbakır civarında Dadaş Formasyonu üzerine, Hazro dolaylarında Çığlı Grubu üzerine, Mardin Yükselimi ve Adıyaman civarında Derik Grubu üzerine gelir. Çalışma alanımızda Derik Grubu üzerine bir transgresyon evresinden sonra çökelmiştir. Mardin Grubu alttan üste doğru Areban Formasyonu (Kumtaşı, dolomit, marn), Sabunsuyu Formasyonu (dolomit, kireçtaşı), Derdere Formasyonu (killi kireçtaşı, kireçtaşı) ve Karababa Formasyonlarından (kireçtaşı, kırıntılı katkılı kireçtaşı) oluşur.

Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Alt Kretase zaman aralığının Berramiyen'e kadarki seriler çökelemelikten veya aşınmadan dolayı eksiktir. Alt Kretase çökelleri (Mardin Grubu) Aptiyen ve Albiyen'de Areban ve Sabunsuyu Formasyonları temsil edilir (Çelikdemir ve ark., 1991). Üst Kretase zamanı Sabunsuyu üst kesimi, Derdere ve

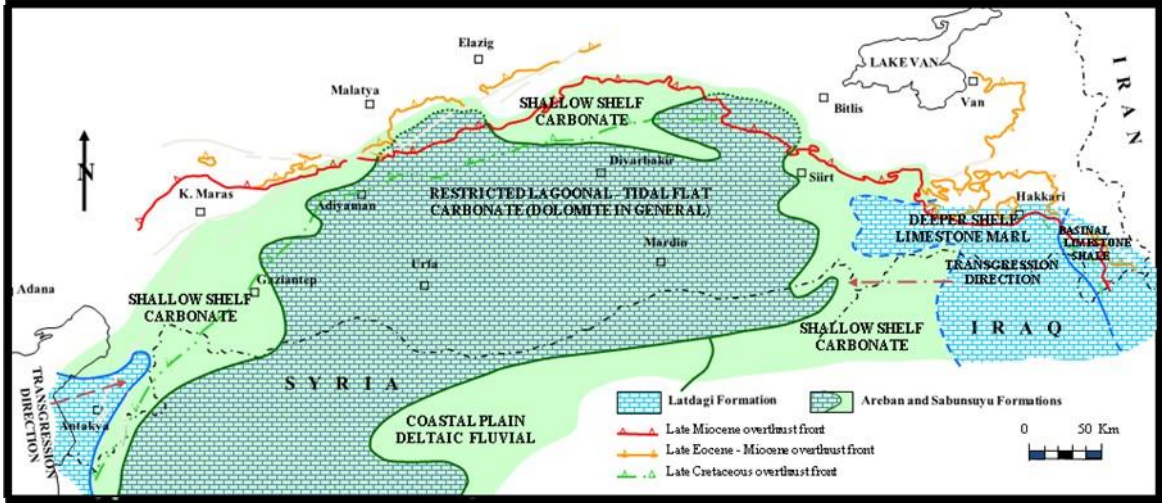
Karababa Formasyonlarını kapsamaktadır. Derdere Formasyonu Sabunsuyu Formasyonu üzerine uyumsuz olarak gelir. Üst Turoniyen ve Alt Konyasiyen'de eksiklik vardır (Çelikdemir ve ark., 1991).

4.2.2.1. Areban Formasyonu

Tipik mevkii Mardin İli Derik İlçesi'nin 16 km güneydoğusundaki Areban Köyü'nün hemen kuzeydoğusundaki dereye bulunmaktadır. İlk kez Schmidt (1961-1964) tarafından adlanmış ve tarif edilmiştir. Antakya'dan Hakkari'ye kadarki alanda çökelmiş olan birim, kıyı çizgisi ortamlarında çökelmiş olup, camgöbeği yeşil, tuğla kırmızısı renkli şeyl, alacalı kumtaşı, yeşilimsi gri marn, kireçtaşı ardışımından oluşur. Mardin Grubu'nun en alt formasyonu olup, transgresyon evresinin ilk birimi ve taban çakıltasıdır. Aptiyen-Albiyen yaşlı (Sinanoğlu ve Erkmen, 1980; Erenler, 1989; Çelikdemir ve ark., 1991) olan Areban Formasyonu altındaki Paleozoyik birimlerini açısal uyumsuzlukla örterken; üstündeki Sabunsuyu Formasyonu ile uyumlu ve geçişlidir (Perinçek, 1980b; Aksu, 1980; Çelikdemir ve ark., 1991).

4.2.2.2. Sabunsuyu Formasyonu

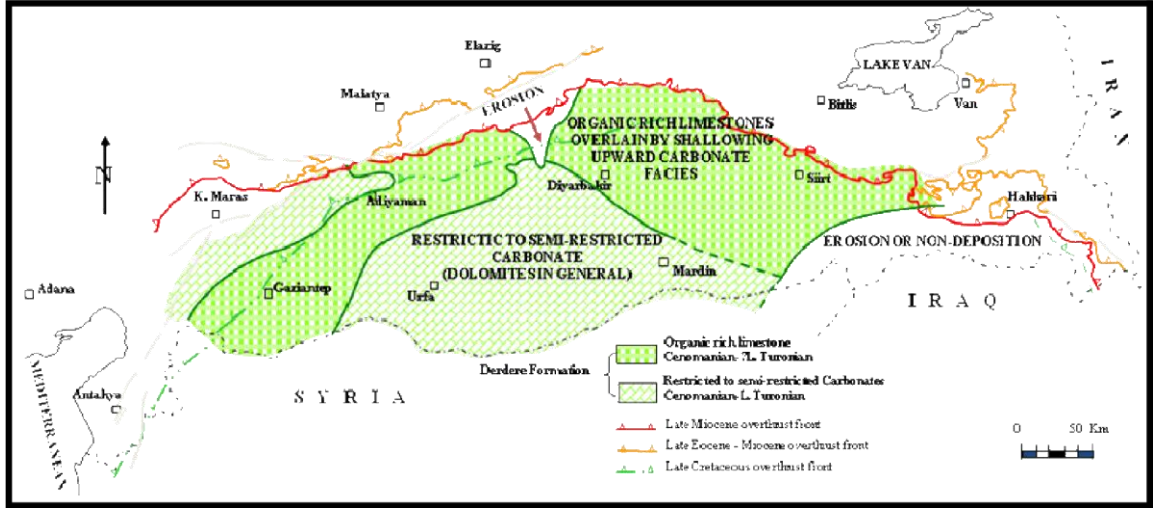
Tipik mevkii, Kilis İli batısındaki Sabunsuyu deresidir. Kilis, Antep, Adıyaman, Urfa, Diyarbakır, Mardin, Batman ve Siirt İli güney kesimlerinde yayılım gösterir. Sınırlı-yarı sınırlı sığ karbonat platformu ortamlarında çökelmiş (Perinçek ve ark., 1992) (Şekil 4.6.) olup, genellikle gri- sarımsı gri dolomit, kısmen kireçtaşı litolojisi sunar. Kireçtaşları genellikle dolomitleşmenin az olduğu üst kesimde ve kısmen de ortalarda bulunur (Çelikdemir ve ark., 1991). Sabunsuyu Formasyonu, Albiyen- Senomaniyen yaşlı (Erenler, 1989) olup, altındaki Areban Formasyonu ile uyumlu, üstündeki Derdere Formasyonu ile paralel diskordans olarak gelir (Perinçek, 1980a) Çelikdemir ve ark. (1991) çalışmasında, Sabunsuyu Formasyonu ile Derdere Formasyonu arasında (Orta Senomaniyen) bir eksiklik olduğunu belirtmiştir.



Şekil 4.6. Aptiyen-Albiyen paleocoğrafik haritası. Latdağı, Areban ve Sabunsuyu formasyonlarının yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)

4.2.2.3. Derdere Formasyonu

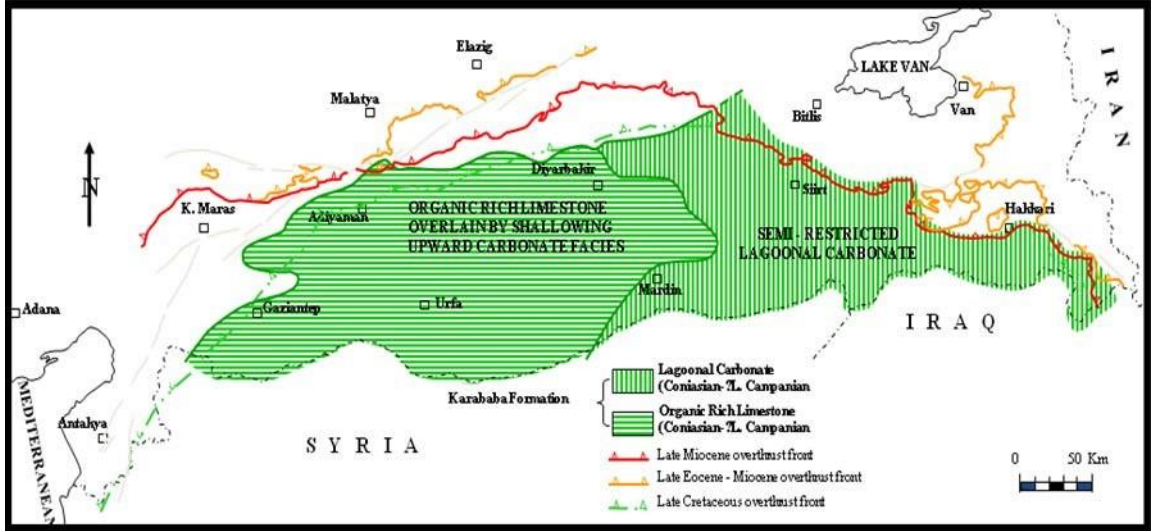
Tipik mevkii Diyarbakır İli, Çüngüş İlçesi Derdere Köyü'dür. Gaziantep, Urfa, Adıyaman, Mardin, Diyarbakır, Batman ve Siirt İli güneyinde yayılım gösterir (Yılmaz ve Duran, 1997). Sınırlı- yarı sınırlı sığ deniz ortamında çökelmiştir (Perinçek ve ark., 1992) (Şekil 4.7.). Tabanda organik maddece zengin sferli killi kireçtaşı oluşurken, üst kısmı kireçtaşı/ dolomit litolojisine sahiptir. Tabandaki sferli seviyenin TOC değeri % 0,3-% 2,2 arasında değişmekte olup, orta- iyi kaynak kaya özelliğindedir. Senomaniyen yaşlı (Köylüoğlu, 1981; Erenler, 1989; Ertuğ, 1991; Çelikdemir ve ark., 1991) olup altındaki Sabunsuyu üzerine paralel diskordan, üstündeki Karababa Formasyonu ile diskordandır (Aksu, 1980; Pasin ve ark., 1982; Yılmaz ve Duran, 1997). Derdere ve Sabunsuyu Formasyonları arasındaki uyumsuzluk esas olarak ortamsal ve litolojik farklardan anlaşılmaktadır. Aralarındaki boşluk uyumsuzluğu göstermektedir. Ayrıca Sabunsuyu girişinden alınan karot örneklerinde erime olukları, karstlaşma, yıkanma ve yığılma yapıları görülmüştür. Bu tür özellikler uyumsuzluğun varlığını destekleyen unsurlardır (Çelikdemir ve ark., 1991).



Şekil 4.7. Senomaniyen - Geç Turoniyen paleocoğrafik haritası. Derdere Formasyonu fasiyes yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)

4.2.2.4. Karababa Formasyonu

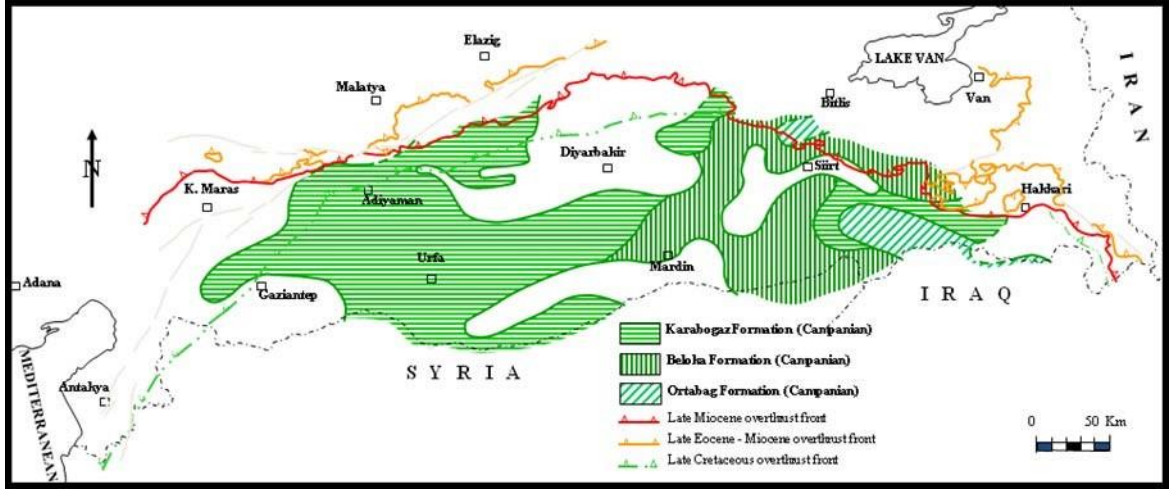
Tipik mevkii Adıyaman İli'nin 32 km güneyinde, Karababa dağının güneyindeki Fırat vadisinin kuzey tarafında bulunur. Gaziantep, Adıyaman, Şanlıurfa, Diyarbakır, Mardin, Siirt, Şırnak ve Hakkari dolaylarında yayılım gösterir (Yılmaz ve Duran, 1997). Birim yarı sınırlı/ sınırlı şelf lagünü- sıg deniz ortamlarında çökelmiş (Şengündüz ve Aras, 1986; Çelikdemir ve Dülger, 1990; Duran, 1991; Araç ve Yılmaz, 1991; Çelikdemir ve ark., 1991) (Şekil 4.8.) olup, eksiksiz çökeldiği alanlarda üç üyeden oluşur. Altta Karababa-A üyesi organik maddeli, pelajik foraminiferli, killi kireçtaşı ve kireçtaşı, ortada Karababa-B üyesi çörtlü kireçtaşı, en üstte de Karababa-C üyesi sıg denizel kırıntı katkılı kireçtaşlarından oluşur. Karababa Formasyonu Fırat Nehri'nin doğusundaki alanlarda bulunmaz. Ancak yersel olarak Batman ve Nusaybin Sahalarında Sanlı Formasyonu olarak görülür. Sanlı Formasyonu Karababa Formasyonu yaş konağında olup, bilinen Karababa Formasyonu'nun fasiyesinden farklı bir fasiyese sahiptir (Çelikdemir ve Dülger, 1990). Karababa Formasyonu Üst Koniyaşiyen- Erken Kampaniyen yaşlı (Erenler, 1989; Çoruh, 1981 ve 1991; Çelikdemir ve ark., 1991) olup, altındaki Derdere Formasyonu ve üstündeki Karaboğaz Formasyonu ile diskordandır (Tuna, 1973; Aksu, 1980; Pasin ve ark., 1982; Güven ve ark., 1988; Çelikdemir ve ark., 1991). Derdere Formasyonu ile Karababa Formasyonu arasındaki uyumsuzluk Üst Turoniyen ve Alt Koniyaşiyen aralığında bulunan çökmezlik ve aşınma ile belirlenmiştir (Çelikdemir ve ark., 1991).



Şekil 4.8. Konyasiyen- (?) Erken Kampaniyen paleocoğrafik haritası. Karababa Formasyonu fasiyes yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)

4.2.3. Adıyaman Grubu

Tip mevkii Adıyaman İli'nin 32 km güneyindeki Karababa dağı dolayındır. Adıyaman Grubu esas olarak iki formasyonu kapsamaktadır. Ancak her iki formasyon da doğuya doğru yanal ve düşey olarak farklı fasiyes özelliklerindeki başka formasyonlara geçiş yapar. Tabanda fosfatlı, glokonili kireçtaşı, silisifiye kireçtaşı ve çörtlere oluşan Karaboğaz Formasyonu bulunur. Bu birim doğuya doğru (Şırnak- Hakkari arası) Ortabağ Formasyonu'na düşey ve yanal olarak geçiş yapar (Perinçek, 1989). Grubun üst birimini de Kampaniyen yaşlı killi kireçtaşından oluşan Sayındere Formasyonu oluşturur. Sayındere Formasyonu da Beşiri, Kozluk, Nusaybin, Silopi, Siirt civarlarında daha sık karbonat özelliğindeki Beloka Formasyonu'na yanal ve düşey geçiş yapar (Perinçek, 1989) (Şekil 4.9.).



Şekil 4.9. Kampaniyen paleocoğrafik haritası. Karaboğaz, Ortabağ ve Beloka formasyonları yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Çelikdemir ve ark., 1991; Utmanoğulları, 2012)

4.2.3.1. Karaboğaz Formasyonu

Tip mevkii Adıyaman İli'nin 32 km güneyindeki Karababa dağının Fırat Nehri'ne bakan güney yamacındadır. Gaziantep- Adıyaman arası, Şanlıurfa dolayları, Batman Kozluk civarlarında yayılım gösterir. Derin deniz- sıg karbonat platformu- platform kenarında çökelmiş (Şengündüz ve Aras, 1986; Wagner ve Tuna, 1988; Uygur ve Aydemir, 1988; Duran, 1991; Güven ve ark., 1991) olup, siyah- koyu renkli, killi, çört nodüllü, tabanında fosfatlı ve iri çakıllı, pelajik kireçtaşı litolojisinden oluşur ve iyi kaynak kaya özelliğine sahiptir.

Orta Kampaniyen yaşlı (Güven ve ark., 1991; Çoruh, 1991; Ertuğ, 1991) olan bu birim altındaki Karababa Formasyonu ile uyumsuz, üstündeki Sayındere Formasyonu ile uyumludur (Güven ve ark., 1991).

4.2.3.2. Sayındere Formasyonu

Birimin tipik mevkii Adıyaman- Gölbaşı Karayolu'nun 10. Kilometresi dolayındaki Sayındere Vadisi'nin batı yakasıdır. Gossage (1959) tarafından tanımlanmıştır. Mardin Yükselimi ve Siirt Yükselimi hariç hemen bütün Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yayılım gösterir (Şekil 4.10).

Sayındere Formasyonu yeknesak bir litolojiye sahip olup yayıldığı alanın hemen her yerinde mavimsi gri bej renkli belirsiz orta kalın tabaklı ince plaket yarılmı yer yer biyotürbasyonlu mikritik dokulu planktonik foraminiferli killi kireçtaşları ile temsil edilirler. Formasyonun alt kesimleri daha koyu renkli ve organik karbonca zengin olduğu

4.2.4.1. Kastel Formasyonu

Tipik mevkii Esso'nun açtığı, Diyarbakır'ın 30 km kuzeyinde Kastel Sahası kuyularıdır. Kastel -1 kuyusudur (Tuna, 1973). Kuzeyden gelen Allohton birimlerin etkisiyle oluşan derin deniz yamacı/öneyi, derin deniz ortamında çökelmiş (Güven ve ark., 1991) olan birim, Gaziantep batısından Hakkari iline kadar bir yay şeklinde uzanan Kretase allohtonlarının güney cephesine paralel olarak yayılım gösterir (Güven ve ark., 1991). Filiş niteliğinde olup, kirli beyaz marn, alacalı kumtaşı – yeşilimsi gri şeyl ardışımı ve yeşilimsi gri marn dönüşümlü şeyllerden oluşur. Geç Kampaniyen-Orta Maastrihtiyen yaşlı (Çoruh, 1991; Güven ve ark., 1991) olan bu birim, Sayındere Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelir, üzerindeki Terbüzek Formasyonu ile uyumsuzdur. Kretase Allohtonlarının olduğu yerlerde Üst Kampaniyen öncesi Kastel Formasyonu istifi bu allohtonlar tarafında tektonik olarak örtülmektedir. Allohtonların güney uzağında ise Bozova Formasyonuna yanal ve düşey olarak geçiş yapar (Perinçek, 1989).

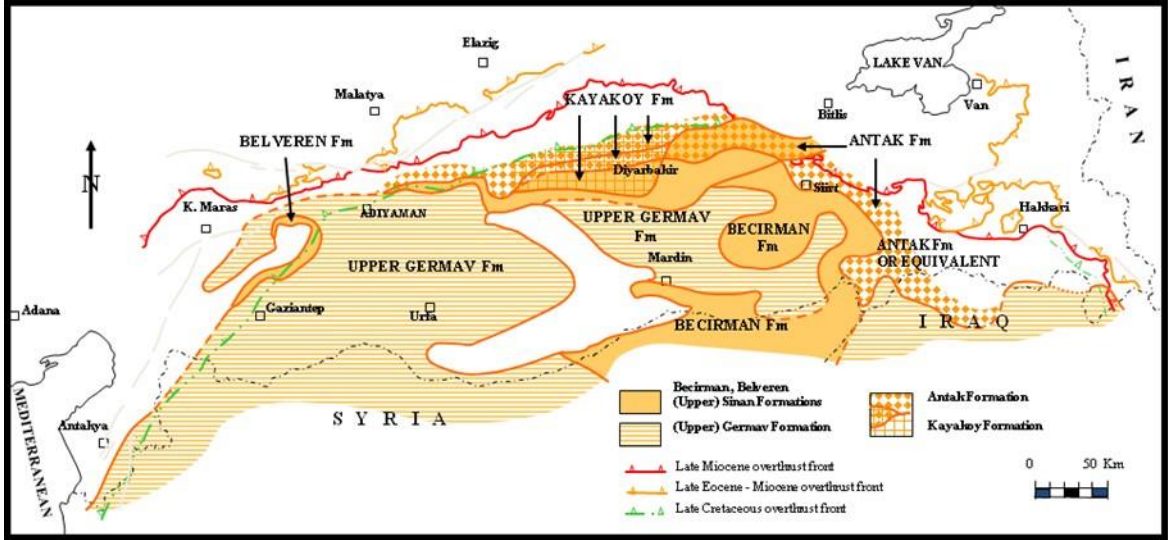
4.2.4.2. Terbüzek Formasyonu

Tipik lokalitesi Gölbaşı-Adıyaman karayolunun 26. kilometresinde, yolun hemen güneyinde bulunan Terbüzek (Çürükkaya-Taşlıyazı) köyündedir. Antakya Amanoslar, Adıyaman Kuzeyi ve Gölbaşı – Besni arasında yüzlek verir. Kretase allohton kuşağının yakın güneyinde yayılım gösterir. Kıradağ Formasyonu ile aynı yaş konağında çökelmiştir. Kretase Allohtonlarına yakın olmasından ve farklı çökme ortamına sahip olmasından dolayı farklı isimlendirilmiştir. Alüvyal fan, flüvyal, kıyı ovası, kıyı yakını ortamlarda çökelmiş (Güven ve ark., 1991) (Şekil 4.11.) olup, çakıltaşı ve kumtaşlarından oluşur. Taban çakıltaşı niteliğindedir. Erken-Orta Maastrihtiyen yaşlı (Güven ve ark., 1991) olan bu birim, altındaki Kastel Formasyonu ve Kretase allohtonları üzerine diskordans olarak gelir (Perinçek, 1979b; Günay, 1984; Meriç ve ark., 1987; Güven ve ark., 1988). Üst dokanağı ise Besni ve Germav formasyonları ile konkordandır (Günay, 1984; Meriç ve ark., 1987; Güven ve ark., 1988). Çermik ilçesi güneybatısında Gercüş Formasyonu, Terbüzek Formasyonu üzerine diskordans olarak gelir (Sungurlu, 1974a; Güven ve ark., 1988; Çoruh, 1991).

4.2.4.3. Besni Formasyonu

Tip lokalitesi Adıyaman İli Besni İlçesi yakın civarındadır. Antakya Amanos ve Yayla dağları, Kahramanmaraş, Gaziantep ve Adıyaman civarlarında yayılım gösterir.

hattının güneyinde yer yer doğrudan Cudi Grubu üzerine açılal diskordansla geldiği de görölür (Perinçek, 1989). Üstündeki Sinan ve Antak Formasyonları ile düşey ve yanal geçişlidir. Gercüş Formasyonu ile diskordandır. Hakkari dolaylarında Eosen ve Miyosen yaşlı Midyat ve Silvan grupları paralel ve açılal diskordansla birim üzerinde yer alır. Yanal yönde Bozova ve Üçkiraz Formasyonlarına geçiş yapar (Perinçek, 1989). Nusaybin sahalarında Germav Formasyonu üzerine doğrudan Midyat Grubu diskordans olarak gelir.



Şekil 4.12. Paleosen paleocoğrafik haritası. Üst Germav, Üst Sinan, Üst Antak üyeleri ile Becirman ve Kayaçöy formasyonlarının yayılım alanı (Perinçek ve ark., 1992; Güven ve ark., 1992; Utmanoğulları, 2012)

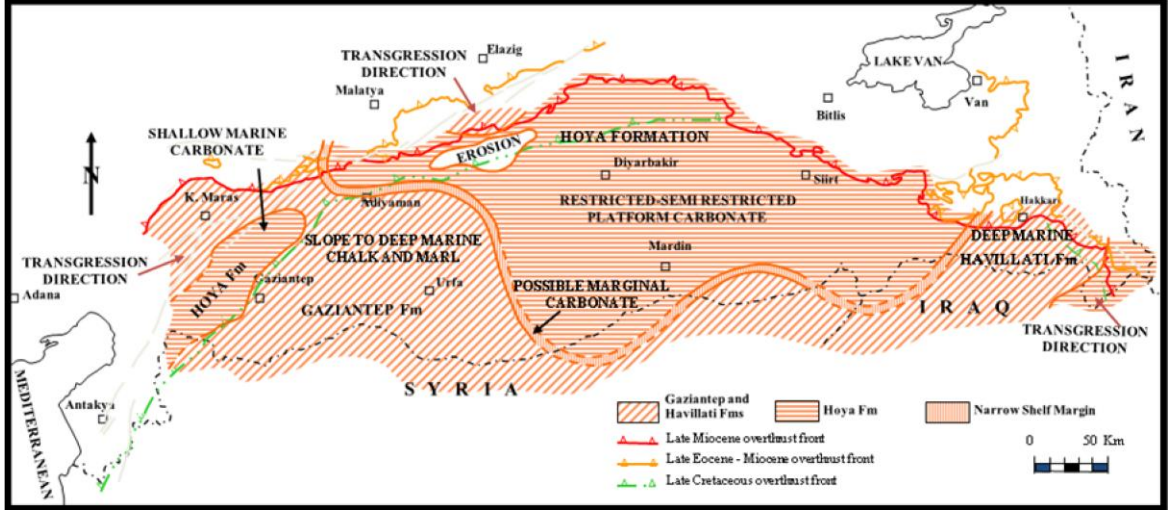
4.2.5. Midyat Grubu

Tipik mevkii Midyat İlçesi kuzeyindeki Hasankeyf dolaylarıdır. Bu birim ilk kez 1957 yılında Maxon ve Tromp tarafından formasyon ismi olarak kullanılmıştır. Daha sonra grup aşamasında kullanılmıştır (Tuna, 1973). Perinçek (1978, 1980 c) Midyat adını Grup aşamasında kullanmıştır (Perinçek, 1989). Eosen-Oligosen yaşlı Midyat Grubu; Becirman, Gercüş, Kavalköy, Hoya, Gaziantep, Germik ve Havillati formasyonlarını kapsamaktadır (Duran ve ark., 1988; Perinçek, 1989).

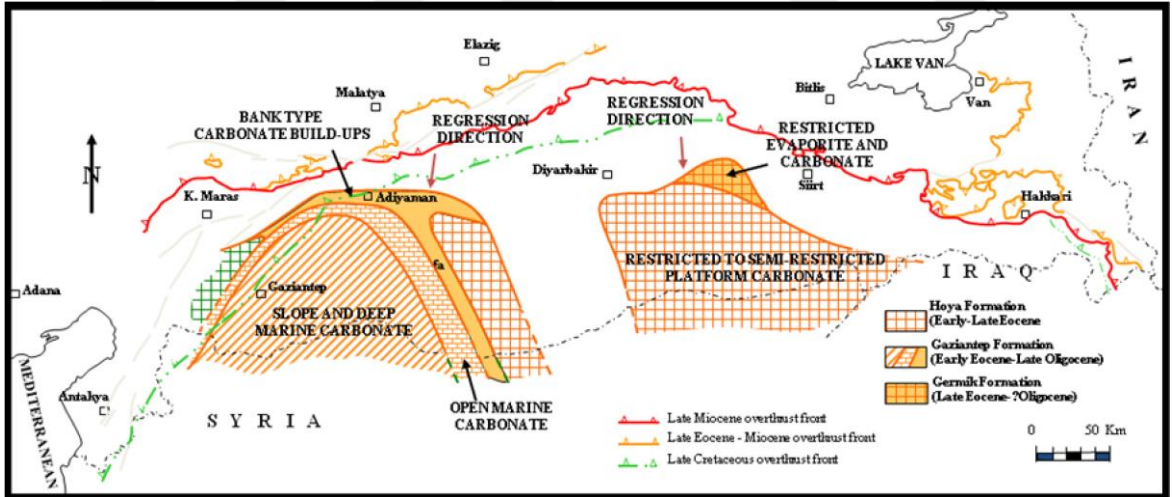
4.2.5.1. Hoya Formasyonu

Tip lokalitesi Diyarbakır İli, Çüngüş ilçesinin 2 km güneybatısındaki Hoya Köyüdür. İlk kez Sungurlu tarafından tanımlanmıştır (Perinçek 1979b). Güneydoğu Anadolu Bölgesinin tamamında yayılım gösterir. Sınırlı/yarı sınırlı sığ deniz- sığ normal deniz-şelf kenarı/önü ortamlarında çökelmiştir (Duran ve ark., 1988, 1989) (Şekil 4. 13.) (Şekil 4.14.). Altta kireçtaşı üyesi, ortada tebeşirli dolomit, en üstte de killi tebeşirli

dolomitlerden oluşur. Erken Eosen-Erken Oligosen yaşlı (Duran ve ark., 1988, 1989) olan bu birim, altındaki Gercüş ve Kavalköy formasyonları ile uyumludur. Üstündeki Gaziantep, Havillati ve Germik formasyonları ile de uyumludur. Üzerine doğrudan Silvan Grubu formasyonları Kapıkaya veya Fırat gelmesi durumunda bu formasyonlar tarafından uyumsuz olarak üzerlenir (Perinçek, 1989).



Şekil 4.13. Erken-Orta Eosen paleocoğrafik haritası. Gaziantep, Hoya ve Havillati formasyonlarının yayılım alanı (Duran ve ark., 1988; Utmanoğulları, 2012)



Şekil 4.14. Geç Eosen-Erken Oligosen paleocoğrafik haritası. Midyat Grubu; Gaziantep, Hoya ve Germik formasyonlarının yayılım alanı (Duran ve ark., 1988; Utmanoğulları, 2012)

4.2.6. Şelmo Formasyonu

Tip lokalitesi Batman İli Sason İlçesi Şelmo köyü dolayındır. Adıyaman, Diyarbakır, Batman, Siirt, Cizre, Silopi dolaylarında yayılım gösterir. Plaj kumları-geçiş-gelgit

düzlüğü-playa- akarsu karasal ortamlarında çökelmiş olup kahverengi, kırmızı, soluk pembe, yeşilimsi gri şeyl-kumtaşı ve çakıllaşlarından oluşur. Geç Miyosen-Erken Pliyosen yaşlı (Çemen ve ark., 1990) olan birim, altındaki Lice ve Fırat formasyonları ile açılı diskordandır (Tuna, 1973; Açıkbaş ve Baştuğ,1975; Perinçek,1979c, 1989,1990; Savcı ve Dülger, 1980; Günay, 1990). Şelmo Formasyonu, Pliyosen yaşlı Lahti Formasyonu tarafından uyumsuz olarak örtülmektedir. Diyarbakır'da Karacadağ Bazaltları; Nusaybin – Cizre arasında Pliyo-Kuvaterner yaşlı Telsakan bazaltlar tarafından örtülmektedir.

4.2.7. Lahti Formasyonu

Gevşek çakıl, kum, mil ve killerden oluşan bu birim genellikle taşlaşmamış olup belirsiz tabakalıdır. Çalışma alanının doğusunda Şelmo Formasyonu üzerine diskordan olarak gelen bu birim Pliyosen yaşlıdır.

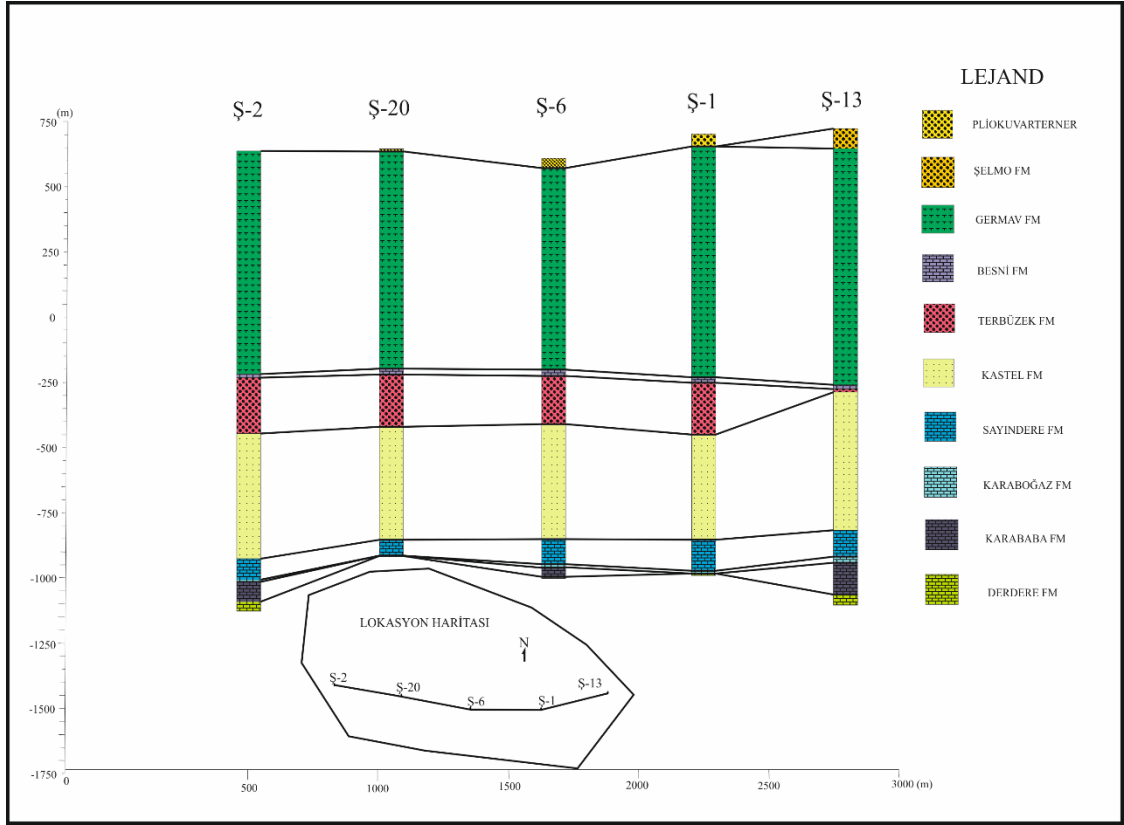
4.2.8. Kuvaterner Çökeller, Alüvyon

Alan içerisinde Lahti Formasyonundan ayrılamayan Pliyo-Kuvaterner çökeller ile taraça ve alüvyonlar bulunmaktadır.

4.3. Şambayat Petrol Sahasında Kuyular Arası Korelasyonlar

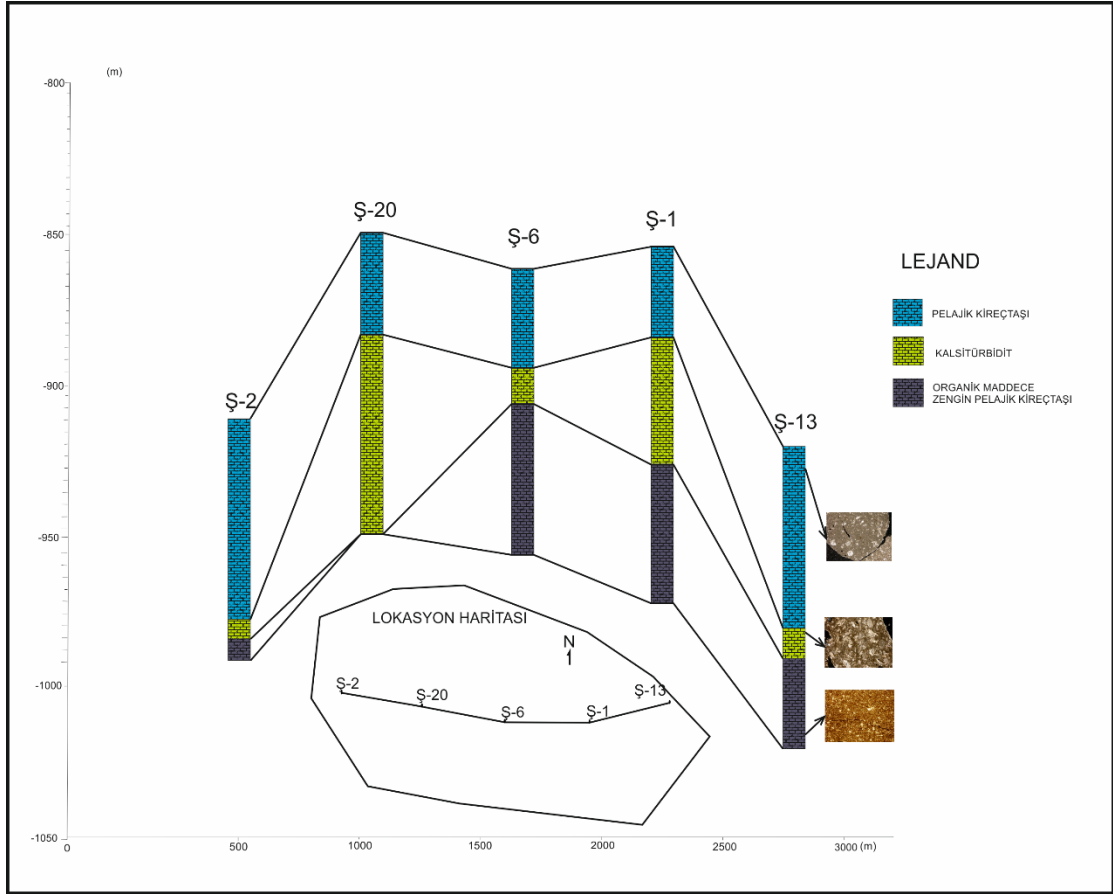
Şambayat (Ş) ve Doğu Şambayat (DŞ) petrol sahasında kesilen Sayındere Formasyonu'nun kalınlıklarının ve fasiyeslerinin doğu-batı, kuzey-güney yönlerinde seçilen kuyular bazında korelasyonları yapılmıştır.

Doğu-batı yönünde seçilen Ş-2, Ş-20, Ş-6, Ş-1 ve Ş-13 kuyularında kesilen Sayındere Formasyonu kalınlıklarının korelasyonları Şekil 4.15'de verilmiştir. Buna göre kuyular arasında Ş-20 kuyusu hariç kalınlıklarda çok farklılık izlenmemektedir.



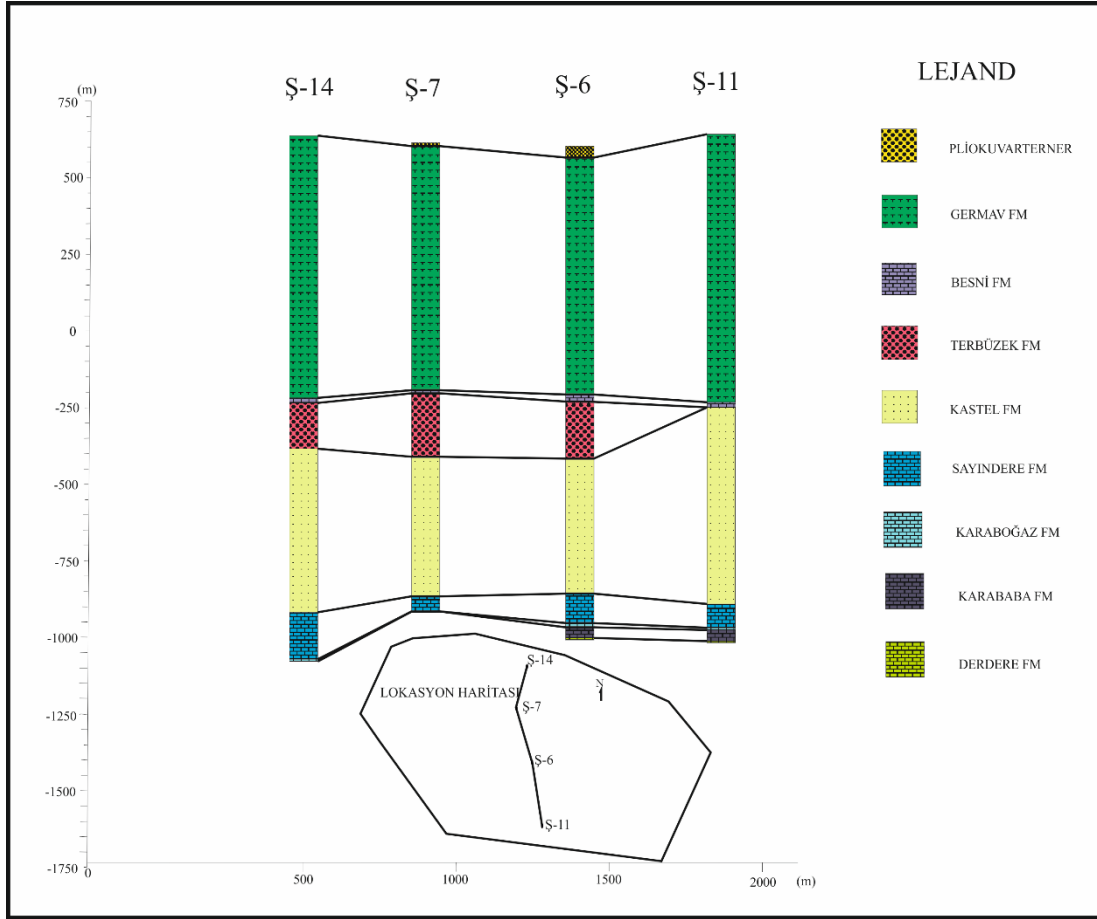
Şekil.4.15. Şambayat sahası kuyularının Ş-2-20-6-1-13 kuyuları boyunca doğu-batı yönlü korelasyonları

Formasyonun aynı kuyulardaki fasiyes korelasyonları da Şekil 4.16’da verilmiştir. Buna göre Ş-20 kuyusu hariç kuyularda üç farklı fasiyes farklı kalınlıklarda gözlenir. Ş-20 kuyusunda ise formasyonun orta ve üst düzeylerine ait fasiyesler izlenir.



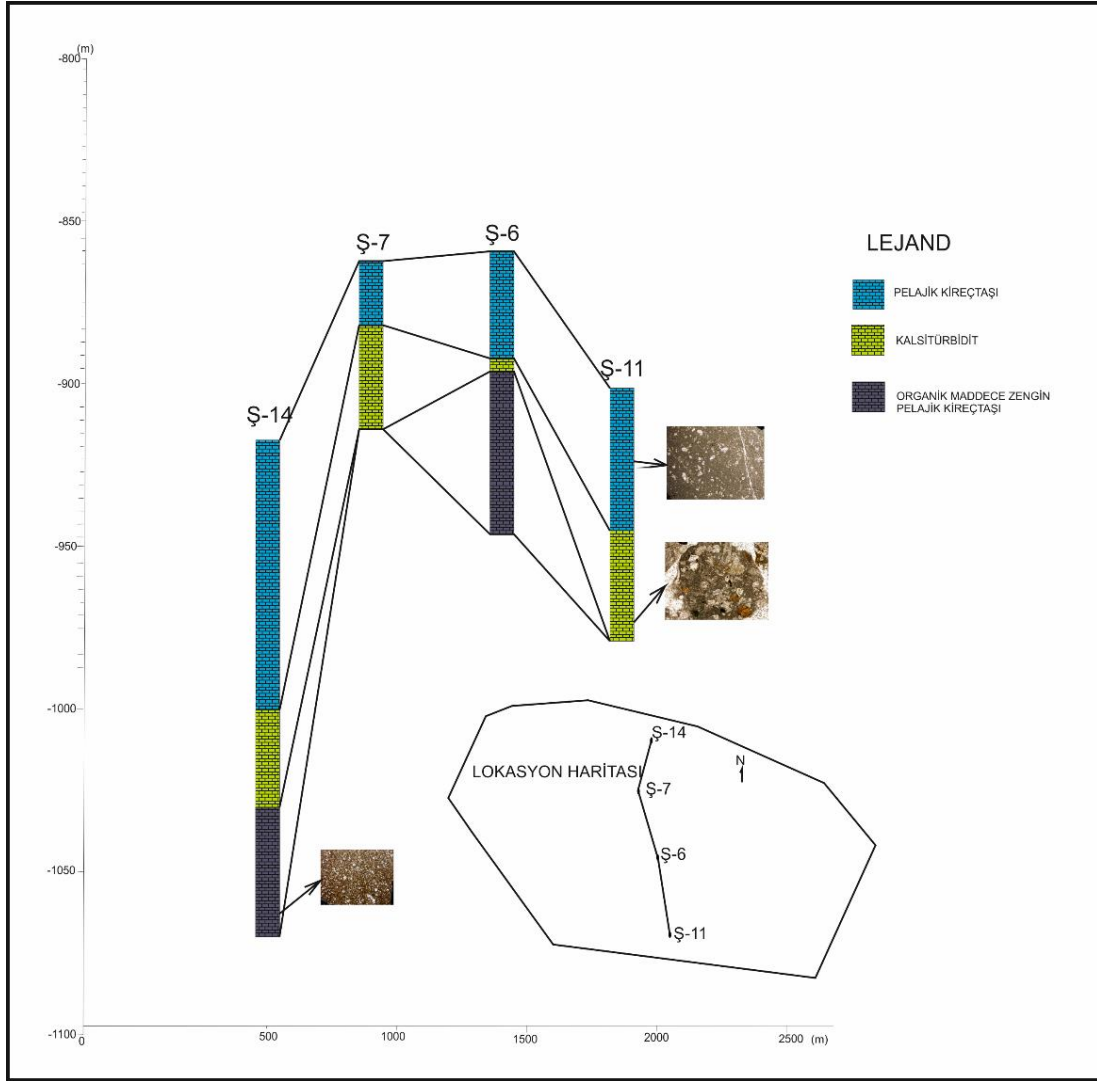
Şekil.4.16. Şambayat sahası kuyularının Ş-2-20-6-1-13 kuyuları boyunca doğu-batı yönlü korelasyonları

Formasyonun aynı kuyulardaki fasiyes korelasyonları da Şekil 4.16’da verilmiştir. Buna göre Ş-20 kuyusu hariç kuyularda üç farklı fasiyes farklı kalınlıklarda gözlenir. Ş-20 kuyusunda ise formasyonun orta ve üst düzeylerine ait fasiyesler izlenir.



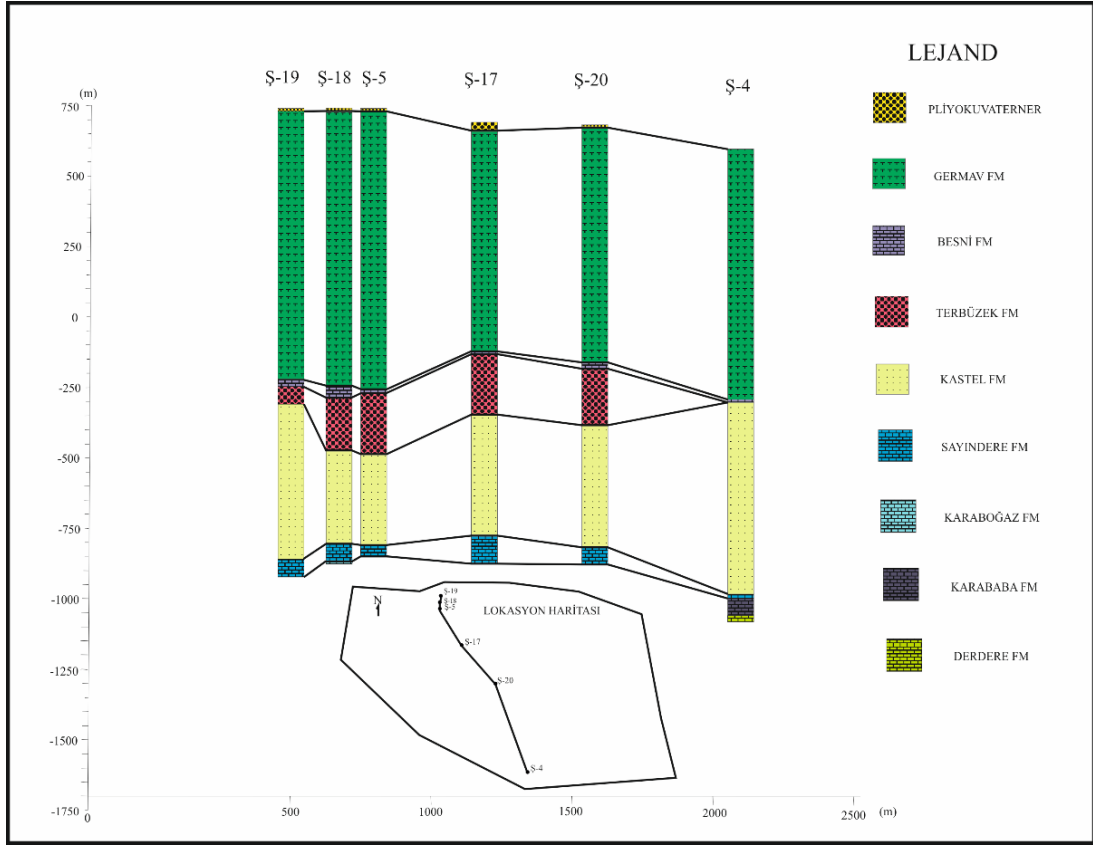
Şekil.4.17. Şambayat sahası kuyularının Ş-14-7-6-11 kuyuları boyunca kuzey-güney yönlü korelasyonları

Formasyonun aynı kuyulardaki fasiyes korelasyonları da Şekil 4.18’de verilmiştir. Buna göre formasyonun Ş-14 ve Ş-6 kuyularında farklı kalınlıklarda üç fasiyes diğer iki kuyuda ise formasyonun orta ve üst düzeylerine ait fasiyesler izlenir.



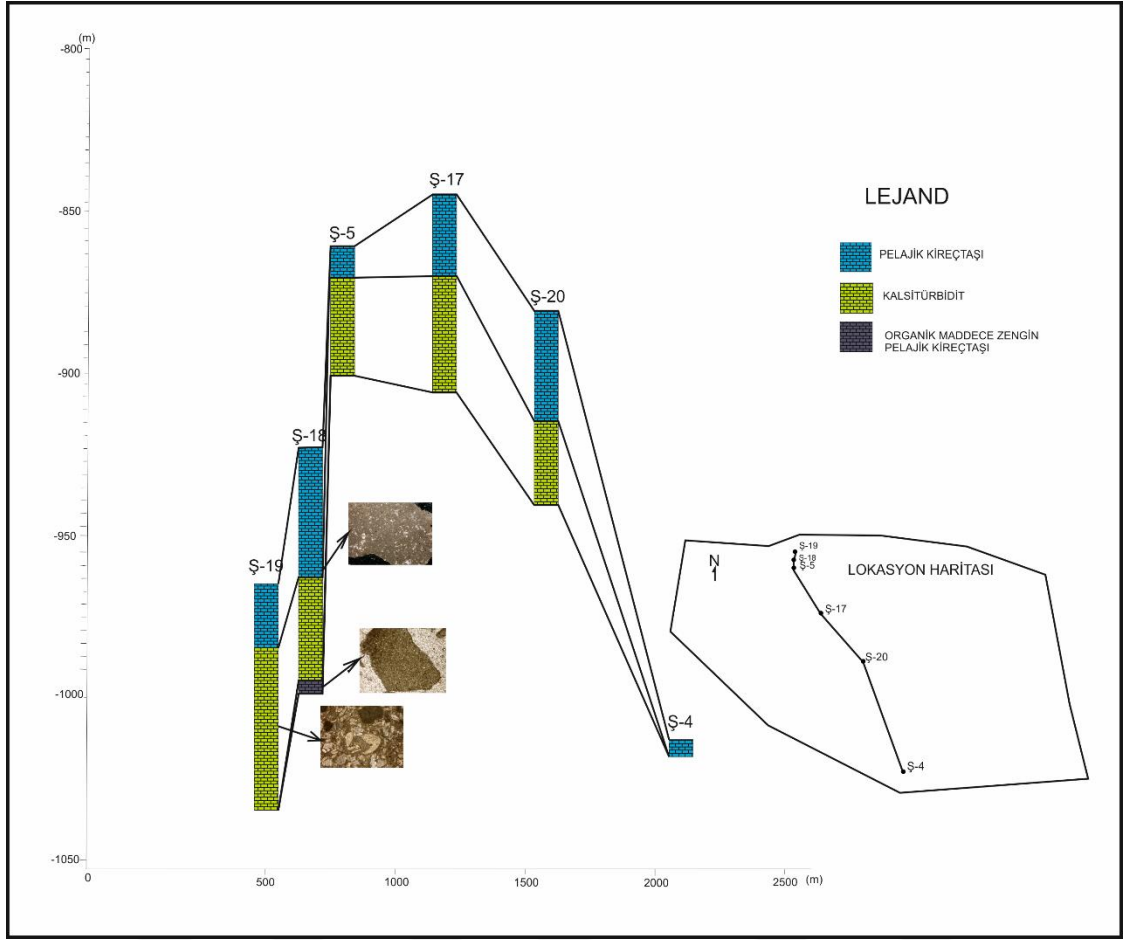
Şekil.4.18. Sayindere Formasyonu fasiyeslerinin Ş-14-7-6-11 kuyuları boyunca kuzey-güney yönlü korelasyonları

Kuzeybatı-güneydoğu yönünde seçilen Ş-19, Ş-18, Ş-5, Ş-17, Ş-20 ve Ş-4 kuyularında kesilen Sayindere Formasyonu kalınlıklarının korelasyonları Şekil 4.19’da verilmiştir. Buna göre güneydoğu yönünde formasyonun kalınlığının azaldığı izlenir.



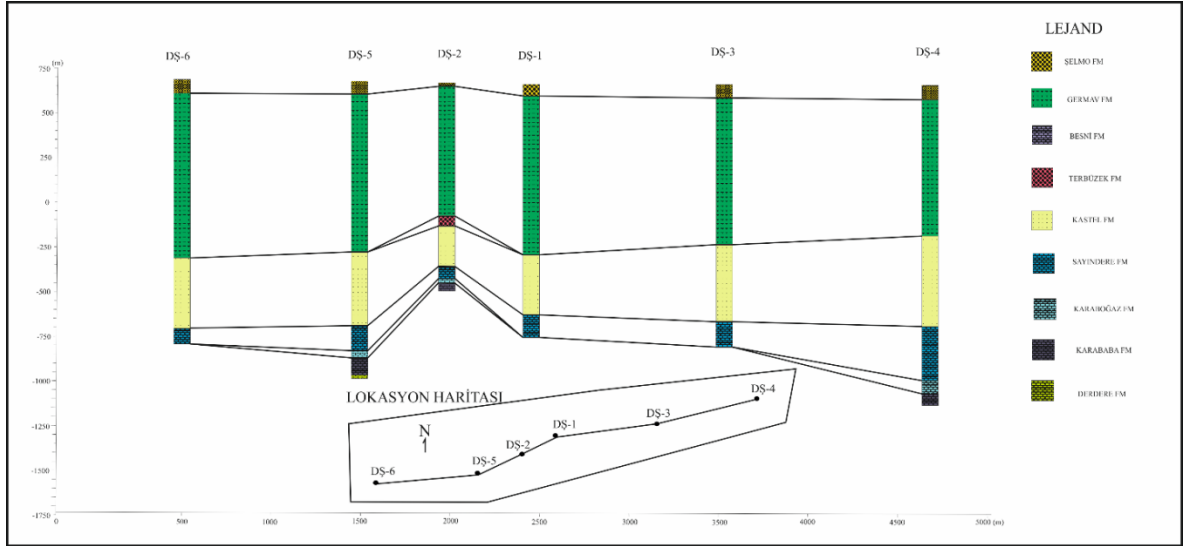
Şekil.4.19. Şambayat sahası kuyularının Ş-19, Ş-18, Ş-5, Ş-17, Ş-20 ve Ş-4 kuyuları boyunca kuzeybatı-güneydoğu yönlü korelasyonları

Formasyonun aynı kuyulardaki fasiyes korelasyonları da Şekil 4.20’de verilmiştir. Bu kuyularda genel olarak formasyonun orta ve üst düzeylerine ait fasiyesler izlenir. Ş-18 kuyusunda üç fasiyes de gözlenir. Ş-4 kuyusunda ise sadece üst düzeylerine ait fasiyes izlenir.



Şekil.4.20. Sayındere Formasyonu fasiyeslerinin Ş-19, Ş-18, Ş-5, Ş-17, Ş-20 ve Ş-4 kuyuları boyunca kuzeybatı-güneydoğu yönlü korelasyonları

Güneybatı-kuzeydoğu yönünde seçilen DŞ-6, DŞ-5, DŞ-2, DŞ-1, DŞ-3, DŞ-4 kuyularında kesilen Sayındere Formasyonu kalınlıklarının korelasyonları Şekil 4.21’de verilmiştir. Buna göre kuzeydoğu yönünde formasyonun kalınlığının arttığı izlenir.



Şekil.4.21. Doğu Şambayat sahası kuyularının DŞ-6, DŞ-5, DŞ-2, DŞ-1, DŞ-3, DŞ-4 kuyuları boyunca güneybatı-kuzeydoğu yönlü korelasyonları

4.4. Sayındere Formasyonu'nun Petrografisi ve Fasiyes Özellikleri

Şambayat Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'nun fasiyes özelliklerini tespit etmek amacıyla petrografik özellikleri incelenmiştir. Sondajlar esnasında formasyonun muhtelif derinliklerinden ince kesit için 112 adet kırıntı numune ayıklanmıştır. Hazırlanan ince kesitler mikroskopta (OLYMPUS BX51-Araştırma Mikroskobu) incelenmiştir. Buna göre Sayındere Formasyonu üç farklı fasiyese ayrılmıştır. Bunlar alttan üste doğru; organik maddece zengin karbonat çamurtaşı veya vaketaşı, kıtasal yamacı karakterize eden kalsitürbidit (istiftaşı veya biyoklastlı istiftaşı) ve pelajik ortamı karakterize eden yine karbonat çamurtaşı veya vaketaşı fasiyesidir. Herbir fasiyesin kalınlığı kuyu bazında tespit edilip ayrı ayrı kalınlık kontur haritaları çizilmiştir. Fosiller yardımıyla Sayındere Formasyonu'nun yaşı ve çökelim ortamı tespit edilip birimin çökelme modeli çıkartılmıştır (Şekil 4.40 ve Şekil 4.41).

Örnekler içerisinde

Globotruncana hilli,

Globotruncana bulloides,

Globotruncana linneiana,

Globotruncana mariei,

Globotruncana aegyptiaca,

Globotruncana ventricosa,

Globotruncana esnehensis,

Globotruncanella havanensis,

Globotruncanita angulate,
Globotruncanita pettersi,
Gansserina gansseri,
Rugoglobigerina rugosa,
Rugoglobigerina macrocephala,
Rugoglobigerina hexacamerata,

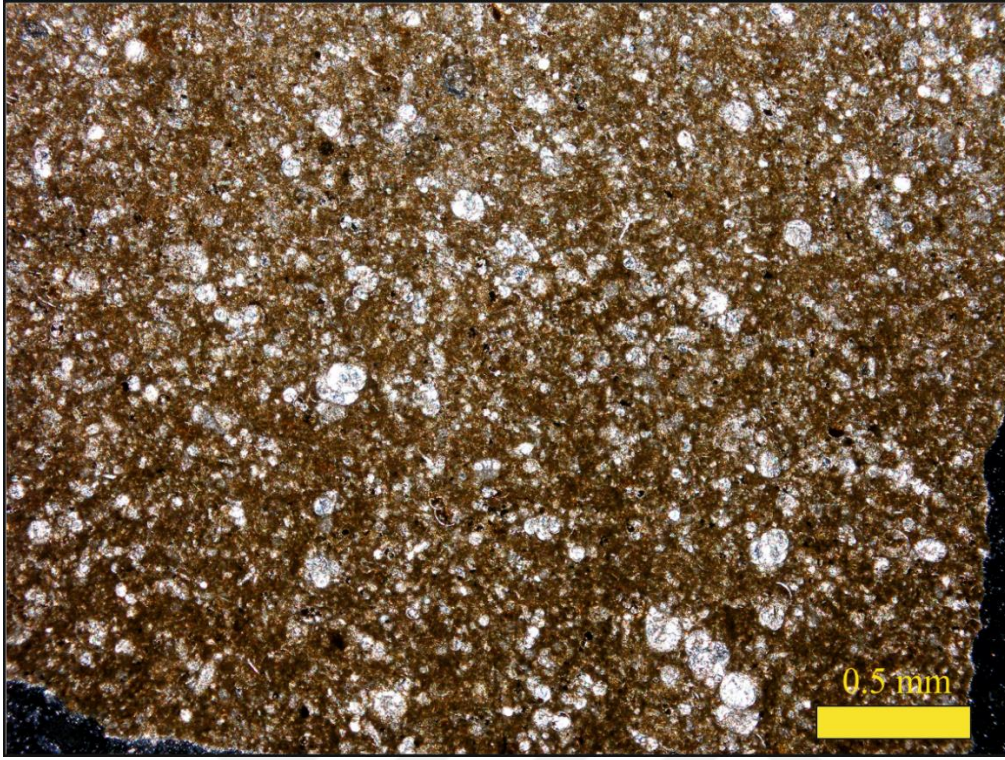
Contusotruncana fosilleri tanımlanmıştır. Bu fosil kapsamına göre formasyonun yaşı Geç Kampaniyen-Maastrichtiyen olarak belirlenmiştir (Tanımlama ve yaşlandırma Doç. Dr. Bilal Sarı tarafından yapılmıştır).

4.4.1. Faiyes 1: Organik Maddece Zengin Karbonat Çamurtaşı veya Vaketaşı Fasiyesi

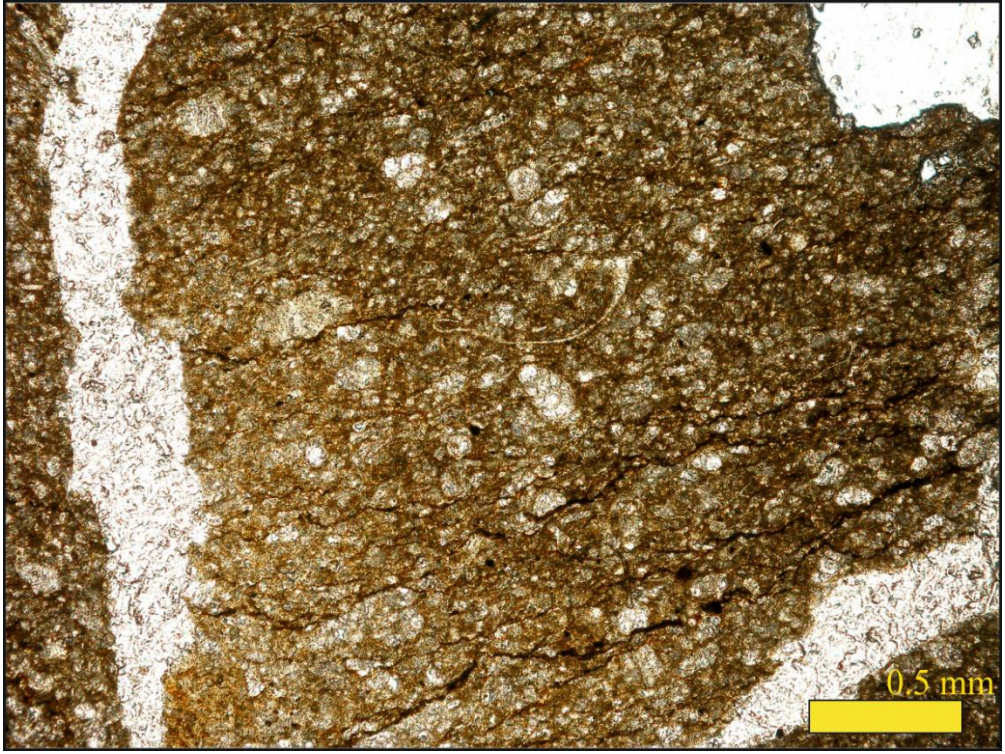
Pelajik ortamı karakterize eden kaynak kaya nitelikli killi kireçtaşı seviyesi polarizan mikroskop altında kayacın doku ve bileşenlerini tanımlamak için incelenmiştir. Bu seviyeden alınan örneklerden hazırlanan ince kesitlere göre kaya, karbonat çamurtaşı veya vaketaşı (Dunham, 1962) olarak tanımlanmıştır. Örneklerde planktonik foraminifer zengindir (Şekil 4.22-23). Stilolitler yaygın olarak gözlenir, organik madde içerirler (Şekil 4.24) ve stilolitler boyunca dolomitleşmeler gözlenir (Şekil 4.25, Şekil 4.26 ve Şekil 4.27).



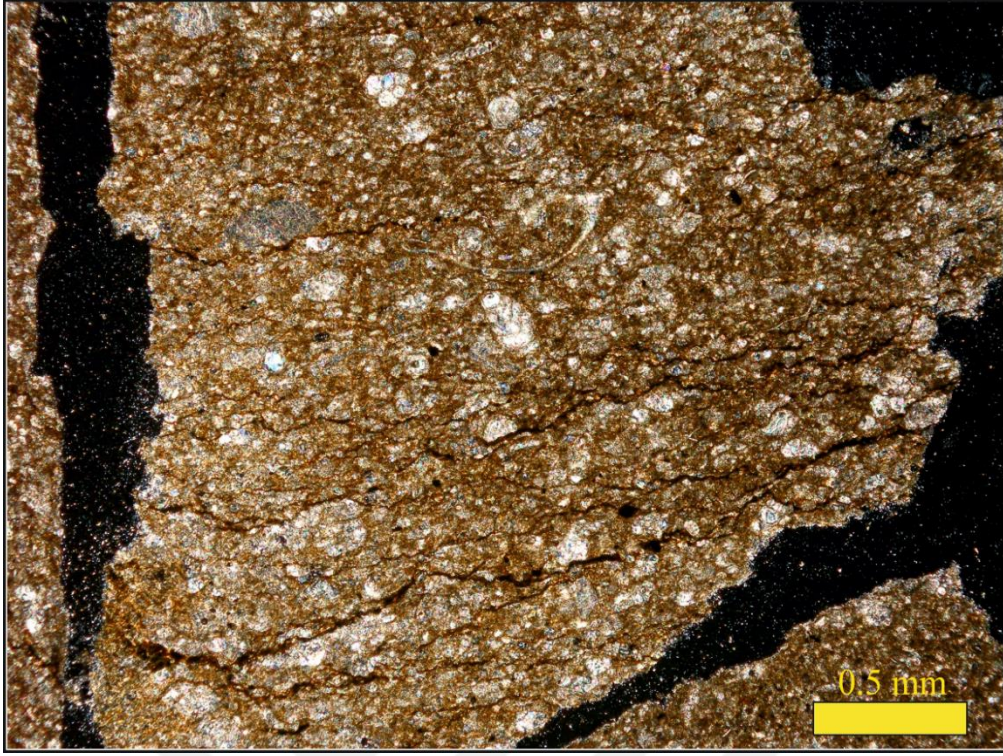
Şekil 4.22. Planktonik foraminifer içeren vaketaşı. (Şambayat-6 kuyusu, 1522-1556 m.)



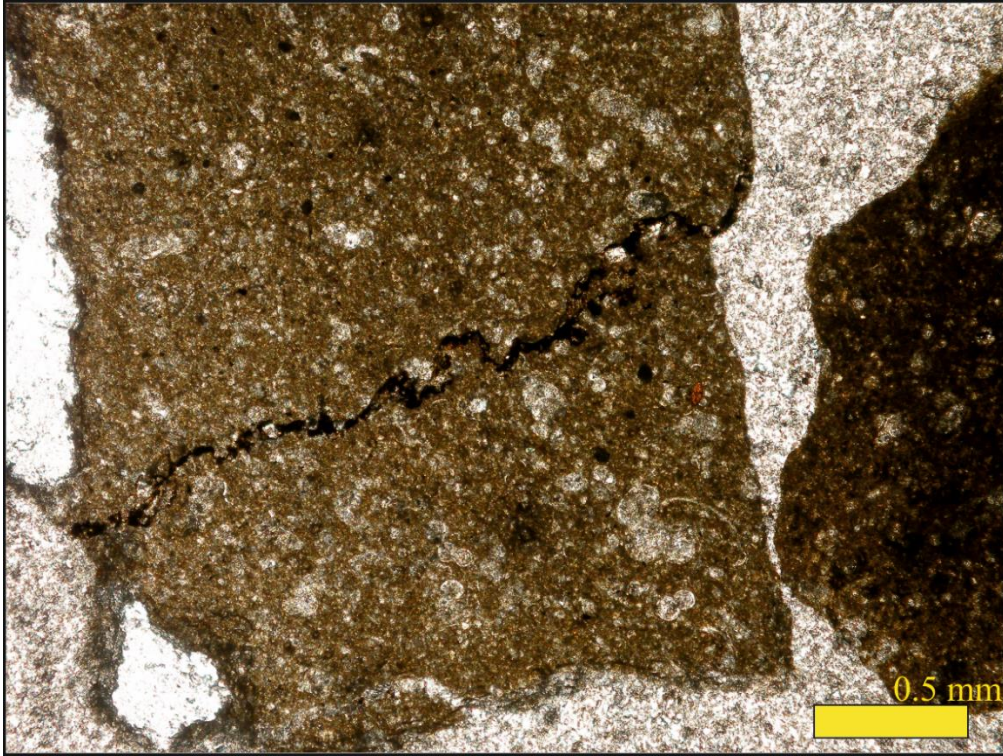
Şekil 4.23. Planktonik foraminifer ve kalsisfer içeren vaketaşı. (Şambayat-14 kuyusu, 1678-1696 m.)



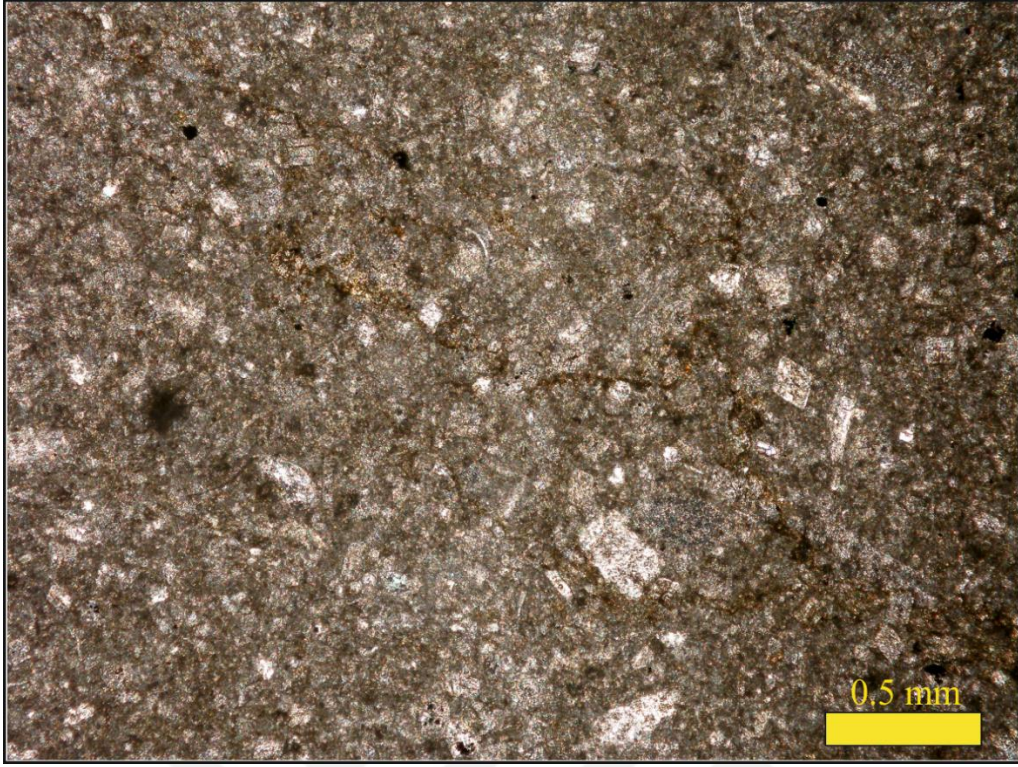
Şekil 4.24. Stilolitik düzeylerin görünümü (Şambayat-6 kuyusu, 1506-1520m.)



Şekil 4.25. Stilolitik düzeylerin görünümü (Şambayat-6 kuyusu, 1506-1520m.)



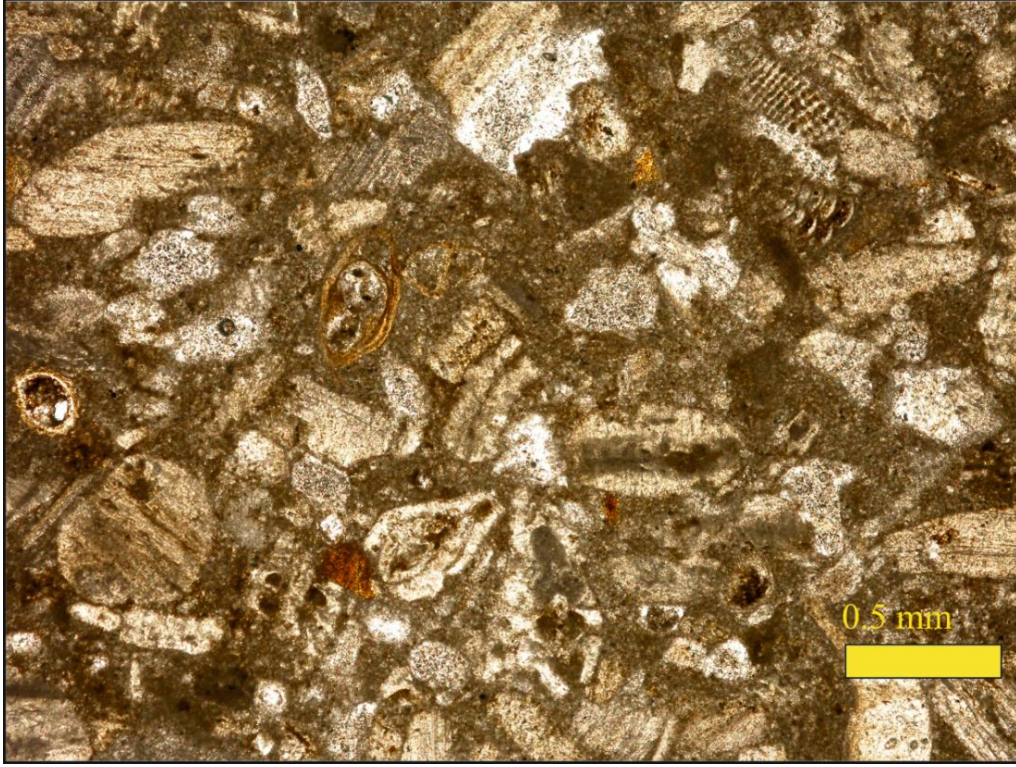
Şekil 4.26. Şambayat-13 kuyusu (1722-1730m.)



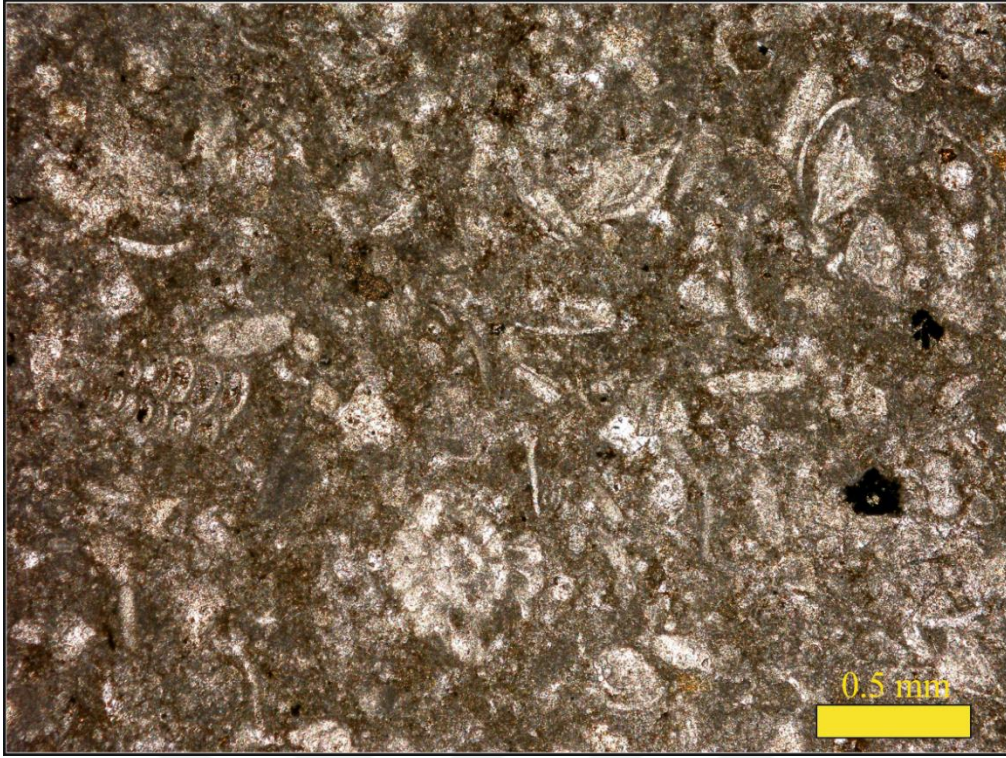
Şekil 4.27. Stilolitler boyunca gözlenen dolomitleşmeler (Şambayat-4 kuyusu,1616m.)

4.4.2. Fasiyes 2: İstiftaşı veya Vaketaşı Fasiyesi

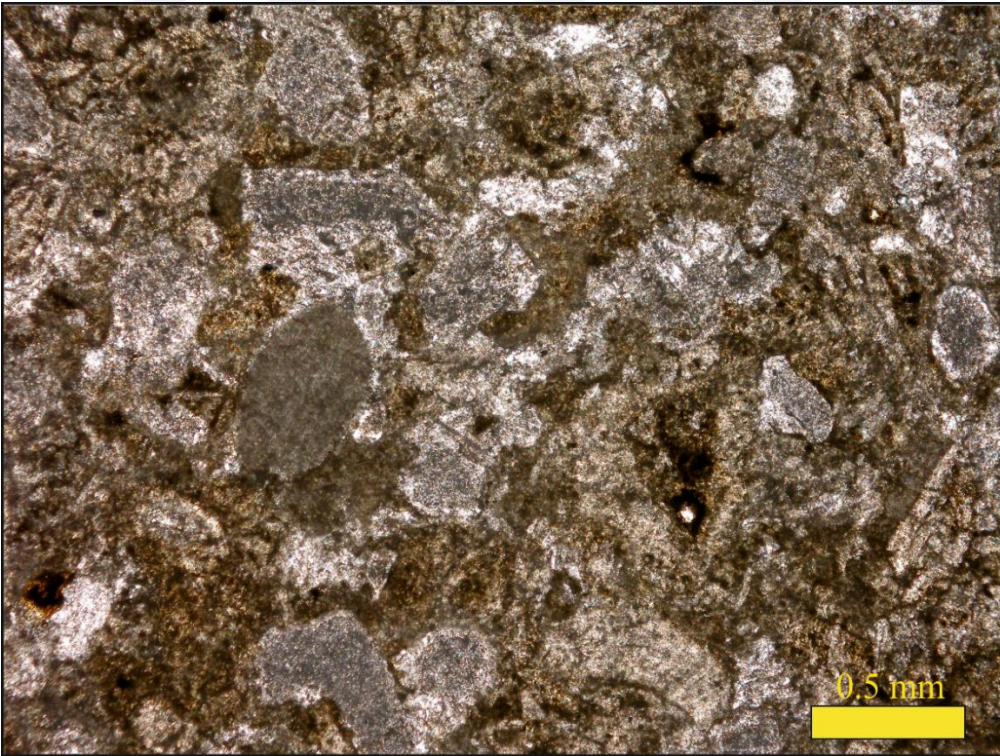
Bu seviyeden alınan örneklerden hazırlanan ince kesitler istiftaşı ve vaketaşı (Dunham, 1962) olarak tanımlanmıştır. İntraklastlar, bol bentik foraminifer, krinoid, kırmızı alg, rekristalize allokemler, rekristalize kavkı parçaları içerir. (Şekil 4.28, Şekil 4.29, Şekil 4.30, Şekil 4.31 ve Şekil 4.32).



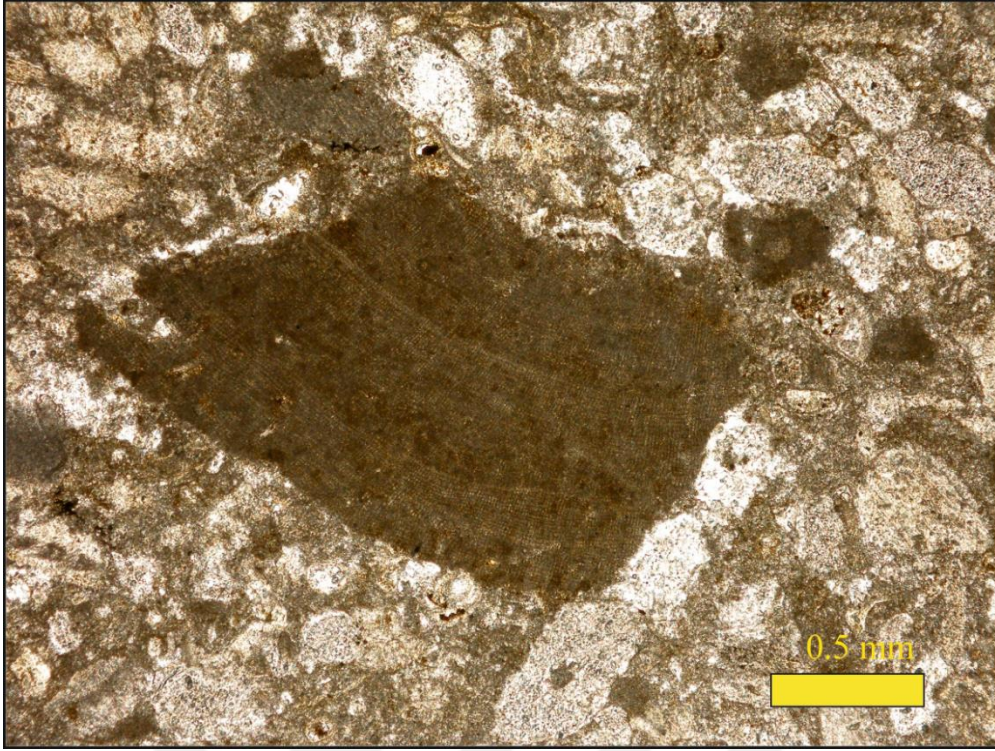
Şekil 4.28. Bentik foraminifer ve rekristalize allokemler içeren istiftaşı (Şambayat-19 kuyusu 1700 m.)



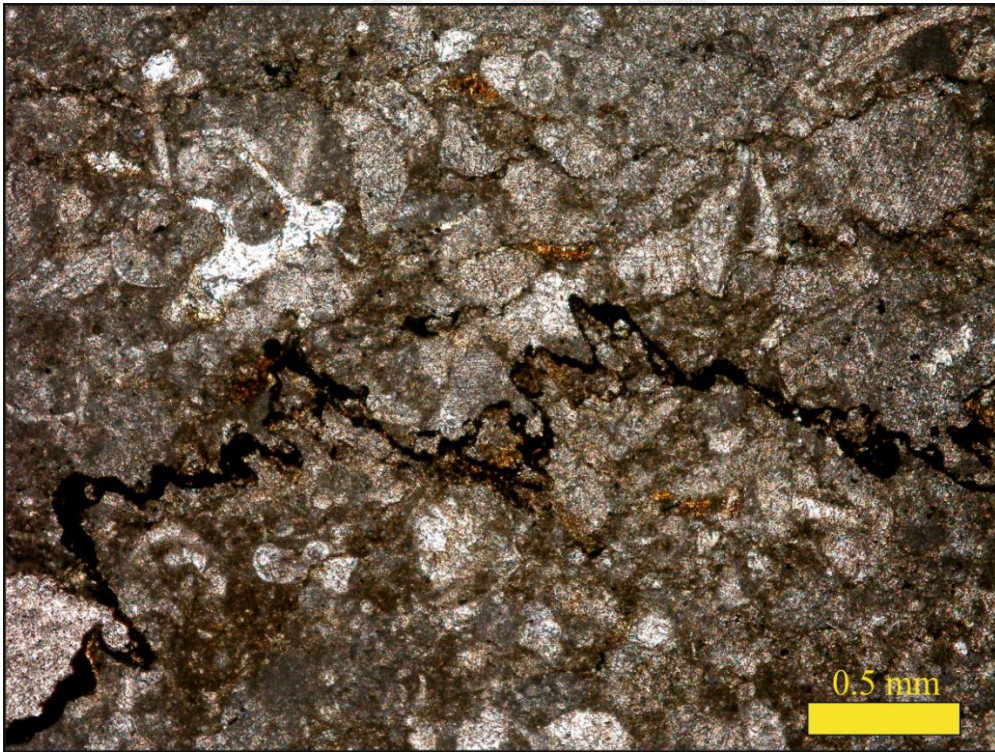
Şekil 4.29. Bol bentik foraminifer, rekristalize kavk kırıntıları içeren vaketaşı (Şambayat-19 kuyusu 1719 m.)



Şekil 4.30. İntraklastik vaketaşı-istiftaşı (Şambayat-19 kuyusu 1694 m.)



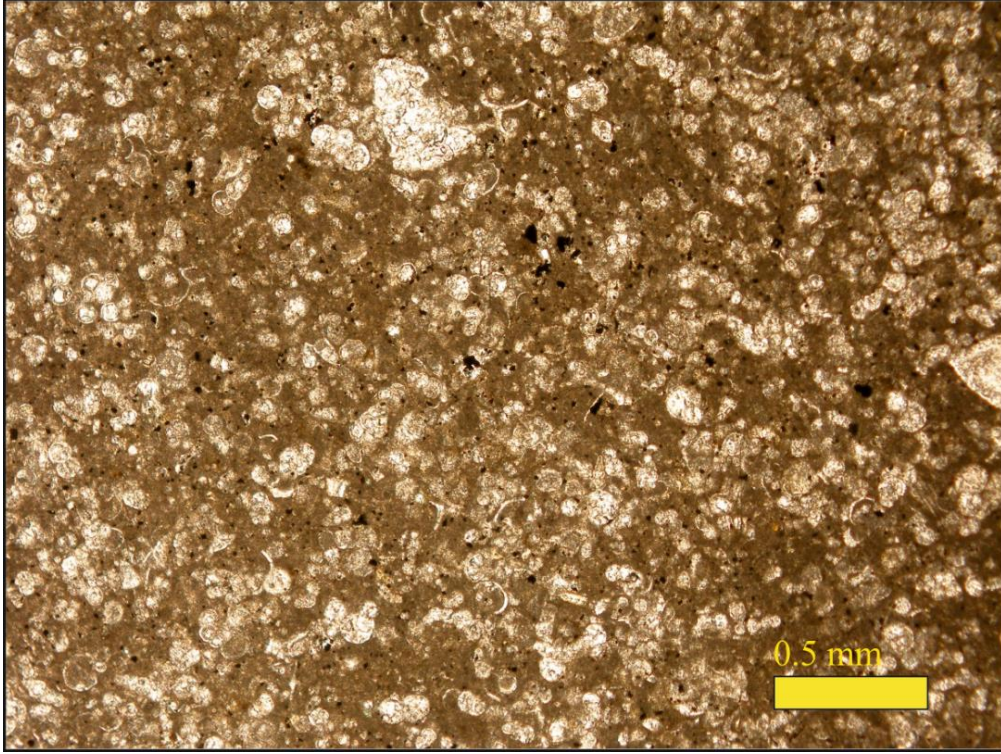
Şekil 4.31. Kırmızı algli vaketaşı-istiftaşı (Şambayat-19 kuyusu 1699 m.)



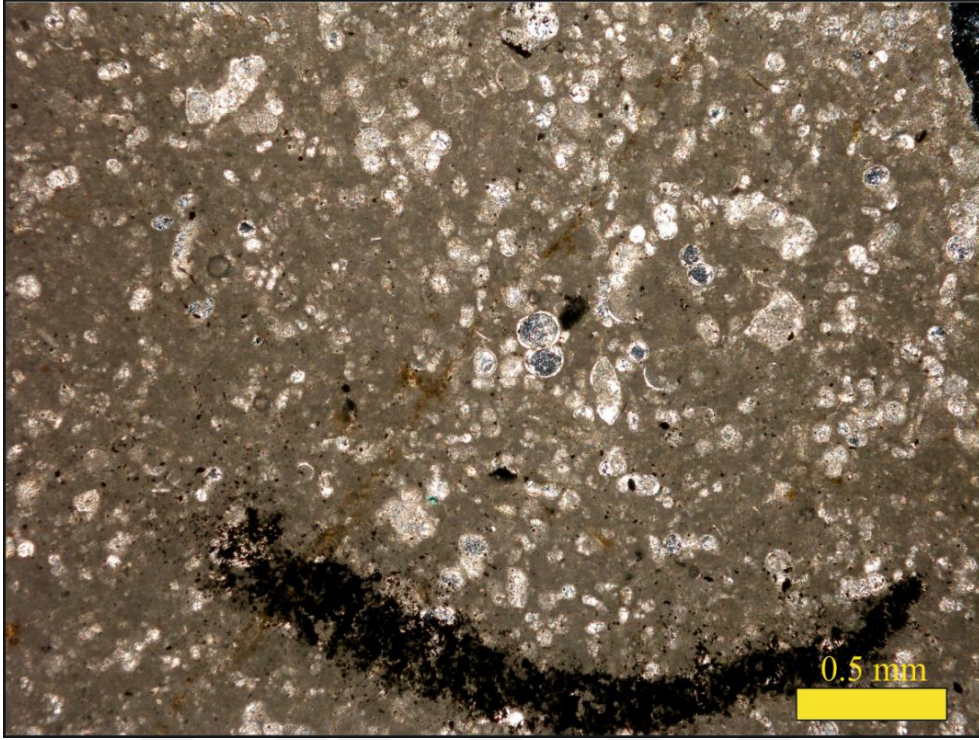
Şekil 4.32. İntraklastik vaketaşı. Stilolitler petrol dolgulu. (Şambayat-1 kuyusu, 1588-1618 m.)

4.4.3. Fasiyes 3: Karbonat Çamurtaşı veya Vaketaşı Fasiyesi

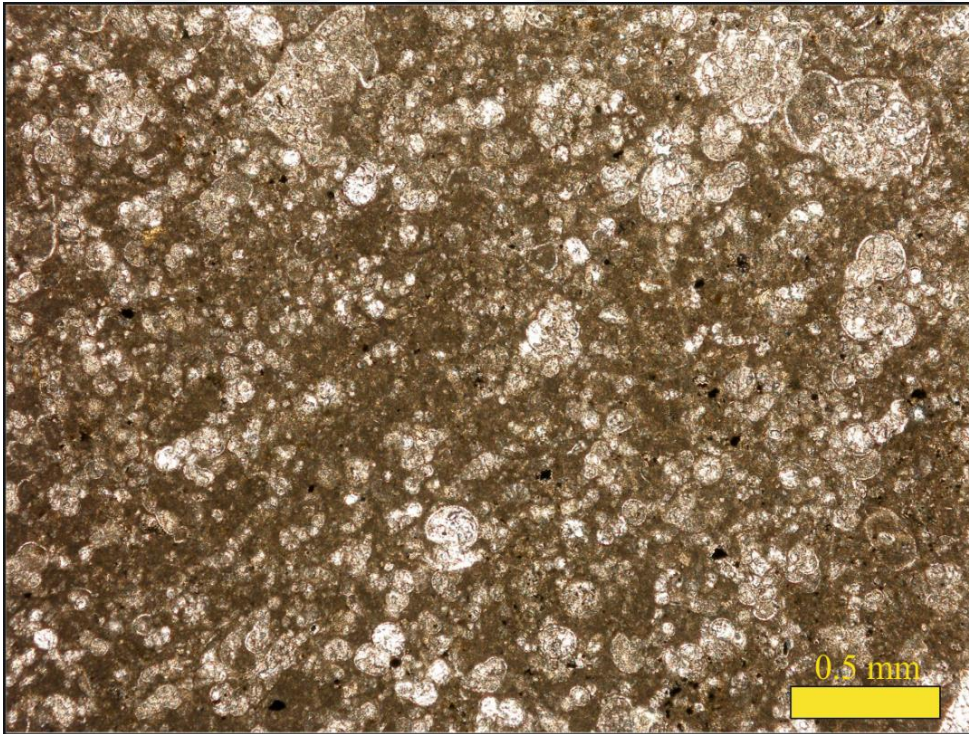
Killi kireçtaşı seviyesinden alınan örneklerden hazırlanan ince kesitlerin incelenmesi sonucunda genellikle karbonat çamurtaşı veya vaketaşı (Dunham, 1962) olarak tanımlanmıştır. Örnekler bol planktonik foraminifer içerir. Biyomikrit (Folk, 1959;1962) olarak da adlandırılabilir. (Şekil 4.33, Şekil 4.34 ve Şekil 4.35).



Şekil 4.33. Bol planktonik foraminifer içeren vaketaşı veya biyomikrit (Şambayat-3 kuyusu, 1586-1604 m.)

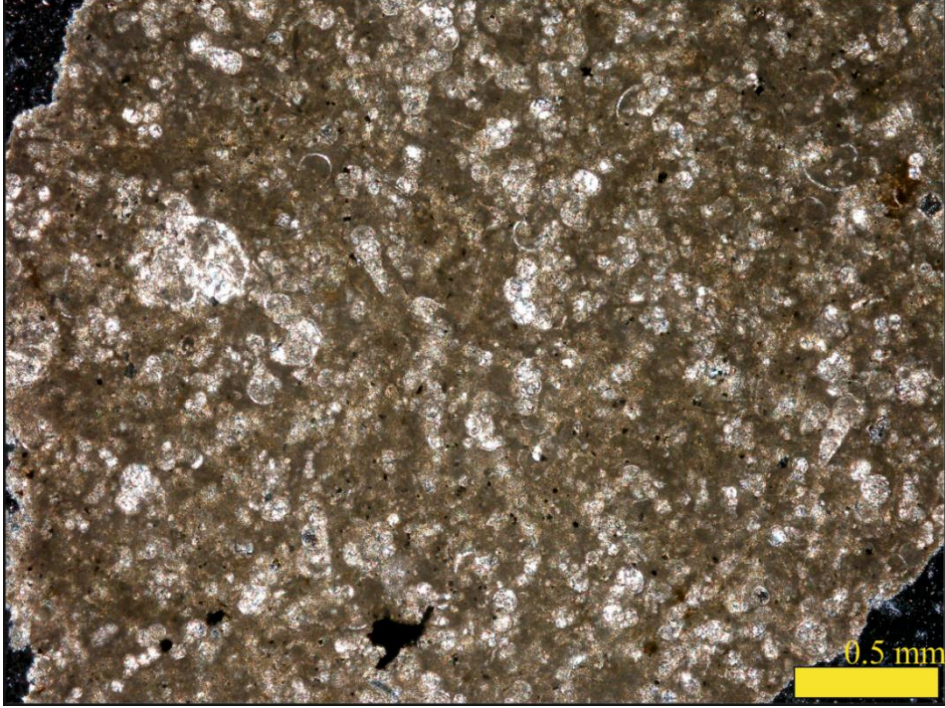


Şekil 4.34. Planktonik foraminifer içeren vaketaşı veya biyomikrit (Şambayat-2 kuyusu 1548-1612 m.)

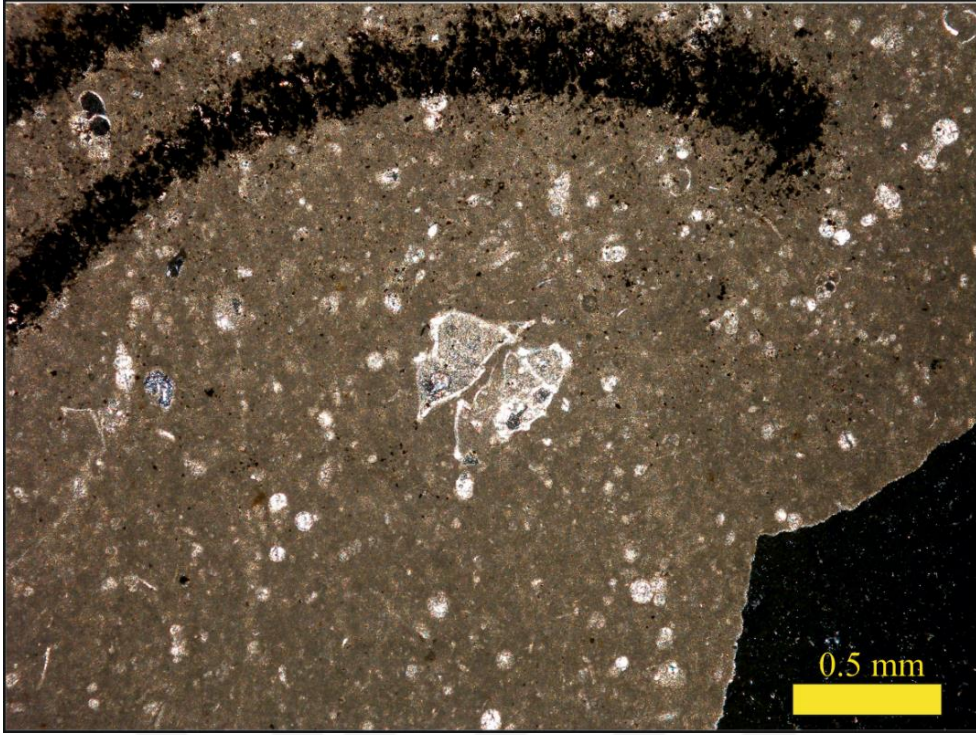


Şekil 4.35. Bol planktonik foraminifer içeren vaketaşı veya biyomikrit (Şambayat-4 kuyusu 1586 m.)

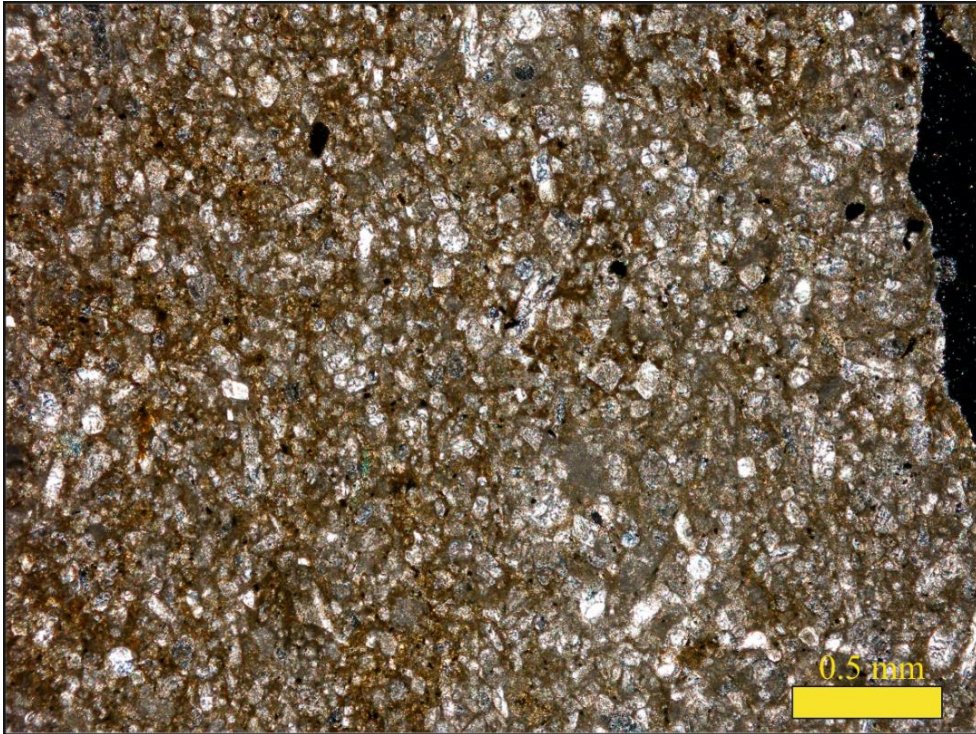
Doğu Şambayat kuyularından yapılan ince kesitlerde Sayındere Formasyonu tek bir fasiyes olarak gözlenir. Örnekler bol planktonik foraminifer içeren karbonat çamurtaşı, vaketaşı-istiftaşı (Dunham, 1962) olarak tanımlanmıştır. Biyomikrit (Folk, 1962) olarak da adlandırılabilir. (Şekil 4.36, 4.37) Dolomitleşmeler bu alan da da izlenir. (Şekil 4.38)



Şekil 4.36. Bol planktonik foraminifer içeren vaketaşı veya biyomikrit (D.Şambayat-6 kuyusu 1414-1436 m.)

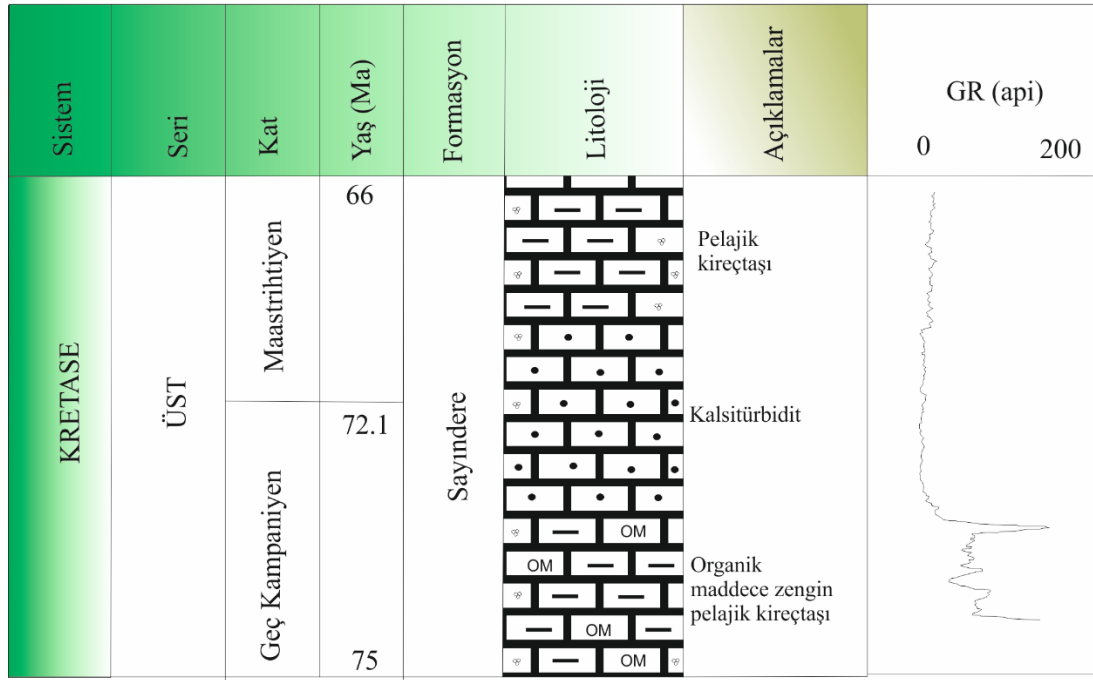


Şekil 4.37. Planktonik foraminifer (*Globotruncana* sp.) içeren karbonat çamurtaşı-vaketaşı (D.Şambayat-4 kuyusu 1374-1436 m.)



Şekil 4.38. Dolomitleşme-vaketaşı (D.Şambayat-3 kuyusu 1328-1354 m.)

Sayındere Formasyonu'nun kuyu verileri ve petrografik incelemelere göre fasiyeslerini gösteren stratigrafik kolon kesiti şekil 4.39'da gösterilmiştir.

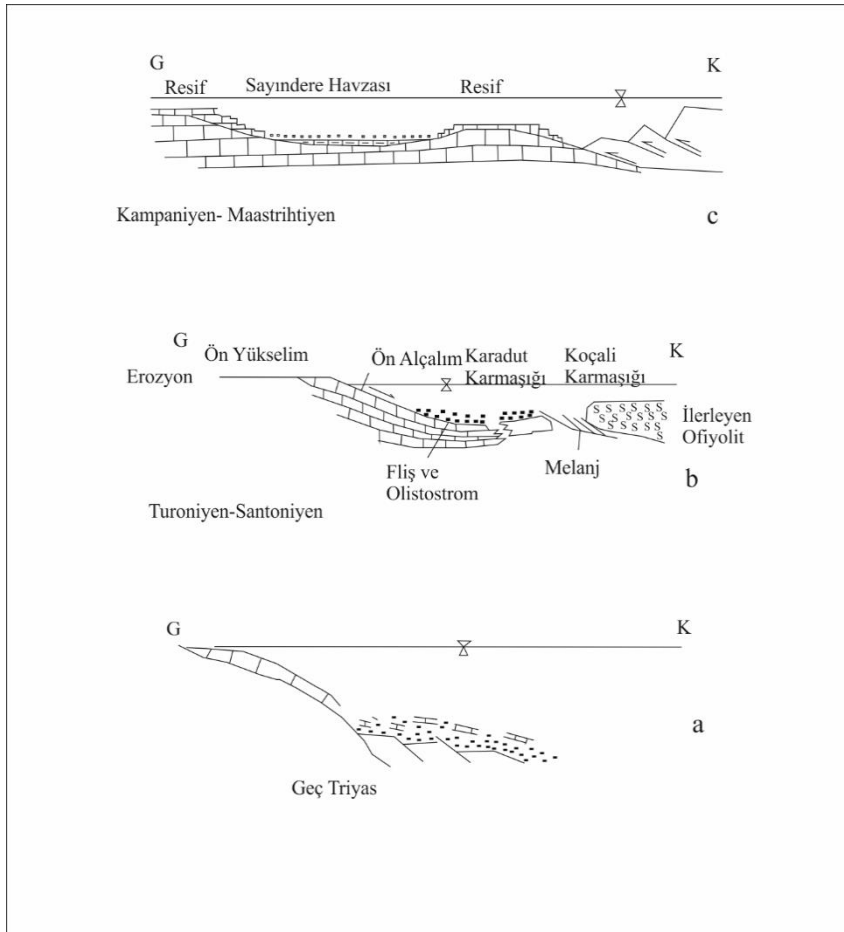


Şekil 4.39. Sayındere Formasyonu'nun stratigrafik kolon kesiti

İnce kesitlerde incelenen örnekler baskın olarak planktonik foraminiferli karbonat çamurtaşı ve/veya vaketaşı fasiyesiyle temsil edilmektedir. Planktonik foraminifer toplulukları da hemen hemen örneklerin tümünde küresel localı küçük formlar ve/veya sıralı textularid formlardan (heteroliticler) oluşmaktadır. Bu tip formlar daha çok su derinliğinin az oluşu gibi, kendileri için kriz anlamına gelebilecek ortamlarda bollaşmaktadırlar. Net olarak bir derinlik vermek mümkün olmasa da 500-1000 m gibi derin bir ortam olmadığı söylenebilir. Planktonik foraminiferlerin bu grupları 50 metrelik derinliklere kadar sığ ortamlarda bulunabilirler. Daha az olarak gözlenen ve kalsitürbidit olarak adlandırılabilen düzeyler çoğunlukla yokuş-yokuş havza geçiş ortamını simgelerler. Dolayısıyla bir yokuşun sığ bölümünden, havza kenarına kadar gözlenebilirler. Bu düzeylerde, matrikste planktonik foraminiferlerin genellikle çok az oluşu, formların yine küresel localı oluşu ve pelajik arakatkıların olmayışı veya seyrekliği derinliğin fazla olmadığı anlamına gelir (Doç.Dr. Bilal Sarı, sözlü görüşme).

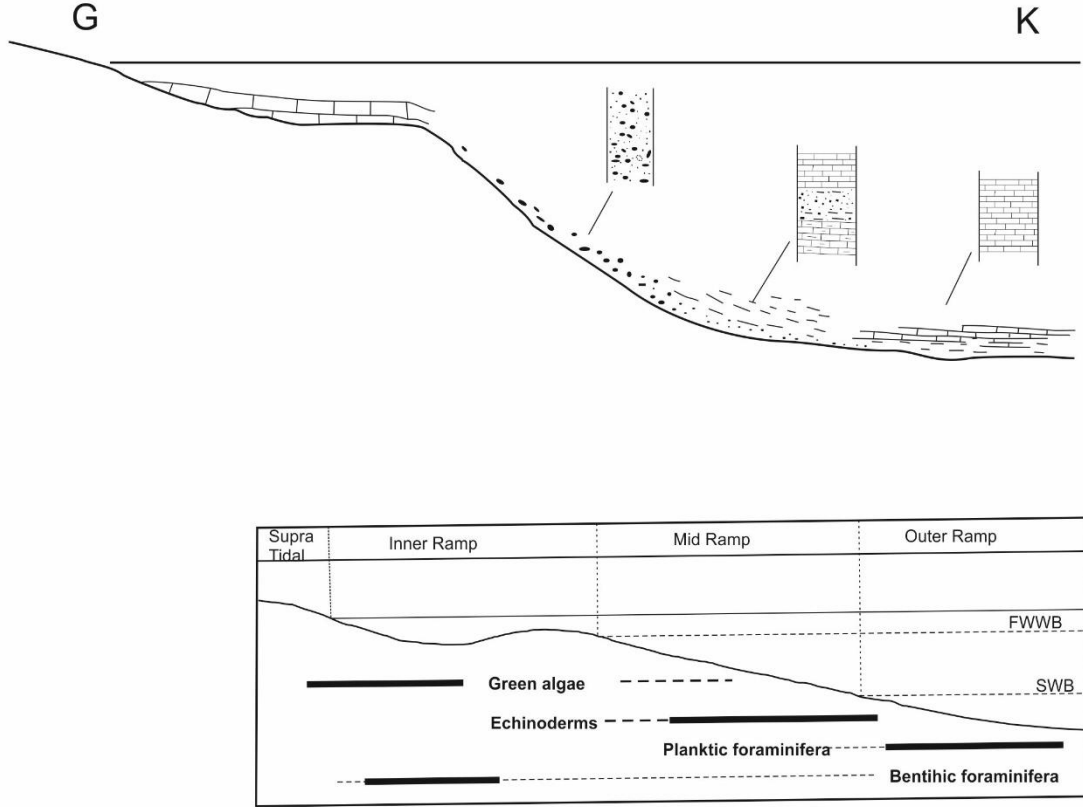
Yılmaz (1993)'e göre Arap platformu Permien'de bir karbonat platformu niteliğinde olup bu platform Triyas'ta rift gelişimiyle parçalanmıştır (Şekil 4.40a). Bu da bir okyanusun açılmasına neden olmuştur. Triyas sonundan itibaren bölge pasif kıta kenarı

niteliği kazanmış ve varlığını Geç Kretase'ye kadar korumuştur. Turoniyen'de bir ofiyolit dilimi okyanustan koparak güneye Arap kıtasına doğru ilerlemeye başlamıştır. Ofiyolit diliminin önünde bir ön çukur, onun da güneyinde bir yükselim gelişmiştir. Bu çukur, hızla karbonat çökeltme derinliği altına inmiş ve çukura, kıta yokuşu ve yükselen dış şelften hızla malzeme gelmeye başlamıştır (Karadut Formasyonu). Aynı süreçte ise yükselen şelf alanı aşındırılmaktadır (Şekil.4.40b). Napın güney yönde ilerlemeye devam etmesi ile, daha önce yükselmiş olan ve ofiyolite bitişik konum kazanan alanlar, hızla alçalarak deniz düzeyi altına inmiş ve derin bir havza oluşmuştur. Bu havzanın ofiyolite yakın kısmında Kastel Formasyonu, onun uzağında ise Sayındere Formasyonu çökelmiştir (Şekil.4.40c).



Şekil 4.40. Güneydoğu Anadolu bölgesinin plaka tektoniği açısından basitleştirilmiş Mesozoyik evrimi (Yılmaz, 1993'dan revize edilmiştir)

Bu bilgilerden hareketle Sayındere Formasyonu'nun çökeltme alanı aşağıdaki şekilde öngörülmüştür (Şekil 4.41). Bu çalışmada Sayındere Formasyonu'nun tanımlanan fasiyes özellikleri ve fosil toplulukları da havzanın; havza (derin deniz) –yamaç-havzaya evrilen bir konumda olduğunu göstermektedir.



Şekil 4.41. Sayindere Formasyonu çökelim modeli (alttaki şekil Mehrabi ve ark., 2014'den alınmıştır)

4.5. Organik Jeokimya

Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Dadaş Formasyonu, Derdere Formasyonu sferli seviyesi, Karababa Formasyonu ve Karaboğaz Formasyonu kaynak kaya özelliği taşır. Bölgede Sayindere Formasyonu da organik maddece zengin kısımlar ihtiva eder. Özellikle formasyonunun taban kısmının ana kaya özelliklerinin belirlenmesine yönelik analiz çalışmaları yapılmıştır.

Bu çalışma kapsamında, Adıyaman Şambayat Üretim Sahası'nda petrol üretimi yapılan Sayindere Formasyonu'nun taban kesimlerini karakterize eden ve 22 farklı kuyunun muhtelif derinliklerinden alınan numunelerden ayıklanan 55 adet kesinti numunesinin ana kaya özelliklerini incelemek için Rock-Eval Piroliz analizi yapılmıştır. Ayrıca Şambayat-1 kuyusundan alınan petrol numunesinin GC ve GC-MS analizi yapılmıştır.

4.5.1. Sayındere Formasyonu'nun Organik Jeokimyasal Özellikleri

Çalışma kapsamında Sayındere Formasyonu'ndan alınan 55 adet kırıntı numunesine ve petrol numunesine hangi analizlerin yapıldığı aşağıdaki Çizelge 4.1.' de gösterilmiştir.

Çizelge 4.1. Tez kapsamında yapılan organik jeokimyasal analizler

Formasyon Adı	Yapılan Analizler	Numune Sayısı
Sayındere Formasyonu	Piroliz Analizi	55 adet kırıntı numunesi
	Gaz Kromatografi Analizi(GC)	1 adet petrol numunesi
	Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometre Analizi (GC-MS)	1 adet petrol numunesi

Sayındere Formasyonu'ndan Rock-Eval Piroliz analizi için örnek alınan kuyular ve derinlikleri Çizelge 4.2 ve bu seviyelerin kalınlıkları Çizelge 4.3'de verilmiştir. Organik maddece zengin seviyelerin kalınlık kontur haritası Şekil 4.42' de verilmiştir. Sayındere Formasyonu kaynak kaya kalınlık haritasına göre; kalınlığın kuzeyde, kuzeydoğu-doğu ve kuzeybatı alanlarında arttığı gözlenmektedir (Şekil 4.42).

Çizelge 4.2. Sayındere Formasyonu'na ait 55 adet kırıntı numunesinin alındıkları kuyu ve derinlikleri

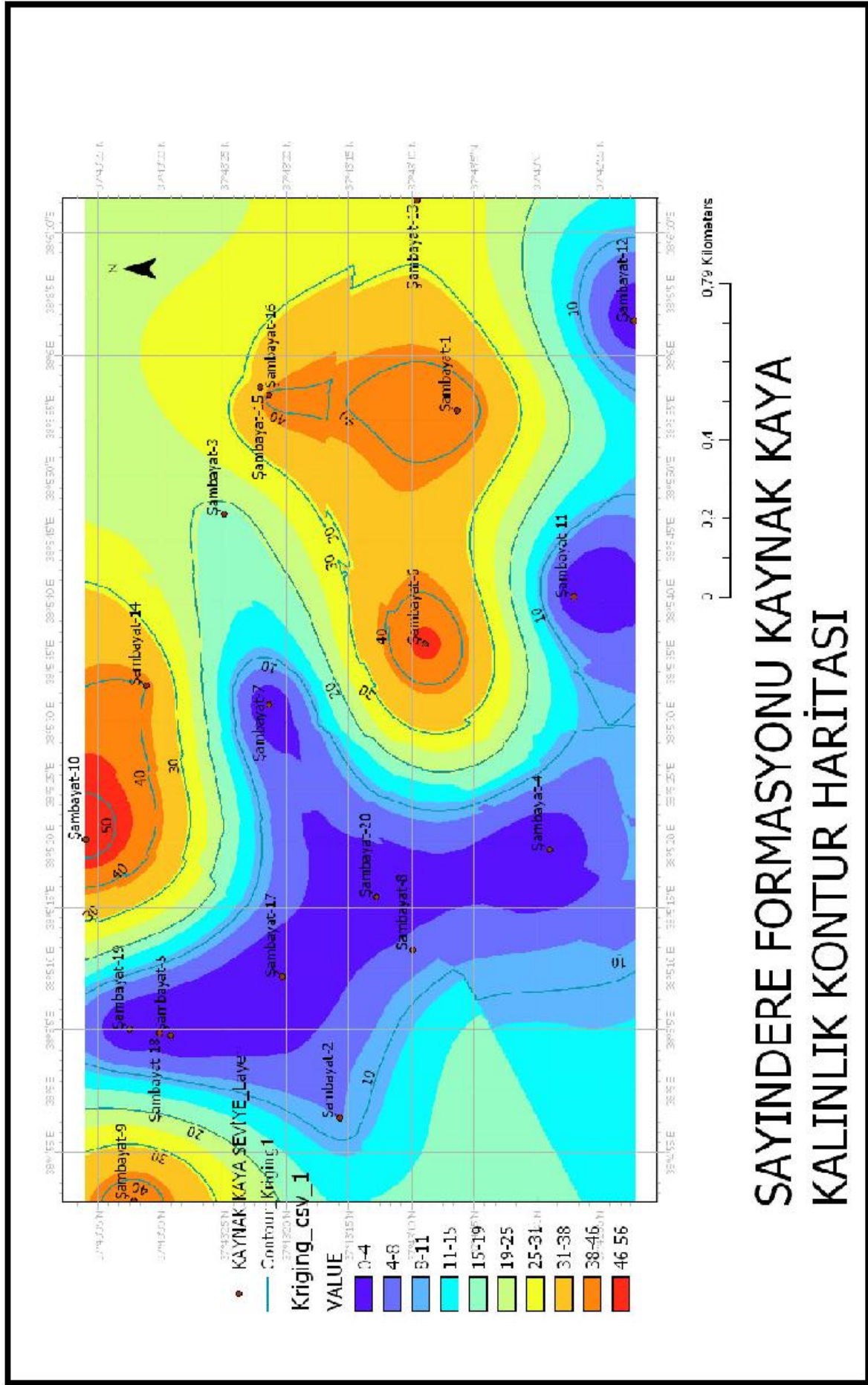
Kuyu Adı	Numune Numarası	Numune Derinliği (metreler arası)
Şambayat-1	XII-16-AD-1	1620-1636
Şambayat-1	XII-16-AD-2	1638-1650
Şambayat-1	XII-16-AD-3	1652-1666
Şambayat-2	XII-16-AD-4	1622-1630
Şambayat-3	XII-16-AD-5	1642-1672
Şambayat-3	XII-16-AD-6	1674-1692
Şambayat-4	XII-16-AD-7	1634-1638
Şambayat-6	XII-16-AD-8	1506-1520
Şambayat-6	XII-16-AD-9	1522-1556
Şambayat-8	XII-16-AD-10	1542-1548
Şambayat-9	XII-16-AD-11	1970
Şambayat-9	XII-16-AD-12	1988-1998
Şambayat-9	XII-16-AD-13	2000-2016
Şambayat-9	XII-16-AD-14	2010-2016
Şambayat-10	XII-16-AD-15	1984
Şambayat-10	XII-16-AD-16	1994
Şambayat-10	XII-16-AD-17	1866-1868
Şambayat-10	XII-16-AD-18	2006-2008
Şambayat-10	XII-16-AD-19	2010-2014
Şambayat-10	XII-16-AD-20	2016-2040

Çizelge 4.2.'nin devamı

Şambayat-11	XII-16-AD-21	1590
Şambayat-13	XII-16-AD-22	1700-1720
Şambayat-13	XII-16-AD-23	1722-1730
Şambayat-14	XII-16-AD-24	1626-1642
Şambayat-14	XII-16-AD-25	1644-1664
Şambayat-14	XII-16-AD-26	1666-1678
Şambayat-14	XII-16-AD-27	1678-1696
Şambayat-14	XII-16-AD-28	1696-1706
Şambayat-15	XII-16-AD-29	1646-1668
Şambayat-15	XII-16-AD-30	1670-1686
Şambayat-15	XII-16-AD-31	1688-1702
Şambayat-15	XII-16-AD-32	1704-1712
Şambayat-16	XII-16-AD-33	1712-1730
Şambayat-16	XII-16-AD-34	1732-1744
Şambayat-18	XII-16-AD-35	1676-1678
Şambayat-18	XII-16-AD-36	1680-1682
Doğu Şambayat-1	XII-16-AD-37	1374-1418
Doğu Şambayat-2	XII-16-AD-38	1548-1564
Doğu Şambayat-2	XII-16-AD-39	1566-1586
Doğu Şambayat-2	XII-16-AD-40	1588-1596
Doğu Şambayat-2	XII-16-AD-41	1598-1616
Doğu Şambayat-3	XII-16-AD-42	1392-1468
Doğu Şambayat-4	XII-16-AD-43	1512-1562
Doğu Şambayat-4	XII-16-AD-44	1564-1598
Doğu Şambayat-4	XII-16-AD-45	1600-1630
Doğu Şambayat-4	XII-16-AD-46	1632-1652
Doğu Şambayat-5	XII-16-AD-47	1440-1460
Doğu Şambayat-5	XII-16-AD-48	1462-1478
Doğu Şambayat-5	XII-16-AD-49	1480-1506
Doğu Şambayat-6	XII-16-AD-50	1438-1476
Doğu Şambayat-7	XII-16-AD-51	1582-1594
Doğu Şambayat-7	XII-16-AD-52	1596-1618
Doğu Şambayat-8	XII-16-AD-53	1512-1532
Doğu Şambayat-8	XII-16-AD-54	1534-1546
Doğu Şambayat-8	XII-16-AD-55	1548-1552

Çizelge 4.3. Ana kaya nitelikli organik maddece zengin seviyenin kalınlıkları

Kuyular	Enlem	Boylam	Organik Maddece Zengin Seviyenin kalınlıkları (m)
Şambayat-1	37,718433	38,098749	46
Şambayat-2	37,721037	38,082721	8
Şambayat-3	37,723597	38,096408	18
Şambayat-4	37,716386	38,088802	Yok
Şambayat-5	37,724782	38,084598	Yok
Şambayat-6	37,719139	38,093477	50
Şambayat-7	37,722612	38,092096	Yok
Şambayat-8	37,719398	38,086529	6
Şambayat-9	37,725602	38,080826	46
Şambayat-10	37,726672	38,089037	56
Şambayat-11	37,715846	38,094538	Yok
Şambayat-12	37,714506	38,100799	Yok
Şambayat-13	37,719327	38,103535	30
Şambayat-14	37,725319	38,092527	40
Şambayat-15	37,722616	38,09911	42
Şambayat-16	37,722798	38,099293	32
Şambayat-17	37,722315	38,08593	Yok
Şambayat-18	37,725026	38,084644	4
Şambayat-19	37,725697	38,084743	Yok
Şambayat-20	37,720216	38,087736	Yok
Doğu Şambayat-1	37,709859	38,151767	44
Doğu Şambayat-2	37,708003	38,148183	48
Doğu Şambayat-3	37,710701	38,162743	76
Doğu Şambayat-4	37,712978	38,174272	82
Doğu Şambayat-5	37,706902	38,143947	66
Doğu Şambayat-6	37,706179	38,133963	38
Doğu Şambayat-7	37,710433	38,131137	38
Doğu Şambayat-8	37,707498	38,143941	58



Şekil 4.42. Sayındere Formasyonu kaynak kaya seviyesinin kalınlık kontur haritası

4.5.2. Organik Madde Miktarı (TOC)

Ana kayaların ticari miktarlarda petrol türetebilmeleri ve oluşan petrolün atılması için belli miktarlarda organik madde içermesi gerekmektedir (Gehman,1962; Welted,1965; Hunt, 1967;1995; Tissot ve Welte, 1984). Çökel kayaları içindeki organik madde miktarı ağırlık yüzdesi olarak verilen “Toplam Organik Karbon (TOC)” değeri ile belirtilmektedir. Petrol ve gaz çökel kayalar içerisinde yer alan organik maddeden türediği için, oluşan bu hidrokarbonların miktarı da organik madde miktarı ile doğrudan ilişkilidir. Bir kayadan petrol türümü için gerekli olan minimum organik madde miktarı, kırıntılı kayalar için % 0,5, karbonat kayaları için % 0,3 (Gehman, 1962) toplam organik karbon (TOC) şeklinde belirlenmiştir.

Çizelge 4.4.’de verilen Piroliz analizi sonuçlarına göre, organik madde miktarı en düşük % 0,34, en yüksek % 4,65, ortalama % 1,14’dir. Organik karbon içeriğine göre karbonatlı kayaların zenginlik derecesi; orta-iyidir.

Çizelge 4.4. Sayındere Formasyonu’na ait Piroliz analizi sonuçları

No	Örnek No	TOC	S1	S2	S3	Tmax	HI	OI	PI	PY
1	XII-16-AD-1	0,78	0,79	3,8	0,15	437	487	19	0,17	4,59
2	XII-16-AD-2	1,01	1,29	5,15	0,12	440	510	12	0,2	6,44
3	XII-16-AD-3	0,61	0,91	3,33	0,13	437	546	21	0,21	4,24
4	XII-16-AD-4	0,88	0,74	4,34	0,5	433	493	57	0,15	5,08
5	XII-16-AD-5	0,42	0,52	2,16	0,11	439	514	26	0,19	2,68
6	XII-16-AD-6	1,61	1,6	8,18	0,21	439	508	13	0,16	9,78
7	XII-16-AD-7	0,45	0,53	2,62	0,12	437	582	27	0,17	3,15
8	XII-16-AD-8	1,36	1,44	7,5	0,1	439	551	7	0,16	8,94
9	XII-16-AD-9	1,02	1,53	5,34	0,18	440	524	18	0,22	6,87
10	XII-16-AD-10	0,56	0,83	2,28	0,59	434	407	105	0,27	3,11
11	XII-16-AD-11	0,57	0,85	3,01	0,2	437	528	35	0,22	3,86
12	XII-16-AD-12	1,26	0,92	5,35	0,15	442	425	12	0,15	6,27
13	XII-16-AD-13	0,7	1,03	2,96	0,21	439	423	30	0,26	3,99
14	XII-16-AD-14	1,02	0,77	4,63	0,17	445	454	17	0,14	5,4
15	XII-16-AD-15	0,79	0,88	3,71	0,15	440	470	19	0,19	4,59
16	XII-16-AD-16	1,55	1,63	6,65	0,29	441	429	19	0,2	8,28
17	XII-16-AD-17	0,34	0,63	1,68	0,14	435	494	41	0,27	2,31
18	XII-16-AD-18	1,06	1,9	4,96	0,44	435	468	42	0,28	6,86
19	XII-16-AD-19	1,44	1,7	6,65	0,27	446	462	19	0,2	8,35
20	XII-16-AD-20	0,76	1,19	3,24	0,34	436	426	45	0,27	4,43
21	XII-16-AD-21	0,99	0,77	4,98	0,48	435	503	48	0,13	5,75
22	XII-16-AD-22	0,88	1,01	4,1	0,64	435	466	73	0,2	5,11
23	XII-16-AD-23	1,34	0,76	7,07	0,32	440	528	24	0,1	7,83
24	XII-16-AD-24	0,46	0,68	2,01	0,16	436	437	35	0,25	2,69
25	XII-16-AD-25	0,4	0,63	2,05	0,1	436	512	25	0,24	2,68
26	XII-16-AD-26	0,68	0,9	2,97	0,14	438	437	21	0,23	3,87
27	XII-16-AD-27	3,09	3,41	16,53	0,23	440	535	7	0,17	19,94
28	XII-16-AD-28	0,82	1,17	3,95	0,2	436	482	24	0,23	5,12

Çizelge 4.4.'ün devamı

29	XII-16-AD-29	0,34	0,5	1,71	0,12	434	503	35	0,22	2,21
30	XII-16-AD-30	0,54	0,79	2,46	0,07	435	456	13	0,24	3,25
31	XII-16-AD-31	0,95	1,46	4,7	0,21	438	495	22	0,24	6,16
32	XII-16-AD-32	0,63	1,09	2,95	0,15	434	468	24	0,27	4,04
33	XII-16-AD-33	1,01	1,48	4,5	0,69	436	446	68	0,25	5,98
34	XII-16-AD-34	0,63	1,15	2,81	0,81	435	446	129	0,29	3,96
35	XII-16-AD-35	0,68	0,58	3,45	0,22	438	507	32	0,14	4,03
36	XII-16-AD-36	0,44	0,58	2,22	0,25	437	505	57	0,21	2,8
37	XII-16-AD-37	0,6	0,91	3,61	0,19	435	602	32	0,2	4,52
38	XII-16-AD-38	1,08	1,65	5,87	0,22	438	544	20	0,22	7,52
39	XII-16-AD-39	1,79	2,13	8,98	0,33	439	502	18	0,19	11,11
40	XII-16-AD-40	1,99	1,74	9,71	0,26	440	488	13	0,15	11,45
41	XII-16-AD-41	1,06	1,48	5,92	0,24	436	558	23	0,2	7,4
42	XII-16-AD-42	0,72	1,02	3,95	0,21	437	549	29	0,21	4,97
43	XII-16-AD-43	0,81	1,35	4,52	0,19	437	558	23	0,23	5,87
44	XII-16-AD-44	1,41	1,59	6,85	0,19	440	486	13	0,19	8,44
45	XII-16-AD-45	2,31	1,95	10,67	0,24	442	462	10	0,15	12,62
46	XII-16-AD-46	0,94	1,72	4,81	0,2	435	512	21	0,26	6,53
47	XII-16-AD-47	1,17	1,41	7,06	0,34	434	603	29	0,17	8,47
48	XII-16-AD-48	3,69	4,14	20,31	0,68	438	550	18	0,17	24,45
49	XII-16-AD-49	1,32	1,79	7,68	0,26	435	582	20	0,19	9,47
50	XII-16-AD-50	0,51	0,65	3,02	0,13	434	592	25	0,18	3,67
51	XII-16-AD-51	3,29	2,91	17,7	0,47	438	538	14	0,14	20,61
52	XII-16-AD-52	0,9	1,38	4,78	0,4	435	531	44	0,22	6,16
53	XII-16-AD-53	4,65	3,31	26,42	0,34	440	568	7	0,11	29,73
54	XII-16-AD-54	0,93	1,31	5,47	0,23	437	588	25	0,19	6,78
55	XII-16-AD-55	2,48	2,21	13,23	0,37	438	533	15	0,14	15,44
TOC (Toplam organik karbon)=% ağırlıkça					HI (Hidrojen indeksi) = (100*S2)/ TOC					
S1 = mg hidrokarbon/ g kaya					OI (Oksijen indeksi) = (100*S3)/ TOC					
S2 = mg hidrokarbon/ g kaya					PI (Üretim indeksi) = S1/ S1+S2					
S3 = mg CO ₂ / g kaya					PY (Potansiyel verim)=S1+S2					
Tmax= °C										

4.5.3. Organik Madde Tipi

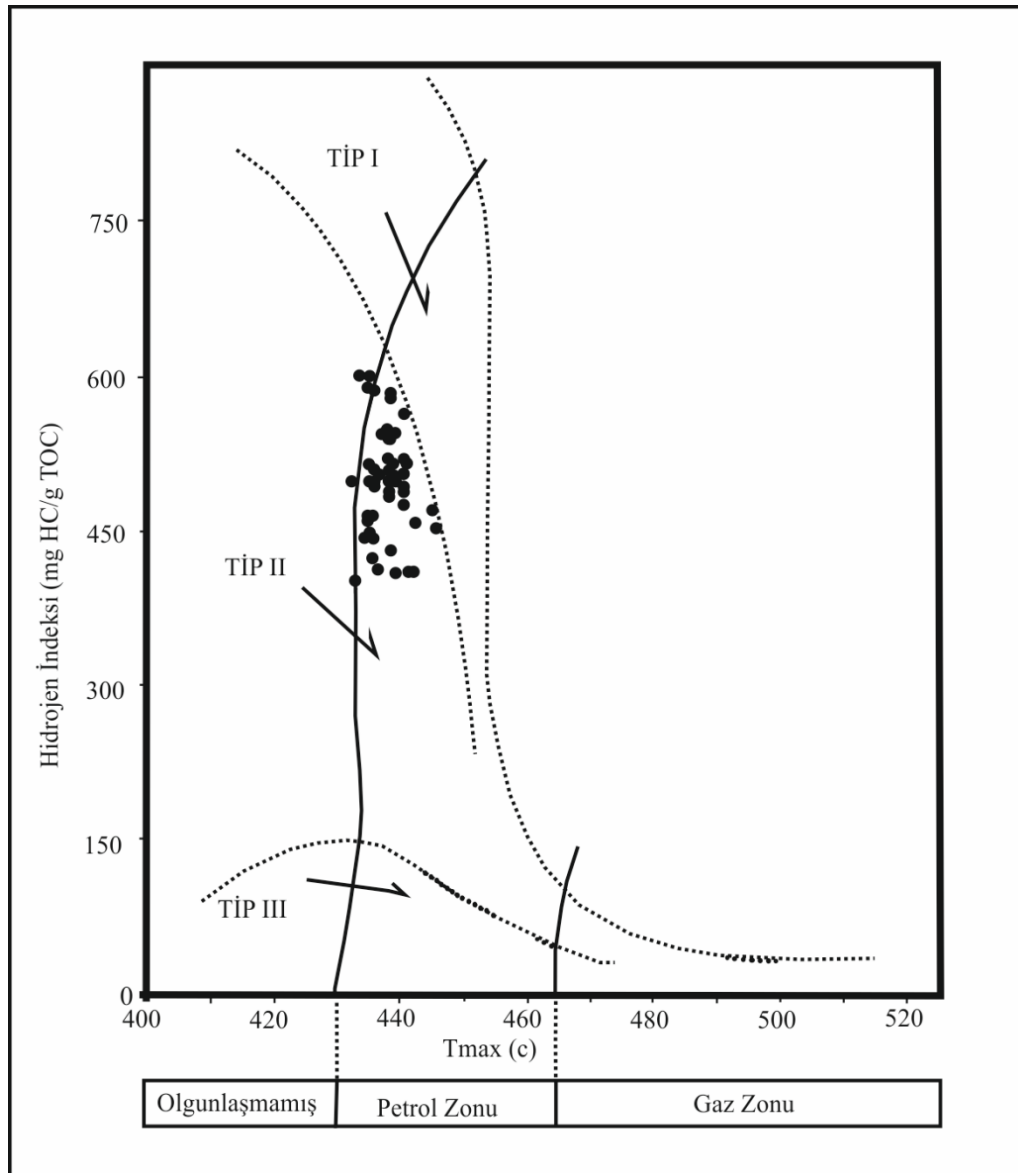
Ana kayaların saptanması için kullanılan ikinci parametre organik madde tipidir. Sedimanlar içinde yer alan organik madde karasal ve denizel olmak üzere başlıca iki tiptedir. Karasal organik madde genellikle gaz, denizel organik madde ise petrol üretmektedir. Bunun nedeni, organik maddeyi oluşturan organizmanın kimyasal yapısı ile yakından ilgilidir (Soylu, 1991;1993).

Bir havzada üretilebilecek hidrokarbonların petrol ve/veya gaz olması mevcut organik maddenin tipiyle ve kimyasal bileşimleriyle ilişkilidir. Kerojenler C, H ve O içeriklerine göre sınıflandırılırlar. Tip I kerojen, algal kökenli organik maddeler olup petrol üretir. Tip II kerojen, spor, polen, ot ve denizel planktonlar gibi organik maddeler olup genellikle petrol ve bir miktar da gaz üretir. Tip III kerojen, karasal kökenli yüksek bitkilere ait organik maddeler olup gaz ve kondanseyt petrol üretir (Tissot ve Welte 1984).

Sayındere Formasyonu'nun farklı derinliklerinden alınan numunelerin Çizelge

4.4.'de Piroliz analiz sonuçları verilmiştir. Bu sonuçlar ve elde edilen grafikler yardımıyla, formasyonlardaki organik madde tipi belirlenmiştir.

Sayındere Formasyonu HI-T_{max} (Espitalie ve ark., 1977) grafiğine göre kerojen tipi Tip II'dir (Şekil 4.43).



Şekil 4.43. Sayındere Formasyonu HI-T_{max} değerlerine göre organik madde tipi

Hidrojen indeksi kriterlerine göre kerojen tipleri Çizelge 4.5.' da verilmiştir. Çizelge 4.6.' de verilen HI değerlerine göre Sayındere Formasyonu Tip II kerojene sahiptir.

Çizelge 4.5. Hidrojen İndeksi Parametresine Göre Kerojen Tipi (Peters ve Cassa,1994)

HI (mg HC/ g kaya)	Kerojen Tipi
>600	Tip I
300-600	Tip II
200-300	Tip II –Tip III
50-200	Tip III
<50	Tip IV

Çizelge 4.6. Sayındere Formasyonu’nun Hidrojen İndeksi Parametresine Göre Kerojen Tipi (Peters ve Cassa, 1994)

No	Örnek No	HI (mg HC/ g kaya)	Kerojen Tipi
1	XII-16-AD-1	487	Tip II
2	XII-16-AD-2	510	Tip II
3	XII-16-AD-3	546	Tip II
4	XII-16-AD-4	493	Tip II
5	XII-16-AD-5	514	Tip II
6	XII-16-AD-6	508	Tip II
7	XII-16-AD-7	582	Tip II
8	XII-16-AD-8	551	Tip II
9	XII-16-AD-9	524	Tip II
10	XII-16-AD-10	407	Tip II
11	XII-16-AD-11	528	Tip II
12	XII-16-AD-12	425	Tip II
13	XII-16-AD-13	423	Tip II
14	XII-16-AD-14	454	Tip II
15	XII-16-AD-15	470	Tip II
16	XII-16-AD-16	429	Tip II
17	XII-16-AD-17	494	Tip II
18	XII-16-AD-18	468	Tip II
19	XII-16-AD-19	462	Tip II
20	XII-16-AD-20	426	Tip II

Çizelge 4.6.' nın devamı

21	XII-16-AD-21	503	Tip II
22	XII-16-AD-22	466	Tip II
23	XII-16-AD-23	528	Tip II
24	XII-16-AD-24	437	Tip II
25	XII-16-AD-25	512	Tip II
26	XII-16-AD-26	437	Tip II
27	XII-16-AD-27	535	Tip II
28	XII-16-AD-28	482	Tip II
29	XII-16-AD-29	503	Tip II
30	XII-16-AD-30	456	Tip II
31	XII-16-AD-31	495	Tip II
32	XII-16-AD-32	468	Tip II
33	XII-16-AD-33	446	Tip II
34	XII-16-AD-34	446	Tip II
35	XII-16-AD-35	507	Tip II
36	XII-16-AD-36	505	Tip II
37	XII-16-AD-37	602	Tip I
38	XII-16-AD-38	544	Tip II
39	XII-16-AD-39	502	Tip II
40	XII-16-AD-40	488	Tip II
41	XII-16-AD-41	558	Tip II
42	XII-16-AD-42	549	Tip II
43	XII-16-AD-43	558	Tip II
44	XII-16-AD-44	486	Tip II
45	XII-16-AD-45	462	Tip II
46	XII-16-AD-46	512	Tip II
47	XII-16-AD-47	603	Tip I
48	XII-16-AD-48	550	Tip II
49	XII-16-AD-49	582	Tip II
50	XII-16-AD-50	592	Tip II
51	XII-16-AD-51	538	Tip II
52	XII-16-AD-52	531	Tip II

Çizelge 4.6.'nın devamı

53	XII-16-AD-53	568	Tip II
54	XII-16-AD-54	588	Tip II
55	XII-16-AD-55	533	Tip II

4.5.4. Organik Maddenin Olgunluğu

Tortullar içinde yer alan organik maddeler gömülme artışı ile artan sıcaklıklara maruz kalır ve çeşitli kimyasal reaksiyonlar sonucunda hidrokarbonları oluşturur. Bilindiği gibi hidrokarbonların oluşabilmesi için özellikle organik olgunlaşmanın gerçekleşmesi, kerojenin ısısal parçalanmasını sağlayacak sıcaklık şartlarına ulaşılabilmesi gerekmektedir. Bu nedenle de organik olgunlaşma verilerinin belirlenmesi ana kaya değerlendirmelerinde büyük önem taşımaktadır.

Organik maddenin ısısal olgunluğu piroliz analizleri (T_{max} , PI) ve organik petrografik yöntemler (Spor-renk indeksi, vitrinit yansıması) ile belirlenebilmektedir. Piroliz analizinden elde edilen Tmax değeri ana kayanın olgunluk değerini verir (Çizelge 4.7). Sayındere Formasyonu'nun Piroliz analizi sonuçlarına göre formasyonun olgunlaşma derecesi belirlenmiştir.

Çizelge 4.7. T_{max} değerlerinin temsil ettiği olgunlaşma değerleri (Ediger ve Soylu, 1993)

Tmax (°C)	Olgunlaşma Derecesi
< 435	Olgunlaşmamış
435-445	Erken-orta olgun
445-460	Orta-ileri olgun
> 460	Aşırı olgun

Çalışma alanındaki Sayındere Formasyonu'na ait örneklerin Piroliz analizi, Tmax değerleri sonuçları Çizelge 4.8.'de verilmiştir. Sayındere Formasyonu'ndan alınan örneklerin, Tmax değeri minimum 433, maksimum 446 olup, olgunlaşma seviyesi genellikle erken- orta olgundur (Çizelge 4.8.).

Çizelge 4.8. Sayındere Formasyonu'nun T_{max} değerleri ve olgunlaşma durumları

No	Örnek No	T_{max}	Olgunlaşma
1	XII-16-AD-1	437	Erken-orta olgun
2	XII-16-AD-2	440	Erken-orta olgun
3	XII-16-AD-3	437	Erken-orta olgun
4	XII-16-AD-4	433	Olgunlaşmamış
5	XII-16-AD-5	439	Erken-orta olgun
6	XII-16-AD-6	439	Erken-orta olgun
7	XII-16-AD-7	437	Erken-orta olgun
8	XII-16-AD-8	439	Erken-orta olgun
9	XII-16-AD-9	440	Erken-orta olgun
10	XII-16-AD-10	434	Olgunlaşmamış
11	XII-16-AD-11	437	Erken-orta olgun
12	XII-16-AD-12	442	Erken-orta olgun
13	XII-16-AD-13	439	Erken-orta olgun
14	XII-16-AD-14	445	Erken-orta olgun
15	XII-16-AD-15	440	Erken-orta olgun
16	XII-16-AD-16	441	Erken-orta olgun
17	XII-16-AD-17	435	Erken-orta olgun
18	XII-16-AD-18	435	Erken-orta olgun
19	XII-16-AD-19	446	Orta-ileri olgun
20	XII-16-AD-20	436	Erken-orta olgun
21	XII-16-AD-21	435	Erken-orta olgun
22	XII-16-AD-22	435	Erken-orta olgun
23	XII-16-AD-23	440	Erken-orta olgun
24	XII-16-AD-24	436	Erken-orta olgun
25	XII-16-AD-25	436	Erken-orta olgun
26	XII-16-AD-26	438	Erken-orta olgun
27	XII-16-AD-27	440	Erken-orta olgun
28	XII-16-AD-28	436	Erken-orta olgun
29	XII-16-AD-29	434	Olgunlaşmamış
30	XII-16-AD-30	435	Erken-orta olgun

Çizelge 4.8.'in devamı

31	XII-16-AD-31	438	Erken-orta olgun
32	XII-16-AD-32	434	Erken-orta olgun
33	XII-16-AD-33	436	Erken-orta olgun
34	XII-16-AD-34	435	Erken-orta olgun
35	XII-16-AD-35	438	Erken-orta olgun
36	XII-16-AD-36	437	Erken-orta olgun
37	XII-16-AD-37	435	Erken-orta olgun
38	XII-16-AD-38	438	Erken-orta olgun
39	XII-16-AD-39	439	Erken-orta olgun
40	XII-16-AD-40	440	Erken-orta olgun
41	XII-16-AD-41	436	Erken-orta olgun
42	XII-16-AD-42	437	Erken-orta olgun
43	XII-16-AD-43	437	Erken-orta olgun
44	XII-16-AD-44	440	Erken-orta olgun
45	XII-16-AD-45	442	Erken-orta olgun
46	XII-16-AD-46	435	Erken-orta olgun
47	XII-16-AD-47	434	Olgunlaşmamış
48	XII-16-AD-48	438	Erken-orta olgun
49	XII-16-AD-49	435	Erken-orta olgun
50	XII-16-AD-50	434	Olgunlaşmamış
51	XII-16-AD-51	438	Erken-orta olgun
52	XII-16-AD-52	435	Erken-orta olgun
53	XII-16-AD-53	440	Erken-orta olgun
54	XII-16-AD-54	437	Erken-orta olgun
55	XII-16-AD-55	438	Erken-orta olgun

Sayındere Formasyonu'na ait örneklerin PI değerleri Çizelge 4.9'da verilmiştir. PI değerleri min. 0,1, max. 0,29 olup, olgunlaşma seviyesi genellikle erken olgun- olgundur (Çizelge 4.10.).

Çizelge 4.9. PI değerlerinin temsil ettiği olgunlaşma değerleri (Peters and Cassa, 1994)

Peters ve Cassa (1994)	
PI (S1/S1+S2) (mg HC/g Kaya)	Olgunlaşma Düzeyi
< 0,10	Olgun değil
0,10 – 0,15 (?)	Erken Olgun
0,25 – 0,40	Olgun
>0,40	İleri Olgun

Çizelge 4.10. Sayındere Formasyonu'nun PI değerleri ve olgunlaşma durumları

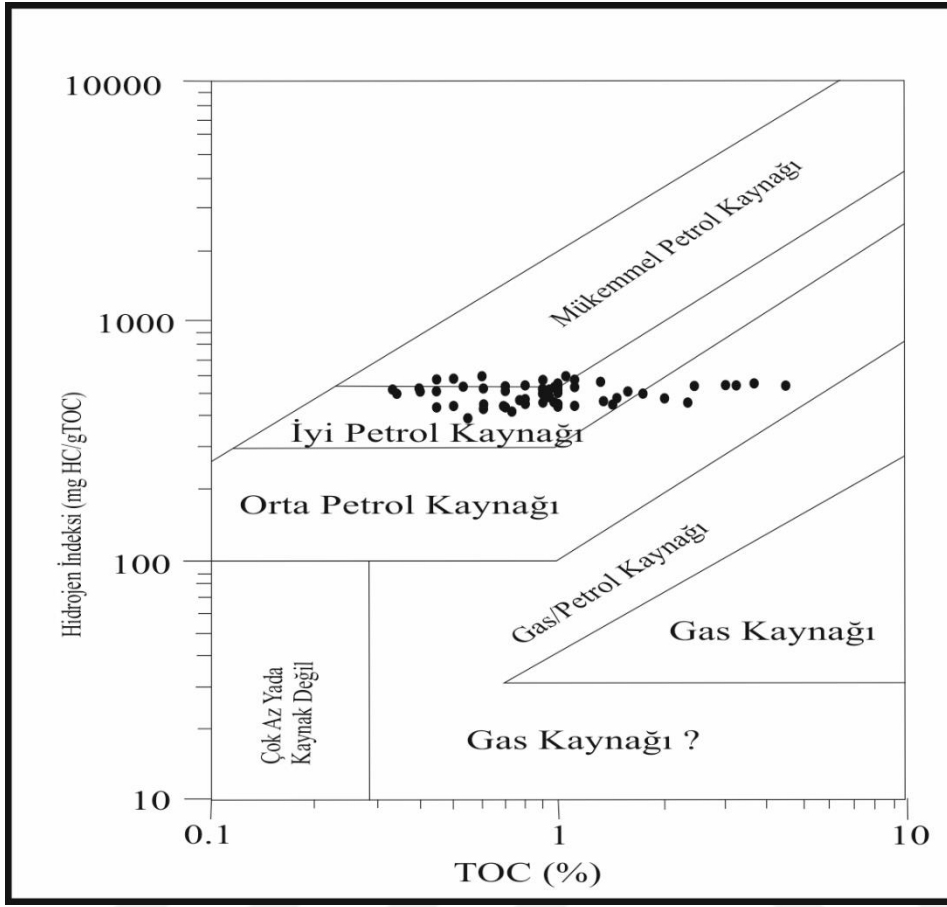
No	Örnek No	PI (S1/S1+S2)	OLGUNLAŞMA
1	XII-16-AD-1	0,17	Erken olgun
2	XII-16-AD-2	0,2	Erken olgun
3	XII-16-AD-3	0,21	Erken olgun
4	XII-16-AD-4	0,15	Erken olgun
5	XII-16-AD-5	0,19	Erken olgun
6	XII-16-AD-6	0,16	Erken olgun
7	XII-16-AD-7	0,17	Erken olgun
8	XII-16-AD-8	0,16	Erken olgun
9	XII-16-AD-9	0,22	Erken olgun
10	XII-16-AD-10	0,27	Olgun
11	XII-16-AD-11	0,22	Erken olgun
12	XII-16-AD-12	0,15	Erken olgun
13	XII-16-AD-13	0,26	Olgun
14	XII-16-AD-14	0,14	Erken olgun
15	XII-16-AD-15	0,19	Erken olgun
16	XII-16-AD-16	0,2	Erken olgun
17	XII-16-AD-17	0,27	Olgun
18	XII-16-AD-18	0,28	Olgun
19	XII-16-AD-19	0,2	Erken olgun
20	XII-16-AD-20	0,27	Olgun
21	XII-16-AD-21	0,13	Erken olgun
22	XII-16-AD-22	0,2	Erken olgun

Çizelge 4.10.'un devamı

23	XII-16-AD-23	0,1	Erken olgun
24	XII-16-AD-24	0,25	Olgun
25	XII-16-AD-25	0,24	Erken olgun
26	XII-16-AD-26	0,23	Erken olgun
27	XII-16-AD-27	0,17	Erken olgun
28	XII-16-AD-28	0,23	Erken olgun
29	XII-16-AD-29	0,22	Erken olgun
30	XII-16-AD-30	0,24	Erken olgun
31	XII-16-AD-31	0,24	Erken olgun
32	XII-16-AD-32	0,27	Olgun
33	XII-16-AD-33	0,25	Olgun
34	XII-16-AD-34	0,29	Olgun
35	XII-16-AD-35	0,14	Erken olgun
36	XII-16-AD-36	0,21	Erken olgun
37	XII-16-AD-37	0,2	Erken olgun
38	XII-16-AD-38	0,22	Erken olgun
39	XII-16-AD-39	0,19	Erken olgun
40	XII-16-AD-40	0,15	Erken olgun
41	XII-16-AD-41	0,2	Erken olgun
42	XII-16-AD-42	0,21	Erken olgun
43	XII-16-AD-43	0,23	Erken olgun
44	XII-16-AD-44	0,19	Erken olgun
45	XII-16-AD-45	0,15	Erken olgun
46	XII-16-AD-46	0,26	Olgun
47	XII-16-AD-47	0,17	Erken olgun
48	XII-16-AD-48	0,17	Erken olgun
49	XII-16-AD-49	0,19	Erken olgun
50	XII-16-AD-50	0,18	Erken olgun
51	XII-16-AD-51	0,14	Erken olgun
52	XII-16-AD-52	0,22	Erken olgun
53	XII-16-AD-53	0,11	Erken olgun
54	XII-16-AD-54	0,19	Erken olgun
55	XII-16-AD-55	0,14	Erken olgun

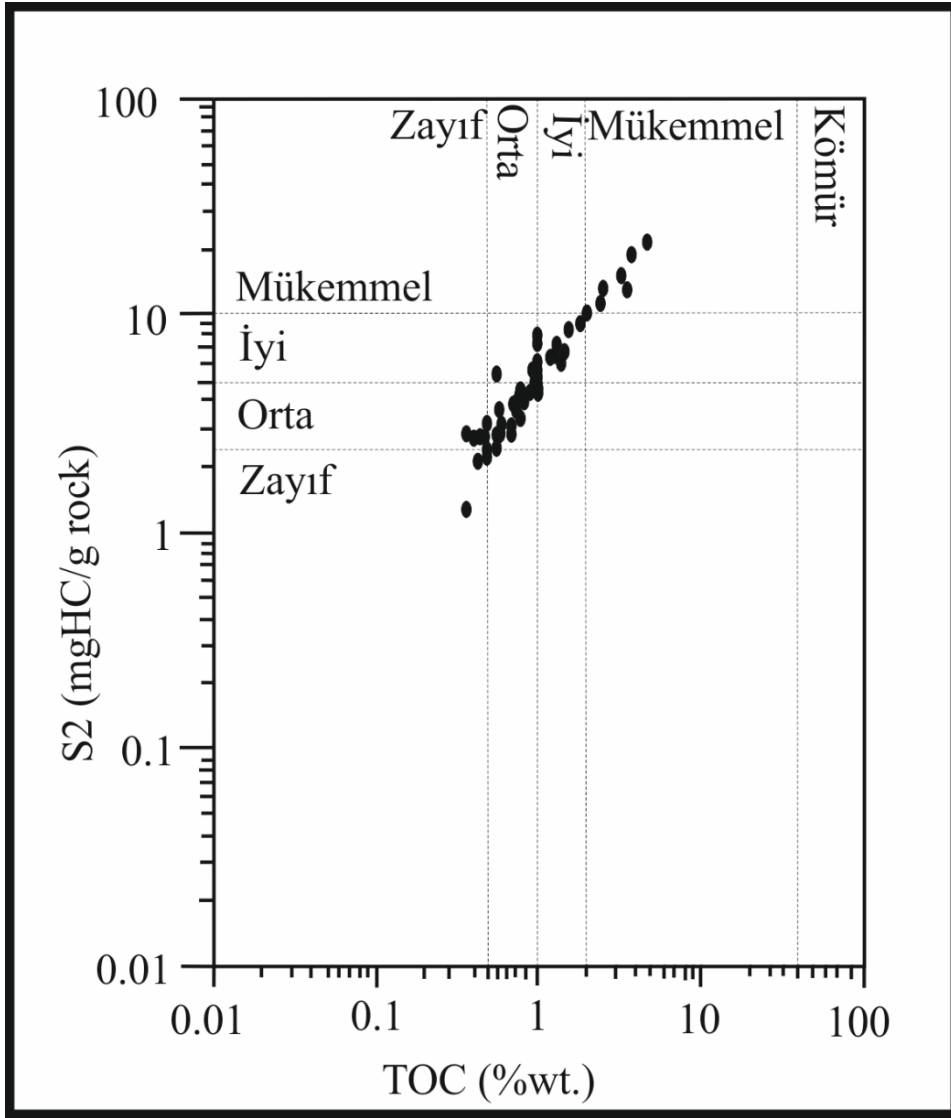
4.5.5. Hidrokarbon Potansiyeli

Çalışılan örneklere ait Hidrojen İndeksi (HI) - TOC diyagramı hazırlanmış ve incelenen tüm örneklerin mükemmel, iyi ve orta petrol potansiyellerinin olduğu belirlenmiştir (Şekil 4.44.).



Şekil 4.44. Sayındere Formasyonu TOC- HI değerlerine göre hidrokarbon potansiyeli (Jackson ve ark. 1985’ ten geliştirilerek)

Çalışılan örneklerle ait Hidrojen İndeksi (S_2) - TOC diyagramı hazırlanmış ve incelenen tüm örneklerin mükemmel, iyi ve orta petrol potansiyellerinin olduğu belirlenmiştir (Şekil 4.45.).



Şekil 4.45. Sayındere Formasyonu TOC- S₂ değerlerine göre hidrokarbon potansiyeli

Anakaya hidrokarbon potansiyeli belirlenmesinde kullanılan S₁ ve S₂ sonuçları Peters ve Cassa, 1994'ya göre yorumlanmıştır (Çizelge 4.11.).

Çizelge 4.11. S₁ ve S₂ Hidrokarbonlarının Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa,1994)

Petrol Potansiyeli	S ₁ (mg HC/g Kaya)	S ₂ (mg HC/g Kaya)
Zayıf	0-0,5	0-2,5
Orta	0,5-1	2,5-5
İyi	1-2	5-10
Çok İyi	2-4	10-20

Çizelge 4.11.'in devamı

Mükemmel	>4	>20
----------	----	-----

S₁ ve S₂' ye göre hidrokarbon potansiyelleri Çizelge 4.12. ve Çizelge 4.13' de verilmiştir.

Çizelge 4.12. Sayındere Formasyonları'na ait örneklerinin Peters ve Cassa 1994'e göre S₁ Hidrokarbon Potansiyelleri

No	Örnek No	S1	Hidrokarbon Potansiyeli
1	XII-16-AD-1	0,79	Orta
2	XII-16-AD-2	1,29	İyi
3	XII-16-AD-3	0,91	Orta
4	XII-16-AD-4	0,74	Orta
5	XII-16-AD-5	0,52	Orta
6	XII-16-AD-6	1,6	İyi
7	XII-16-AD-7	0,53	Orta
8	XII-16-AD-8	1,44	İyi
9	XII-16-AD-9	1,53	İyi
10	XII-16-AD-10	0,83	Orta
11	XII-16-AD-11	0,85	Orta
12	XII-16-AD-12	0,92	Orta
13	XII-16-AD-13	1,03	İyi
14	XII-16-AD-14	0,77	Orta
15	XII-16-AD-15	0,88	Orta
16	XII-16-AD-16	1,63	İyi
17	XII-16-AD-17	0,63	Orta
18	XII-16-AD-18	1,9	İyi
19	XII-16-AD-19	1,7	İyi
20	XII-16-AD-20	1,19	İyi
21	XII-16-AD-21	0,77	Orta
22	XII-16-AD-22	1,01	İyi
23	XII-16-AD-23	0,76	Orta

Çizelge 4.12.'nin devamı

24	XII-16-AD-24	0,68	Orta
25	XII-16-AD-25	0,63	Orta
26	XII-16-AD-26	0,9	Orta
27	XII-16-AD-27	3,41	Çok İyi
28	XII-16-AD-28	1,17	İyi
29	XII-16-AD-29	0,5	Orta
30	XII-16-AD-30	0,79	Orta
31	XII-16-AD-31	1,46	İyi
32	XII-16-AD-32	1,09	İyi
33	XII-16-AD-33	1,48	İyi
34	XII-16-AD-34	1,15	İyi
35	XII-16-AD-35	0,58	Orta
36	XII-16-AD-36	0,58	Orta
37	XII-16-AD-37	0,91	Orta
38	XII-16-AD-38	1,65	İyi
39	XII-16-AD-39	2,13	Çok İyi
40	XII-16-AD-40	1,74	İyi
41	XII-16-AD-41	1,48	İyi
42	XII-16-AD-42	1,02	İyi
43	XII-16-AD-43	1,35	İyi
44	XII-16-AD-44	1,59	İyi
45	XII-16-AD-45	1,95	İyi
46	XII-16-AD-46	1,72	İyi
47	XII-16-AD-47	1,41	İyi
48	XII-16-AD-48	4,14	Mükemmel
49	XII-16-AD-49	1,79	İyi
50	XII-16-AD-50	0,65	Orta
51	XII-16-AD-51	2,91	Çok İyi
52	XII-16-AD-52	1,38	İyi
53	XII-16-AD-53	3,31	Çok İyi
54	XII-16-AD-54	1,31	İyi

Çizelge 4.12.'nin devamı

55	XII-16-AD-55	2,21	Çok İyi
----	--------------	------	---------

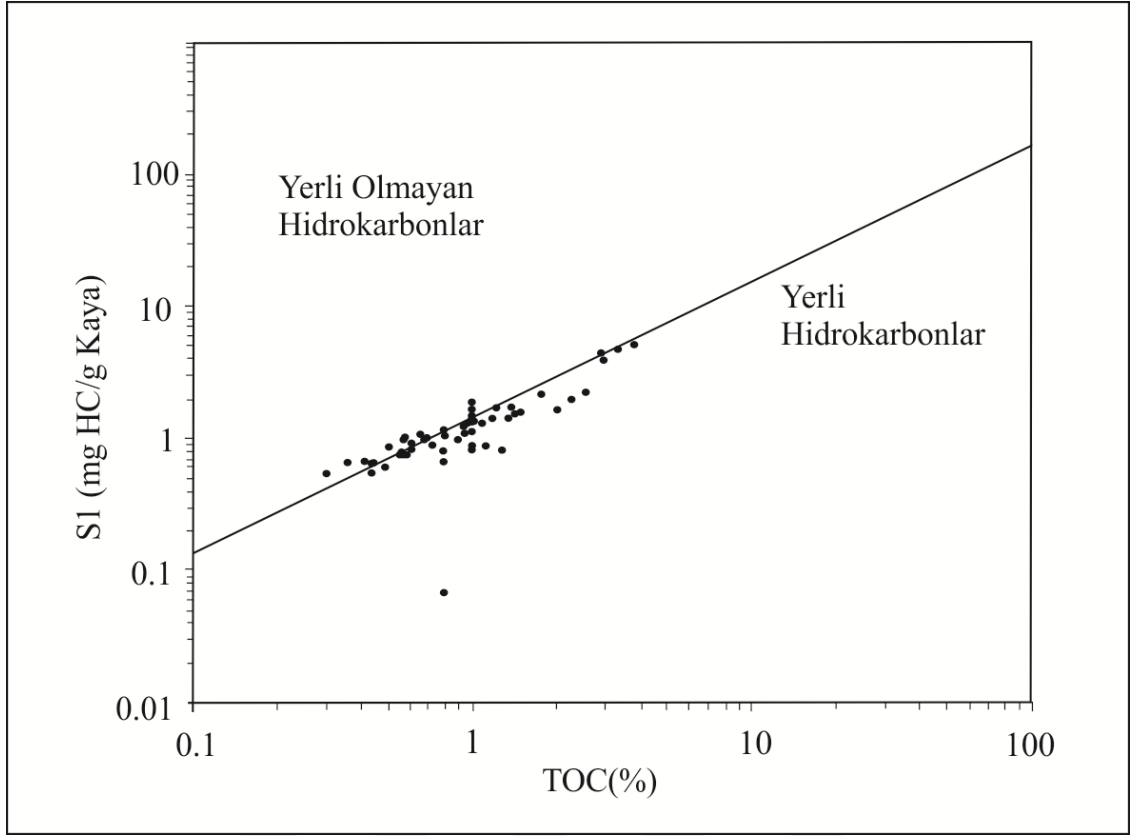
Çizelge 4.13. Sayındere Formasyonları'na ait örneklerinin Peters ve Cassa 1994'e göre S₂ Hidrokarbon Potansiyelleri

No	Örnek No	S ₂	Hidrokarbon Potansiyeli
1	XII-16-AD-1	3,8	Orta
2	XII-16-AD-2	5,15	İyi
3	XII-16-AD-3	3,33	Orta
4	XII-16-AD-4	4,34	Orta
5	XII-16-AD-5	2,16	Zayıf
6	XII-16-AD-6	8,18	İyi
7	XII-16-AD-7	2,62	Orta
8	XII-16-AD-8	7,5	İyi
9	XII-16-AD-9	5,34	İyi
10	XII-16-AD-10	2,28	Zayıf
11	XII-16-AD-11	3,01	Orta
12	XII-16-AD-12	5,35	İyi
13	XII-16-AD-13	2,96	Orta
14	XII-16-AD-14	4,63	İyi
15	XII-16-AD-15	3,71	Orta
16	XII-16-AD-16	6,65	İyi
17	XII-16-AD-17	1,68	Zayıf
18	XII-16-AD-18	4,96	Orta
19	XII-16-AD-19	6,65	İyi
20	XII-16-AD-20	3,24	Orta
21	XII-16-AD-21	4,98	Orta
22	XII-16-AD-22	4,1	Orta
23	XII-16-AD-23	7,07	İyi
24	XII-16-AD-24	2,01	Zayıf
25	XII-16-AD-25	2,05	Zayıf
26	XII-16-AD-26	2,97	Orta
27	XII-16-AD-27	16,53	Çok İyi
28	XII-16-AD-28	3,95	Orta
29	XII-16-AD-29	1,71	Zayıf
30	XII-16-AD-30	2,46	Zayıf
31	XII-16-AD-31	4,7	Orta
32	XII-16-AD-32	2,95	Orta
33	XII-16-AD-33	4,5	Orta
34	XII-16-AD-34	2,81	Orta
35	XII-16-AD-35	3,45	Orta
36	XII-16-AD-36	2,22	Zayıf
37	XII-16-AD-37	3,61	Orta

Çizelge 4.13.'ün devamı

38	XII-16-AD-38	5,87	İyi
39	XII-16-AD-39	8,98	İyi
40	XII-16-AD-40	9,71	İyi
41	XII-16-AD-41	5,92	İyi
42	XII-16-AD-42	3,95	Orta
43	XII-16-AD-43	4,52	Orta
44	XII-16-AD-44	6,85	İyi
45	XII-16-AD-45	10,67	Çok İyi
46	XII-16-AD-46	4,81	Orta
47	XII-16-AD-47	7,06	İyi
48	XII-16-AD-48	20,31	Mükemmel
49	XII-16-AD-49	7,68	İyi
50	XII-16-AD-50	3,02	Orta
51	XII-16-AD-51	17,7	Çok İyi
52	XII-16-AD-52	4,78	Orta
53	XII-16-AD-53	26,42	Mükemmel
54	XII-16-AD-54	5,47	İyi
55	XII-16-AD-55	13,23	Çok İyi

İncelenen örneklerle ait belirlenen S₁ türü hidrokarbonlar kaynak kayanın kendisinden türeyebileceği gibi dışardan göç yoluyla gelerek de kaynak kayayı kirletmiş olabilirler. Bu tür bir organik kirlenme kaynak kaya değerlendirmelerinde olumsuzluk teşkil eder. S₁-TOC diagramında Sayındere Formasyon'u örneklerinin büyük bölümünün yerli hidrokarbon bölgesine düştüğü görülür. Bu da örneklerin ürettikleri hidrokarbonların çoğunluğunun yerli olduğunu fakat azda olsa organik kirliliğin varlığını göstermektedir (Şekil 4.46.).



Şekil 4.46. Sayindere Formasyonu örneklerinin S₁-TOC diyagramındaki konumları

4.5.6. Gaz Kromatografisi (GC) Analiz Değerlendirilmesi

Gaz kromatografi analizlerinden elde edilen kromatogramlarda hidrokarbonların genel dağılımı, organik madde tipi, olgunlaşma ve çökelme ortamı ile ilgili bilgiler elde edilir. Sayindere Formasyonu'ndan alınan bir adet petrol örneğinin GC analizi yapılmıştır.

Petroller içinde bulunan doymuş hidrokarbonlardan, n-alkanların dağılımı, eğer petrol herhangi bir değişime uğramamış ise, petrolün türediği organik maddenin bileşimini belirtir. Karasal organik maddelerden türeyen petrollerde yüksek karbon sayılı, denizel organik maddelerden türeyen petrollerde ise düşük n-alkanlar baskındır (Hunt, 1979).

Çift sayılı karbon atomlarının tek sayılı atomlarına olan baskınlığı petrollerin karbonat ana kayadan türediğini gösterir. Bunun sebebi karbonat ortamlarında çift sayılı yağ asitlerinin indirgenerek çift sayılı atomların gelmesidir (Palacas ve ark., 1984).

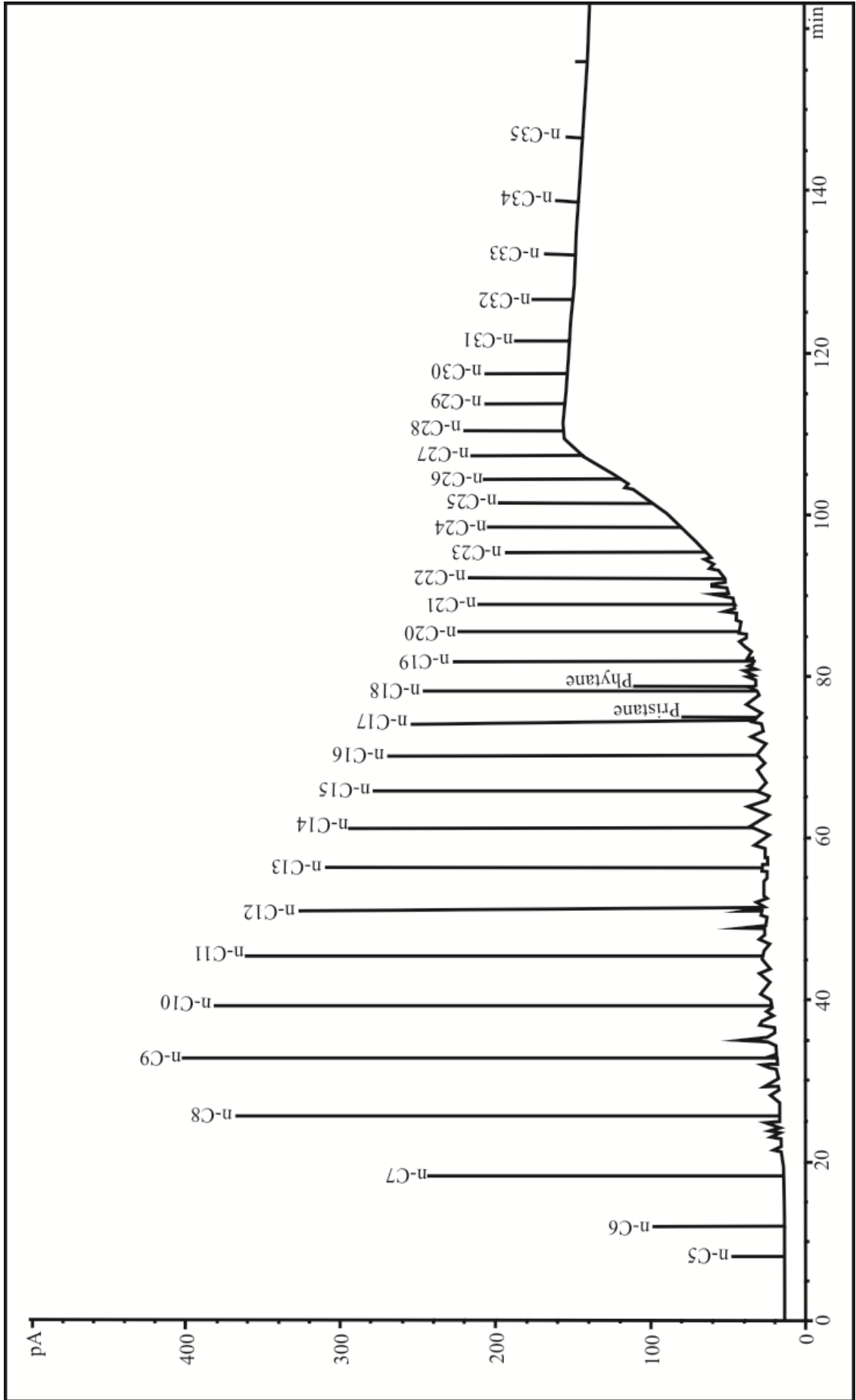
Denizel organik maddeden türeyen petrollerde ve bitümlerde n-C₁₅ ve n-C₁₆ gibi düşük molekül ağırlıklı alkanların hakimiyeti görülürken (Albrecht ve ark., 1976), karasal organik maddeden türeyen bitümlerde n-C₂₉ ve n-C₃₁ gibi tek sayılı karbon numaralı karbonlar hakimdir (Bray ve Evans, 1961).

Pr fitolden oksitlenme, Ph ise indirgenme sonucunda meydana gelmektedir (Didyk ve ark., 1978). Bu sebeple yüksek Pr/Ph oranı (>1) oksitleyici ortamı, düşük Pr/Ph (< 1) oranı ise indirgeyici ortamı belirtir (Goossens ve ark., 1984). Ayrıca Pr/Ph 1' den küçük ise hem anoksik (indirgeyici), hem tuzlu, hemde denizel organik maddeyi içerir. Pr/Ph 1' den büyük ise oksitleyici ortam ve karasal ortamı göstermektedir (Powelli ve McKirdy, 1973).

Pr/n-C₁₇, Ph/n-C₁₈ çökelme ortamlarını ve türedikleri ana kayayı belirtirler. Pr/nC₁₇, 0,5 değerinden küçük ise açık denizel koşulların baskın olduğunu belirtir.

Sayindere Formasyonu'ndan alınan 1adet petrol örneği için yaptırılan GC analizi sonuçları değerlendirilmiş ve örneklere ait gaz kromatogramları Şekil 4.47.' te verilmiştir.





Şekil 4.47. Sayındere Formasyonu'na ait örneğin gaz kromatogramı

Sayındere Formasyonu'na ait örneğin, düşük n-alkanlar baskın olup ($< n-C_{20}$), denizel organik madde içerdiği söylenebilir.

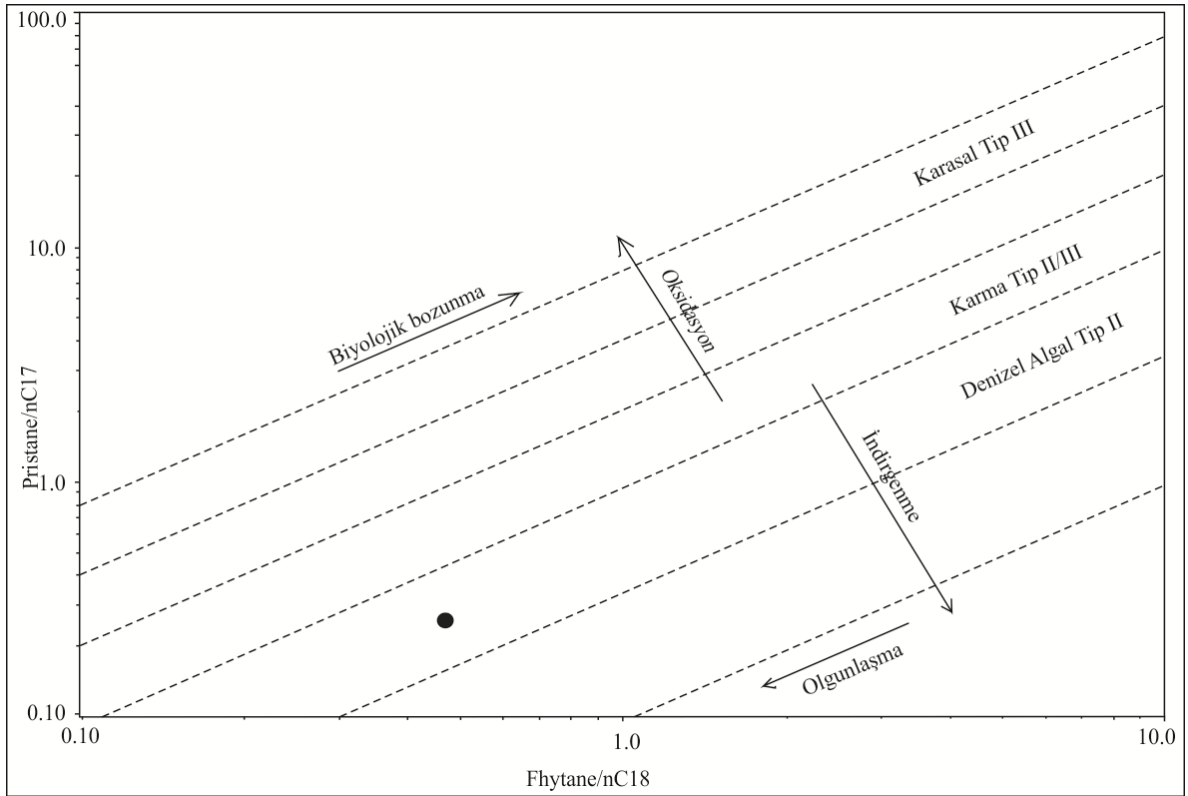
İncelenen örnekte çift sayılı karbon atomlarının tek sayılı atomlarına olan baskınlığı karbonat ana kaya olduğunu gösterir.

Sayındere Formasyonu'na ait örneğin, Pr/Ph oranları 1' den küçük (0,65) olup, çökelme ortamının denizel/indirgeyici (oksik) bir ortam olduğuna işaret eder (Çizelge 4.14., Şekil 4.48.). Pr/ $n-C_{17}$ oranı bakıldığında ise örneğin $0,29 < 0,5$ 'ten küçük olması açık denizel koşulların baskın olduğuna işaret eder.

İlk defa Bray ve Evans (1961) tarafından belirtilen ve tek sayılı karbon atomlarının çift sayılı karbon atomlarına oranını gösteren karbon tercih indeksi (CPI) 1' den küçük ise çift karbonlu n-alkanların baskın olduğu ve litolojinin karbonat niteliğinde olduğu, CPI 1'den büyük ise tek karbonlu n-alkanların hakim ve karasal organik maddeden türediklerini göstermektedir. Sayındere Formasyonu'na ait örneğin hesaplanan CPI değeri (0,37) 1'den küçüktür.

Çizelge 4.14. Sayındere petrol örneğine ait GC analiz parametreleri

Örnek no	Pr/Ph	Pr/ $n-C_{17}$	Ph/ $n-C_{18}$	CPI 25-33
1	0,65	0,29	0,47	0,37

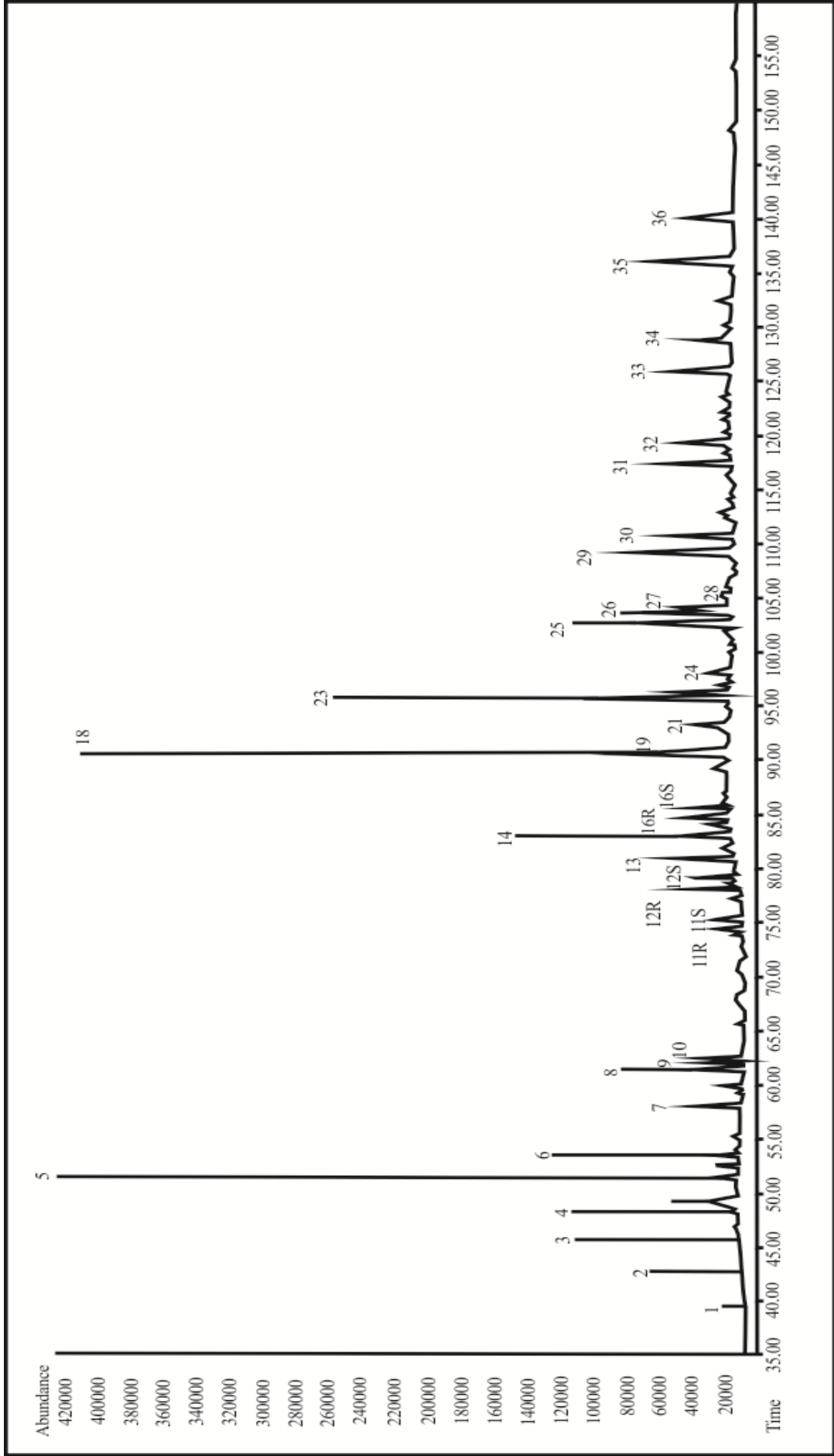


Şekil 4.48. Pr/nC₁₇ ve Ph/n-C₁₈ diyagramına göre organik madde tipi (Peters ve ark., 2005)

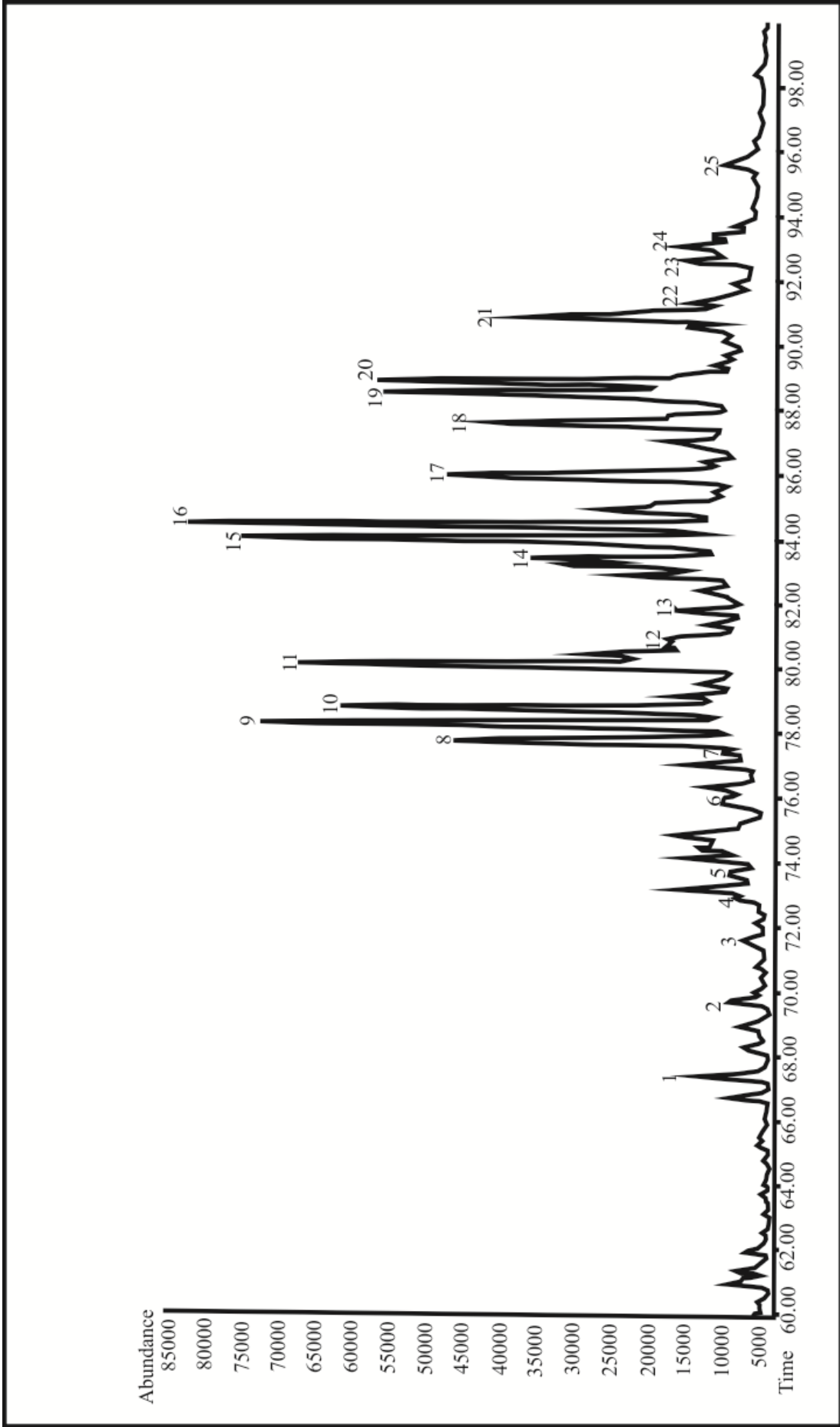
4.5.7. Gaz Kromatografi- Kütle Spektrometresi (GC-MS) Analiz Değerlendirilmesi

GC-MS analizi, biyomarkerları yorumlamak, petrol-petrol, petrol-ana kaya denetirmeleri ve organik maddenin olgunlaşma seviyesini belirleme amacıyla kullanılan başlıca yöntemdir. Biyomarkerlar organik maddeyi oluşturan fitoplankton, zooplankton ve bakteriler gibi denizel, spor, polen ve mumsu gibi karasal organik maddelerde var olan moleküllerdir. Biyomarker oranları ana kayanın tipiyle ilgili olan karasal-denizel köken ve gölsel materyaller ile ana kayanın depolanma ortamı (oksik/anoksik, tatlı su/denizel/aşırı tuzlu), ana kayanın litolojisi (şeyl, karbonat) hakkında bilgi verirler (Pratt ve ark., 1992, Ediger ve Soylu 1993, Hunt 1995, Lopez ve ark.,1998, Peters ve ark.,2005).

Sayındere Formasyonu'na ait bir adet petrol örneğinde GC-MS analizi yapılmıştır. Bu örneğe ait m/z 191 triterpan ve m/z 217 steran fregmantogramları Şekil 4.49 ile Şekil 4.50' da görülmektedir. Bunlardan elde edilen sonuçların değerlendirilmesi Çizelge 4.15' de yapılmıştır.



Şekil 4.49. Sayındere Formasyonu'na ait örneğin m/z 191 kromatogramları



Şekil 4.50. Sayıdere Formasyonu'na ait örneğin m/z 217 kromatogramları

Çizelge 4.15. Sayındere Formasyonu örneğine ait terpan ve steran parametreleri

Terpan ve steran parametreleri	Örnek
C ₂₃ tricyclic Terpan	(412032) Ana pik olması nedeniyle karbonat kaynak kayadır.
C ₂₄ /C ₂₆ (S+R)	1,44>1 Karbonat Kayadır
Steran/hopane	0,53<1 Ortam Anoksiktir düşük olduğu için karbonat kayadır
C ₃₁ 22R/ C ₃₀	0,28>0,25 Denizel Kaynak Kaya
C ₂₉ norhopan/ C ₃₀ hopan	1,63>1 Karbonat Kayadır
C ₂₅ / C ₂₆ tricyclic terpane	1,59>1 Denizel Ortamdır
C ₃₅ (R+S)/ C ₃₄ (R+S)	1,39>1 Anoksik Ortamdır
C ₃₂ 22S(22S+22R)	0,62>0,54 Olgundur
C ₃₀ hopan/ C ₃₀ moretan	241035>14592 Olgunlaşmış

m/z 191 triterpan parametreleri

C₂₃ tricyclic pik: Tricyclic terpanlar denizel ve gölsel kökenli ham petrol ve ana kayalarda geniş yayımlıdır (Hunt 1995). Ayrıca, litoloji parametresidir ve tricyclic bölgede ana pik olması karbonat ana kayayı belirtir (Palacas ve ark., 1984). Sayındere Formasyonu'na ait örnekte bu pik baskındır.

C₂₉ norhopan/C₃₀ hopan oranı: Litoloji parametresidir ve 1'den büyük ise karbonat ana kayadır, bu oran şeyllerde düşük, karbonatlarda yüksektir. Sayındere Formasyonu'na ait örnekte 1'den büyüktür ve karbonat ana kaya göstergesidir.

C₂₃/C₃₀ hopan: C₂₃/C₃₀ hopan oranı ne kadar büyük ise denizel etki o kadar fazladır. Sayındere Formasyonu örneği için bu değer 4,56' dir. Buna göre denizel etki fazladır.

C₃₁/C₃₀ hopan oranı: Depolanma ortamı parametresidir. 0,25'ten büyük ise denizel şeyl, karbonat ve marn ana kaya, 0,25'ten küçük ise gölsel ana kayadır. Sayındere Formasyonu'na ait örnekte 0,25' ten büyüktür ve denizel karbonat kayadır.

Homohopan dağılımı: C₃₁-C₃₅ homohopanların varlığı anoksik ortamı işaret eder (Peters ve Moldowan, 1991). Sayındere Formasyonu'nda bu değerler okunmuştur. Buna göre ortam anoksiktir.

C₃₅(R+S) /C₃₄ (R+S) oranı: Ortam parametresidir , < 1 olduğunda ortam suboksik, > 1 olduğunda ise anoksiktir (Peters ve Moldowan, 1991). İncelenen örnekte, ortamın anoksik olduğuna işaret eder.

Oleanane: Oleanane' in varlığı Kretase veya daha genç yaşlı karasal yüksek bitki girdisini gösterir (Hunt, 1995). Alınan örneklerde bu değer hesaplanamamıştır.

Gammacerane: Bu parametrenin varlığı denizel ve gölsel aşırı tuzlu ortamların göstergesidir (Hunt, 1995). Alınan örnekte bu değer hesaplanmıştır. Buna göre ortamın

denizel olduğunu göstermektedir.

C₃₂ 22S / (S+R) homohopan izomerizasyonu: Olgunlaşma parametresidir ve $< 0,50$ ise olgunlaşmamış, $> 0,54$ ise olgundur (Zumberge, 1987). İncelenen örnek bu değerlere göre olgundur.

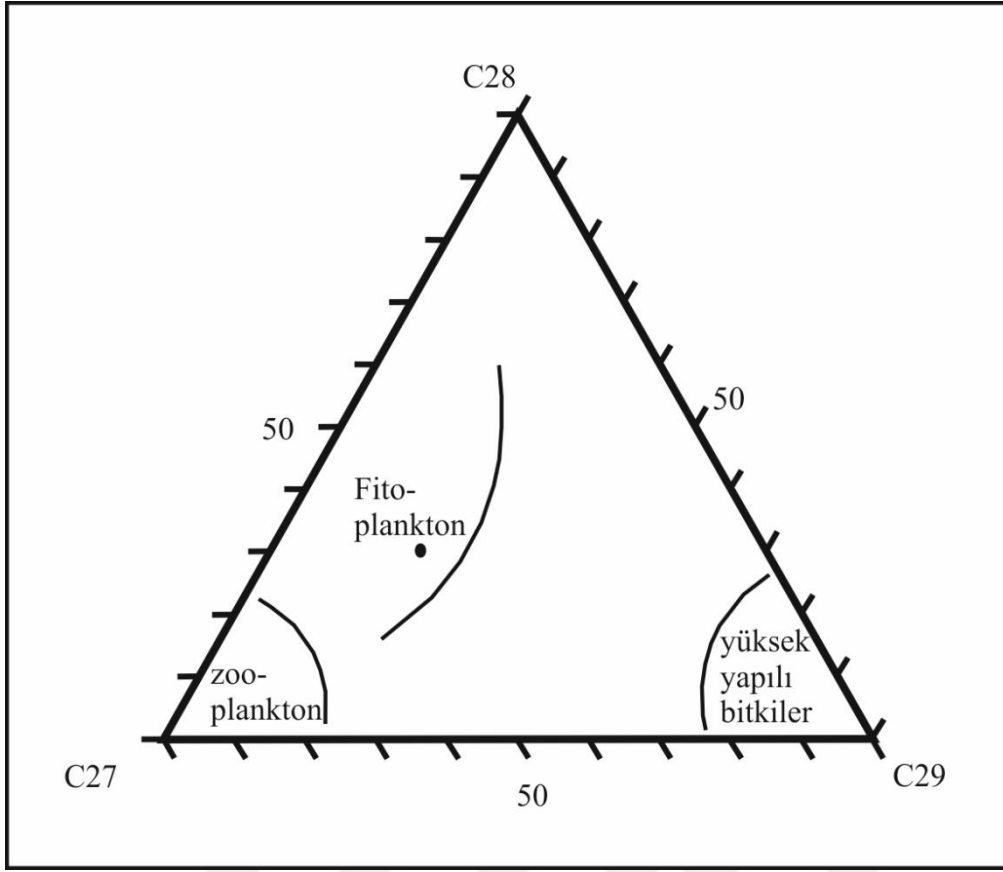
Ts /Tm oranı: $Ts/Tm < 1$ ise ortam anoksiktir (Mckirdy ve ark., 1983). Sayındere Formasyonu örneğine göre ortam anoksiktir (0,29).

m/z 217 steran parametreleri

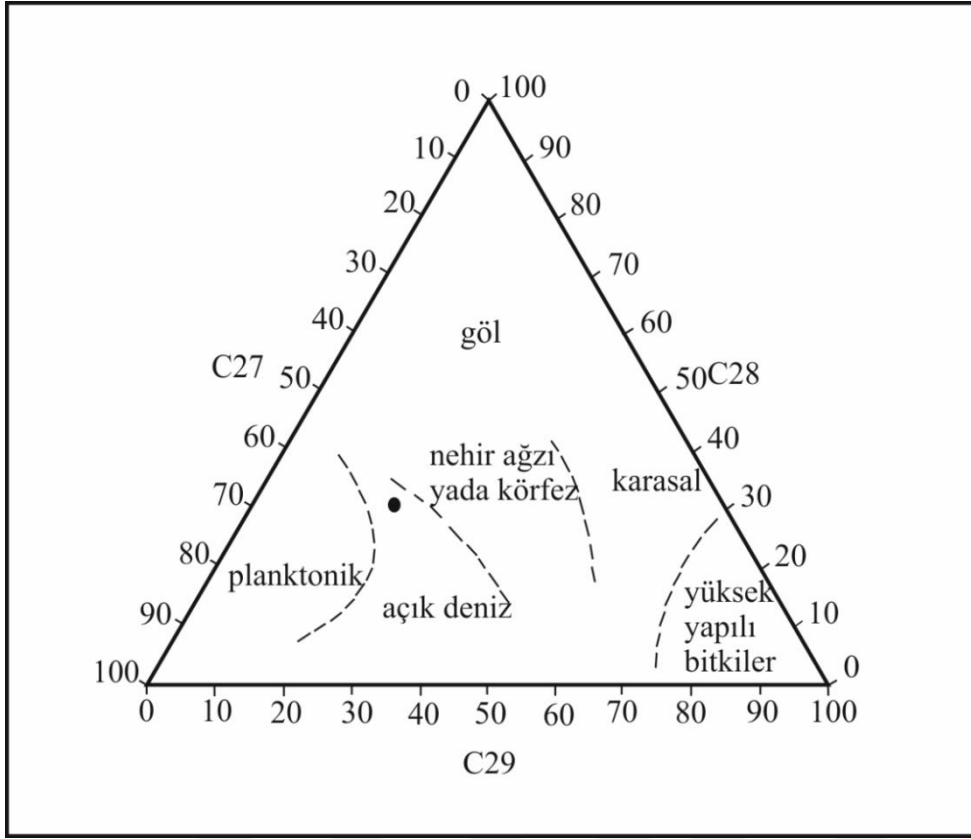
C₂₉ aaa 20S / (S+R) steran izomerizasyonu: Olgunlaşma parametresidir ve değer $< 0,50$ ise olgunlaşmamış, $> 0,54$ ise olgunlaşmıştır (Hunt, 1995). Sayındere Formasyonu örneği değeri $>0,54$ (0,55).

C₃₀ formetil steran: C₃₀ formetil steran bolluğu gölsel ortamı işaret eder. 22 nolu pikten sonraki piklerdir. İncelenen örnekte nadir oldukları gözlenmiştir.

C₂₇, C₂₈ ve C₂₉ Tricyclic terpanlar Ternary diagramında yerlerine konarak ne tür organik maddeden türediği ve hangi depolanma ortamında oluştuğuna ilişkin değerlendirmeler yapılabilir. Sayındere Formasyonu'na ait örneğin fitoplankton kökenli organik maddeden ve açık deniz ortamında çökeldiği bulunmuştur (Şekil 4.51 ve Şekil 4.52).



Şekil 4.51. Sayindere Formasyonu'na ait örneğin ternary diagramı



Şekil 4.52. Sayindere Formasyonu'na ait örneğin ternary diagramı

4.6. Sayindere Formasyonu'nun Rezervuar Seviyesinin Özellikleri

Şambayat Üretim Sahası'nda kazılan 20 adet petrol kuyusunda kesilen Sayindere Formasyonu kalınlıkları Çizelge 4.16.' de verilmiştir. Sayindere Formasyonu Kalınlık kontur haritası Şekil 4. 53.'de verilmiştir.

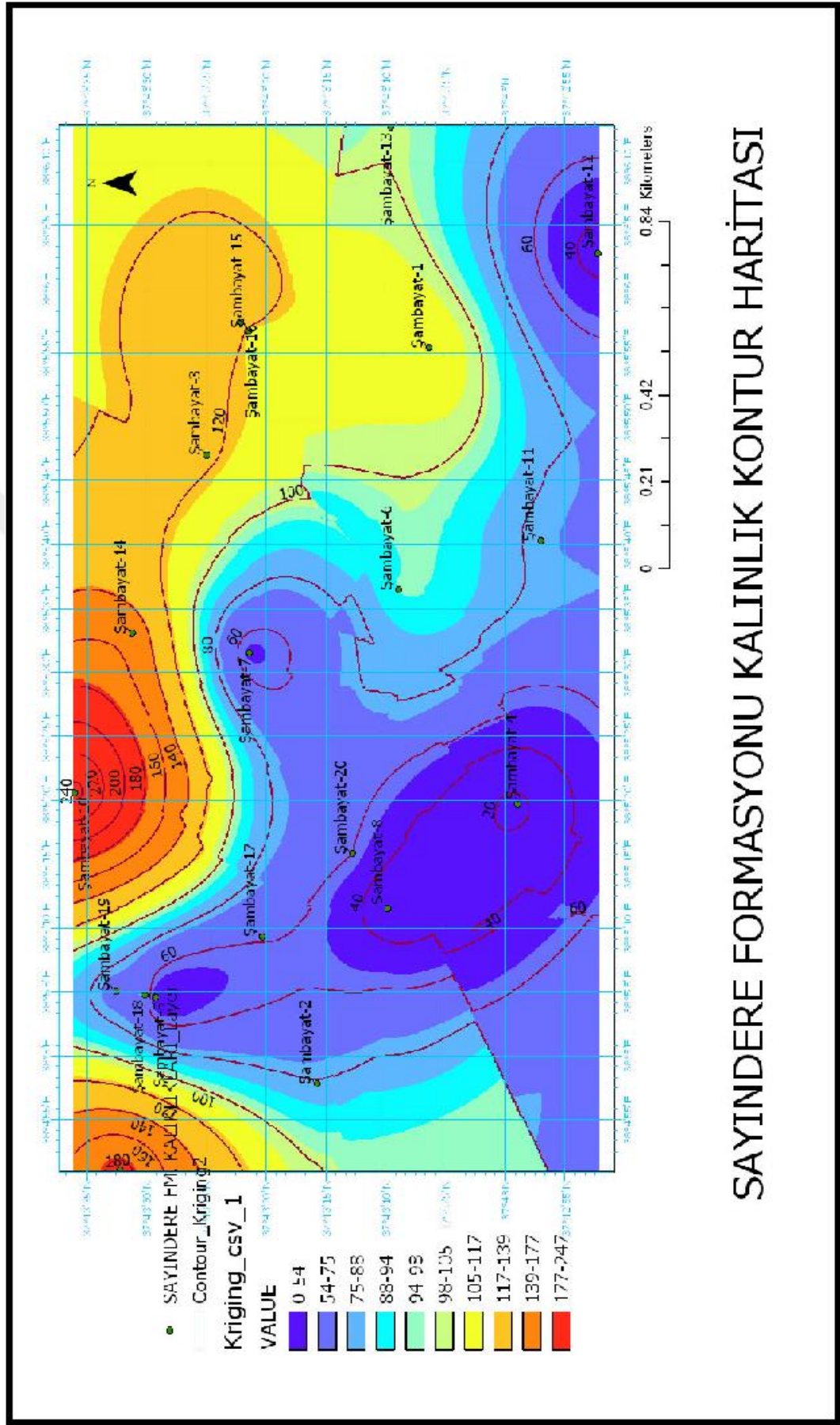
Çizelge 4.16. Sayindere Formasyonu kalınlıkları

Kuyular	Enlem	Boylam	Sayindere Formasyonu Kalınlıkları (m)
Şambayat-1	37,718433	38,098749	118
Şambayat-2	37,721037	38,082721	81
Şambayat-3	37,723597	38,096408	123
Şambayat-4	37,716386	38,088802	15
Şambayat-5	37,724782	38,084598	40 (Sayindere Formasyonu içinde sondaj bitmiştir.)
Şambayat-6	37,719139	38,093477	95
Şambayat-7	37,722612	38,092096	51 (Sayindere Formasyonu içinde sondaj bitmiştir.)
Şambayat-8	37,719398	38,086529	24
Şambayat-9	37,725602	38,080826	188
Şambayat-10	37,726672	38,089037	247

Çizelge 4.16.'nın devamı

Şambayat-11	37,715846	38,094538	77
Şambayat-12	37,714506	38,100799	31 (Sayındere Formasyonu içinde sondaj bitmiştir.)
Şambayat-13	37,719327	38,103535	100
Şambayat-14	37,725319	38,092527	153
Şambayat-15	37,722616	38,09911	114
Şambayat-16	37,722798	38,099293	138
Şambayat-17	37,722315	38,08593	61
Şambayat-18	37,725026	38,084644	77
Şambayat-19	37,725697	38,084743	69 (Sayındere Formasyonu içinde sondaj bitmiştir.)
Şambayat-20	37,720216	38,087736	60 (Sayındere Formasyonu içinde sondaj bitmiştir.)





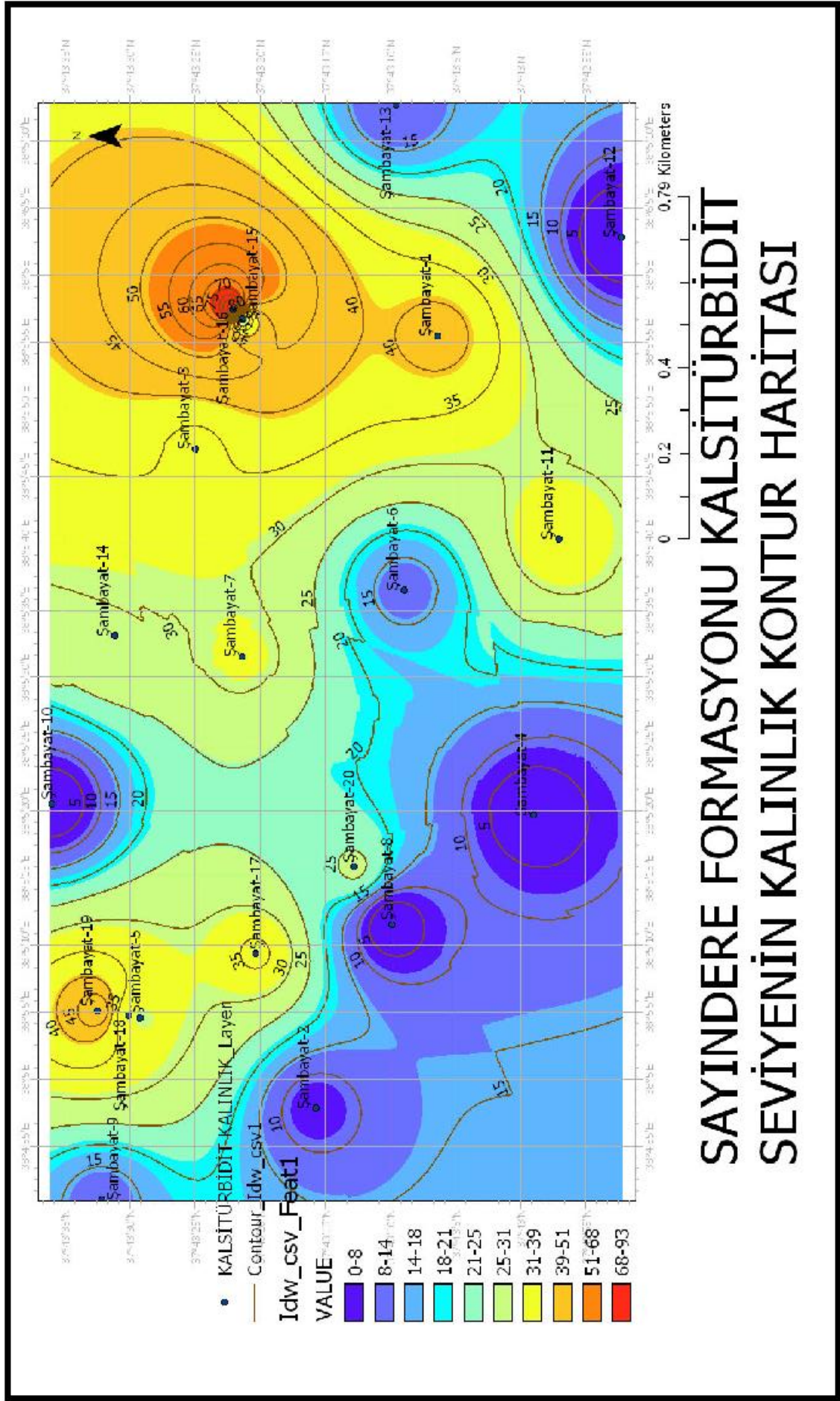
Şekil 4.53. Sayindere Formasyonu kalınlık kontur haritası

Rezervuar olarak kabul edilen kalsitürbidit seviyenin kalınlıkları çizelge 4.17’de verilmiştir. Buna göre rezervur seviyenin en kalınlığının en az olduğu kuyu 6 m. ile Şambayat-2 kuyusu, en kalın olduğu kuyu ise 94 m. ile Şambayat-16 kuyusudur.

Çizelge 4.17. Rezervuar nitelikli kalsitürbidit seviyenin kalınlıkları

Kuyular	Enlem	Boylam	Rezervuar kalınlıkları(m)
Şambayat-1	37,718433	38,098749	42
Şambayat-2	37,721037	38,082721	6
Şambayat-3	37,723597	38,096408	34
Şambayat-4	37,716386	38,088802	Yok
Şambayat-5	37,724782	38,084598	30
Şambayat-6	37,719139	38,093477	12
Şambayat-7	37,722612	38,092096	32
Şambayat-8	37,719398	38,086529	Yok
Şambayat-9	37,725602	38,080826	12
Şambayat-10	37,726672	38,089037	Yok
Şambayat-11	37,715846	38,094538	34
Şambayat-12	37,714506	38,100799	Yok
Şambayat-13	37,719327	38,103535	10
Şambayat-14	37,725319	38,092527	30
Şambayat-15	37,722616	38,09911	20
Şambayat-16	37,722798	38,099293	94
Şambayat-17	37,722315	38,08593	36
Şambayat-18	37,725026	38,084644	32
Şambayat-19	37,725697	38,084743	50
Şambayat-20	37,720216	38,087736	26

Sayındere Formasyonu’nun kalsitürbidit seviyeleri kalınlık kontur haritası Şekil 4.54’de verilmiştir. Buna göre de rezervuarın en kalın olduğu alan Şambayat sahasının kuzey doğusunda yer almaktadır. Rezervuar nitelikli kalsitürbidit seviyenin haritada kuzeydoğu, doğu ve kuzeybatı alanlarda kalınlığının arttığı gözlenmektedir (Şekil 4.54.).



Şekil 4.54. Sayindere Formasyonu kalsitürbidit seviyesinin kalınlık kontur haritası

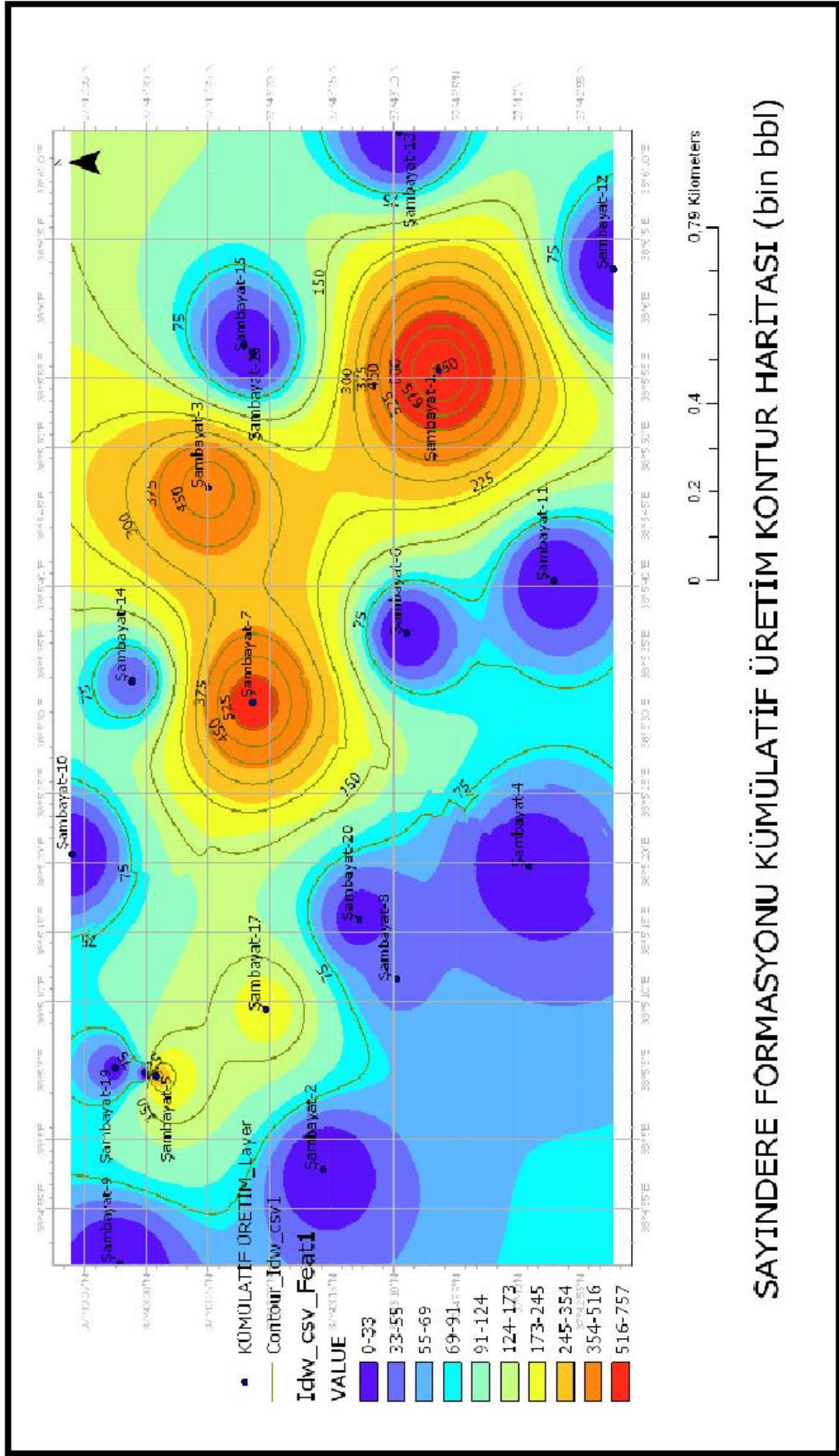
Şambayat Üretim Sahasında kuyular bazında Sayındere Formasyonu'ndan üretilen kümülatif ve günlük petrol miktarları Çizelge 4.18.'de verilmiştir. Şambayat üretim Sahasındaki kümülatif ve günlük üretim miktarları kontur haritası Şekil 4. 55. ve Şekil 4.56. 'de verilmiştir.

Çizelge 4.18. Kuyu bazında petrol üretim değerleri

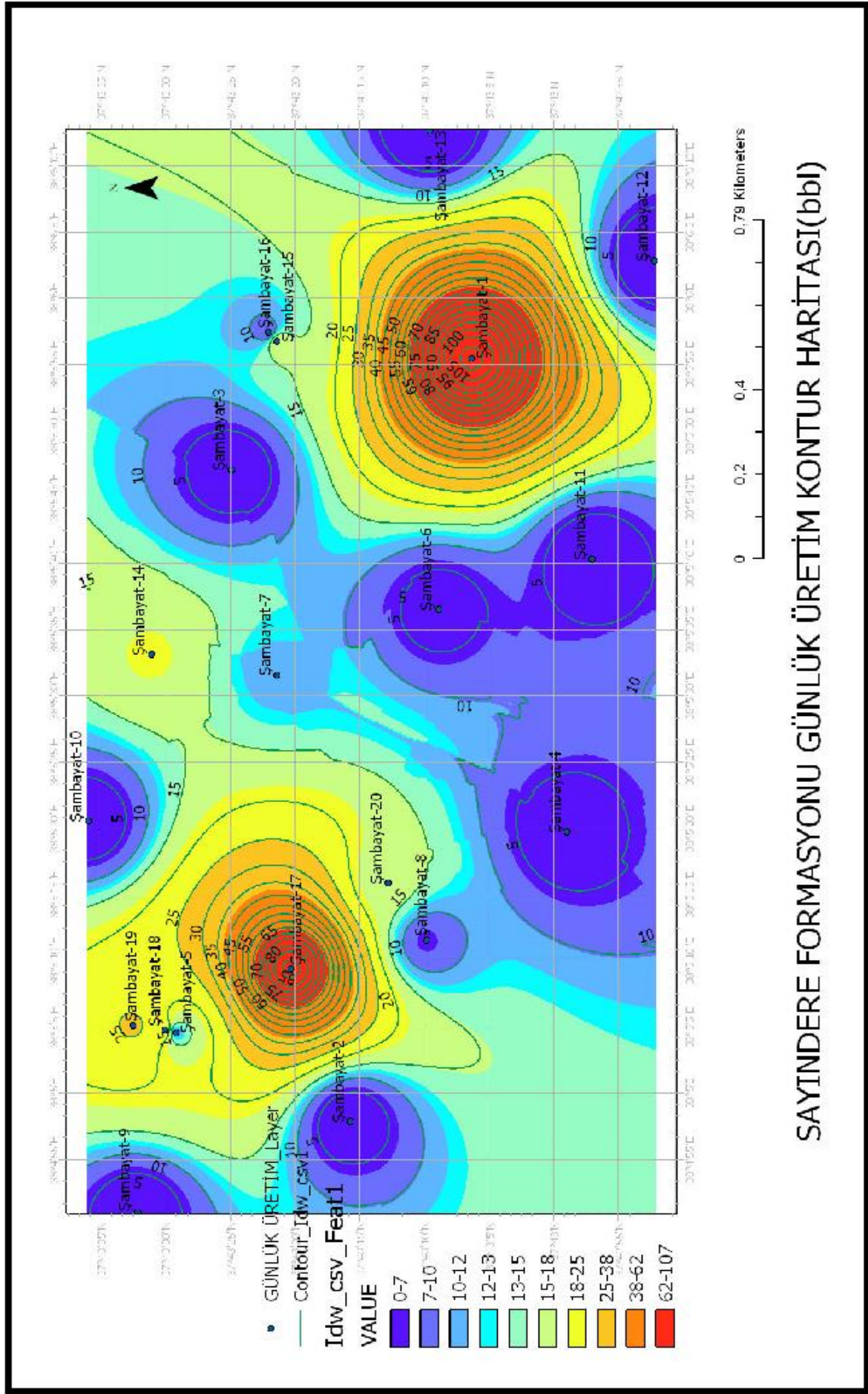
Kuyular	Enlem	Boylam	Kümülatif Üretim(bbl)	Günlük Üretim(bbl)
Şambayat-1	37,718433	38,098749	757,165	107
Şambayat-2	37,721037	38,082721	-	-
Şambayat-3	37,723597	38,096408	500,000	-
Şambayat-4	37,716386	38,088802	-	-
Şambayat-5	37,724782	38,084598	346,545	10
Şambayat-6	37,719139	38,093477	-	1
Şambayat-7	37,722612	38,092096	580,615	11
Şambayat-8	37,719398	38,086529	48,864	6
Şambayat-9	37,725602	38,080826	-	-
Şambayat-10	37,726672	38,089037	-	-
Şambayat-11	37,715846	38,094538	-	-
Şambayat-12	37,714506	38,100799	-	-
Şambayat-13	37,719327	38,103535	-	-
Şambayat-14	37,725319	38,092527	33,827	19
Şambayat-15	37,722616	38,09911	8,511	19
Şambayat-16	37,722798	38,099293	8,423	6
Şambayat-17	37,722315	38,08593	201,440	87
Şambayat-18	37,725026	38,084644	223	25
Şambayat-19	37,725697	38,084743	18,329	26
Şambayat-20	37,720216	38,087736	14,976	16

Üretim artışlarının haritada kuzeydoğu, doğu ve kuzeybatı alanlarında arttığı gözlenmektedir (Şekil 4.55 ve Şekil 4.56).

Kaynak kaya, rezervuar ve üretim haritalarının birbiriyle korelasyonu yapıldığında, üç haritanın birbiriyle örtüştüğü görülmektedir. Kaynak kaya seviyesinin kalın olduğu yerlerde rezervuar seviyeler de kalın olarak bulunmaktadır. Bu seviyelerde üretim daha fazladır. Şambayat-10 kuyusunda kaynak kaya seviyesi kalın fakat rezervuar seviye olmadığı için üretim yoktur. Bu da rezervuar seviyenin petrol üretimine olan önemini gösteren bir örnektir.



Şekil 4.55. Sayindere Formasyonu kümülatif petrol üretim kontur haritası



Şekil 4.56. Sayindere Formasyonu günlük petrol üretim kontur haritası

BÖLÜM 5

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışma Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Adıyaman ilinin 16 km batısında petrol üretimi yapılan Şambayat Üretim Sahası'nda gerçekleştirilmiştir. Burada üretim yapılan 14 kuyudan günlük toplam 300-350 varil petrol üretilmektedir. Petrol üretimi kuyularda Sayındere Formasyonu'ndan yapılmaktadır. Birim, Güneydoğu Anadolu Baseninin büyük bir kısmında derin denizel ortamda çökelmiş killi karbonat fasiyesinde yayılım göstermektedir. Ancak Arap Kıtası ile Anadolu Kıtası'nın birbiriyle çarpışma hattının hemen güneyindeki alanlarda, Arap Kıtası'nın kuzey kenarında şaryaja yakın alanlarda diğer alanlardan farklı olarak değişik fasiyeslerden oluşur.

Bu çalışmada Şambayat üretim sahasında yer alan Şambayat ve Doğu Şambayat kuyularında kesilen Sayındere Formasyonu'nun fasiyes özelliklerini belirlemek için toplam 22 kuyudan alınan kesinti örneklerinden 112 adet ince kesit değerlendirilmiştir. Buna göre; Şambayat sahası, Şambayat kuyuları ve Doğu Şambayat kuyuları örneklerinin farklı fasiyes özelliklerine sahip oldukları gözlenmiştir. Şambayat kuyularında alttan üste doğru planktonik foraminifer içeren karbonat çamurtaşı veya vaketaşı fasiyesi, orta seviyede istiftaş-vaketaşı fasiyesi, üstte yine bol planktonik foraminifer içeren karbonat çamurtaşı-vaketaşı fasiyesidir. Alt ve orta kesimlerde petrol dolgulu yaygın stilolit oluşumları ve bu stilolitler boyunca gelişmiş dolomitleşmeler izlenir. Doğu Şambayat kuyularında formasyon bol planktonik foraminifer içeren karbonat çamurtaşı-vaketaşı fasiyesiyle temsil edilir.

Tayin edilen planktonik foraminiferlere göre birimin yaşı Geç Kampaniyen-Maastrichtiyen (Kampaniyen-Maastrichtiyen) olarak belirlenmiştir. Bölgede daha önce yapılan çalışmalarda belirlenen yaşlarla uyumludur.

Fasiyes özellikleri ve fosil bileşenler dikkate alındığında bu alanda Sayındere Formasyonu'nun yokuş ve çok derin olmayan havza ortamlarında çökeldiği söylenebilir.

Organik jeokimyasal analizler için de 55 adet kırıntı örnek, 1 adet de petrol örneği analiz edilerek değerlendirilmiştir. Sayındere Formasyonu'nun TOC (%) değerleri 0,34-4,65 arasında değişir. Ortalama değer % 1,14 dür. Bu da iyi ana kayaya işaret eder. Organik madde tipi II. tip kerojendir. Denizel organik maddeyi oluşturur. Buna göre başlıca petrol türetir. T_{max} ve PI değerleri Sayındere Formasyonu örneklerinin erken-orta olgun aşamada (oil window) olduğunu gösterir. Petrol örneği kısa zincirli n-alkanlarla temsil edilir ve denizel Tip II kerojenden oluşur. Biyomarker olgunluk parametreleri de petrol örneğinin olgun aşamada olduğunu gösterir. Pristan/ nC_{17} -Fitan/ nC_{18} grafiğine göre petrol örneğinin organik maddesi denizel ortamda depolanmıştır. Biyomarker verileri de anoksik koşullarda depolanmış denizel karbonat fasiyesleri işaret eder. TOC, S_2 ve PY değerleri Sayındere Formasyonu'nun orta-iyi hidrokarbon potansiyeline sahip olduğunu ve HI-TOC grafiği de iyi petrol kaynağı olduğunu gösterir.

Rezervuar nitelikli kalsitürbidit seviyenin kalınlığı ile kaynak kaya seviyenin kalınlıkları sahanın aynı bölgelerinde artmaktadır. Bir nevi kalınlıkları örtüşmektedir. Her bir kuyunun üretim kontur haritasına bakıldığında üretimi en fazla olan kuyular sahanın üretim kontur haritasında kuzeydoğu, doğu ve kuzeybatı alanlarında arttığı gözlenmektedir. Bu üretim haritası da diğer iki harita ile örtüşmektedir. Üretim sahasında genel olarak kuzey bölgesinin hidrokarbon açısından daha verimli olduğu görülmektedir.

Sayındere Formasyonu çökelim modeline bakıldığında kuzeydeki allokonların Geç Kampaniyen-Maastrichtiyen'de Sayındere Formasyonu'nun üstüne bindirmesi ve güneye sıkıştırması neticesinde bölgesel olarak farklı fasiyeslerin oluşmasına neden olmuştur. Sayındere Formasyonu'na ait bu farklı fasiyesler Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin özellikle çarpışma hattının yakın yerlerinde olabileceğini göstermektedir.

Bu çalışmada bir petrol örneği için GC ve GC-MS analizi yaptırılabilmiştir. Bu sayıya birkaç örnek daha eklenmesi yerinde olacaktır. Ayrıca ana kaya-petrol korelasyonu yapabilmek için kırıntı örneklerinden seçilen birkaç örnek için de GC ve GC-MS analizi yapmak uygun olacaktır.

KAYNAKLAR

- Aarssen B.G.K., Bastow T.P., Alexander R. and Kagi R.I., 1999. Distributions of Methylated Naphthalenes in Crude Oils: Indicators of Maturity, Biodegradation and Mixing. *Organic Geochemistry*. 30: 1213–1227.
- Adamia A., Chkhotua T., Kekelia M., Lordkipanidze M., Shavishvili I., Zakariadze G., 1981. Tectonics of The Caucasus and Adjoining Regions: Implications for the Evolution of the Tethys Ocean. *Journal of Structural Geology* Volume 3. Issue 4. p. 437-447.
- Açıkbaş D., ve Baştuğ C., 1975. V. Bölge Cacaş ve Hani Yöresi Kuzey Sahalarının Jeoloji Raporu ve Petrol Olanakları. TPAO Rapor No. 917: 45 s.
- Aksu R., 1980. Hakkari-Çukurca, Harbol, Derik-Bedinan, Hazro Bölgesinin Jeolojisi TPAO Rapor No. 1460: 58 s.
- Aksu R., Durukan B.A., Tofan R., 2014. Adıyaman Bölgesi Geç Kretase İstifindeki Yeni Bulgular ve Öneriler. TPAO Arama Grubu. Rapor No.5502. s. 136.
- Al-Arouri K.R., McKirdy D.M. and Boreham C.J. 1998. Oil-Source Correlations as a Tool in Identifying the Petroleum Systems of the Southern Taroom Trough, Australia. *Organic Geochemistry*, vol 29. pp. 713-734.
- Albrecht P., Vanderbroucke M., Mandengue M., 1976. Geochemical Studies on the Organic Matter From the Douala Basin (Comeroon) Part 1: Evolution of the Extractable Organic Matter and the Formation of Petroleum Geochim. *Cosmochim. Acta.*, 40: 791-799.
- Araç M., ve Yılmaz E., 1991. XI ve XII Bölge Güneyindeki Kuyularda Kesilen Cudi Ve Mardin Gruplarının Sedimentolojisi Ve Fasiyes, Diyajenez ve Rezervuar Özellikleri. TPAO Araştırma Merkezi Rapor No. 1715. 154 s.
- Berberian M., King G.C.P., 1981. Towards a Paleogeography and Tectonic Evolution of Iran. *Canadian Journal of Earth Sciences*. 18(2): 210-265.
- Beydoun Z. R., 1991. Arabian Plate Hydrocarbon Geology and Potantial –a Plate Tectonic Approach. *AAPG Studies in geology*.3. 72 p.

- Bizim A. Y., 1993. Organik Jeokimyasal Analizler; Ediger V. Ş., Soylu C., (Ed.), Petrol Jeologları için Organik Jeokimya, TPAO Araştırma Merkezi Eğitim Yayınları No: 23. Ankara. 169.
- Bordenave M. L., 1993. Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip, 524 p.
- Bozdoğan N. 1982. Güneydoğu Anadolu Mardin ve Adıyaman Bölgeleri Kambriyen Ve Öncesi Tortul İstifinin Stratigrafik ve Sedimentolojik Deneştirilmesi (Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Bilim Dalı Yüksek Mühendislik Tezi). TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 831.144 s.
- Bozdoğan N., Ve Erten T., 1991. Mardin Yükseliminin Yaşı ve Etkileri, G.D. Anadolu. TPAO Arama Grubu. Rapor No. 662. S.26.
- Bray E. E., Evans E. D., 1961. Distribution of n-Paraffins as a Clue to Recognition of Source Beds. Geochim. Cosmochim. Acta, 22: 2-15.
- Bryant G., F., 1960. Stratigraphic Report of the Pembeğli -Tutköy Area Petroleum District VI., Shoutheast Turkey (American Overseas Petroleum (AMOSEAS) Report). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, kutu no. 323, Rapor no. 12. 27 s. (TPAO Arama Grubu, Rapor no. 647).
- Carter J.M., Tunbridge I.P., 1992. Paleozoic Tectonic History of the SE Turkey. J. Pet. Geol. 15: 35–50.
- Clementz D. M., Demaison G. J. and Daly A. R. 1979. Well site geochemistry by programmed pyrolysis. Proc. 11th Annual Offshore Technology Conf. Houston, OTC 3410, 1, 465-470.
- Çelikdemir E., Dülger S., Görür N., Wagner C., and Uygur K., 1991. Stratigraphy, Sedimentology and Hydrocarbon Potential of the Mardin Group, Southeast Turkey. Special Publication of The EAPG, 1:439-454.
- Çelikdemir E., Dülger S., 1990. Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu Karbonatlarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Rezervuar Özellikleri. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2665. 93 s.
- Çemen İ., Perinçek D., Ediger V., Ş. ve Akça L., 1990. Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki Bozova Doğrultu Atımlı Fayı Üzerindeki İlk Hareket Ters Faylanma Olan Faylara

- Bir Örnek. Türkiye 8. Petro Kongresi, Jeoloji Bildirileri: 169-179.
- Çoruh T., 1981. Mardin grubu Karbonatlarının X. Bölge Bölükkonak-2A, Alıçlı-2, Dodan-6M, Tavan-1, Kavikadağ-1 kuyuları ile IX Bölge Körkandil, Ballıkaya ve Mehmet Yusuf Ölçülmüş Stratigrafik Kesitindeki Mikropaeontolojik İncelemesi. Araştırma Merkezi, Rapor no. 403/A. 12 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. 101 s.
- Dean W. T., Monod O. ve Perinçek D., 1981. Correlation of Cambrian Rocks in Southeastern Turkey. Petroleum Administration Publications, Bulletin 25: 269-291.
- Dean W. T., Martin F. ve Monod O., 1993. Report On Field Programme With TPAO in Northern and Southern Turkey, 1990-1992. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 3272. 64 s.
- Demirel İ.H., Yurtsever T.S., Güneri S., 2000. Petroleum System of the Adıyaman Region, Southeastern Anatolia, Turkey. Marine And Petroleum Geology. 18: 391-410.
- Demirel İ.H., Günay Y., Yurtsever T.S., 2002. Evaluation of Hydrocarbon Source Rock Potential From Well Data on the Elmalı Nappes, Western Taurus Region, Turkey. Energy Sources, 24: 461-470.
- Dow W. G. 1977. Petroleum Source Beds on Continental Slopes and Rises. AAPG Continuing Education Course Notes Series 5, p. D1-D37.
- Dunham R.L., 1962. Classification Of Carbonate Rocks According to Depositional Texture. Memoir American Association Petroleum Geologists. 1: 108-121.
- Duran O., Şimşir D., Sezgin İ. ve Perinçek D., 1988. Güneydoğu Anadolu'da Midyat Ve Silvan Gruplarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve Petrol Potansiyeli. TPJD Bülteni, 1(2): 99-26
- Duran O., Şimşir D., Sezgin İ., Perinçek D., 1989. Güneydoğu Anadolu'da Midyat ve Silvan Gruplarının Stratigrafisi, Sedimentoloji ve Paleocoğrafyası, Paleontolojisi, Jeoloji Tarihi, Rezervuar ve Diyajenez Özellikleri Ve Olası Petrol Potansiyeli. TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2563. 78 s.
- Duran O., 1991. Beşikli, Tokaris ve Bakacak Sahalarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi ve

- Rezervuar Özellikleri. TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 1586. 43 s.
- Durand B. 1980. Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Editions Technip Paris, 519.
- Didyk B.M., Simoneit B.R.T., Brassel S.C., Eglinton G. 1978. Organic Geochemical Indicators of Palaeoenvironmental Conditions of Sedimentation. *Nature*, 272, 216–222.
- Ediger Ş.V., ve Soylu C., 1993. Petrol Jeologları İçin Organik Jeokimya. TPAO Araştırma Merkezi Grubu, Eğitim Yayınları No. 23. 169 s.
- Eren A., 1988. XII. Bölge'nin Yeraltı Jeolojisi ve Muhtemel Petrol Olanakları. TPAO Arama Grubu. Rapor No. 2540. s. 16.
- Erenler M., 1989, XI.-XII. Bölge Güney Alanlarındaki Kuyularda Mesozoik Çökel İstifi Mikropalontolojik İncelemesi. TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 1364, 44 s.
- Ertuğ K., 1991. Güneydoğu Anadolu'da Kretase Yaşlı, Mardin Grubu ve Karaboğaz Formasyonun Palinostratigrafisi. TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 565. 236 s.
- Espitalie J., Madec M., Tissot B., Leplat P., 1977. Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. Offshore Technology Conference. 2935 p.
- Espitalie J., La Porte J. L., Madec M., Marquis F., Le Plat P., Paulet J., Boutefeu A., 1977. Methode Rapide de Caracterisation Des Roches Meres de Leur Potentiel Petrolier et de Leur Degre d'évolution. *Rev. l'Inst. Français petrole*, 32 (1): 23-42.
- Espitalie J., 1982. Institut Francais du Petrole.Syntheses Geologiques et Geochimie 7020.
- Espitalie J., Marquis F., Barsony I., 1984. Geochemical Logging, in Analytical Pyrolysis Techniques and Applications.Kent J.Voorhees, ed., Butterworths. 276-304 p.
- Espitalie J., Deroo G., Marquis F., 1985. Rock-Eval Pyrolysis and Its Applications. Institut Francais du Petrole, Geologie, 27299, Project B41 79008.
- Folk R.L., 1959. Practical Petrographic Classification Of Limestones. *Bulletin American Association Petroleum Geologists*. 43: 1-38.
- Folk R.L., 1962. Spectral Subdivision of Limestone Types. In Ham, W.E.(ed).

- Classification of Carbonate Rocks. American Association Of Petroleum Geologist Memoir 1; pp. 62-84.
- Gehman H. M., 1962. Organic Matter in Limestones, *Geochimica Cosmochimica Acta*, 26: 885-897.
- George S.C., Ruble T.E., Dutkiewicz A., Eadington P.J. 2001. Assessing the Maturity of Oil Trapped in Fluid Inclusions Using Molecular Geochemistry Data and Visually-Determined Fluorescence Colours. *Applied Geochemistry*, 16, 451–473.
- Goosens H., De Leeuw J. W., Schenk P. A., Brassel S. C., 1984. Tocopherols as Likely Precursors of Pristane in Ancient Sediments and Crude Oils. *Nature*, 312: 440-442.
- Gossage D.W., 1959. Stratigraphic Observations in the Tut Area of District VI, Southeast Turkey. N.V. Turkse Shell. Report No. GRT. 18. p.48.
- Görür N., Çelikdemir E., Dülger S., 1987. Güneydoğu Anadolu X, XI ve XII Petrol Bölgelerinde Mardin Grubu Karbonatlarının Sedimentolojisi; Yayılım, Fasiyes, Çökeltme Ortamı ve Paleocoğrafya. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2321. 166 s.
- Görür N., Oktay F.Y., Seymen İ., Şengör A. M. C., 1984. Palaeotectonic Evolution of the Tuzgölü Basin Complex, Central Turkey: Sedimentary Record of a Neo-Tethyan Closure. *Geological Society, London, Special Publications*. 17: 467-482.
- Günay Y., 1984. Amanos Dağlarının Jeolojisi ve Karasu –Hatay Grabenin Petrol Olanakları. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1954. 98 s.
- Günay Y., 1990. Güneydoğu Anadolu Jeolojisi (Yayınlanmamış). TPAO Arama Grubu.
- Güven A., Dinçer A., Tuna M. E., Tezcan Ü.Ş., Çoruh T., 1988. Güneydoğu Anadolu’da Mardin Midyat Grupları Arasında Yer Alan Birimlerin Stratigrafisi. (ön-rapor) TPAO Rapor No. 2414. 154 s.
- Güven A., Dinçer A., Tuna M. E., Tezcan Ü.Ş., Çoruh T., 1991. Güneydoğu Anadolu Kampaniyen Paleosen Otokton İstifinin Stratigrafisi. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2828. 133 s.
- Harput B., Harput A., 1990. Güneydoğu Anadolu’daki Seridahlı (Şırnak) Asfaltitlerinin Jeokimyasal Değerlendirmesi. *Türkiye Petrol kongresi*.92-106.

- Hunt J. M., 1967. The Origin of Petroleum in Carbonate Rocks, In G.V. Chilingar H.J.Bissel and R.W. Farbridges eds, Carbonate Rocks, New York, Elsevier, 225-251.
- Hunt J. M., 1979. Petroleum Geochemistry and Geology. W., H., Freeman and co., Sanfransisco, 617 p.
- Hunt J. M., 1995. Petroleum Geochemistry and Geology, W.H. Freeman and Company, New York, 743.
- Husseini M.I., Husseini I., 1990. Origin of the Infracambrian Salt Basin of the Middle East. In: brooks. Classic Petroleum Provinces. Geological Society, London, Special Publication. 50: 279-292.
- İzitan Y.H., 1999. Oil Classification in SE Anatolia Turkey. TPAO Araştırma Merkezi Grubu. Rapor No.2376.s.74.
- Jackson K. S., Hawkins P. J. and Bennett A. J. R. 1985. Regional Facies and Geochemical, Evaluation of Southern Denison Trough. APEA Jour. 20:143–158.
- Jarvie D.M., Tobey M.H., 1999. Application Note 99-4: TOC, Rock-Eval or SR Analyzer Interpretive Guidelines, Humble Geochemical Services, Division of Humble Instruments and Services, Inc., Humble, Texas.
- Jarvie D.M., Leroux B., Walker P.R., Weldon W.D., 2000. Fast Chromatographic Analysis of Oil and Whole Rock Samples: 10 Minute, High Resolution Assessment of Oil Quality, 219th Amer. Chem. Soc. Meeting. San Francisco, CA, oral presentation.
- Jonathan D., Le Tran K., Oudin S.L. and Van der Weide B.M. 1976. Les Methodes d'Physica-Chimique de la Matire Organique: Bull. Centre Rech. Pau. SNPA, 10(1), 39-109.
- Karadoğan S., Tonbul S., 2013. Adıyaman Havzasının Jeomorfolojik Özellikleri. Akademik Sosyal Araştırmalar Dergisi. 1:182-217.
- Katz B. J., 2005. Controlling Factors on Source Rock Development-a Review of Productivity, Preservation and Sedimentation Rate. In: Harris, N.B. (eds), The Deposition of Organic-Carbon Rich Sediments: Models, Mechanisms and

Consequences, SEPM, 282.

Kellogg H. E., 1960. Stratigraphic report, Derik-Mardin area, Petroleum District V, Southeast Turkey (American Overseas Petroleum (AMOSEAS) Report). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu no. 126, Rapor no. 3. 34 s. (TPAO Arama Grubu, Rapor no.1367).

Ketin İ., 1964. Güneydoğu Anadolu Paleozoik Teşekküllerinin Jeolojik Etüdü Hakkında Rapor. (I. Kısım. Derik-Bedinan, Penbeğli-Tut ve Hazro Bölgesi). TPAO Arama Grubu, Rapor no. 287. 36 s.

Ketin İ. ve Akarsu İ., 1965. Güneydoğu Anadolu Paleozoik Teşekküllerinin Jeolojik Etüdü. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 333. 22 s.

Ketin İ., 1966. Güneydoğu Anadolu Kambriyen Teşekkülleri ve Bunların İran Kambriyesi İle Mukayesesi. MTA Enstitüsü Dergisi, 66: 65-87.

Kraus G. P., Parker K. A., 1979. Geochemical Evaluation of Petroleum Source Rock in Bonaparte Gulf-Timor Sea Region, Northwest Australia. *A.A.P.G. Bull.*, 2021-2041.

Köylüoğlu M., 1981. Körkandil Ölçülmüş Stratigrafik Kesitinin Mesozoyik Biyostratigrafisi. TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 362. 14 s.

Köylüoğlu M., 1986. Güneydoğu Anadolu Otokton Birimlerinin Kronostratigrafisi, Mikrofasiyes ve Mikrofosilleri. TPAO Araştırma Merkezi, Eğitim Yayınları no. 9. 53 s.

Lopez L., Lo Monaco S., Richardson M., 1998. Use of Molecular Parameters and Trace Elements in Oil-Oil Correlation Studies, Barinas Sub-Basin, Venezuela. *Org. Geochem.*, 29, (1-3): 613-629.

Mcgillivray J.G., Hussein M.I., 1992. The Paleozoic Petroleum Geology Of Central Arabia. *AAPG Bulletin*. 76: 1473-1490.

McKirdy D. M., Aldrige A. K., Ypma P.J.M., 1983. A Geochemical Comparison of Some Crude Oils From Pre-Ordovician Carbonate Rocks. In: *Advances in Organic Geochemistry 1981*. M. Bjorøy, C. Albrecht, C. Cornford, et al. (eds), John Wiley and Sons, New York, 99-107 p.

Mehrabi H., Bonab H.R., Enayati A.H., Navidtalab A., 2014. Depositional Environment

- and Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous Ilam Formation in Central and Southern Parts of the Dezful Embayment, SW IRAN. Carbonates Evaporites. 29: 263- 278.
- Meriç E., Oktay F.Y., Toker V., Tanseli İ., Duru M., 1987. Adıyaman Yöresi Üst Kretase-Eosen İstifinin Sedimanter Jeolojisi ve Biyostratigrafisi (Foraminifer, Nannoplankton, Ostracod). TJK bülteni, 30(2): 19-32.
- Meriç E., 1978, Güneydoğu Türkiye’de Sinan Formasyonu Alt Üyesi ve Besni Formasyonunun Fauna Özellikleri. TJK Bülteni, 21(2): 95-96.
- Monod O., Poisson A. ve Dean W. T., 1979. Report on the Geology of Hakkari Region. TPAO Arama Grubu, Rapor no.1453. 17s.
- Palacas J. G., Anders D. E., King J.D., 1984. South Florida Basin-A Prime Example of Carbonate Source Rocks of Petroleum: In Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. AAPG Studies In Geology, 18: 71-96.
- Pasin C., Akgül A. ve Dülger S., 1982. Güneydoğu Anadolu’da Mardin Grubu. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1635. 81s.
- Perinçek D., 1978a. V-V1-IX. Bölge (Güneydoğu Anadolu Otokton-Allokton Birimler) Jeoloji Sembolleri. TPAO Arama Grubu, Arşiv no. 6657.
- Perinçek D., 1978b. Çelikhan-Sincik-Koçali (Adıyaman İli) Alanının Jeolojik İncelemesi ve Petrol Olanaklarının Araştırılması (İÜFF Tatbiki Jeoloji Kürsüsü, Doktora Tezi). TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1250. 212 s.
- Perinçek D., 1979a. Palu-Karabegan-Elazığ-Sivrice-Malatya Alanının Jeolojisi ve Petrol İmkânları. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1361, 33 s.
- Perinçek D., 1979b. Geological Investigation of the Çelikhan-Sincik-Koçali Area (Adıyaman Province). İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Mecmuası, B-44: 127 147.
- Perinçek D., 1979c. The geology of Hazro-Korudag-Çüngüş-Maden- Ergani-Hazar-Elazığ-Malatya area. Geol. Soc. of Turkey, no. 22.
- Perinçek D., 1980a. IX Bölge Hakkari, Yüksekova, Çukurca, Beytuşşebap, Uludere, Pervari Dolayının Jeolojisi. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1481. 80 s.

- Perinçek D., 1980b. Arabistan Kıtası Kuzeyindeki Tektonik Evrimin, Kıta Üzerinde Çökelen İstifteki Etkileri. Türkiye 5. Petrol Kongresi, Jeoloji-Jeofizik bildirileri: 77-93
- Perinçek D., 1989. Hakkari İli ve Dolayının Stratigrafisi, Yapısal Özellikleri, Petrol İmkanları. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2545. 127 s.
- Perinçek D., 1990. Hakkari İli ve Dolayının Stratigrafisi, GDA Türkiye. TPJD Bülteni, 2(1): 21-68.
- Perinçek D. ve Çemen İ., 1991. Late Cretaceous-Paleogene Structural Evolution of the Structural Highs of the Southeastern Anatolia. Ozan Sungurlu Sempozyumu bildirileri. 386-403.
- Perinçek D., Duran O., Bozdoğan N. and Çoruh T. 1992. Stratigraphy and Paleogeographical Evolution of the Autochthonous Sedimentary Rocks in Southeast Turkey. Ozan Sungurlu Symposium, Proceedings. In Tectonics and Hydrocarbon Potential of Anatolia and Surrounding Regions. Turkish Petroleum Corporation - Turkish Association of Petroleum Geologists: 274-305.
- Peters K.E., Moldowan J.M., 1991. Effects of Source, Thermal Maturity and Biodegradation on the Distribution and Isomerization of Homohopanes in Petroleum. Org. Geochem., 17 (1): 47-61.
- Peters K.E., Cassa M.R., 1994. Applied Source Rock Geochemistry; Magoon L.B., and Dow W.G., eds., The Petroleum System-from Source to Trap: AAPG, 60.
- Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J.M., 2005. The Biomarker Guide. Volume 1. Cambridge University Press, 471., UK.
- Powell G. T., McKirday D.M., 1973. Relationship Between Ratio of Pristane to Phytane, Crude Oil Composition and Geologic Environment, In Australia. Nature Physical Science, 243: 37-39.
- Pratt L. M., Comer J.B., Brassell S.C., 1992. Geochemistry of Organic Matter in Sediments and Sedimentary Rocks. SEPM (Society for Sedimentary Geology), 100 p.
- Radke M. 1987. Organic Geochemistry of Aromatic Hydrocarbons. London, 141– 205.

- Rigo de Righi M., Cortesini A., 1964. Gravity Tectonics in Foothills Structure Belt of Southeast Turkey. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., 48, 1911-1937.
- Robertson H.A., Dixon J.E., 1984. Introduction: Aspects of the Geological Evolution of the Eastern Mediterranean. Geological Society, London, Special Publications. 17: 1-74.
- Robertson H.A., 2000. Mesozoic-Tertiary Tectonic Sedimentary Evolution of South Tethyan Oceanic Basin and its Margin in Southern Turkey. Geological Society, London, Special Publications, 173: 97-138.
- Robertson H.A., Boulton S.J., Taslı K., Yıldırım N., İnan N., Yıldız A., Parlak O., 2016a. Late Cretaceous- Miocene Sedimentary Development of the Arabian Continental Margin in SE Turkey (Adıyaman Region): Implication For Regional Paleogeography and the Closure History of Southern Neotethys. Journal Of Asian Earth Science. 115: 571- 616.
- Robertson H.A., Parlak O., Yıldırım N., Taslı K., 2016b. Late Triassic Rifting and Jurassic- Cretaceous Passive Margin Development of the Southern Neotethys: Evidence from the Adıyaman Area, SE Turkey. Journal Of Earth Science (Geol Rundsch). 105: 167 201.
- Saltık O., ve Saka K., 1971c. Besni Tip Stratigrafi Kesiti. TPAO Arama Grubu, Arşiv no. 4312. 127 s.
- Savcı H., ve Dülger S., 1980. Cacaş-Sason-Kozluk Dolayının Jeoloji İncelemesi ve Petrol Olanaklarının Araştırılması. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1442. 41 s.
- Schmidt G.C., 1961. Stratigraphy and Petroleum Possibilities of Central District VI, Turkey. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu no.332, Rapor no:4.
- Schmidt G. C., 1964. Proposed Rock Unit Nomenclature Petroleum District V, SE-Turkey (Autochthonou Terrain) (Mobil Exploration Mediterranean Inc.). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Arşiv no. 3955/1.
- Scotese C.R., Mckerrow W.S., 1990. Revised World Maps and Introduction. Geological Society. London. Memoirs. 12: 1-21.
- Sinanoğlu E., ve Erkmén U., 1980. Güneydoğu Anadolu Apsiyen-Albiyen

- Palinostratigrafisi ve Bölgenin Alt Kretase Palinoprovensleri İçindeki Yeri. Türkiye 5. Petrol kongresi, jeoloji Jeofizik bildirileri: 51-59.
- Smith A.G., 1971. Alpine Deformation and the Oceanic Areas of the Tethys, Mediterranean And Atlantic. Geol. Soc. Am. Bull.82:2039-2070.
- Sonel N., Sarı A. 2004. Ereğli-Ulukışla (Konya-Niğde) Havzasının Hidrokarbon Potansiyelinin İncelenmesi. Gazi Üniv. Müh. Mim. Fak. Der., 19(4), 393-403.
- Soylu C., 1991. Adıyaman Bölgesi Petrollerinin Sınıflandırılması TPAO Araştırma Merkezi Grubu. Rapor No. 2995.s. 48.
- Soylu C., 1993. Adıyaman Bölgesinde Bulunan Kretase Yaşlı Birimlerin Petrol Türüm Potansiyelleri. TPAO Araştırma Merkezi Grubu. Rapor No. 3375.s. 180.
- Stampfli M.G., 2000. Tethyan Oceans. Geological Society, London, Special Publications, 173: 1-23.
- Sungurlu O., 1973. VI. Bölge Gölbaşı-Gerger Arasındaki Sahanın Jeolojisi. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 802. 30 s.
- Sungurlu O., 1974a. VI. Bölge Kuzey Alanlarının Jeolojisi. TPAO Arama Grubu. Rapor No.871 s. 32.
- Sungurlu O., 1974b. VI. Bölge Kuzey Sahalarının Jeolojisi. Türkiye 2. Petrol Kongresi Tebliğleri: 85-107.
- Şengör A.M.C., White G.W., Dewey J.F., 1979. Tectonic Evolution of the Bitlis Suture, Southeastern Turkey: Implications for the Tectonics of the Eastern Mediterranean. Rapp. Comm. Int. Mer Medit., 25/26-2a: 95-97.
- Şengör A.M.C., Yılmaz Y., Ketin I., 1980. Remnants of A Pre-Late Jurassic Ocean in Northern Turkey: Fragments Of Permian-Triassic Paleo-Tethys. Geol. Soc. Am. Bull. 91. (Part I): 499-609.
- Şengör A.M.C., ve Yılmaz Y., 1981. Tethyan Evolution of Turkey: A Plate Tectonic Approach. Tectonophysics. 75:181-241.
- Şengündüz N., ve Aras M., 1986. XI-XII Bölgelerinde Mardin Grubu Karbonatlarının ve

- Karaboğaz Formasyonunun Fasiyes Dağılımı, Diyajenetik Özellikleri ve Çökelme Modeli. TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 1005. 75 s.
- Tissot B., Welte D.H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence: Berlin. Springer-Verlag, 538 p.
- TPAO 2016. Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu. s. 42.
- Tromp S., W., 1941. Preliminary Compilation of Stratigraphy, Structural Features and Oil Possibilities of South Eastern Turkey and Comparison with Neighboring Areas. MTA Yayınları, Seri A, 4: 19-34.
- Tuna D., 1973. VI. Bölge Litostratigrafi Birimleri Adlamasının Açıklayıcı Raporu. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 813. 131 s.
- Tuna D., 1974. VI. Litostratigrafi Birimleri Adlamasının Açıklayıcı Raporu. Türkiye İkinci Petrol Kongresi Tebliğleri: 183-192.
- Utmanoğulları M., 2012. Şirvan- Özpınar (Siirt) Dolayının , Jeolojisi, Yeraltı Jeolojisi ve Hidrokarbon Olanakları. Yüksek Lisans Tezi. S.127.
- 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. 268 s.
- Wagner C. ve Tuna E., 1988. Campanian Cycle IV Carbonates in Southeast Turkey Depositional Environments and Paleogeography. TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2528. 11 s.
- Welted H., 1965. Relation Between Petroleum and Source Rock. AAPG, 49: 2246-2267.
- Yalçın N., 1976. Narince-Gerger (Adıyaman İli) Alanının Jeoloji İncelemesi ve Petrol Olanaklarının Araştırılması. İstanbul Üniversitesi Doktora Tezi. s. 273.
- Yalçın N., 1979. Doğu Anadolu Yarılmının Türkoğlu-Karaağaç (Kahramanmaraş) Arasındaki Kesiminin Özellikleri ve Bölgedeki Yerleşme Alanları. TJK Altınlı Sempozyumu, özel sayısı: 49-57.
- Yılmaz Y., 1984. Amanos Dağlarının Jeolojisi. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1920. 591s.

Yılmaz Y., 1993. New Evidence and Model on the Evolution of the Southeast Anatolian Orogen. Geological Society Of America Bulletin., 105: 251-271.

Yılmaz E., ve Duran O., 1997. Güneydoğu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allohton Birimler Stratigrafi Adlama Sözlüğü. TPAO Araştırma Merkezi Eğitim Yayınları no. 31. 460 s.

Yiğitbaş E., Yılmaz Y., Genc S., 1992. Güneydoğu Anadolu Orojenik Kuşağında Eosen Nap Yerleşmesi. Türkiye 9. Petrol Kongresi, s.307-318.

Zumberge J. E. 1987. Prediction of Source Rock Characteristics Based on Terpane Biomarkers in Crude Oils. A Multivariate Statistical Approach. Geochim. Cosmochim. Acta, 51: 1625-1637

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Abubekir DUMAN

Doğum Yeri : Kağızman/ Kars

Doğum Tarihi : 10.11.1983

EĞİTİM DURUMU

Lisans Öğrenimi : Hacettepe Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Mühendisliği

Yüksek Lisans Öğrenimi : Çanakkale Onsekizmart Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Bildiği Yabancı Diller : İngilizce

BİLİMSEL FAALİYETLERİ

- a) Yayınlar -SCI –Diğer: Duman, A., Bozcu, A., 2018. Source Rock Potential of the Sayındere Formation in the Şambayat Oil Field, SE Turkey. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1533856>.
- b) Bildiriler -Uluslararası –Ulusal: Duman, A., Bozcu, A., 2018. Sayındere Formasyonu (Üst Kampaniyen- Maastrichtiyen)'nun Kaynak Kaya Özellikleri ve Depolanma Ortamı, GD Anadolu. Uluslararası Katılımlı Kapadokya Yerbilimleri Sempozyumu, Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi, 24-26 Ekim 2018, bildiri özleri kitabı, 164-165.
- c) Bildiriler -Uluslararası –Ulusal: Duman, A., Bozcu, A., 2018. Sayındere Formasyonu (Üst Kampaniyen- Maastrichtiyen)'nun Kaynak Kaya Özellikleri ve Depolanma Ortamı, GD Anadolu. Uluslararası Katılımlı Kapadokya Yerbilimleri Sempozyumu, Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi, 24-26 Ekim 2018, tam metin bildiriler kitabı, 181-187.

İŞ DENEYİMİ

Çalıştığı Kurumlar ve Yıl : TPAO, 10 yıl

İLETİŞİM

E-posta Adresi : ebubekirduman@gmail.com

Telefon: 05357254789