T.C.
SELÇUK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

AJEEL PETROL SAHASININ (TİKRİT-IRAK) PETROL SİSTEMİ PARAMETRELERİNİN İNCELENMESİ

ABBAS FALAH GHARIB
DOKTORA TEZİ

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Şubat-2021
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

TEZ KABUL VE ONAYI

Abbas FALAH GHARIB tarafından hazırlanan "**Ajeel Petrol Sahasının (Tikrit-Irak) Petrol Sistemi Parametrelerinin İncelenmesi**" adlı tez çalışması 20/05/2021 tarihinde aşağıdaki jüri üyeleri tarafından oy birliği ile Selçuk Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı'nda DOKTORA TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri	**İmza**
Başkan Prof. Dr. Erdoğan TEKİN	……..
Danışman Doç. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN	……..
Üye Prof. Dr. Ahmet KOÇAK	……..
Üye Prof. Dr. Yaşar EREN	……..
Üye Prof. Dr. Şuayip KÜPELİ	……..

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Prof. Dr. Sait GEZGİN
Enstitü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all material in this manuscript has been gained and presented by academic rules and proper conduct. I also state that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

Abbas Falah GHARIB

Tarih:

ÖZET

DOKTORA TEZİ

AJEEL PETROL SAHASININ (TİKRİT-IRAK) PETROL SİSTEMİ PARAMETRELERİNİN İNCELENMESİ

ABBAS FALAH GHARIB

Selçuk Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN

2021, 218 Sayfa

Jüri
Prof. Dr. Erdoğan TEKİN
Prof. Dr. Ahmet KOÇAK
Prof. Dr. Yaşar EREN
Prof. Dr. Şuayip KÜPELİ
Doç. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN

Bu çalışmada, Jura-Kretase formasyonlarından toplam 70 kayaç örneği, Tersiyer formasyonlardan farklı kuyu-log verileri, karot gözenekliliği/geçirgenliği ve 3 petrol örneği kullanılmıştır. Bu veriler Ajeel petrol sahasında organik jeokimyasal/petrofiziksel ve havza modelleri yapılması için kullanılmıştır.

Yüksek miktarda bitüm kapsayan örneklerin biyobelirteç sonuçları, kaynak kayaların yüksek miktarda Tip-II veya karışık Tip-II/III kerojen, plankton-bakteriyel organik madde içerdiği ve az miktarda karasal kökenli organik madde katkısı olduğunu ortaya çıkarmıştır. Jeokimyasal sonuçlar, incelenen petrollerin, indirgen koşullar altında biriken denizel kökenli, karbonatça zengin ve Kerojen Tip II-S kaynak kayaçlardan türetildiğini göstermektedir.

Gömülme/olgunluk modelleri, kerojen Tip-II-S kinetik parametre ile organikçe zengin kaynak kayaçlarının erken Miyosen'de (20 Ma) VR=%71-79 ile yüksek olgunluk seviyelerine ulaştıklarını ve günümüze kadar devam ettiğini göstermektedir.

Palinofasiyeslerin incelenmesi, kaynak kayaçların distal suboksik-anoksik ve distal disoksik-oksik koşullarda (Tip-II kerojen) biriktiğini ve Jura-Kretase formasyonlarının, Kuzey Irak'taki petroller için ana kaynak olduklarını ortaya çıkarmamıza izin vermiştir.

Petrofiziksel ve mineralojik sonuçlar, Miyosen formasyonlarının kireçtaşı, dolomitik kireçtaşı ve anhidritlerden oluştuğunu belgelemiştir. Yüksek toplam (PHIT=%37.7'a varan) ve etkili (PHIE=%30'a varan) gözeneklilik içeriği yanı sıra yüksek hidrokarbon içeriği (599 milyon varil) ile bu formasyonların Mezopotamya havzasındaki ana petrol rezervuarları olduklarını göstermektedir.

Anahtar Kelimeler: Ajeel petrol sahası; Biyobelirteç; Havza modelleme; Jura-Kretase ardıllığı Jeokimyasal ve petrofiziksel korelasyon; Kuzeybatı Mezopotamya Havzası; Rezervuar özellikleri;

ABSTRACT

Ph. D. THESIS

PETROLEUM SYSTEM PARAMETER INVESTIGATION OF AJEEL OIL FIELD (TIKRIT- IRAQ)

ABBAS FALAH GHARIB

THE GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCE OF SELÇUK UNIVERSITY
THE DEGREE OF MASTER OF SCIENCE / DOCTOR OF PHILOSOPHY IN GEOLOGICAL ENGINEERING

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN

2021, 218 Pages

Jury
Prof. Dr. Erdoğan TEKİN
Prof. Dr. Ahmet KOÇAK
Prof. Dr. Yaşar EREN
Prof. Dr. Şuayip KÜPELİ
Assoc. Prof. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN

The current study focuses on the organic geochemical/petrophysical and basin modeling for Ajeel oilfield, using well-logging data, core porosity/permeability, and 3 oil samples from Tertiary intervals, beside 70 rock samples from the Jurassic-Cretaceous interval.

The biomarker results of the extracted bitumen-rich samples indicated that the source rocks received abundant planktonic-bacterial organic-matter input with a limited amount of terrestrial contribution of a high abundance of Type-II or mixed-II/III kerogen. Geochemical data suggest that examined oils derived from kerogen Type II-S at low maturity stages of marine origin carbonate-rich source rocks deposited under reducing conditions.

Burial/maturity models with kerogen Type-II-S kinetic parameters prove that organic-rich source rocks reach higher maturity levels, with VR of 71%–79% in the Early Miocene (20 Ma) and continued till now.

Palynofacies examinations show that these source intervals deposited in distal suboxic-anoxic and distal dysoxic-oxic conditions with kerogen Type II, indicating Jurassic-Cretaceous succession represents main oil source rocks, northern Iraq.

Petrophysical/mineralogical results reveal that the Miocene intervals consist of limestone, dolomitic limestone, and anhydrites. High porosity contents of up to 37.7% and 0.30% for total and effective porosity, respectively, with higher hydrocarbon contents (599 Milion-Baril), indicate that these formations are the main oil reservoir in the Mesopotamian basin.

Keywords: Ajeel Oilfield; Basin modeling; Biomarker fingerprints; Geochemical and petrophysical correlation; Northwestern Mesopotamian Basin; Reservoir features; Jurassic-Cretaceous succession

ÖNSÖZ

Ajeel petrol sahasının (Tikrit-Irak) petrol sistemi parametrelerinin incelenmesini amaçlayan bu çalışma, Konya Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı'nda 2020-2021 eğitim-öğretim yılında Doktora tezi olarak hazırlanmıştır. Tez çalışmasında, Orta Jura-Geç Kretase yaşlı organik maddece zengin kaynak kayaç örneklerinden Rock-eval, GC, GC-MS ve Palinofasiyes analizleri yapılmış, elde edilen veriler ile incelenen formasyonların petrol ve/veya gaz verimli kaynak kayaçları olup olmadıkları ve çökelme ortamlarının belirlenmesi sağlanmıştır. Miyosen rezervuar kayaçlardan elde edilen kuyu logları ve karot örneklerden hesaplanan porozite (gözeneklilik), geçirgenlik (permeabilite), su doygunluğu (SW) ve hidrokarbon doygunluğu (SH) yanı sıra çalışma alanının korelasyonu gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada farklı değerleri kullanarak petrel programı ile üç boyutlu (3D) modeller yapılmış ve hidrokarbon toplam hacmi hesaplanmıştır. Ayrıca, petrol örneklerinin GC, GC-MS analizleri de yapılmış, bu sonuçlarla petrol-petrol, petrol-kaynak kayaç korelasyonu yapılarak, Ajeel petrol sahasında üretilen petrollerin gerçek kaynağı belirlenmiştir.

Tezin çalışma aşamasında yanımda olan, beni bilgilerinden ve engin tecrübelerinden mahrum bırakmayan sayın danışmanım ve hocam Doç. Dr. Ali Müjdat ÖZKAN'a sonsuz teşekkürlerimi ve saygılarımı sunarım.

Tez izleme komite jürileri sayın Prof. Dr. Şuayip KÜPELİ ve Prof. Dr. Ahmet KOÇAK'a teşekkürlerimi ve saygılarımı sunarım.

Çalışma sırasında veri ve örnek alımı sırasında yardımlarını esirgemeyen Kerkük Teknik Üniversitesi Çevre Mühendisliği Bölüm Başkanı Sayın Doç. Dr. Fawzi Omar ALBAYATİ'ye ve Kuzey Irak Petrol Şirketi (NOC) Jeoloji Mühendisliği Bölümü'ndeki tüm çalışanlara çok teşekkür ederim.

.

ABBAS FALAH GHARIB
KONYA-2021

İÇİNDEKİLER

ÖZET ..... **iii**

ABSTRACT ..... **iv**

ÖNSÖZ ..... **v**

İÇİNDEKİLER ..... **vi**

SİMGELER VE KISALTMALAR ..... **viii**

1. GİRİŞ **1**

1.1. Çalışmanın Amacı 2
1.2. Çalışma Alanı 3

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI **6**

3. MATERYAL VE YÖNTEM **13**

3.1. Organik Jeokimyasal Analizler 13
3.1.1. Toplam organik karbon (TOC) ve rock-eval piroliz analizleri 13
3.1.2. Bitüm ekstraksiyonu 17
3.1.3. Gaz kromatograf (GC) ve gaz kromatograf-kütle spektrometre analizi (GC-MS) 18
3.1.4. Petromod 1D jeolojik modeli 20
3.1.5. Palinofasiyes analizi 20
3.2. Kuyu Log Analizi 21
3.3. Jeolojik Modelleme 22
3.3.1. Üç boyutlu (3D) petrel modelleri 22
3.4. X-Işın (XRD) Jeokimyasal analizleri 23

4. İNCELEME ALANININ GENEL JEOLOJİK VE STRATİGRAFİK ÖZELLİKLERİ **25**

4.1. İnceleme Alanının Genel Jeolojisi 25
4.2. Irak'ın Tektonik Evrimi 29
4.3. Ajeel Petrol Sahasının Yapısısal Özelikleri 29
4.4. İnceleme Alanının Stratigrafik Özellikleri 31

5. KAYNAK KAYA DEĞERLENDİRMESİ **40**

5.1. Kaynak Kayaçların Değerlendirilme Prensipleri 40
5.1.1. Toplam organik karbon (TOC) miktarları 42
5.1.2. Organik madde tipi (kalitesi) 42
5.1.3. Termal olgunluk (Tmax) 43
5.2. Kaynak Kayaç Değerlendirmesi 44
5.2.1. TOC ve rock-eval piroliz analizi 44

5.3. Kaynak Kaya İncelemesi: Kütle ve Duraylı Karbon İzotop Bileşimi 57
5.3.1. Duraylı karbon (δC^{13}) izotop analiz değerlendirmeleri 58
5.3.2. Kaynak kayaç değerlendirmesi: biyomarkerler 59
5.3.2. Kaynak ve çökelme ortamıyla ilgili biyomarkerler 67
5.4. Ham Petrollerin Jeokimyasal/Fiziksel Özellikleri ve Korelasyonu 83
5.4.1. Duraylı karbon izotop kompozisyonları 87
5.4.2. Biyomarkerler, oranları ve parametreleri 89
5.4.3. Petrol özellikleri 96
5.4.4. Petrol–petrol ve petrol–kaynak kayaç korelasyonları 100
5.5. Havza Modelleme Algoritması 101
5.5.1. Kaynak kayaçların olgunluk modellemesi 102
5.5.2. Petrol üretimi ve göçünün jeolojik modelleri 108

6. PALİNOFASİYES ANALİZİ 112

6.1. Palinofasiyes Grupları 115
6.1.1. Sargelu Formasyonu (Bajosiyen-Batoniyen) 120
6.1.2. Naokelekan Formasyonu (Kalloviyen-Kimmeridiyen) 120
6.1.3. Gotnia Formasyonu (Alt Titoniyen) 120
6.1.4. Chia Gara Formasyonu (Titoniyen-Berriasiyen) 121
6.2. Palinofasiyes ve Organik Jeokimyasal Korelasyonu 121

7. REZERVUAR KARAKTERİZASYONU 127

7.1. Giriş 127
7.2. Rezervuar Değerlendirme Prosedürleri 129
7.2.1. Kaliper logu (CAL) 129
7.2.2. Şeyl hacmi (Volume of shale) 129
7.2.3. Gözeneklilik (porozite) saptanması 131
7.2.4. Geçirgenlik (permeabilite) saptanması 132
7.2.5. Su ve hidrokarbon doygunluğu 142
7.2.6. Rezervuar kayaçların litolojisi 156
7.3. Ajeel petrol sahasının üç boyutlu (3D) haritaları 166
7.3.1. Rezervuar kayaçların yapısal modellerinin hazırlanması 167
7.3.2. Ajeel petrol sahasının 3D petrofiziksel özellik modelleri 170
7.4. Rezervuar Kayaçların Petrol Rezerv Hacmi 179

8. REZERVUAR KAYAÇLARIN İNORGANİK JEOKİMYASAL ANALİZİ 181

8.1. Rezervuar Kayaçların X–Işın (XRD) Tanımlamaları ve Sonuçları 181
8.2. Ana Oksitlerin Dağılımı ve Önemi 184

9. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 190

9.1. Sonuçlar 190
9.2. Öneriler 195

KAYNAKLAR 197

EKLER 210

ÖZGEÇMİŞ ..... Hata! Yer işareti tanımlanmamış.

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler (Symbols)

ϕ = Porozite (gözeneklilik).
ϕN: Nötron gözenekliliği (logdan).
ϕNf: Formasyon sıvısının nötron değeri (genellikle 1.0)
$\triangle$tf: Sıvı aralık geçiş zamanı (interval transit time of fluid); tuzlu çamur için 185 µsec/ft, tatlı Su çamuru için 189 µsec/ft (Schlumberger, 1972).
$\triangle t_{log}$: Aralık geçiş zamanı (interval transit time); Sonik logun okunması (logdan)logdan alınan değer.
$\triangle t_{ma}$: Matris aralık geçiş zamanı (interval transit time of matrix); kireçtaşı için 47.6 µsec/ft, dolomit için 43.05 µsec/ft ve anhidrit için 50 µsec/ft.
Ωm: Ohm metre

Kısaltmalar (Abbrevıatıons)

ANN: Yapay sinir ağı (Artificial Neural Network)
AOM: Amorf organik madde
b: Sapma (bias)
BHT: Kuyu derinlik sıcaklığı
Bo = hidrokarbon kütle hacmi
CNL: Kompanset nötron logu
CPI: Karbon tercih indeksi
CPI-log: Bilgisayar yardımlı görüntüler
CV: Standart değişken (Canonical variable)
DT: Sonik logu.
DTf: Akışkan geçiş zamanı
DTma: Matris geçiş zamanı
F: Formasyon faktörü.
GC: Gaz kromatografisi
FDC (ROHB): Kompanset yoğunluk logu
FW: Formasyon suyu
LLD: Laterolog derinliği
G.G: Jeotermal gradyan
GC-MS: Gaz kromatografisi-kütle spektrometresi
GRlog: Gama ışın logu
GRmax: Gama ışın miktarı (şeyl zonlarında)
GRmin: Gama ışın miktarı (temiz zonlarda ya da şeyl içermeyen zonlarda)
HI: Hidrojen indeksi
IGR: Gama ışını indeksi
m: Çimentolanma faktörü
MMbbl: Milyon Varil (petrol rezervleri)
MOS: Hareketli hidrokarbon saturasyonu
MSFL: Mikrosferik logu
n: örnek sayısı
NOC: Kuzey Petrol Şirketi
NPHI: Nötron logu
NTG = net/bürüt oranı

OI: Oksijen indeksi
OM: Organik madde
OWC: Petrol - su kontağı
pb: Kütle yoğunluğu (logdan)
ϕe: Etkin-porozite
ϕs: Sonik-log porozitesi (birincil)
GR: Gamma-Ray logu
K: Permabilite (geçirimlilik)
pfl: sıvı yoğunluğu
Ph: Pristane
PI: Üretim endeksi
Pr/Ph: Pristane/phytane oranı
Pr: Phytane
Ri: Geçiş zonunun rezistivitesi
Rmc: Çamur kekinin rezistivitesi
Rmf: Çamur suyunun rezistivitesi
Ro: %100 suyla dolu formasyonun rezistivitesi
Rt: Temiz (gerçek) zonun rezistivitesi
RW: Formasyon suyun rezistivitesi.
Rwe: Efektif formasyon suyunun direnci
Rw: Formasyon suyunun direnci
Rweq: Formasyon suyun eşdeğer rezistivitesi
Rxo: Yıkanmış zonun rezistivitesi
Ry: Yerinde petrol rezervi
ROS: Kalıcı hidrokarbon saturasyonu
pf: Sıvı (fluid) yoğunluğu
Pma: Matris yoğunluğu
s: Yüzey sıcaklığı
Sh: Temiz zondaki hidrokarbon saturasyonu
SP: Self Potansiyel logu
SSP: Statik Self Potansiyel (SP)
SW: Su saturasyonu
Sxo: Yıkanmış bölgedeki su doygunluğu
VshGR: Gamma Ray logundan hesaplanan kil hacmi
STOIIP (Oil initially in place): petrollerin rezerv hacmi (miktarı)
GRV = Bürüt kaya hacmi
t: Formasyon sıcaklığı
T: Kuyu boşluk sıcaklığı (Bore hole temperature)
TAI: Termal değişiklik indeksi
TD: Toplam derinlik
TOC: Toplam organik karbon
Vsh: Kil hacmi
VshN: Nötron logundan hesaplanan kil hacmi
VshSP: Self potansiyel logundan hesaplanan kil hacmi
VshDT: Sonik logdan hesaplanan kil hacmi
VshR: Rezistivite logundan hesaplanan kil hacmi
w: Her nöron ile ilişkili ağırlık
x: Nöron girişi (neuron)
y: Giriş verilerin ağırlık toplamı

1. GİRİŞ

Petrol, günümüzde ekonomik açıdan oldukça önemli bir enerji girdisidir. Bunun en önemli sebeplerinden biri, petrolün dünya toplam enerji tüketimi içerisindeki yüksek payıdır. Petrolün yoğun kullanımının en önemli sebebi ise yaygın tüketim ağına sahip olmasıdır.

Irak, dünyadaki petrol açısından zengin ülkelerden birisidir ve petrol ihraç eden ülkeler organizasyonu (OPEC) üyesi olması yanı sıra 144 milyar varil petrol (BBO) ve 110 trilyon metreküp gaz (TCF) içermesi ile 2017 yılında Suudi Arabistan, Rusya ve Amerika'nın ardından dördüncü sırada yer almış olup, günlük üretim kapasitesi 3.2 milyon varil olarak tespit edilmiştir (Horn, 2003).

Kuzey ve kuzeydoğu Irak'ta birden fazla kaynak kaya bulunmaktadır, bunlar: Bajosiyen-Batoniyen Sargelu Formasyonu, Batoniyen-Kalloviyen Naokelekan Formasyonu, Kalloviyen-Alt Oksfordiyen Najmah Formasyonu, Üst Oksfordiyen-Kimericiyen'ın Gotnia Formasyonu, Titoniyen-Berriasiyen Chia Gara Formasyonu, Hotriviyen Ratawi Formasyonu ve Hoteriviyen-Aptiyen Zubair Formasyonu (Bellen ve ark., 1959; Pitman ve ark., 2004; Verma ve ark., 2014; Aqrawi ve ark., 2010; El Atfy ve ark., 2016; El Diasty ve ark., 2016; English ve ark., 2015; Mohialdeen ve Raza, 2013). Petrol ve gaz rezervuarları, Kretase ve Tersiyer kayaçları içinde yer almaktadır. Irak'ta üreten petrolün büyük bir kısmı Jura kayaçlarından kaynaklanmıştır ve Kretase ile Tersiyer kapanlarından üretilmektedir.

Irakt'a en önemli petrol sistemleri ikiye ayrılabilir:

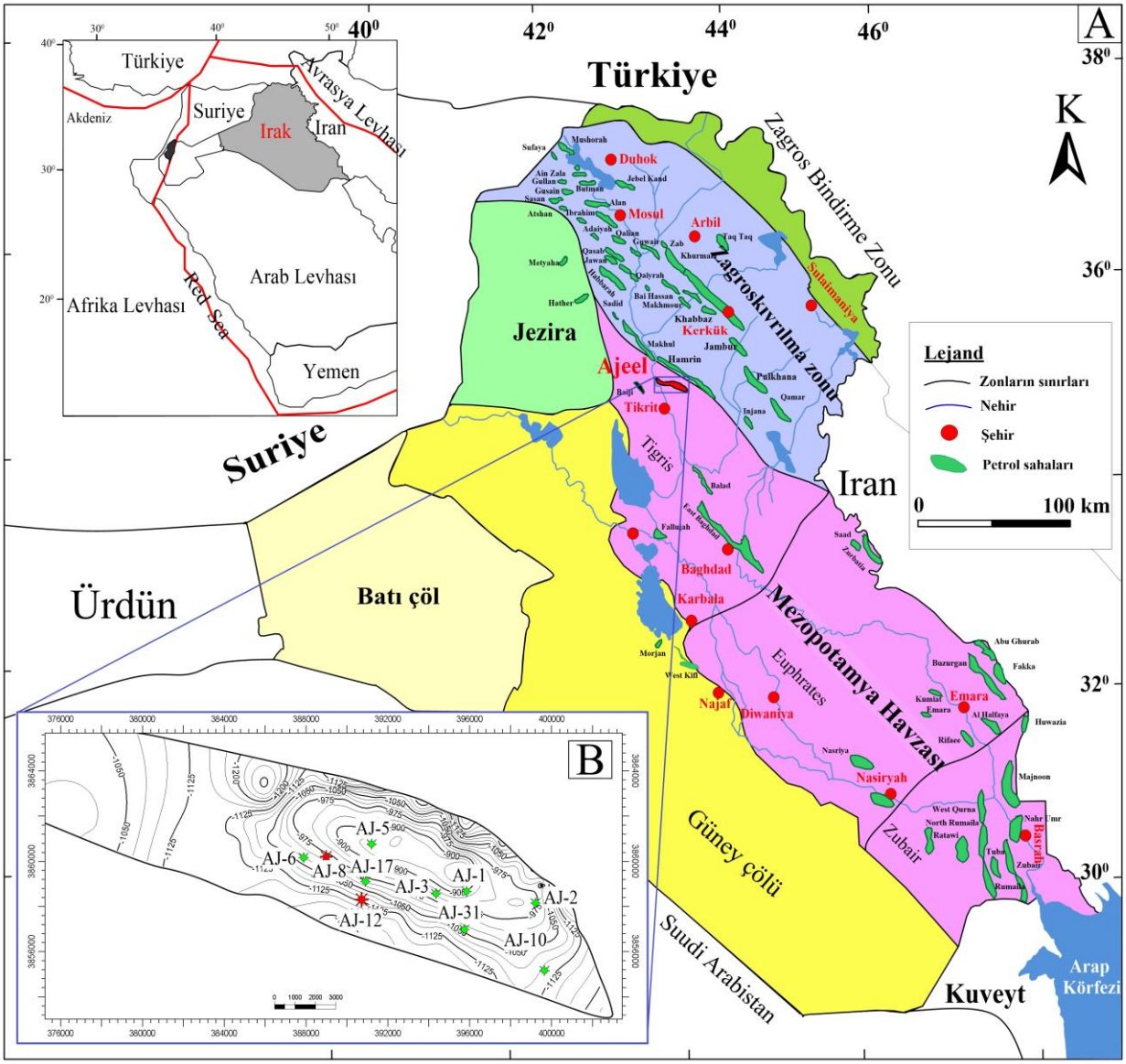
1. Widyan Havzası-İç Platform bölgesi, Paleozoyik ve Jura-Kratese petrol sistemi.

2. Zagros Kıvrımlı Kuşak bölgesi, Zagros-Mezopotamya Kretase-Tersiyer petrol sistemi.

Orta Jura-Geç Kretase yaşlı kaynak kayaçları güneydoğu, kuzeydoğu ve kuzey Irak'taki en önemli kaynak kayaçlarıdır. Bu kaynak kayaçlar, yüksek TOC içermektedir. Kretase ve Tersiyer antiklinal rezervuarlarının yüksek petrol kapasitelerinin sebebi de bu kaynak kayaçlardır.

Petrol ve kaynak zonlar arasındaki ilişki bölgede hala çok az çalışılmıştır ve Ajeel sahasındaki petrollerin ve kaynak kayaçların özelliklerini belirlemek amacıyla

yapılan bu çalışma önemli bir yer tutmaktadır. Bu saha, Kerkük-Tikrit Valiliği sınırındaki bir petrol sahasıdır (Şekil 1.1).



Şekil 1.1 Ajeel petrol sahasının lokasyon haritası

1.1. Çalışmanın Amacı

Bu çalışmada, Ajeel petrol sahası petrol parametrelerinin değerlendirilmesi amaçlanmıştır:

Kaynak kayaçların değerlendirme çalışması: (1) potansiyel kaynak kayaçların organik madde zenginlik ve organik madde tipinin değerlendirmesini, (2) formasyonların termal olgunluğunun belirlenmesi, (3) Ajeel petrol sahasın‘daki formasyonların çökelme ortamını, (4) rezervuar kayaçlardan alınan ham petrollerin ve kaynak kayaçların korelasyonunun yapılması, (5) kaynak kayaçların olgunluk/termal olgunluğun modellemesi şeklinde yapılmıştır.

Ajeel petrol sahasında bulunan Alt-Üst Miyosen rezervuar formasyonlarının petrofiziksel özelliğinin değerlendirilmesi amacıyla, 8 kuyudan alınan karot örneklerinden ölçülen gözeneklilik-geçirgenlik ve farklı kuyu loglarının verileri kullanılmıştır. Bu verilerle litoloji, gözeneklilik türleri (PHIT ve PHIE), şeyl hacmi (VCL), su doygunluğu (SW), su kütle hacmi (BVW, BVWSXO; temiz ve yıkanmış zon) belirlenmiştir. Rezervuar kayaçların gözeneklilik ve su doygunluğunu gösteren 3-D modellemesi yapılmıştır. Elde edilen petrofiziksel değerlerle bu modellemelerin gerçekleştirilmesinde Sequential Gaussian Simulation (SGS) metodu kullanılmıştır.

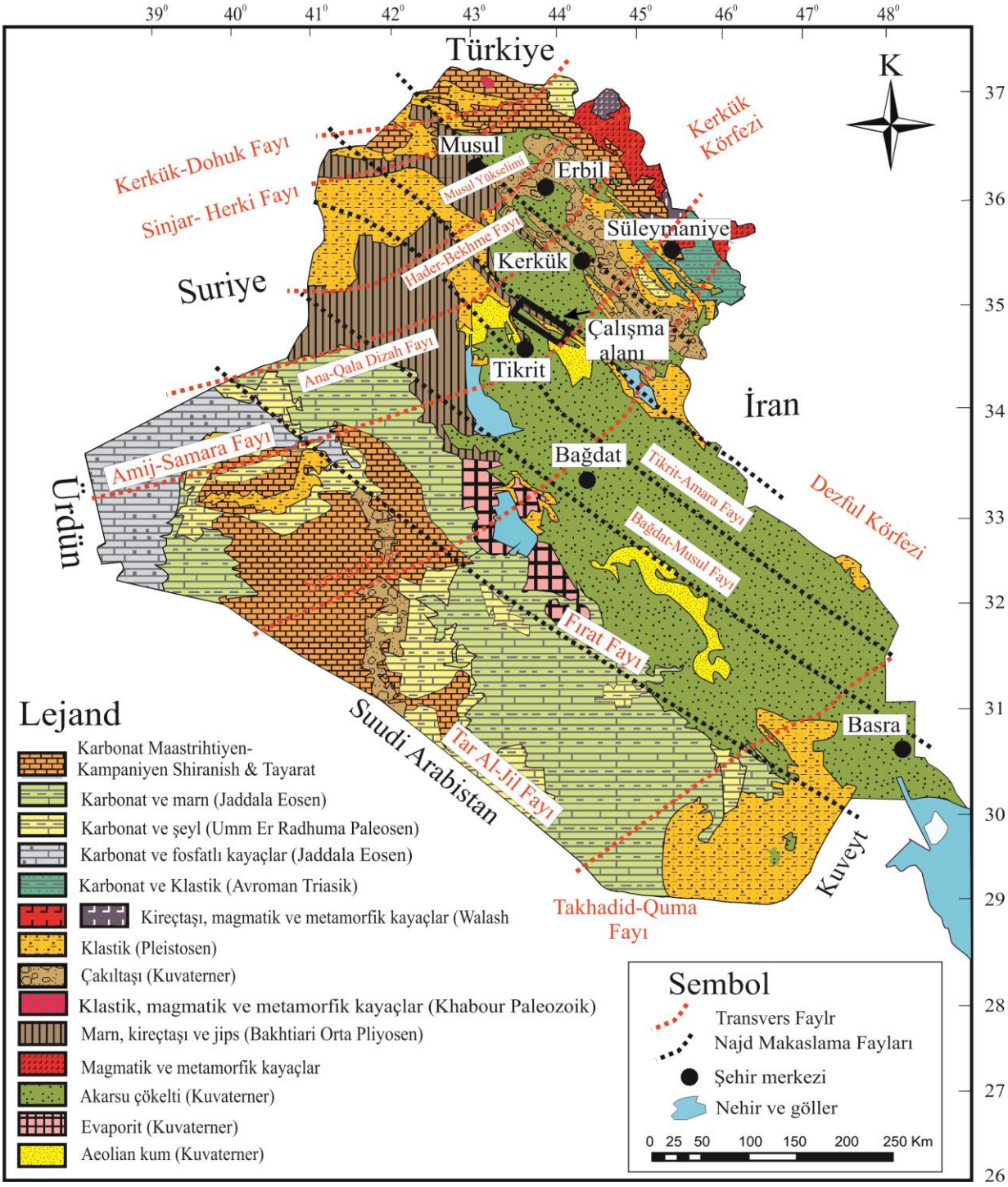
1.2. Çalışma Alanı

Kuzey Irak'taki, Ajeel petrol sahası en önemli hidrokarbon üretim sahalardan birisi olup, Selahaddin (Tikrit) ilinin 30-35 km kuzeydoğusunda ve Mezopotamya Havzası'nın kuzey tarafında yer almaktadır (Şekil 1.1) ve genel olarak çalışma alanı Pleyistosen ve Holosen sedimentleri ile örtülmüştür. Bu sedimentler, kum, çakıltaşı, silt ve kil yataklarından oluşmaktadır (Sissakian ve Fouad, 2000, 2012, 2015). Toplanan veriler ile uygun program kullanılarak Irak’ın genel jeoloji haritası hazırlanmıştır (Şekil 1.2A). Genel olarak, petrol ve gazın arama ve üretimi 1982’de Schlumberger ve Irak Petrol Şirketleri tarafından başlatılmıştır.

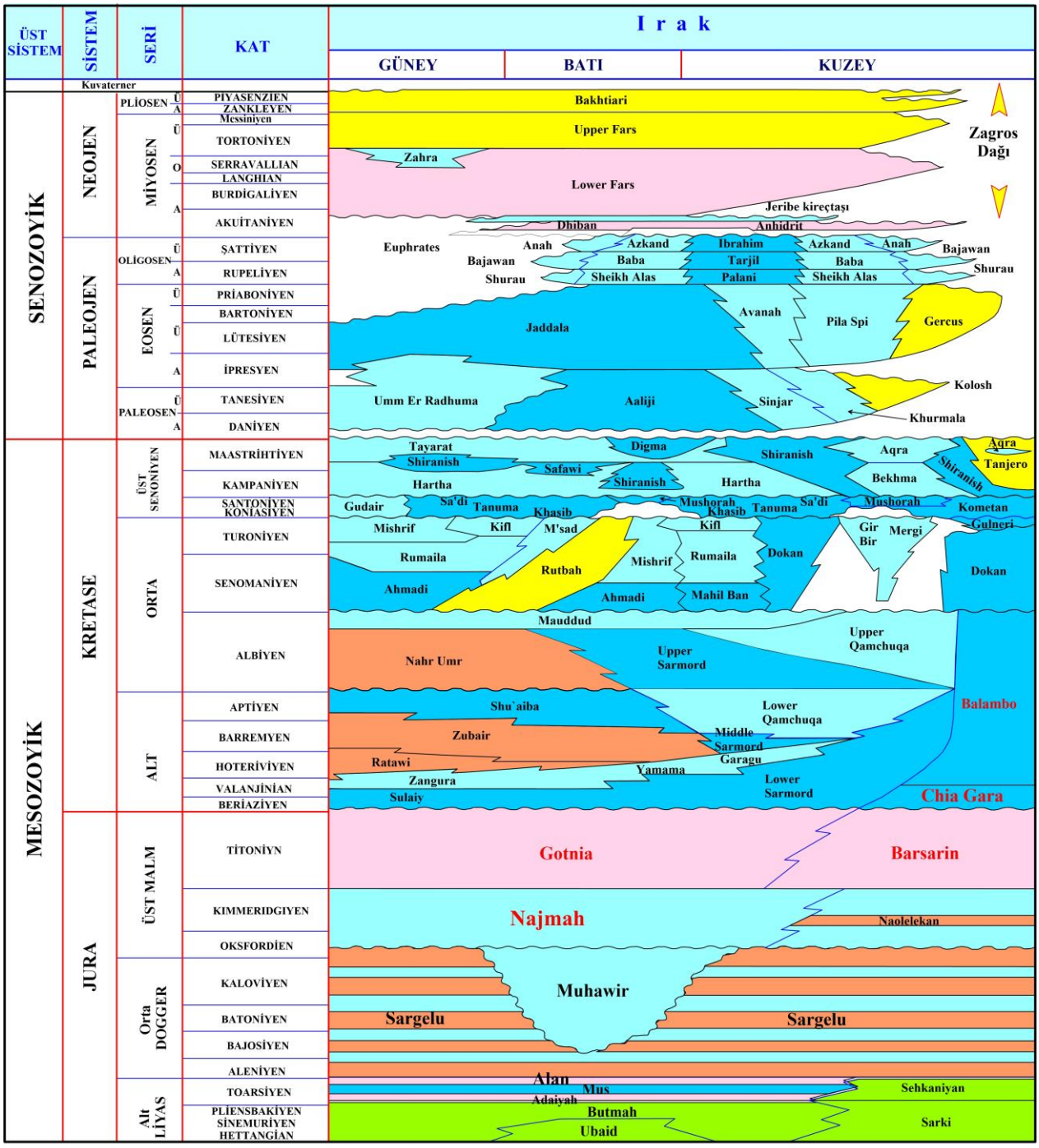
Irak'ın genelleştirilmiş stratigrafik (Güney-Kuzey) istifi, bölgesel stratigrafi sütununda özetlenmiştir (Şekil 1.2B; Harland ve ark., 1990). Şekil 1.2B, karbonatlar, karbonat şeyleri ve bitiümlü karbonat kayaçlarıdan oluşan kalın Jura ve Kretase istifin varlığını göstermektedir (Bellen ve ark., 1959; Sharland ve ark., 2001). Bu çalışmada, Ajeel petrol sahasındaki çalışma aşağıdaki formasyonlar üzerinde gerçekleştirilecektir:

- Orta-Üst Jura ve alt Kretase istifi: karbonat ve karbonat şeyller içeren Sargelu, Naokelekan, Gotnia ve Chia Gara formasyonlarını
- Miyosen istifi: karbonat kayaçlardan oluşan Serikagni, Euphtate, Dhiban ve Jeribe formasyonlarını (Şekil 1.2B).

- Ayrıca Neo-Tetis'in regresyon veya gerilimine bağlı olarak evaporit (anhidrit ve jips) ve şeyleri kayaçları içeren Lower fares (Fatha formasyonu), çalışma alanında ve tüm ırak'ta önemli örtü kayaçlardan birisi olarak kabul edilmektedir (Şekil 1.2B; Jassim v Goff, 2) (Şekil 1.2B; Jassim v Goff, 2006)



Şekil 1.2A. Irak'ın genel jeoloji haritası (Sissakian ve Fouad, 2000, 2012, 2015'den değiştirilerek)



Şekil 1.2B. Irak'ın stratigrafik korelasyon şeması ve jeolojik istifi (Harland ve ark., 1990'dan değiştirilerek)

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

İnceleme alanı ve çevresinde Toros-Zagros kuşağı boyunca bölgede beş tektonik zon belirlenmiştir (Ameen, 1992). Bunlar; (1) bindirme zonu, (2) kıvrımlanmış zon, (3) Mezopotamya havzası, (4) Salman zonu ve (5) Rutbah-Jezira zonu. Ayrıca, temel blok faylanmalarının kıvrım kuşağının gelişimi için kritik bir faktör olduğunu ve her bir bloğun dağların gidişine paralel çok sayıda zonlara ayrılabileceğini belirlenmiş ve bloktan bloğa değişiklik gösterebileceğini vurgulanmıştır (Ameen, 1992).

Diğer taraftan Arap levhasının Arap Kalkanı ve Arap şelfi şeklinde ikiye ayrıldığı Jassim ve Goff (2006) tarafından ifade edilmiş ve Kuzey Irak'taki Arap Şelfi kıvrımlanmış ve kıvrımlanmamış olarak da ikiye ayrılmıştır.

Kuzeydoğu Irak'taki genel litostratigrafiyi ortaya koymak ve bu alandaki petrollerin türlerini tespit etmek için Al-Ameri ve Zumberge (2012) yaptıkları çalışmada, başlıca dinoflagellat testlerinden palinomorfların yapısal organik maddelerini Orta Jura (Bajosiyen-Batoniyen) Sargelu Formasyonu, Üst Jura (Üst Kalloviyen-Alt Oksfordiyen) Naokelekan Formasyonu, Üst Jura (Oksfordiyen-Kimmeridiyen) Gotnia ve Barsarin formasyonlarının kireçtaşı, siyah şeyl ve marnının tarihlendirilmesi ve bu ardıllığın Üst Jurasik-Alt Kretase (Titoniyen-Berriasiyen) Chia Gara kaynak kaya formasyonunun olgunlaşma değerlendirilmesi için *Cyathidites australis* ve *Glechenidites senonicus* spor türlerini kullanmışlardır. Ayrıca araştırıcılar, Kuzey Irak'taki geçerli petrol kaynak kaya korelasyonlarını belirlemek için Jura-Alt Kretase tabakalarının petrol potansiyel kaynak kayaları için terpane ve steran biyomarker dağılımları ile duraylı izotop değerlerini belirlemişlerdir. İlaveten, Triyasik marnlarla ilişkili farklı bir petrol familyası yanı sıra Orta Jurasik yaşlı (Sargelu) karbonat kaya ve Üst Jura/Kretase yaşlı (Chia Gara) Sargelu kaynaklı diğer karışıkların bir tipi iki alt familya karbonat petrolü çok değişkenli istatiksel analizlere (HCA ve PCA) dayandırılarak tanımlanmıştır (Al-Ameri ve Zumberge, 2012). Baiji kenti yakınındaki Mk-2 kuyusunda zengin, marjinal olarak olgunlaşmış Sargelu kaynak kayaları, Orta Jurasik Demir Dagh petrol sahasından elde edilen alt familyası A petrolleri ile korele edilebilir (Al-Ameri ve Zumberge, 2012). Buna karşılık, Mansuriyah Gölü'nün kuzeyindeki Gillabat petrol sahasında olduğu gibi Üst Jurasik/Alt Kretase karbonatlarından oluşumu belirten alt familya B petrolleri daha yüksek oranda C_{28}/C_{29} steranlere (Steran) sahiptir (Al-Ameri ve Zumberge, 2012). Bu yüzden, Gillabat sahasından çıkan petroller, Sargelu kaynak kayaları ile Demir Dagh sahasından alınan

petrollerden daha düşük derecede korelasyon gösterirler (Al-Ameri ve Zumberge, 2012).

Güney Irak'ta Mezopotamya havzasında Abeed ve ark. (2012) bir petrol sisteminde 3 boyutlu (3D) havza modeli oluşturmuşlardır. Araştırıcılar, Jura kaynak kayalarının üstündeki tüm ardılılığın çok erken olgunluk aşamasında olduğu ve Mezopotamya Havzasındaki petrol üretimine katkıda bulunmadığını belirtmişlerdir. Aksine, araştırıcılar Üst Jura-Alt Kretase istifinin kısmen petrol üretimi aşamasında olduğunu ve çoğu petrol üretim potansiyelinin değerlendirildiğini vurgulamışlardır.

Güneydoğu Irak Amara petrol sahasındaki mevcut çalışma, Amara petrol sahasının (Am-1, Am-2, Am-5 ve Am-6) dört kuyudaki Khasib Formasyonu için petrofiziksel özelliklerin değerlendirilmesini temsil etmektedir (Al-Baldawi, 2015). Araştırıcı, petrofiziksel değerlendirmenin, Khasib Formasyonu'nun petrofiziksel özelliklerini tanımlamak için kuyu loglarına ve karot verilerine dayandığını belirtmiştir. Sonik, yoğunluk, nötron, gama ışını, SP ve özdirenç kütükleri gibi mevcut kuyu logları, Al-Baldawi (2015) tarafından Didger yazılım paketi kullanılarak sayısallaştırılmıştır. Porozite, su doygunluğu, hidrokarbon doygunluğu, kütle su hacmi gibi ortamsal düzeltmeler ve petrofiziksel parametreler, İnteraktif Petrofizik programı kullanılarak hesaplanmış ve yorumlanmıştır.

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

Irak'ta keşfedilen hidrokarbon rezervlerinin büyük bir çoğunluğu, Kretase ve Senozoyik rezervuarlarda bulunurken, son zamanlarda Kuzey Irak bölgesinde bulunan daha derin Jurasik ve Triyasik rezervuarlarında da çok sayıda petrol ve gaz sahası keşfedilmiştir (English ve ark., 2015). Araştırıcılar yaptıkları çalışmalarında, Irak'ın Kuzey Irak bölgesi için bir Orta-Geç Jura termal olgunluk haritası sunmuşlar ve Jurasik kaynak kaya olgunluğundaki birinci mertebe bölgesel eğilimlerin, üstte bulunan Jurasik ve Kretase rezervuarlarındaki petrol gravitelerinin mekansal dağılımı ile yakın bir korelasyon gösterdiğini vurgulamışlardır. Bu dağılım, Zagros kıvrımlanmasının sebep

olduğu aktif kaynak kaya alanlarının bölümlendirilmesi ile tutarlıdır ve nispeten kısa mesafeli göç ile komşu senklinal alçaklıklardan antiklinal yapılarına yüklemeyi sonuçlandırmıştır (English ve ark., 2015). Araştırıcılar, termal olgunluk haritasının, Musul yükseltisindeki nispeten düşük bir olgunluğu doğruladığını; kaynak kaya aralığını örten Kretase ve Senozoyik bölümünün nispeten ince olduğunu ve güneydoğu Irak Zagros ve komşu İran Zagros'larda yerleşen depolanma merkezine doğru Senozoyik ön-havza tortullarının kalınlığının arttıkça termal olgunluğun yükseldiğini ifade etmişlerdir. Petrol gravitelerindeki korelatif eğilim günümüz Jurasik keşifleriyle örneklendirilmiştir: Shakian ve Atrush'ta kuzeybatıya kadar düşük-orta dereceli gravite petrolleri (14-27° API), Mirawa ve Bina Bawi'de hafif petrol (39-47° API) ve Miran West'in güneydoğusundaki gaz yoğuşması (55° API) (English ve ark., 2015). Araştırıcılar, termal olgunluk şekillerini ve hidrokarbon akışkan tipi dağılımlarını anlamanın Kuzey Irak bölgesindeki gelecekteki kuyu keşifleri ve kalıntı incelemelerini değerlendirmek için rehberlik etmeye yardımcı olacağını da ifade etmişlerdir.

Kuzey Irak bölgesindeki Erbil ilçesinde yapılan çalışmada kaynak kayaçların Jurassik Sargelu ve Naokelekan formasyonlarında ile en alttaki Kretase Chia Gara Formasyonu'nda ortaya çıktığı belirtilmiştir (Sachsenhofer ve ark., 2015). Analitik sonuçlar, bu kaynak kayaların karbonatça zengin, su sütunundaki serbest H_2S'li içşelf havza konumundaki anoksik ortamda depolandığını göstermiştir (Sachsenhofer ve ark., 2015). Araştırıcılar, oksijence fakir şartların tuzluluk tabakalanmasıyla desteklendiğini de vurgulamışlardır. 100 m kalınlığında Sargelu Formasyonu ve 25 m kalınlığında Naokelekan Formasyonu'nun ortalama korunmuş TOC (toplam organik karbon) içerikleri sırasıyla %2.2 ve %4.6'dır (Sachsenhofer ve ark., 2015). Chia Gara Formasyonu'nun TOC içeriği aşağı doğru azalır ve 40 m'nin altında ortalama %3,2'dir. Çok yüksek sülfür içerikleri, Tip II-S kerojenin mevcudiyetini gösterir ve bütün oluşumların nispeten düşük olgunluklarda sülfürce zengin hidrokarbonlar oluşturulmuştur (Sachsenhofer ve ark., 2015). Araştırıcılar, Jura tabakaları içindeki petrol oluşumlarının aksine, Kretase kayaları içindeki petrol ve petrol oluşumlarının büyük ölçüde biyolojik olarak ayrıştığını ifade etmişlerdir. Petrol biyomarkerları ve izotop verileri, yukarıda belirtilen Jurasik ve Kretase kaynak kaya oluşuklarından türemeyi göstermektedir. Sonuç olarak, Triyas ve Paleojen kayalarından elde edilen jenerasyonlar göz ardı edilebilir veya ihmal edilebilir (Sachsenhofer ve ark., 2015).

İran'ın güneyinde, Abadan Ovası'nda, Erken Kretase ve Jurasik istiflerinde Darquain gibi mükemmel kaynak kayaları bulunan Jurasik ve Kretase karbonatlarında

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

Kuzey Irak'ın Kretase-Tersiyer rezervuarlarındaki petrolün kökeninin tartışmalı olduğunu belirten El Diasty ve ark. (2016). Najmah, Chia Gara ve Balambo formasyonlarından 65 adet kaynak kaya karot örnekleri üzerinde rock-eval pirolizi, gaz kromatografisi spektrometrisi ve karbon izotop analizi dahil olmak üzere ayrıntılı bir jeokimyasal çalışma yapmışlardır. Onlar, 24 ham petrolde, organik madde kaynağı, depolanma ortamı ve muhtemel kaynak kayaları ile ham petrol arasındaki korelasyonlar hakkında yeni bilgiler sağlamak için analizler yapmışlardır. Araştırıcılar, aday kaynak kaya örneklerinin kütle jeokimyasal analizi sonucunda, Najmah Formasyonu'nun Chia Gara ve Balambo formasyonlarından daha fazla petrol potansiyeline sahip olduğunu vurgulamışlardır. Onlar, bu üç aday kaynak kayasının, biraz farklı ortamlarda depolandığını ve ayırma analizi ve biyobelirteç verileriyle belirlenen farklı organik madde türlerine sahip olduğunu ifade etmişlerdir. Najmah Formasyonu, anoksik koşullar altında çökeltilmiş, organikçe zengin (ağırlıkça %4.2'ye kadar TOC) petrol

oluşturma eğilimli Tip I-II kerojeni içerir (El Diasty ve ark., 2016). Araştırıcılar, Chia Gara ve Balambo formasyonlarının, daha fazla terrijen organik madde girdisi ile daha az indirgenmiş koşullar altında biriktirilen, petrol ve gaz eğilimli, karışık Tip II-III ve Tip-III kerojenleri içerdiğini gözlemlemiştir. Maalesef, kaya örneklerinin çoğu %2.5'ten daha az TOC içermekte olup muhtemelen kaynak kaya olarak kabul edilmeyecektir, ancak daha derin gömülen eşdeğerleri daha fazla organik madde içerebilecektir (El Diasty ve ark., 2016). Araştırıcılar, biyobelirteç ve kararlı karbon izotop bileşimlerinin Kuzey Irak havzasından Kretase ve Miyosen rezervuar petrollerinin egemen olarak denizel karbonat organik materyalden sağlanmış olsa da jenetik olarak 5 farklı petrol familyasından oluştuğunu ifade etmişlerdir. Yaşlarına özgü biyomarkerlara dayanılarak petroller, Kuzey Irak'ta muhtemelen üç aktif petrol sisteminden sağlanmıştır: Jurasik, Jurasik-Erken Kretase ve Erken-Orta Kretase (El Diasty ve ark., 2016). Araştırıcılar ayrıca, biyolojik belirteç olgunluk parametrelerinin petrollerin çoğunun erken petrol penceresinde oluşturulduğunu gösterdiğini vurgulamışlardır.

Bu çalışma, Kuzey Irak bölgesindeki Chia Gara Formasyonu'nun kütle ve kantitatif piroliz sonuçları hakkında bilgi veren ilk girişimdir (Hakimi ve ark., 2016). Araştırıcılar, Chia Gara Formasyonu'ndan erken olgun-olgunluğu temsil eden 10 örneği TOC içeriği, rock-eval pirolizi, piroliz-GC ve kütle kinetik parametreleri için araştırmışlardır. Bu analizler, Chia Gara kaynak kayaçlarının termal olgunlaşması sırasında oluşan petrolün belirlenmesi ve organik maddenin miktarı ile onun petrol oluşum zamanına etkisinin açıklığa kavuşturulması için kullanılmıştır (Hakimi ve ark., 2016). Piroliz HI verileri, farklı petrol oluşum özelliklerine sahip iki organik fasiyes tespit etmiştir; HI değerleri >250 mg HC/g TOC olan Tip II-III kerojen ve HI değerleri <100 mg HC/g TOC olan Tip III kerojen (Hakimi ve ark., 2016). Kerojenlerin bu tipleri, sıvı HC'ler ve gaz üretebilir. Bu, alınan kaya örneklerinin piroliz gaz kromatografisi (Py-GC) analizi ile de desteklenmektedir (Hakimi ve ark., 2016) piroliz ürünleri, karasal organik maddenin (Tip II-III ve III kerojen) değişken katkılarıyla bir denizel organik maddenin baskınlığını gösterir ve ürünler başlıca yoğuşmuş ve gazlı parafinik-naftenik-aromatik düşük ağdalı petroller şeklindedir (Hakimi ve ark., 2016). Araştırıcılar, Chia Gara kaynak kayaçlarının kütle kinetik analizinin genel olarak sınırlı denizel ortamlara özgü heterojen bir organik madde topluluğunu gösterdiğini belirtmişlerdir. Onlar, aktivasyon enerji dağılımlarının nispeten geniş ve yüksek değerleri ortaya koyduğunu, 2.2835 E+12/sn'den 4.0920 E+13/sn'ye kadar olan prekürsör (pre-exponential) faktörler ile 40-64 kcal/mol arasında değiştiğini ifade

etmişlerdir. Araştırıcılar tarafından öngörülen (TR %10) petrol oluşum başlangıç sıcaklıkları, 110 ile 135 ^{o}C arasında ve pik oluşum sıcaklıkları (jeolojik Tmax) 37 ^{o}C ile 152 ^{o}C arasında değişmektedir. En yüksek oluşum sıcaklıkları, %42-50 TR aralığında bir dönüşüm oranına ulaşır, bu nedenle Chia Gara kaynak kayası, Kuzey Irak'ta önemli miktarda petrol hidrokarbonları oluşturmuş ve göç etmiştir (Hakimi ve ark., 2016).

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

Güney Irak'ın güney Mezopotamya Havzası'ndaki Kretase Mishrif rezervuar kayalarından 7 ham petrol, petrol karakteristiklerini tanımlamak için araştırılmış, havzadaki organik madde girdisinin kaynağı ve petroller ile bunların potansiyel kaynak kayaları arasındaki jenetik bağlantı hakkında bilgi sağlanmıştır (Al-Khafaji ve ark., 2018) Araştırıcılar, bu çalışmayı petrol örnekleri üzerinde yapılan biyobelirteç ve biyobelirteç olmayan analizlere dayandırmışlardır. Analiz edilen petroller, %50 daha fazla olan yüksek aromatik hidrokarbon fraksiyonları ile gösterildiği gibi aromatik ara petrollerdir (Al-Khafaji ve ark., 2018). Araştırıcılar, bu petrollerin yüksek kükürt ve eser metal (Ni, V) içerikleri ve nispeten düşük API gravite değerleri (19.0-27.2^{o} API) ile karakterize edildiğini belirtmişlerdir. Bu çalışmanın sonuçları, bu petrollerin sülfat indirgeyici koşullar altında çökeltilmiş Tip II-S kerojeni taşıyan bir denizel karbonat kaynağı kayaçlarından elde edildiğini göstermektedir (Al-Khafaji ve ark., 2018). Araştırıcılar, bu sonuçların birincil olarak biyolojik belirteçler ve kütle karbon izotop ile inorganik element içerikleri (yani, S, Ni ve V) ile elde edildiğini ifade etmişlerdir. Onlar, ayrıca 18a (H)-oleanane biyobelirtecinin yokluğunun Geç Kretase'den daha yaşlı bir kaynağı önerdiğini de vurgulamışlardır. Araştırıcılar, bu petrollerin biyobelirteç karakteristiklerinin havzadaki Geç Jurasik-Erken Kretase kaynak kayaları ile uyumlu

olduğunu belirtmişlerdir. Bununla beraber, biyobelirteç olgunluk verileri göstermektedirki, petroller erken olgunluk kaynak kayalarından türetilmiştir (Al-Khafaji ve ark., 2018).

3. MATERYAL VE YÖNTEM

Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarından 39 adet karot ve kırıntı örnekleri alınmıştır. Bu örnekler, Irak'ın Kuzeyinde bulunan Ajeel petrol sahasındaki AJ-12 ve AJ-8 kuyularından seçilmiştir. Bunun yanı sıra, AJ-17 ve AJ-31 kuyularından üç adet petrol numunesi, Euphrates, Dhiban ve jeribe rezervuar formasyonlarına ait örnekler seçilmiştir. Bu çalışmada,

(1) organik jeokimyasal analizler

(2) kuyu log analizi

(3) jeolojik modelleme

gibi farklı yöntemler kullanılmıştır.

3.1. Organik Jeokimyasal Analizler

Organik jeokimyasal analizler, Mısır Cumhuriyeti'ndeki StratoChem Laboratuvarları'nda yaptırılmıştır. Elde edilen sonuçlara göre, seçilen formasyonların organik jeokimyasal ve rezervuar kayaç özelliklerini belirlemek için farklı yöntemler kullanılmıştır.

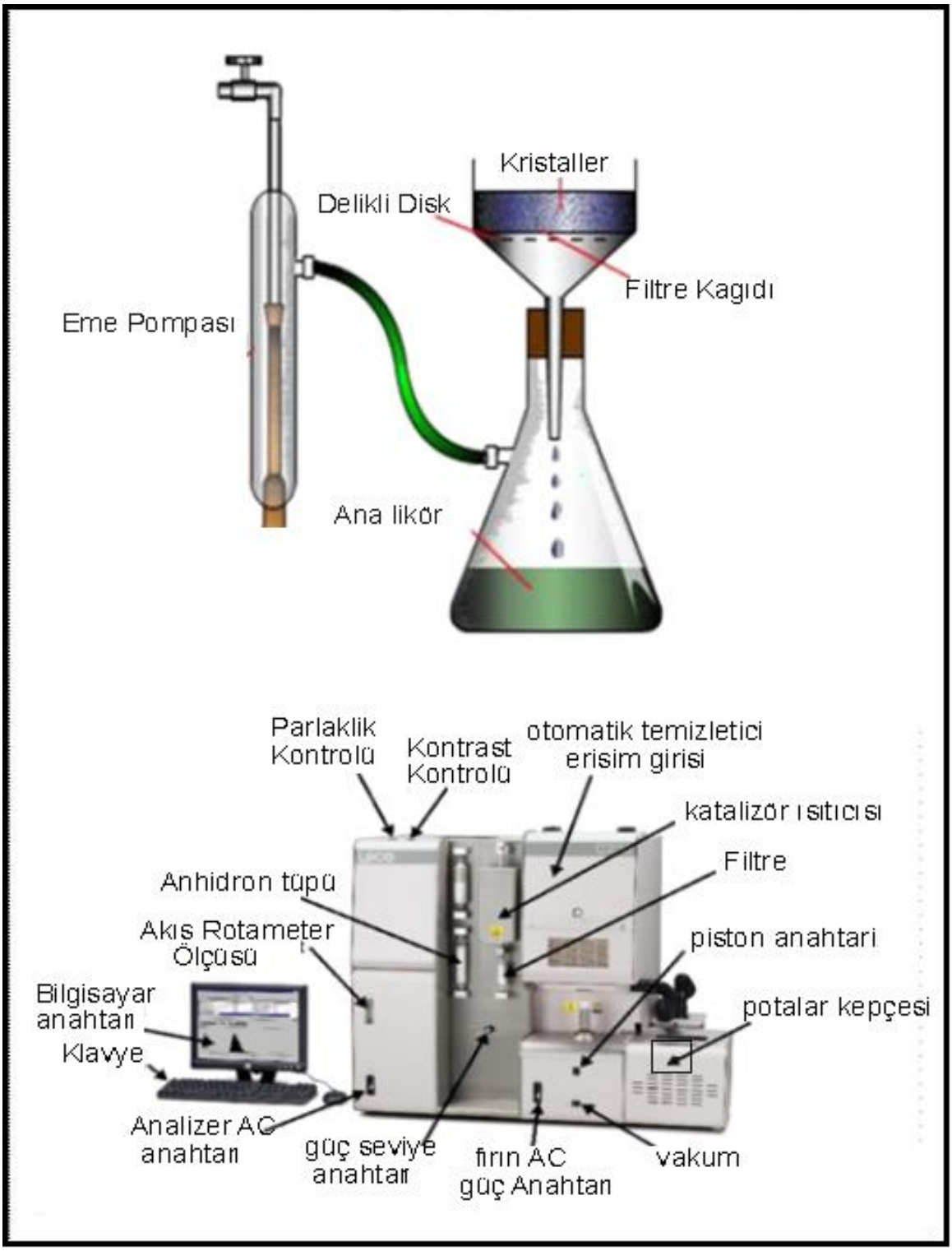
3.1.1. Toplam organik karbon (TOC) ve rock-eval piroliz analizleri

39 adet örnek pulverize edilerek 50 ml'lik beher şişeye konulmuştur. Karbonatları eritmek için, beher şişelere HCl asit ilave edilmiştir. Reaksiyon sonunda örnekler mikrofiber filtre kağıtlara konulmuş ve distile suyla yıkanmıştır. Daha sonra örnekler, fırın içinde birkaç saat kurutulmuş ve LECO CS-230 indüksiyon cihazına aktarılmıştır. Numune içinde bulunan organik maddenin yanması ile karbondioksit (CO_2) açığa çıkarılmış ve CO_2 infrared dedektör ile nicel olarak ölçülmüştür. Bu nicel ölçüm, TOC olarak rapor edilmektedir (Şekil 3.1).

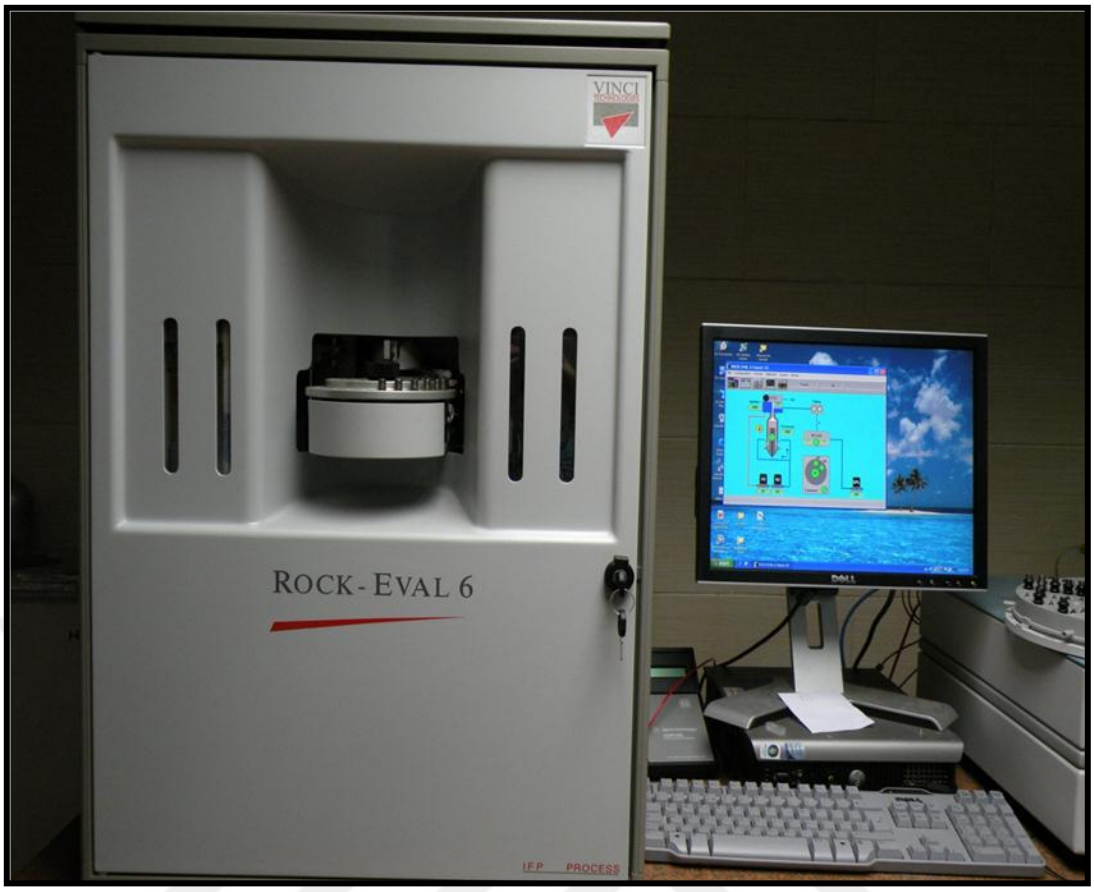
Rock-eval pirolizi, organik maddenin oksijensiz bir ortamda ısısal olarak parçalanması olup, kaynak kayaçların olgunluğunu ve potansiyelini belirleyen bir analizdir (Tissot ve Welte, 1984). Organik madde tiplerinin ve olgunlaşmalarının belirlenmesi için Vinci Rock-Eval 6 cihazı kullanılarak piroliz analizleri yapılmıştır (Şekil 3.2). Bu analiz verileriyle S_1, S_2, S_3 ve Tmax değerleri hesaplanmıştır. HI (Hidrojen indeksi), OI (Oksijen indeksi), PI (Üretim indeksi), RC (Rezidüel karbon), PC

(Piroliz edilebilen karbon) TOC (Toplam organik karbon) değerleri matematiksel olarak hesaplanmıştır (Şekil 3.3). Analize hazırlanan örnek bir kaba yerleştirilmiştir ve durağan (inert) atmosfer altında (helyum) 550 ^{o}C'ye kadar ısıtılmıştır (Şekil 3.3).

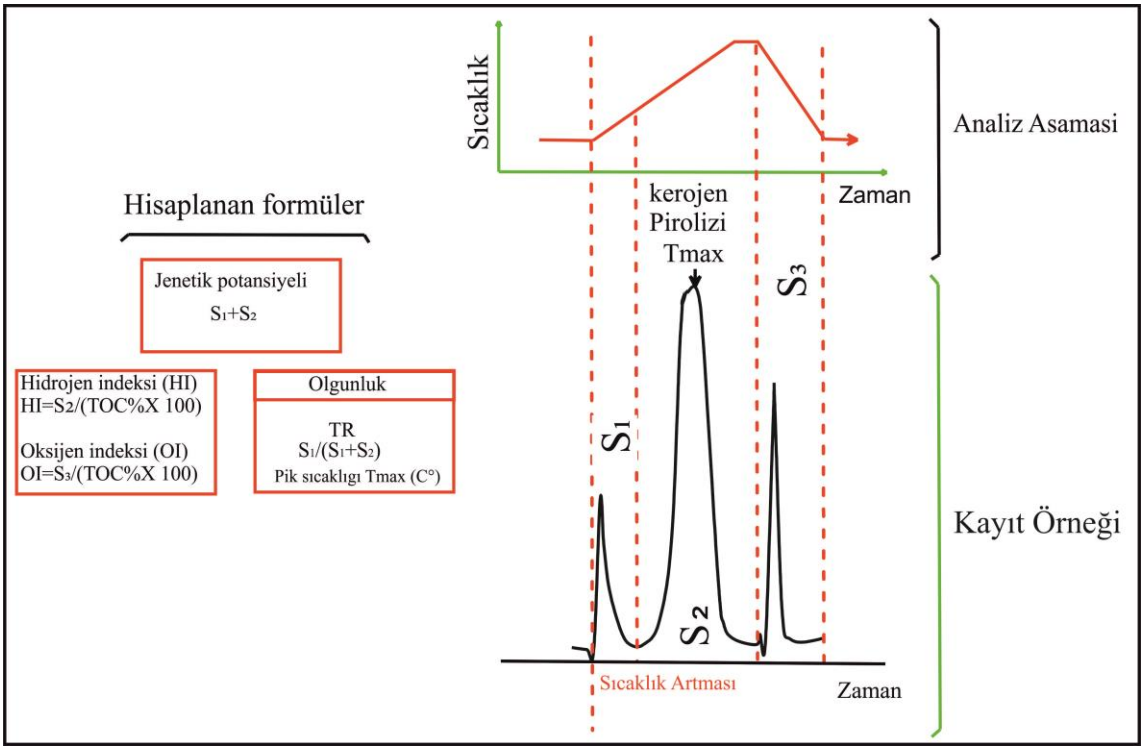
- Analiz sırasında, 200-250 ^{o}C sıcaklıklarda, mevcut olan hidrokarbonlar ortalama sıcaklıkta buhar haline getirilir. Elde edilen hidrokarbon miktarı S_1 pik olarak belirlenir.
- İkinci pik 300-550 ^{o}C arasında sonuçlanan ağır hidrokarbonlar ve bileşik üreten kerojenler S_2 piki olarak adlandırılır ve Tmax S_2 pikinde kaydedilir (Şekil 3.3).
- 550 -600 ^{o}C arasında üretilen CO_2 ve su, S_3 piki olarak adlandırılır.Piroliz analizinde geriye kalan karbon, S_4 piki olarak ifade edilir.



Şekil 3.1. A, Buchner hunisini ve B, LECO C230 cihazını göstermektedir



Şekil 3.2. Rock-Eval 6 cihazı



Şekil 3.3 Rock-eval analiz aşaması (Tissot ve Welte, 1984'den değiştirilerek)

3.1.2. Bitüm ekstraksiyonu

Bazı yazarlar, organik çözücülerde çözünen maddeyi bitüm olarak ifade etmişlerdir. Bitüm ekstraksiyonu ve analizi Peters ve Moldowan (1993) tarafından kullanılmıştır.

Örnekler yıkandıktan ve toz hale getirildikten sonra organik bir çözücüde 12 ila 36 saat arasında bekletilir (Şekil 3.4). Bu çalışmada, kullanılan organik çözücünün 30ml'si diklorometan (DCM)'dır (CH_2C_{l2}).



Şekil 3.4. Soxhlet cihazı bitüm ekstraksiyon metodu

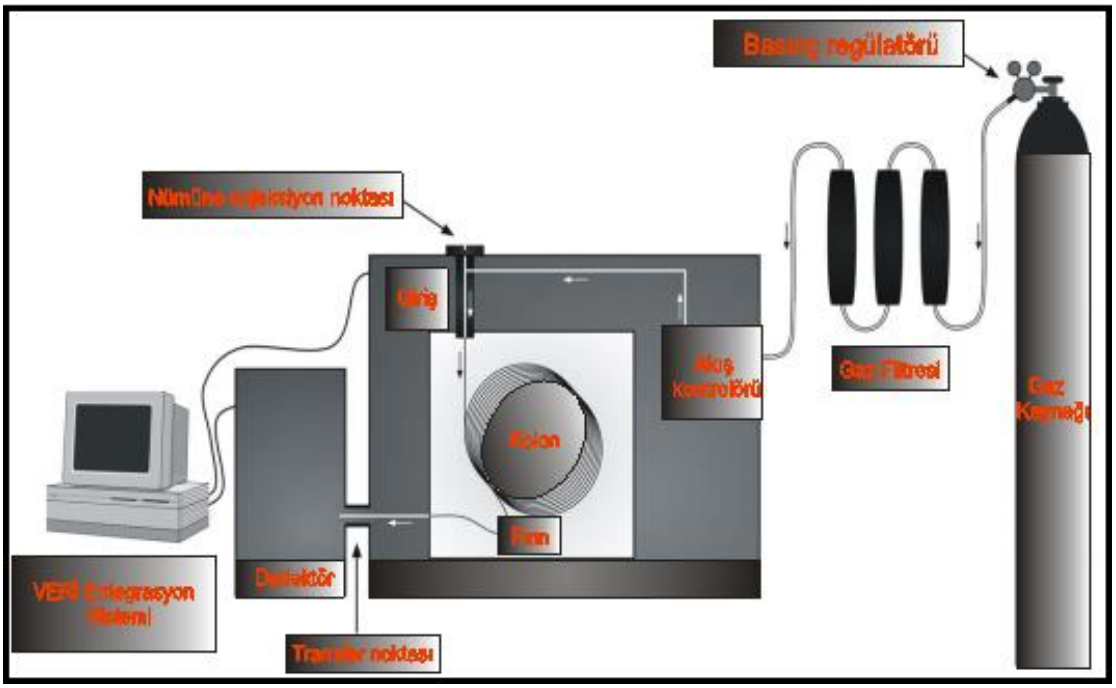
Ekstrakt edilen organik madde (EOM) üzerinde silika jel kolon kromatografisi kullanılarak doymuş, aromatik ve NSO (azot-kükürt-oksijen ve reçine) hidrokarbonlara ayrılmaktadır.

3.1.3. Gaz kromatograf (GC) ve gaz kromatograf-kütle spektrometre analizi (GC-MS)

Tüm örnekler, 30 m x 0.32 J&W DB-5 kolonuna enjekte edilmiştir. Sıcaklık 60-350 °C arasında ve 12 °C/dk'da, Agilent 7890A, Helyum kaynak gazı olarak kullanılmıştır. $<C_{15}$ fraksiyonunu belirlemek için nitrojen akışında 30 dakika buharlaştırılmıştır ve asfalten çökeltmesi için fazla n-heksan kullanılmıştır (gece boyunca, oda sıcaklığında). C_{15} + de asfalt fraksiyonları 400 °C'ye kadar ısıtılarak, kolon kromatografisinde 100 ile 200 elek ve silika jel kullanılarak, doymuş hidrokarbon, aromatik hidrokarbon ve NSO fraksiyonlarına ayrılmıştır (Şekil 3.5).

Heksan aromatik hidrokarbonları uzaklaştırmak için diklorometan kullanılmıştır ve diklorometan/metanol (50:50) NSO fraksiyonu ayırmak için kullanılmıştır. Gaz kromatografi analizleri 8 adet örnek üzerinde yapılmıştır.

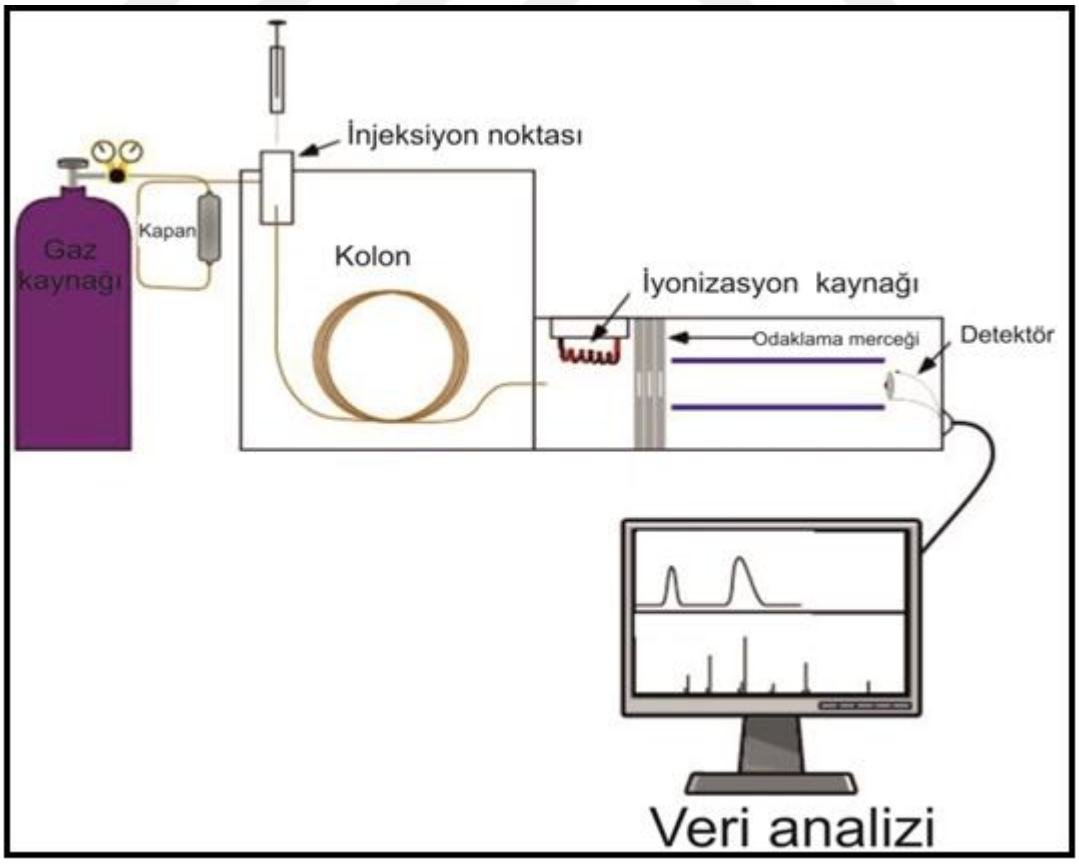
Gaz kromatografi-kütle spektrometresi Şekil 3.6'da gösterilmiştir. Gaz kromatografi cihazı üç bölümden (enjeksiyon, fırın ve GC kolon) oluşmaktadır. Kütle spektrometre ise, iyonizasyon kaynağı, odaklanma merceği ve detektör şeklinde üç bölümden oluşmaktadır (Şekil 3.7).



Şekil 3.5. Gaz kromatografi diyagramı



Şekil 3.6. Gaz kromatografisi-kütle spektrometresi (GC-MS)



Şekil 3.7. Gaz kromatografisi-kütle spektrometresi sisteminin diyagramı

GC-MS analizi, steran ve terpan dağılımları ile miktarlarını belirlemek için kullanılmıştır. Hazırlanan örnekler, bir injektör ile GC kolon bölümüne eklenir ve kolon içinde bileşenlere ayrılır. Ayrılan bileşenler kolon içinde helyum gazı ile taşınarak kütle spektrometrenin iyon oluşturma bölümüne getirilirler. Elektronlar, kolondan gelen moleküllere çarparak iyonların oluşmasına neden olur. Oluşan iyonlar bilgisayara verilen bir komutla seçilebilir. İyon kaynağında iyonlaşma olduktan sonra iyonlar analizör bölümüne girerler. Analizör, iyonların kütlelerine göre ayrıldığı bölümdür. Bilgiler bilgisayara sinyaller halinde ulaşır ve toplam iyon fragmentogramları elde edilir (Şekil 3.7). Elde edilen ve yorumlamalarda kullanılan iyon grupları; Terpanlar: m/z 191, Steranlar: m/z 217, Mono-aromatikler: m/z 253 kütleli iyonlar ve Tri-aromatikler: m/z 231 kütleli iyonlar şeklindedir (Seifert ve Moldowan, 1978).

3.1.4. Petromod 1D jeolojik modeli

Jeolojik modellemede Ajeel petrol sahasının gömülme tarihçesi, ana kayaç ve petrol üretimi, olgunlaşma ve hidrokarbonların göçünün belirlenmesi için Schlumberger PetroMod programı kullanılmıştır (Al-Ameri ve ark., 2010; Gharib ve ark., 2021; Pitman ark., 2004; Sharland ve ark., 2004)

Modelde kullanılan veriler ise:

1- Erozyon
2- Litoloji
3- Petrol Sistemi Elemanları (PSE)
4- Toplam Organik Karbon (TOC)
5- Kinetik
6- Hidrojen İndeksi

3.1.5. Palinofasiyes analizi

Bu çalışmada toplam 70 örnek, standart palinolojik maseral teknikleri kullanılarak hazırlanmıştır (Traverse, 2009, 2007). Her örnek porselen havan içerisinde öğütülerek kimyasal madde ile reaksiyon yüzeyleri arttırılmıştır.

Karbonatların uzaklaştırılması için %35 HCl asit ve reaksiyon durana kadar (24 saat), karbonatları tamamen uzaklaştırmak amacıyla ve kalsiyum florid oluşumunu

engellemek ve silikatların uzaklaştırılması için HF ilave edilmiştir. Örnekler daha sonra nötral oluncaya kadar birkaç defa distile suyla yıkanmıştır. Örneklerin artığı plastik kaplara aktarılmış ve 100-150 ml derişik (45%) HF asit ilave edilerek beş gün bekletilmiştir. Örnekler nötral oluncaya kadar beş gün süresince 24 saatte bir karıştırma çubuğuyla karıştırılmıştır.

Örnekler fazla kumlu olduğunda daha fazla HF asit ilave edilir ve birkaç defa distile suyla yıkanır. İstenmeyen kayaç parçaları, 125 µm bronz elekten ve 10 µm naylon elekten elenerek organik materyalden ayrılmıştır.

Artıkların yayılması için birkaç damla polivinil alkol artıklara eklenmiştir ve kuruması için bir lamel üzerine bırakılmıştır. Daha sonra ksilen (xylene) içerisinde çözdürülen birkaç damla Elvacite 2044 reçinesi kullanarak mikroskobik kesitler haline getirilmiştir. Seçilen örneklerden Olympus Mikroskobunda (BX10) 200 kerojen parçası, organik maddenin nitel ve nicel değerlendirmesi için belirlenmiştir.

3.2. Kuyu Log Analizi

Rezervuar Kayaçların tipi (kireçtaşı, kumtaşı, şeyl ve anhidrit) ve özelliklerini belirlemek için iki yöntem kullanılmaktadır.

a) Direkt yöntem; karot üzerine yapılan çalışmalar.
b) Kuyu logları yöntemi.

En fazla kullanılan yöntem kuyu loglarıdır, çünkü karot üzerinde yapılan laboratuvar analizleri sadece o noktayı gösterir ve kuyu logları bütün rezervuardaki kalınlıkları gösterir (Schön, 2015).

a) Rezervuar kayaçların özellikleri
b) Gözeneklik: kayaçlar içinde bulunan boşluklar
c) Akışkan türü: petrol, gaz veya su.
d) Doygunluk: gözeneklilik içindeki hidrokarbon miktarı.
e) Geçirgenlik: rezervuar kayaçların üretim kabiliyeti.

Rezervuar özellikleri, gözeneklilik ve geçirgenlik gibi petrofiziksel özelliklerin ve bu gözeneklerdeki akışkanların türü ve miktarının belirlenmesinde de önemlidir (Dewan, 1983).

Ajeel petrol sahasındaki 9 kuyudan Gamma Ray (GR), densite (ROHB), nötron (NPHI), Sonic (DT) ve LLD (Rt), MSFL (Rxo) ve SP logları alınmıştır. Çalışma alanına ait bütün kuyu logları, ilk olarak Didger ve Neurolog programı kullanılarak

dijital rakamlara dönüştürülmüştür (las dosyası). Farklı Schlumberger grafiği kullanılarak ortamsal düzeltmeler (environmental corrections) interaktif petrofizik (IP) programı ile yapılmıştır. Sonuçta, bu yöntemler kullanılarak rezervuar kayaçların özellikleri (gözeneklilik, geçirgenlik, hidrokarbon ve su doygunluğu) hesaplanmıştır.

3.3. Jeolojik Modelleme

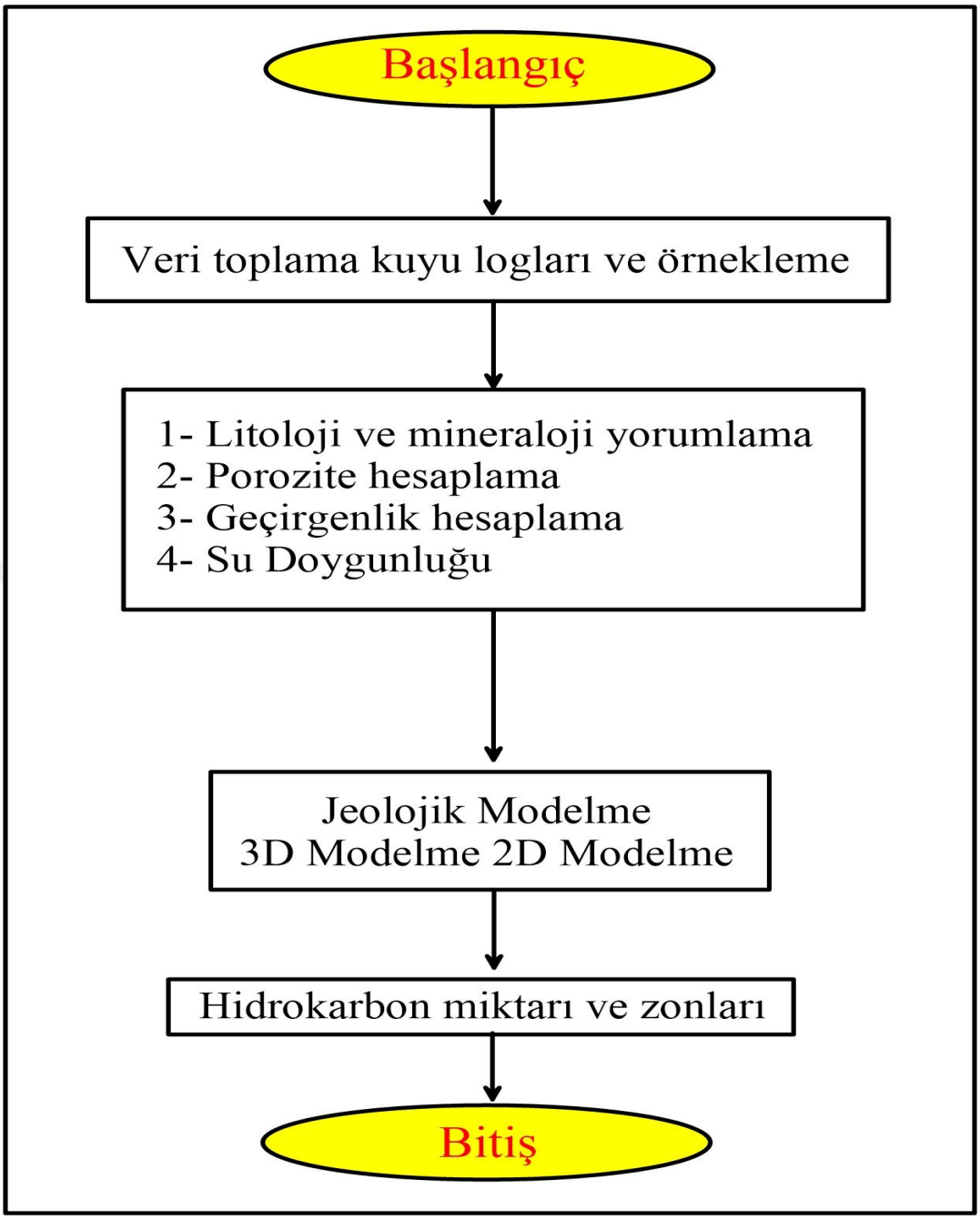
Petrol sistemi çalışmalarında, kaynak ve rezervuar kayaçların üç ve 1D boyutlu jeolojik modellenmesi önemli aşamalarından birisidir. Bu çalışmada iki modelleme yöntemi kullanılmıştır:

1) üç boyutlu (3D) petrel modellemesi
2) petromod jeolojik modellemesi.

3.3.1. Üç boyutlu (3D) petrel modelleri

Üç boyutlu jeolojik modelleme teknolojisi, petrol sahasının geliştirilmesinde dünyadaki en önemli teknolojilerden birisidir. Üç boyutlu bir model oluşturulması, arazi ve yeraltı verileri kullanılarak jeolojik çalışmalar ve doğal kaynakların (petrol, gaz, su, mineral vb.) değerlendirilmesinde yaygın olarak kullanılmıştır (Şekil 3.8). Bu çalışmada Ajeel petrol sahasının üç boyutlu modelinin yapılabilmesi ve ayrıntılı şekilde rezervuar özelliklerinin yorumlanabilmesi için Schlumberger Petrel programı kullanılmıştır. Modelde kullanılan veriler ise:

1) Kuyu başı (wellhead): çalışma alana ait tüm kuyuların lokasyonu ve derinliği.
2) Kuyu kütükleri (well tops): her kuyunun formasyon derinliği ve adı.
3) Kuyu logu (well log): tüm rezervuar kayaçlar için hesaplanan porozite ve su doygunluğu.



Şekil 3.8. Üç boyutlu jeolojik modelleme akış şeması

3.4. X-Işın (XRD) Jeokimyasal analizleri

X-ışını analizi, rezervuar kayaçlarından alınan toplam 7 toz haline getirilmiş kayaç üzerinde gerçekleştirilmiştir. X-ışın analizi, mineral bileşenlerini belirlemek için kullanılmıştır ve Cu-Kα radyasyonlu (PW-3710) cihazı ile yapılmıştır. Majör mineralleri belirlemek için kullanılan X-ışın çekiminde Cu-Ka radyoaktif tüp ve 40 KV ile 36-mA- akım 2/dk kağıt hızı kullanılmış, genellikle 10-70 (Å) ve 2θ aralıkta XRD

çekimi yapılmıştır. Bu amaçla kullanılan Cu-Ka radyasyon dalga-boyları ve ASTM kartlardan sağlanan d-aralığa (Å) ve 2θ değerlere göre rezervuar kayaçlardaki mineraller tespit edilmiştir.

Yapılan X-ışını floresan spektrometre analizlerinde AXİOS, WD-XRF-spektrometre-2005 marka X-ışın cihazı kullanılmıştır. Bu kapsamda, incelenen örneklerin SiO_2, Al_2O_3, Fe_2O_3, CaO, MgO, MnO, Na_2O, K_2O, P_2O_5 ve SO_3 mineral içeriğini belirlemek için yapılmıştır.

4. İNCELEME ALANININ GENEL JEOLOJİK VE STRATİGRAFİK ÖZELLİKLERİ

4.1. İnceleme Alanının Genel Jeolojisi

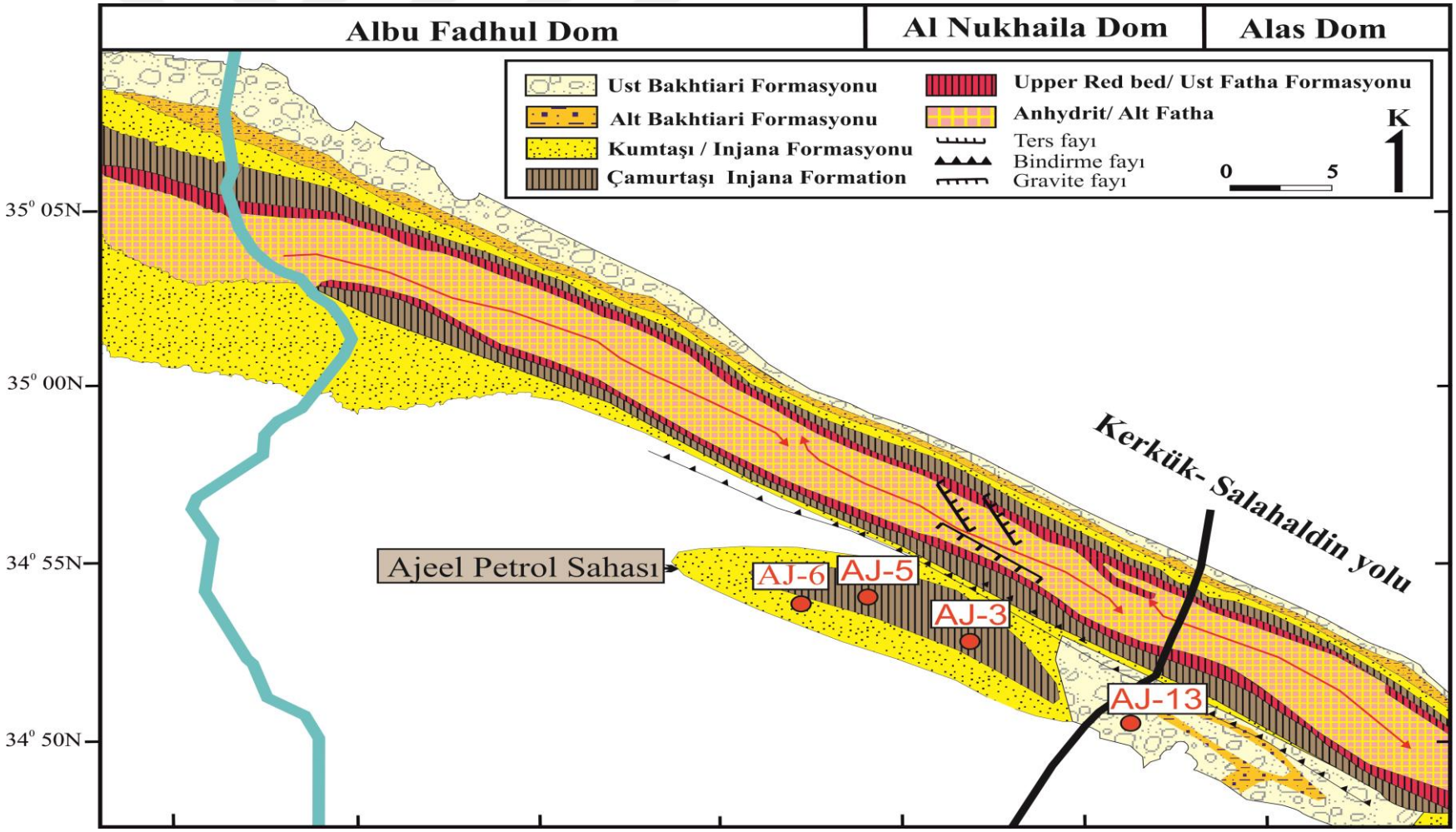
Irak'taki önemli alanlar, tortul kayaçlar ve Kuvaterner yaşlı sedimanlarla (Şekil 4.1), özellikle orta ve batı kısımları; Tigris ve Fırat nehirlerinin taşkın ovaları ve kollarıyla kaplıdır. Mezopotamya havza bölgesi, genellikle silt, kil, ince taneli çakıllı kumlardan oluşmaktadır. Buna ek olarak, Irak bölgesi'nin önemli bölümleri kum tepeleri içermektedir (Şekil 4.1, 4.2).

Magmatik ve metamorfik kayaçlar, genellikle kuzey ve kuzeydoğu yüksek-kıvırmlı zonlarda bulunmaktadır (Şekil 4.2). Magmatik kayaçlar, farklı gabro türleri içermekte ve metamorfik kayaçlar serpantinitlerden oluşmaktadır (Jassim ve Goff, 2006).

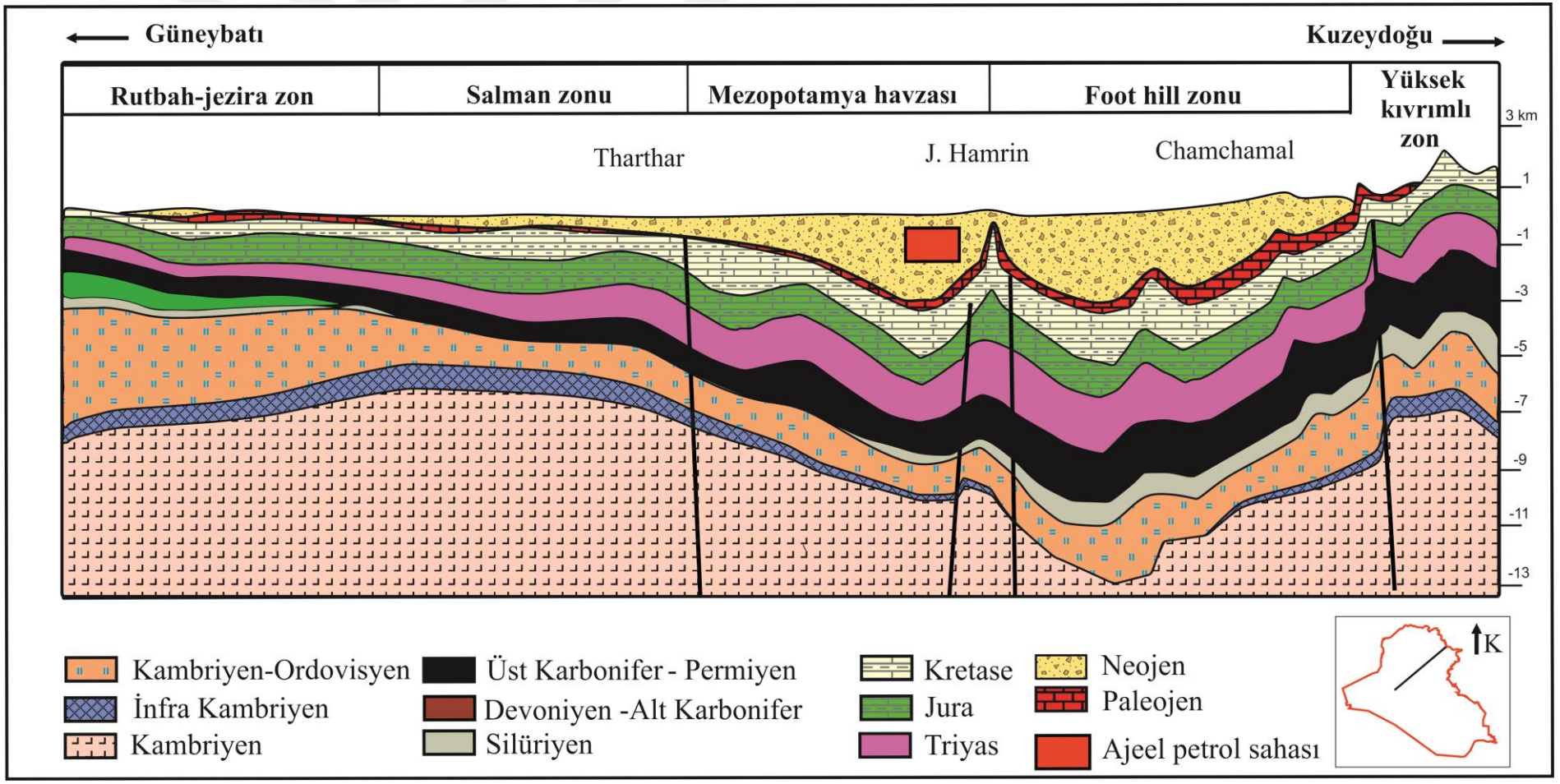
Çalışma alanı, litolojik olarak karbonat, şeyl, marn, fosfor ve konglomera içeren karbonatlar ve ince kırıntılarla kaplıdır (Şekil 4.1).

Irak, petrol üretimi açısından özellikle kuzey ve kuzeybatı kısımlarınca zengin ülkelerden birisidir. Ajeel petrol sahasının genel litolojik istifi Şekil 4.3'te sunulmuş olup, kaynak kayaçlarını Orta Jura-Geç Kretase yaşlı Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonları oluşmaktadır. Rezervuar kayaçları ise Euphrates, Jeribe, Dhiban ve Serikagni formasyonları tarafından temsil edilmektedir (Şekil 4.3).

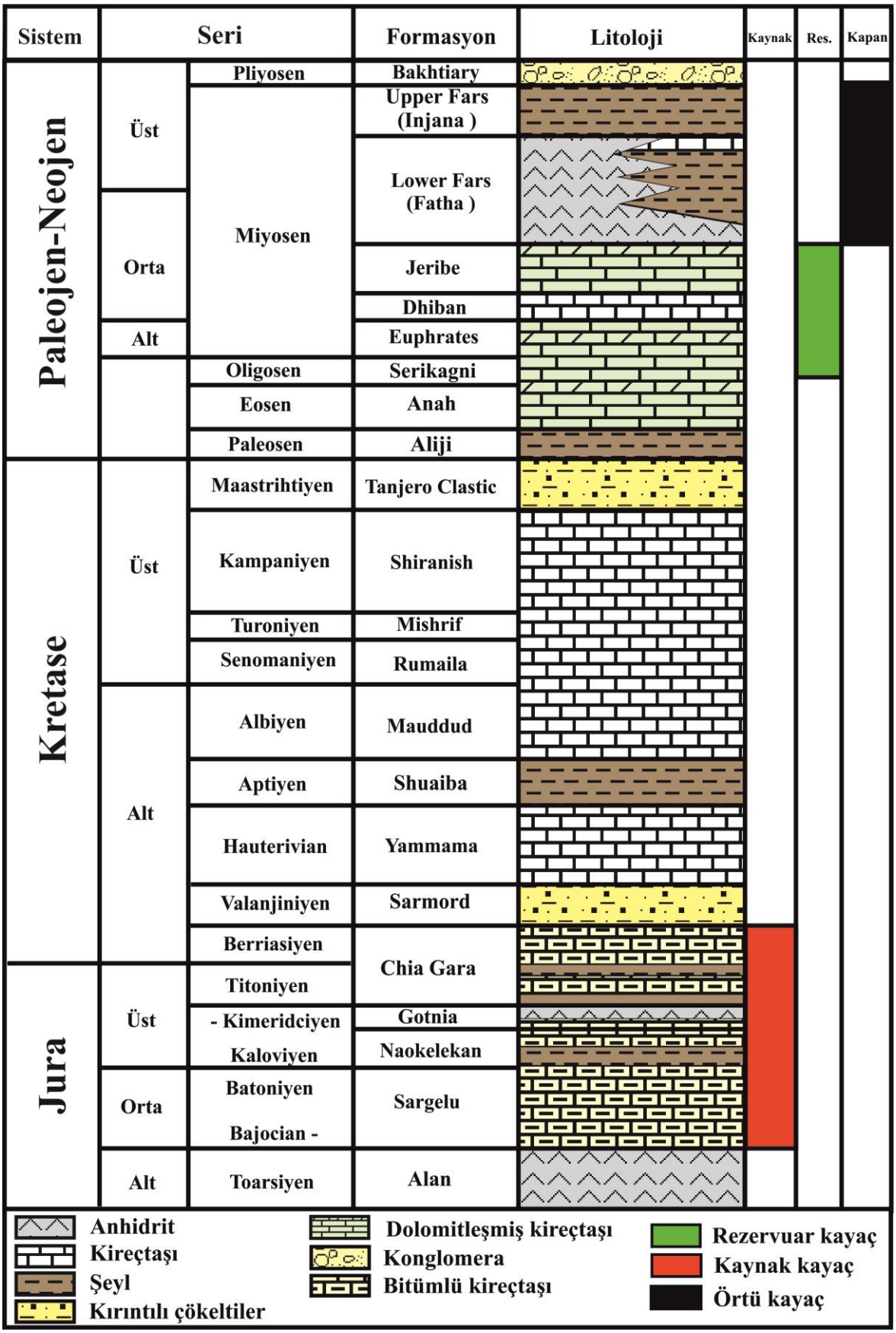
Ajeel petrol sahasında bulunan Orta Jura-Geç Kretase yaşlı ana kayaçlar (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) litolojik olarak kireçtaşı, karbonatlı şeyl ve anhidrit içermektedirler (Gharib ve ark., 2021), rezervuar kayaçlar ise, kireçtaşı, dolomit ve anhidritlerden oluşmaktadır (Şekil 4.3).



Şekil 4.1 Çalışma alanının yüzey jeoloji haritası



Şekil 4.2 Çalışma alanın enine kesiti (Jassim ve Goff, 2006; Sharland et al., 2004, 2001'dan değiştirilerek)



Şekil 4.3. Çalışma alanının genelleştirilmiş stratigrafik istifi

4.2. Irak'ın Tektonik Evrimi

Irak, üç tektonik birim arasında yer almaktadır; bunlar, Arap, İran ve Anadolu levhaları (John ve ark., 1984). Arap levhası genel olarak iki ana kısıma ayrılır: (a) Arab kalkanı ve (b) Arap şelfi. Arap levhasının kuzey ve kuzeydoğu sınırlarında Toros-Zagros süturu, batı kısmında Ölü Deniz Fay zonu ve Güneybatı kısmında ise Kızıl Deniz yer almaktadır (Beydoun, 1991).

Irak, tektonik olarak beş tektono-fizyografik zona bölünmüştür (Buday, 1980; Jassim ve Goff, 2006; Şekil 4.2; 4.4): (1) Bindirme zonu, Irak'ın kuzey ve kuzeydoğu sınırları boyunca ince bir kuşaktan oluşmaktadır (Şekil 4.2; 4.4).

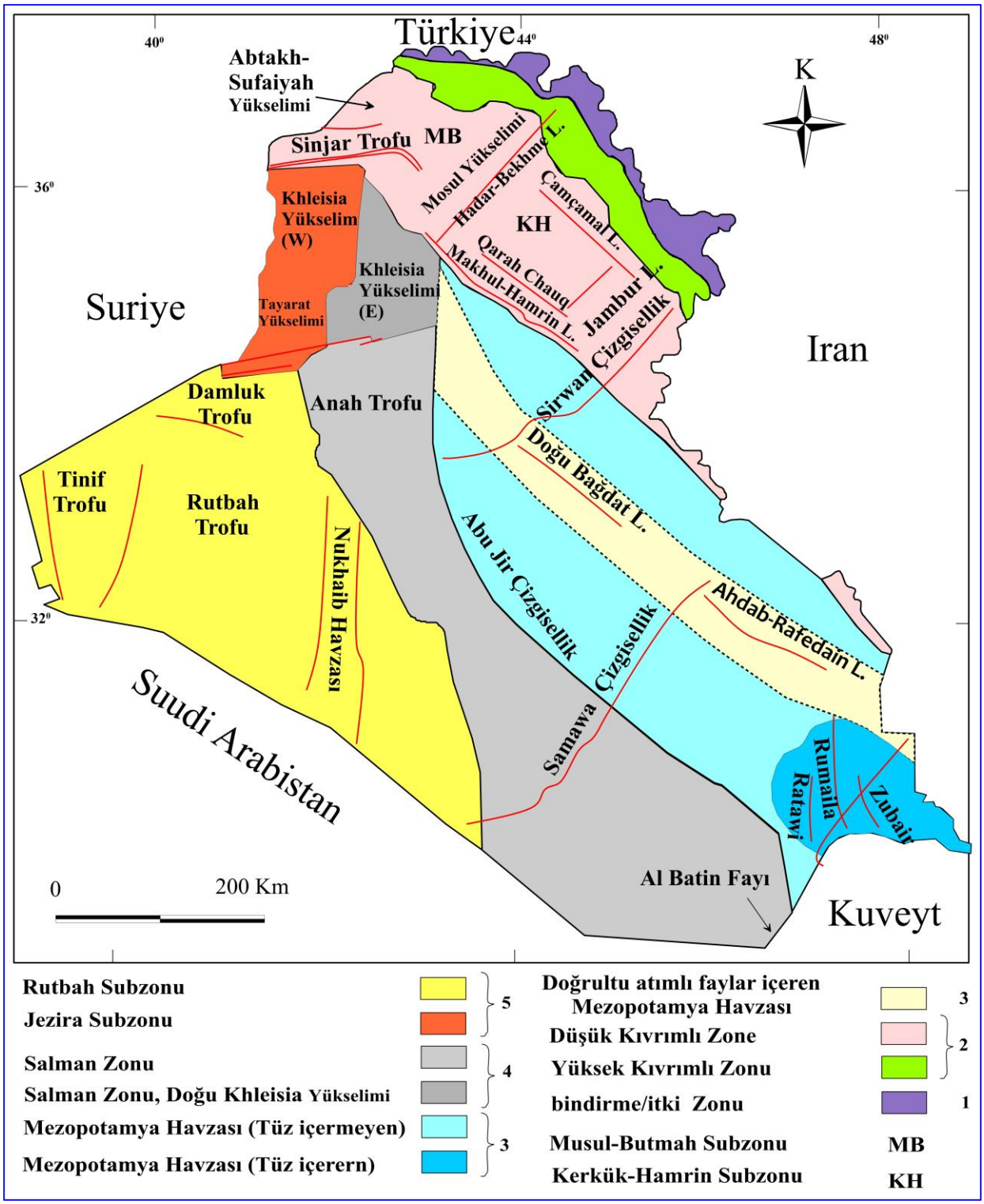
Paleozoik ve Erken Jura kayaçları, ofiyolit içeren yüzeylemiş magmatik ve metamorfik kayaçlardan oluşmaktadır; (2) Kıvrımlı zon, Irak'ın kuzey ve kuzeydoğusunda dağlık bölgeleri temsil etmektedir. Yaklaşık 200 km^2 genişliğindedir ve iki kısımdan oluşmaktadır: A-Yüksek kıvrımlı zon, bu zonda Mesozoyik yaşlı kayaçlar yüzeylemektedir. B- Basit kıvrımlı zon, Senozoik kayaçları yüzeylemektedir; (3) Mezopotamya havzası Tigris ve Fırat nehrinin arasında bulunan düz ve açık bölgeyi temsil etmektedir; (4) Salman zonu; (5) Rutbah-jezira zonu, batı Irak'ın Paleozoyik havzasını temsil etmektedir (Şekil 4.4).

4.3. Ajeel Petrol Sahasının Yapısısal Özelikleri

Ajeel petrol sahası, Zagros Kıvrımlanma zonunda ve Mezopotamya Havzasının kuzeybatı tarafında yer almaktadır (Şekil 1.1). Mezopotamya havza alanı, uzun asimetrik jeolojik yapıdan oluşmaktadır, Irak'ın kuzey tarafından Arap Körfezi'ne kadar uzanmaktadır (Pitman ve ark., 2004), bu alan kuzey-kuzeybatı, güney ve güneydoğu yönlü faylarla sınırlandırılmıştır (Aqrawi ve ark., 2010). İlaveten, Mezopotamya Havzası'nın tektonik evrimi Mesozoik ve Senozoik zaman aralıklarında gelişmiştir.

Mezopotamya Havzası, Doğudaki Zagros Dağları ve batıdaki Mesozoyik stabil şelf ile sınırlanmıştır (Pitman ve ark., 2004). Bu havza, kuzeyden güneye Tigris, Fırat ve Zübeyr alt bölgelerine ayrılmıştır (Şekil 1.1, 1.2).

Ajeel petrol sahası genel olarak, Jura-Kretase denizel kaynak kayaçlardan ve Miyosen rezervuar kayaçlarından oluşmaktadır (Ameen, 1992; Jassim ve Goff, 2006; Pitman ve ark., 2004).



Şekil 4.4 Çalışma alanının tektonik haritası (Buday, 1980; Buday and Jassim, 1987)

4.4. İnceleme Alanının Stratigrafik Özellikleri

4.4.1. Sargelu Formasyonu

Sargelu Formasyonu ilk olarak 1948 yılında Wetzel tarafından tanımlanmıştır, kuzeydoğu Irak'taki Surdash antiklinalinde (Bellen ve ark., 1959). Muhaiwir Formasyonu, incelenen kaynak kayacın eşdeğeridir. Yüksek kıvrımlı zonlarda formasyonun kalınlığı 20-125 m arasında değişmektedir (Şekil 4.5, 4.9). Bölgede ise kalınlığı 115 m olmakta ve bitümlü dolomitik kireçtaşı ve siyah şeyl içermektedir. Sargelu Formasyonuna içerdiği faunaya dayanılarak, Bajosiyen-Batoniyen yaşı verilmiştir. Formasyonun, üst dokanağı Naokelekan Formasyonu ile uyumlu ve aşmalıdır (Bellen ve ark., 1959; Jassim ve Goff, 2006), alt dokanağı ise Alan Formasonu ile uyumludur (Şekil 4.3, 4.5).

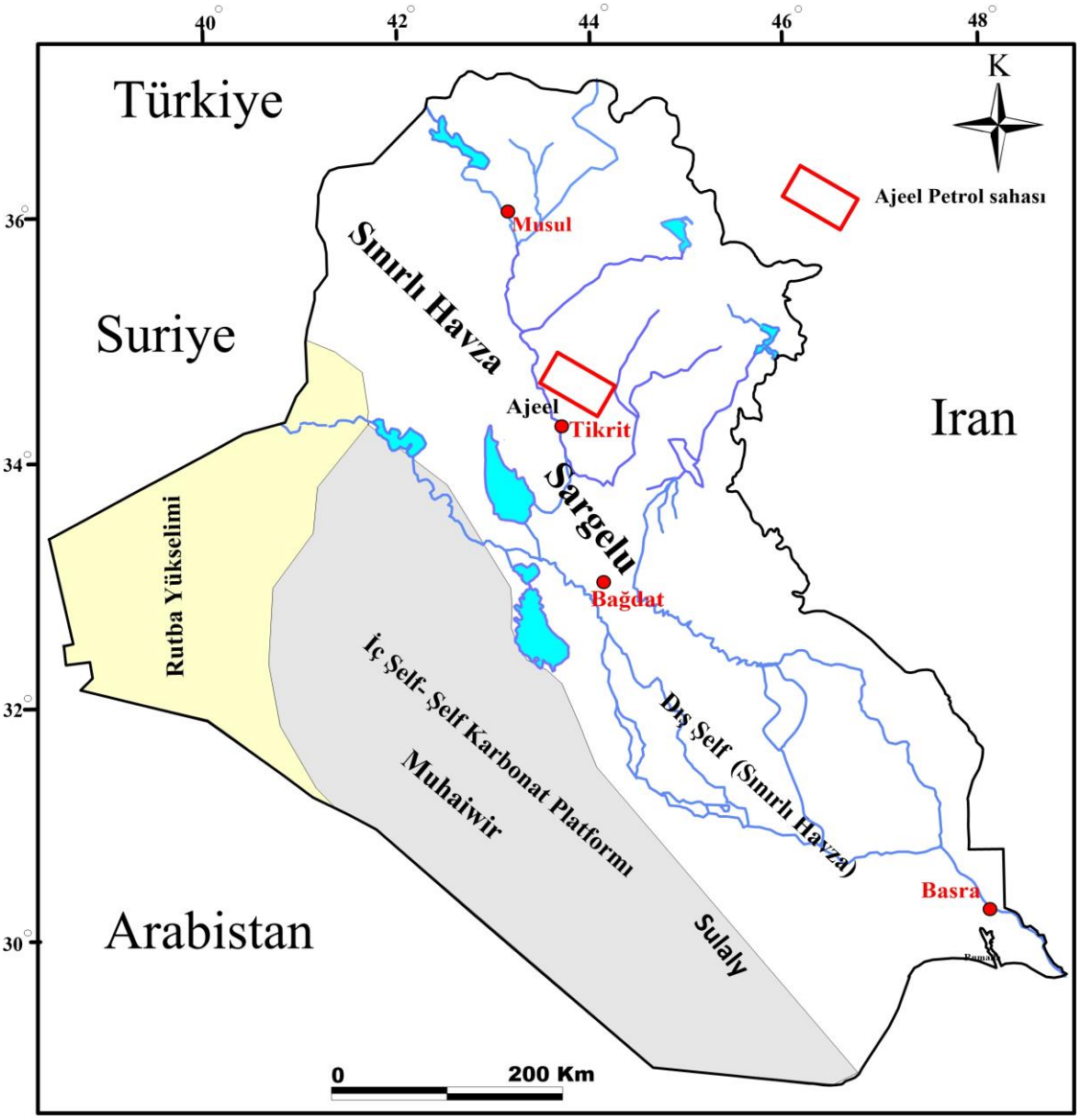
4.4.2. Naokelekan Formasyonu

Wetzel (1950) Naokelekan formasyonu ilk olarak Rawnduz ilçesinde yüksek kıvrımlı zonda, tanımlanmıştır (Dunnington, 1959) ve Formasyon 3 ana kısma bölünmüştür.

1) Alt kısım: bitümlü şeyl ve ince taneli kireçtaşı içeren laminalı ve bitümlü kireçtaşları içerir.
2) Orta kısım: ince tabakalı fosilli dolomitik kireçtaşları içerir.
3) Üst kısım: ince tabakalı, bitümlü dolomit, kireçtaşı ve siyah, tabakalı şeyl (kömür seviyesi) içerir.

Naokelekan/Najmah formasyonlarının eşdeğeri Barsarin ve Gotnia formasyonlarıdır (Alsharhan ve Nairn, 1997). Najmah Formasyonu, kuzeye Irak'ta killi ve karbonatlı kayaçlardan oluşmakta ve Naokelekan Formasyonu ile geçiş yapmaktadır (Buday, 1980; Şekil 4.3, 4.6, 4.9).

Bu formasyonun yaşı fosil içeriğine göre, geç Oxfordiyen-erken Kimmericiyen olarak belirlenmiştir (Bellen ve ark., 1959). Bölgesel korelasyonlara dayanarak Oksfordiyen-erken Kimeridiyen yaşı kabul edilmiştir. Tip yerindeki kalınlık 200 m'ye ulaşmaktadır. Alttan Sargelu Formasyonu, üstten Gotnia Formasyonu ile uyumlu dokanaklıdır (Şekil 4.3, 4.6). Naokelekan Formasyonu, yüksek tuzlu bir lagünde çökelmiştir.



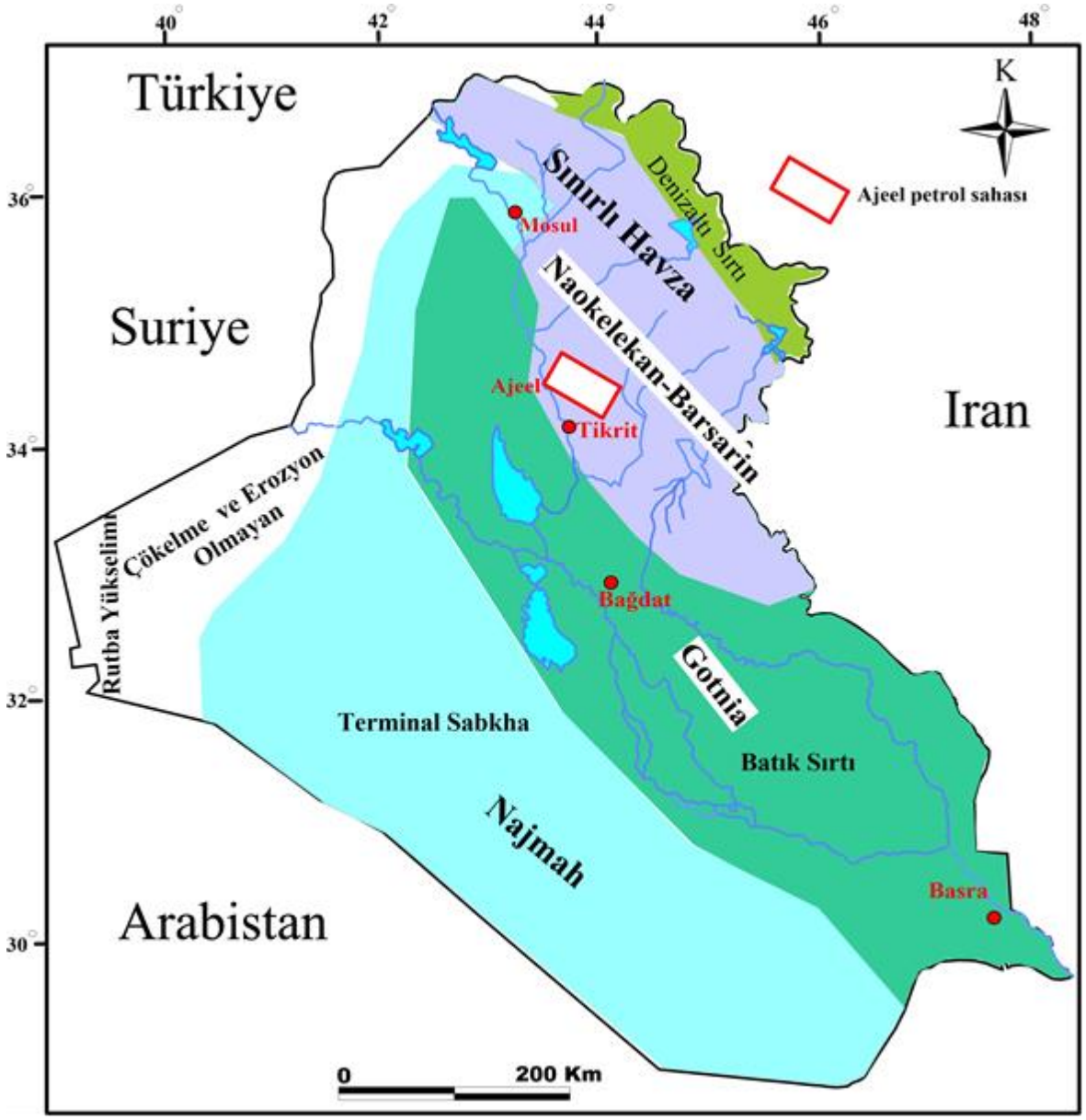
Şekil 4.5 Orta Jura (Bajosiyen-Batoniyen) çağının paleocoğrafyası (Jassim ve Goff, 2006)

4.4.3. Gotnia Formasyonu

Gotnia Formasyonu ilk olarak Dunnington tarafından tanımlanmıştır (Dunnington, 1958, 2005). Makhul ve Mezopotamya'nın kuzeydoğusunda Foothill Zon bölgesinde bulunmaktadır (Şekil 4.3, 4.6, 4.9).

Formasyon, anhidrit, kalkerli şeyl ve bitümlü şeyl içermektedir (Bellen ve ark., 1959). Gotnia Formasyonu, Najmah/Naokelkan Formasyonu üzerine uyumlu dokanakla gelirken, Chia Gara Formasyonu tarafından uyumlu dokanakla örtülmektedir (Şekil 4.3,

4.6). Awasil-5 kuyusunda kalınlığı yaklaşık 192 m olup, çalışma alanındaki kalınlığı 10-15 m'dir. Formasyonun yaşı Kalloviyen-Erken Titoniyen olarak belirlenmiştir.



Şekil 4.6. Üst Jura-Kratese paleocoğrafyası (Jassim ve Goff, 2006)

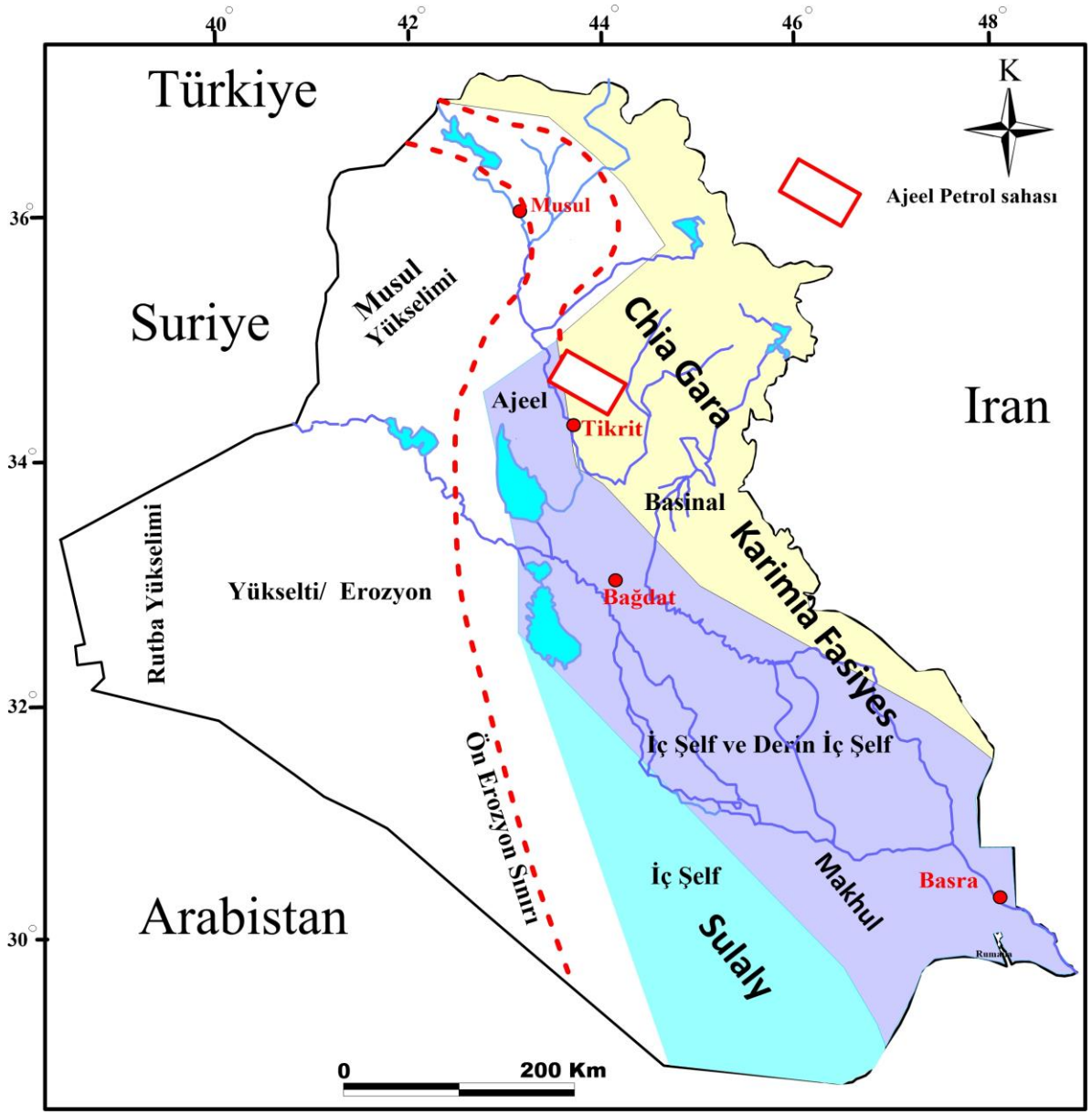
4.4.4. Chia Gara Formasyonu

Chia Gara Formasyonu, ilk kez Wetzel (1950) tarafından Amadia ilçesi (Kuzey Irak) dolayında tanımlanmıştır (Bellen ve ark., 1959). Formasyon litolojik olarak şeyl ve şeyli kireçtaşından oluşmaktadır (Şekil 4.3, 4.7, 4.9). Formasyon, alttan Gotnia

Formasyonu ile uyumlu, üstten ise Sarmord Formasyonu ile uyumlu dokanaklıdır (Jassim ve Goff, 2006). Bu formasyondaki *Calpionella alpina* ve *C. eliptica* fosili orta Titoniyan-Berriasiyen yaşını vermektedir (Dunnington, 1967; Şekil 4.6). Formasyonun fasiyes değişimleri, açık denizel ortamda çökeldiğini göstermektedir.

4.4.5. Üst Qamchuqa/Mauddud Formasyonu

Qamchuqa Formasyonun üst kısmı Wetzel (1950) tarafından Süleymaniye'nin kuzeyinde tanımlanmıştır. Formasyon, litolojik olarak kireçtaşı, killi kireçtaşı ve kil arakatkılarından oluşmaktadır (Jassim ve Goff, 2006). Güney Irak'ta, Mauddud Formasyonu dolomitik kireçtaşlarından oluşmaktadır (Şekil 4.3). Mauddud Formasyonu, alttan Shuaiba Formasyonu ile uyumlu, üstten ise Rumaila Formasyonu ile uyumlu dokanaklıdır. Formasyonun içerdiği fosiller Albiyen yaşını işaret etmektedir (Jassim ve Goff, 2006).



Şekil 4.7. Tithoniyen-Berriasiyen Chia Gara Formasyonu'nun paleocoğrafyası (Jassim ve Goff, 2006)

4.4.6. Shiranish Formasyonu

Formasyon, ilk kez kuzey Irak'ın yüksek kıvrımlı zonunda Hanson tarafından 1944'da Zakho'nun kuzeydoğusunda yer alan Shiranish-İslam ilçesi yakınlarında tanımlanmıştır (Bellen ve ark., 1959). Formasyon, litolojik olarak kireçtaşı, dolomit ve dolomitik kireçtaşından oluşmaktadır. Shiranish Formasyonu, alttan Mishris Formasyonu tarafından uyumlu dokanaklı iken, üstten Tanjero klastikleri tarafından

uyumlu dokanakla örtülmektedir (Şekil 4.3). Shiranish Formasyonu inceleme alanında 225 m kalınlığında olup, diğer mostra alanlarında kalınlığı 100-400 m arasında değişmektedir. Formasyonun Sasan-1kuyusundaki kalınlığı 1500 m olarak kaydedilmiştir (Jassim ve Goff, 2006). Formasyonun yaşı, Kampaniyen olarak belirlenmiştir (Buday, 1980).

4.4.7. Serikagni Formasyonu

Serikagni Formasyonu ilk olarak Bellen tarafından 1955'da tanımlanmıştır (Bellen ve ark., 1959). Formasyon kireçtaşı, killi kireçtaşı ve dolomitik kireçtaşından oluşmaktadır. Serikagni Formasyonu, alttan Anah Formasyonu ile uyumlu dokanaklı, üstten ise Euphrates Formasyonu ile uyumlu dokanaklıdır (Şekil 4.3). Formasyonun kalınlığı 150 m'dir. Formasyonun kapsadığı fosiller, geç Oligosen yaşını vermektedir (Buday, 1980; Jassim ve Goff, 2006).

4.4.8. Euphrates Formasyonu

Euphrates Formasyonu ilk defa Bellen tarafından 1957'da tanımlanmıştır (Bellen ve ark., 1959). Çalışma alnında formasyon kireçtaşı, dolomit ve dolomitik kireçtaşlardan oluşmaktadır. Formasyon, alttan Serikagni Formasyonu ile uyumlu dokaklı, üstten Dhiban Formasyonu ile uyumlu dokanaklıdır (4.3). Formasyonun yaşı erken Miyosen olarak belirlenmiştir (Şekil 4.3; Jassim ve Goff, 2006).

4.4.9. Dhiban Formasyonu

Dhiban Formasyonu, ilk olarak Henson tarafından 1959'da Sinjar bölgesinde tanımlanmıştır (Bellen ve ark., 1959). Formasyon, litolojik olarak jips, anhidrit, ince marn, kireçtaşı ve dolomit tabakalarından oluşmaktadır. Formasyon alttan Euphrates Formasyonu ile uyumlu dokanaklı, üstten Jeribe Formasyonu ile uyumlu dokanaklıdır (Şekil 4.3). Dhiban Formasyonunun kalınlığı 150 metredir. Formasyon, orta Miyosen yaşlı olarak değerlendirilmiştir (Bellen ve ark., 1959).

4.4.10. Jeribe Formasyonu

Jeribe Formasyonu Sinjar antiklininde, Jaddala ilçe yakınlarında Bellen tarafından 1957'da tanımlanmıştır (Bellen ve ark., 1959). Formasyon, kireçtaşı, dolomitleşmiş kireçtaşı ve ince marn tabakasından oluşmaktadır. Euphrates ve Jeribe formasyonları kuzey Irak'ta ve kısmen güney tarafında önemli rezervuar kayaçlardan kabul edilmiş olup, 30'dan fazla jeolojik yapılarda petrol ve gaz içermektedir (Jassim ve Goff, 2006). Jeribe Formasyonu, alt dokanağında Dhiban Formasyonu ile uyumlu dokanaklı, üst dokanağında ise Fatha Formasyonu ile uyumlu dokanaklıdır (Şekil 4.3, 4.8). Jeribe Formasyonu, orta Miyosen yaşlı olarak değerlendirilmiştir (Al-Zaidy, 2013)

4.4.11. Fatha (Lower Fars) Formasyonu

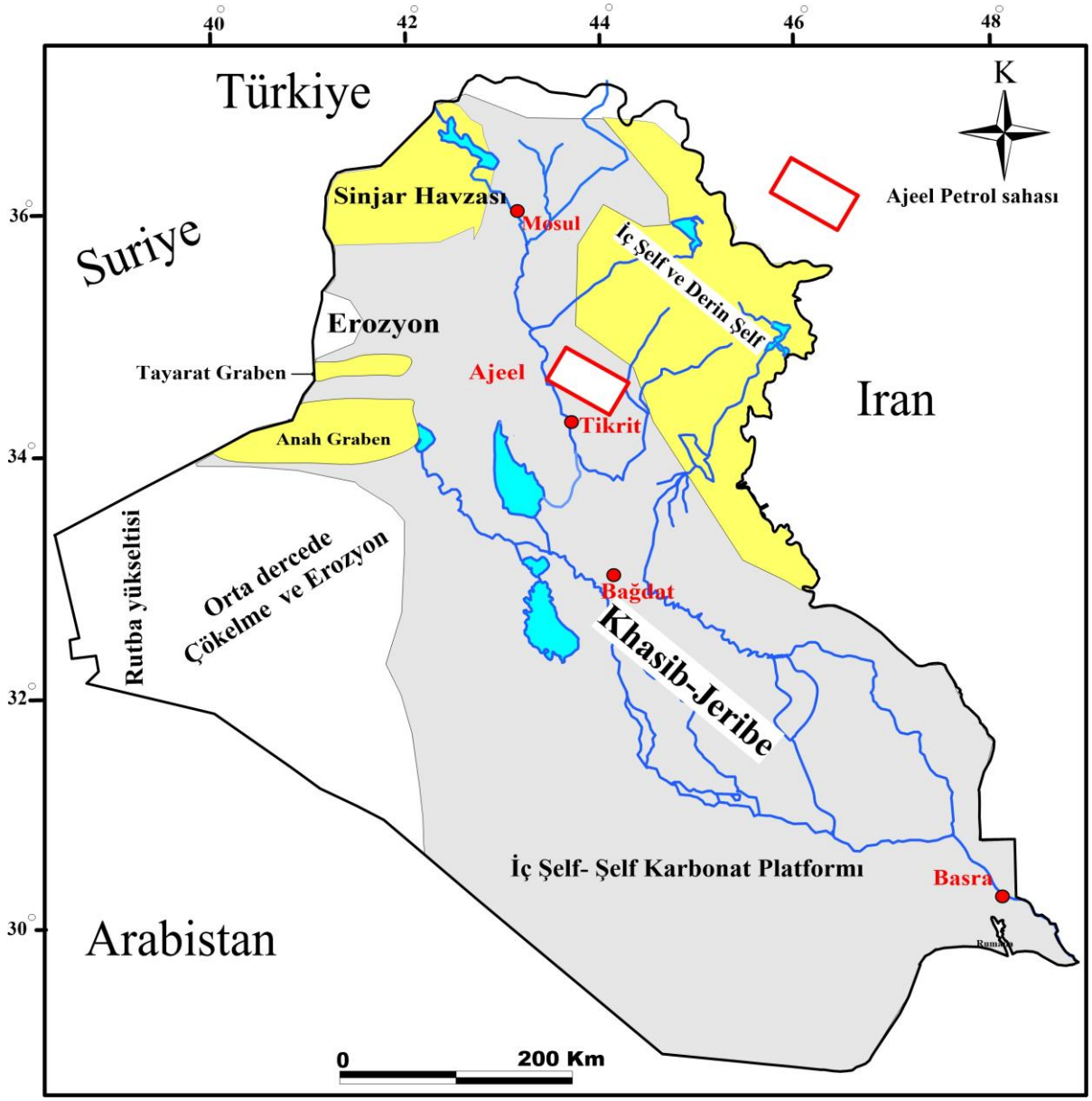
Fatha "Lower Fars" Formasyonu, güneybatı İran'daki Fars bölgesinde tanımlanmış olup, Irak'ta ilk olrak Busk ve Mayo tarafından 1918'de tanımlanmıştır (Bellen ve ark., 1959). Formasyon, anhidrit, kireçtaşı ve şeyl içermektedir (Bellen ve ark., 1959). Fatha Formasyonu, kuzey Irak petrol şirketi tarafından dört zona ayrılmıştır, bu üniteler aşağıdan yukarıya doğru:

a- Transition zonu: genel olarak anhidrit, çamurtaşı ve ince kireçtaşları ile temsil edilmektedir.

b- Saliferous zonu: silttaşı, çamurtaşı ve az miktarda kireçtaşı tabakalarını içerir.

c- Seepage zonu: anhidrit, silttaşı, çamurtaşı ve kireçtaşı tabakalarını içerir.

d- Upper Red (URB) zonu: kırmızı çamurtaşı, silttaşı, nispeten kireçtaşı ve anhidritlerden oluşmaktadır. Formasyon, kuzeydoğu ve güney Irak'ta bulunan 11 jeolojik yapıda rezervuar olarak tanımlanmıştır (Jassim ve Goff, 2006). Fatha Formasyonu alttan Jeribe Formasyonu ile uyumlu, üstten lnjana Formasyonu ile uyumlu dokanaklıdır (Şekil 4.3, 4.8). Fatha Formasyonunun yaşı, geç Miyosen olarak verilmiştir (Jassim ve Goff, 2006).

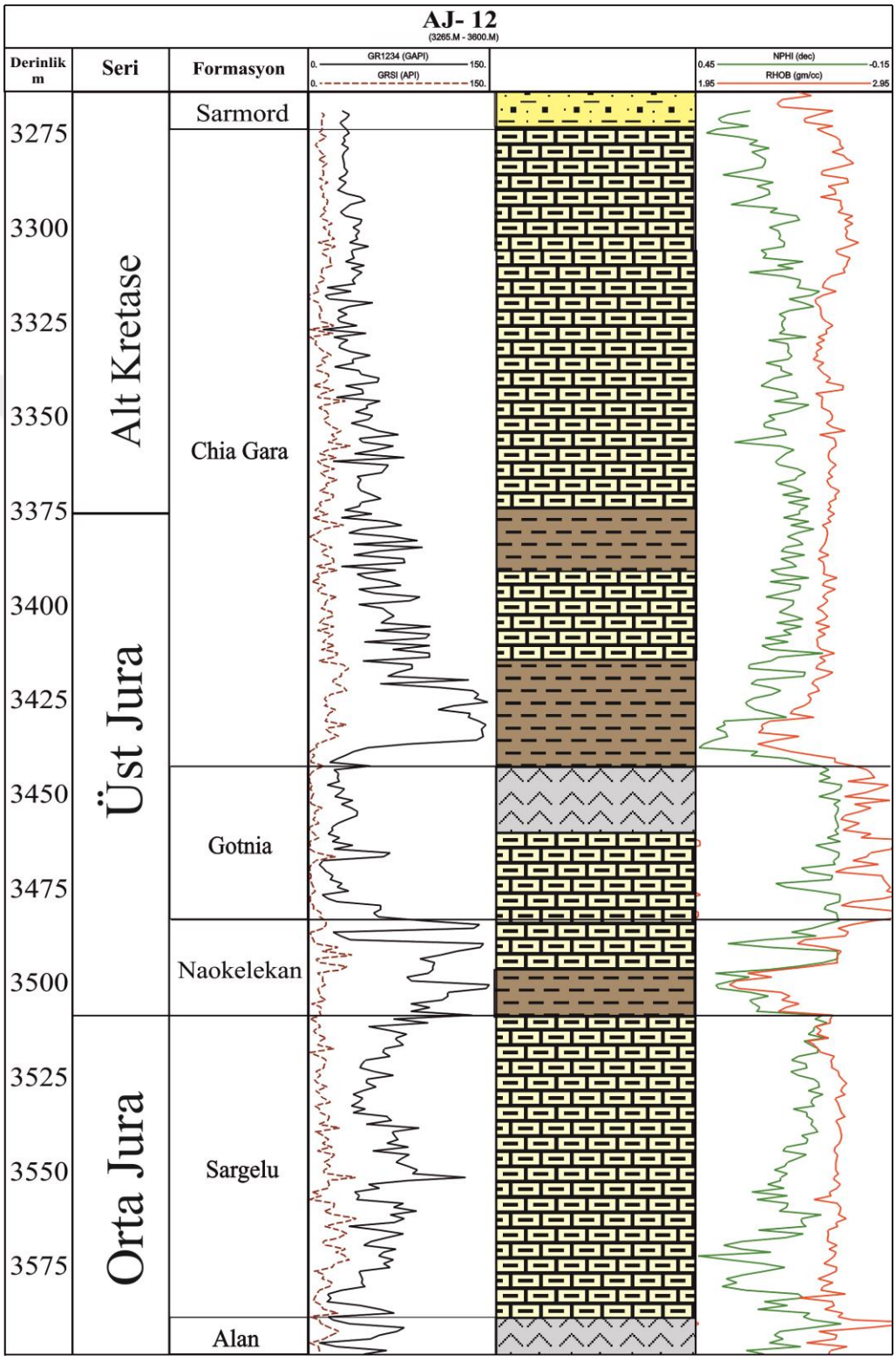


Şekil 4.8. Turoniyen- Miyosen paleocoğrafyası (Jassim ve Goff, 2006)

4.4.12. lnjana (Upper Fars) Formasyonu

lnjana (Upper Fars) Formasyonu, İran'da Bellen ve ark., (1959) tarafından tanımlanmıştır. Irak'ta ise bu formasyonun tip yeri, Jabal Hemrin güneyinde, lnjana yakınındadır (Bellen ve ark., 1959). Formasyon genel olarak silttaşı, şeyl, az miktarda anhidrit ve jips nödüllerinden oluşmaktadır (Şekil 4.3, 4.8). Injana Formasyonu alttan Fatha Formasyonu ile uyumlu dokanaklı iken, üstten Bakhtiary Formasyonu ile uyumlu

dokanaklıdır (Şekil 4.3). İnjana Formasyonunun yaşı geç Miyosen olarak kabul edilmiştir (Jassim ve Goff, 2006).



Şekil 4.9 Ana kayaçların jeolojik istifi

5. KAYNAK KAYA DEĞERLENDİRMESİ

Kaynak kaya, organikçe zengin, ekonomik miktarda hidrokarbon üretmiş, ince taneli sedimentler olarak ifade edilmiştir (Hunt, 1996). Hunt (1996) kaynak kayaçları, petrol üretimlerine göre üç sınıfa ayrılmıştır:

1- Olgunlaşmamış kaynak kayaçlar: henüz hidrokarbon üretmemiş kayaçlar.

2- Olgun kaynak kayaçlar: hidrokarbon üretmiş kayaçlar.

3- Post-olgun kaynak kayaçlar: tüm ham petrol tipilerini üretmiş kayaçlardır.

Waples (1985), petrol kaynak kayaçlarını potansiyel, mümkün ve efektif olarak aşağıdaki gibi ayırt etmiştir:

a. Potansiyel kaynak kayaçlar: olgunlaşmamış tortul kayaçlar, eğer olgunluk seviyesi yüksek ise, bu kayaçlar hidrokarbon üretilebilecektir.

b. Mümkün kaynak kayaçlar: hidrokarbonları üretmiş tortul kayaçlardır, ancak kaynak kaya henüz değerlendirilmemiştir.

c. Efektif kaynak kayaçlar: hidrokarbonları üreten ve rezervuar kayaçlara göçünü sağlayan tortul kayaçlardır.

Al-Badry (2005); Mohialdeen ve Raza (2013); Al Ahmed (2013); Al-Ameri ve Al-Nagshbandi (2015); Hakimi ve ark. (2016) ve El Diasty ve ark. (2018) gibi birçok araştırıcı tarafından Irak'ın kaynak kaya potansiyeli incelenmiştir.

Birçok araştırıcı, Jura yaşlı karbonatları ve şeylleri, bölgenin birincil kaynak kayaçları olarak saptamışlardır.

Kaynak kayanın değerlendirilmesinde, rock-eval pirolizi, moleküler parametreler ve palinofasiyes metodları kullanılmaktadır. Bu çalışmada, yer altındaki Jura yaşlı kaynak kayaçlarının potansiyel özelliklerini belirlemek için Ajeel Petrol Sahasındaki AJ-12 ve AJ-8 kuyularında kesilen Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarından 39 karot ve kırıntı örneği alınmıştır. Elde edilen örneklerden ayrıntılı jeokimyasal çalışmalar yapılmıştır (bu örnekler ve diğer temel veriler, Kuzey Petrol Şirketi'nden alınmıştır).

5.1. Kaynak Kayaçların Değerlendirilme Prensipleri

Petrol kaynak kayasının tanımlanması için, organik madde miktarının jeokimyasal analizler ile belirlenmesi gerekmektedir. Elde edilen sonuçlar ile kayaçların petrol potansiyeli (Çizelge 5-1) saptanır. Kerojen tipinin belirlenmesi için (Çizelge 5-2)

HI, S_2/S_3, atomik H/C gibi veriler ve son olarak, kaynak kayaçların olgunluğunu belirlemek için Tmax, Ro verileri (Çizelge 5-3) kullanılır (Hunt, 1996; Waples, 1985; Welte ve ark., 2012; Welte ve Yükler, 1981).

Çizelge 5.1.: kaynak kayanın petrol potansiyelini (miktarını) açıklayan jeokimyasal parametreler (Peters ve Cassa, 1994).

Petrol potansiyeli	Organik madde			Bitüm		Hidrokarbon (ppm)
	TOC (wt %)	Kaya-Eval pirolizi				
		S_1	S_2	(wt %)	(ppm)	
Zayıf	0.0 – 0.5	0.0 – 0.5	0.0 – 2.5	0 – 0.05	0 – 500	0 – 300
Orta	0.5 – 1.0	0.5 – 1.0	2.5 – 5.0	0.05 – 0.10	500 – 1000	300 – 600
İyi	1.0 – 2.0	1.0 – 2.0	5.0 – 10.0	0.10 – 0.20	1000 – 2000	600 – 1200
Çok iyi	2.0 – 4.0	2.0 – 4.0	10.0 – 20.0	0.20 – 0.40	2000 – 4000	1200 – 2400
Mükemmel	> 4.0	> 4.0	> 20.0	> 0.40	> 4000	> 2400

Çizelge 5.2.: Kerojen tipini (kalite) ve hidrokarbon tipini açıklayan jeokimyasal parametreler (Peters ve Cassa, 1994).

Kerojen tipi	HI (mg HC/g TOC)	S_2 / S_3	Atomik H/C	Hidrokarbon Tipi
I	> 600	> 15	> 1.5	Petrol
II	300 – 600	10 – 15	1.2 – 1.5	Petrol
II/III	200 – 300	5 – 10	1.0 – 1.2	Mixed petrol+ gaz
III	50 – 200	1 – 5	0.7 – 1.0	Gaz
IV	< 50	< 1	< 0.7	---

Çizelge 5.3.: Termal olgunluğu (Tmax) belirten jeokimyasal parametreler (Peters ve Cassa, 1994).

Termal Olgunluk Derecesi	Olgunluk			Jenerasyon		
	R_o (%)	T_{max} (°C)	TAI	Bitüm/ TOC	Bitüm (mg/g rock)	PI [S1/(S1+S2)]
Olgunlaşmamış	0.2 – 0.6	< 435	1.5 – 2.6	< 0.05	< 50	< 0.10
Erken olgun	0.60 – 0.65	435 – 445	2.6 – 2.7	0.05 – 0.10	50 – 100	0.10 – 0.15
Pik	0.65 – 0.90	445 – 450	2.7 – 2.9	0.15 – 0.25	100 – 250	0.25 – 0.40
Geç	0.90 – 1.35	450 – 470	2.9 – 3.3	---	---	---
Post-olgun	> 1.35	> 470	> 3.3	---	---	---

5.1.1. Toplam organik karbon (TOC) miktarları

Organik miktarı (organik zenginlik, TOC), kaya içerisindeki yüzde ağırlık cinsinin göstergesi olarak kullanılmaktadır. Toplam organik karbon (TOC) kaynak kaya içerisinde organik madde miktarını belirlemek için yapılmaktadır (Peters ve ark., 2007, 2005). Bir kayanın kaynak kaya olabilmesi için içermesi gereken en az toplam organik karbon miktarı, şeyller için %0.5; karbonatlı kayaçlar için %0.3 olarak kabul edilmektedir (Tissot ve Welte, 1984). Peters ve Cassa (1994) organik karbon miktarına göre kaynak kayaları değişik şekillerde sınıflamışlardır (Çizelge 5.2).

5.1.2. Organik madde tipi (kalitesi)

Kaynak kayanın petrol ve gaz potansiyelini belirlemek için organik maddenin tiplerinin belirlenmesi gerekmektedir.

Tortul kayaçlarda organik madde, kerojen, bitüm ve az miktarda hidrokarbon gazlarından oluşur. Kerojen, maseraller ve bozunmuş materyal karışımlarından oluşmakta olup, hidrolize olmayan ve organik çözücüler içinde çözünmeyen organik maddedir (Durand, 1980). Kerojen, diğerlerinden daha yaygındır ve birçok önemli petrol kaynak kaya ve petrol şeylerini oluşturur (Hutton ve ark., 1980; Hutton ve Cook, 1980; Hutton, 1980). Bir havzada üretilebilecek hidrokarbonların petrol ve/veya gaz olması mevcut organik maddenin tipiyle ve onların kimyasal bileşimleriyle alakalıdır. Organik madde tipini belirlemek için farklı yöntemler kullanılmaktadır: 1) optik yöntemler (yansıyan ışık-iletilen ışık-floresan ışığı), 2) bitüm özüt yöntemi ve 3) piroliz yöntemini şeklindedir. Bu çalışmada, organik madde tipi, piroliz yöntemi ile değerlendirilmiştir.

Peters ve Cassa (1994) kerojeni aşağıdaki gibi dört ana tipte sınıflandırmıştır:

Tip-I kerojen (alginate), petrol eğilimlidir, genel olarak hidrojence zengindir, çünkü bunlar lignin ve selüloz içermezler ve genellikle düşük kükürt içerirler. Bu tip kerojenler genellikle liptinitlerden oluşur (yüksek oranlarda alkanlar ve yağ asitleri içerirler). Algal kerojenler genellikle yüksek H/C oranlarına sahiptir. Bu tip kerojenlerde HI oranı 600 mg'den fazladır (Çizelge 5.2). Tip-I kerojenlerin çoğu, özellikle gölsel ortamlarda, Botryococcus ve Tasmanites gibi planktonik alglerden türemişlerdir.

Tip-I kerojenin laboratuvar pirolizi veya derinlik ile olgunlaşması, diğer kerojen tiplerinden yüksek hidrokarbon türetme potansiyeline sahiptir (Hutton ve ark., 1980).

Tip-II kerojen (liptinit), bu tip kerojenler lipid bileşiklerden (yağ ve parafin), özellikle de polen, kütikül, sporlardan ve odunsu organik maddelerden oluşur, ancak Tip I-kerojen gibi vitrinitler ve inertinitler daha az miktarlarda ortaya çıkabilir. HI oranı 300-600 mg aralığındadır.

Tip-II kerojenin pirolizi veya olgunlaşması, başka kerojenlerden daha yüksek hidrokarbon verimi ile sonuçlanır. Tip-I hariç kerojen, genellikle deniz sedimentlerinde karışık fitoplankton, zooplankton ve bakteri birikiminden kaynaklanır (Lijmbach, 1975). Tip-II/III kerojen Tip-II ve III geçiş bileşimini temsil etmekte, denizel ve karasal organik maddelerin karışımından oluşmaktadır. Bu nedenle, petrol oluşturma kabiliyeti Tip I kerojene göre daha düşüktür.

Tip-III kerojen (vitrinite), Tip-III kerojen gaz eğilimlidir, çünkü olgunlaşma sırasında daha çok hidrokarbon gazı ve az miktarda petrol üretir. Bu tip kerojen, karasal kökenli bitkilerden kaynaklanır, vitrinit ve daha az miktarda inertinit maseraller tarafından oluşturulur. Hidrojen miktarı çok düşük olup 50-150 mg aralığındadır ve oksijen miktarı ise çok yüksektir. Tip-III organik madde, piroliz veya derinlik ile olgunlaşması sırasında Tip-I veya Tip-II'den daha az hidrokarbon türetir (Tissot ve Welte, 1984; Peters ve Cassa, 1994; Hunt, 1996). Bu tip organik madde Devoniyen ile Tersiyer yaşlı kayaçlarda yaygındır.

Tip-IV Kerojen (inertinit), Tip-IV, hidrojen indeksi 50 mg'ın altında olup genellikle ölü karbon olarak adlandırılır ve çoğunlukla inert organik madde içerir; hiç veya az miktarda hidrokarbon üretir. Bu tip kerojen, ayrışmış veya oksitlenmiş yüksek bitki organik maddesi içerir (Selley, 1998; Rodrigues ve ark., 2020).

5.1.3. Termal olgunluk (Tmax)

Termal olgunlaşma, vitrinit yansıması (Ro), Tmax ve termal alterasyon indeksi (TAI), hidrokarbon üretim sürecinde organik madde üç ayrışma aşaması içerir (Çizelge 5.3): diyajenez, katajenez ve metajenez (Tissot ve Welte, 1984; Hunt, 1996).

Zaman-sıcaklık indeksi (TTI), spor renklendirme indeksi (SCI) gibi parametrelere dayanarak olgunlaşmamış, olgun ve aşırı olgun şeklinde ayrılır. En fazla kullanılan yöntem, vitrinit yansıması, rock-eval, Tmax ve S_2 zirvesinin maksimum hidrokarbon üretime ulaştığı sıcaklıktır (Espitalié ve ark., 1985, 1986; Peters, 1986; Tissot ve Welte, 1984, 2013).

Olgunlaşmamış kaynak kayaçlar, organik maddenin (OM) sadece diyajenez geçiren ve sıcaklıktan etkilenmeyen aşamasıdır. Olgun kaynak kayaçları, katajenez aşamasını geçiren ve petrol penceresine gelen organik maddedir ve bu aşamada petrol üretilir. Metajenez (aşırı olgun), kaynak kayaçların yüksek derinliklere ulaştığı veya yüksek jeotermal gradyanların bulunduğu aşamadır. Bu aşamada, organik madde içinde çok az hidrojen bulunmaktadır (kaynak kayaçlar fazla olgunlaşır) ve neredeyse hiç hidrokarbon üretilmez, ancak kömür ve grafit içeren az miktarda metan bulunur. Metajenezin sona ermesi, kerojenin hidrokarbonları daha fazla üretememesiyle sonuçlanır (Killops ve Frewin, 1994).

5.2. Kaynak Kayaç Değerlendirmesi

Bu bölümde, Ajeel petrol sahasının kaynak kayacının, organik madde miktarı, organik madde tipi, termal olgunluğu, birikme ortamı ve organik özelliklerini değerlendirmek amacıyla toplam organik karbon, rock-eval pirolizi ve Palinofosiller kullanılmıştır.

5.2.1. TOC ve rock-eval piroliz analizi

39 karot ve kırıntı örnek Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarından Ajeel petrol sahasındaki AJ-12 ve AJ-8 kuyusundan alınmıştır. TOC ve rock-eval piroliz analizi, örneklerin hidrokarbon potansiyelini belirlemek için yapılmıştır (Çizelge 5.4).

5.2.1.1. Toplam organik karbon (TOC) miktarları

AJ-8 kuyusunda Sargelu Formasyonunun TOC değerleri, %2.02-10.5 ve AJ-12 kuyusunda ise %1.09-8.38 arasında olup, bu değerler Sargelu Formasyonunun çok iyi mükemmel kaynak kaya olduğunu göstermektedir. Naokelekan Formasyonunun AJ-8 kuyusundaki TOC değerleri, %5.15-16 arasında, AJ-12 kuyusunda ise, %1-16 arasında değişmekte olup, bu değerler formasyonun iyi ve mükemmel kaynak kaya potansiyeline sahip olduğuna işaret etmektedir. Chia Gara Formasyonunun AJ-8'deki kayaç numunelerindeki TOC değerleri %0.5-22.5 arasında ve AJ-12'deki, kayaç numunelerindeki TOC değerleri %0.8-1.8 arasındadır. Chia Gara Formasyonunun bu değerleri göz önüne alındığında, orta-mükemmel kaynak kaya olduğunu belirtmektedir.

TOC'a karşı S_2 diyagramı kullanılarak (Şekil 5.1) üç kaynak kaya formasyonundaki değişken organik madde bolluğu ve hidrokarbon üretim potansiyeli, aynı zamanda organik maddenin heterojen birikimini gösterir. Üç formasyonun verileri de benzer aralıklar ve eğilimler göstermektedir (Hunt, 1996).

Ayrıca, analiz edilen örneklerin tümü, yüksek TOC değerlerine karşılık düşük S_1'e sahiptir. TOC'a karşı S_1 diyagramı (Hunt, 1996; Şekil 5.2), Ajeel petrol sahasında bulunan Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarından alınan tüm örneklerin yerli hidrokarbonlar içerdiğini göstermektedir.

Çizelge 5.4. Ajeel petrol sahasındaki Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının TOC ve kaya-eval piroliz verileri

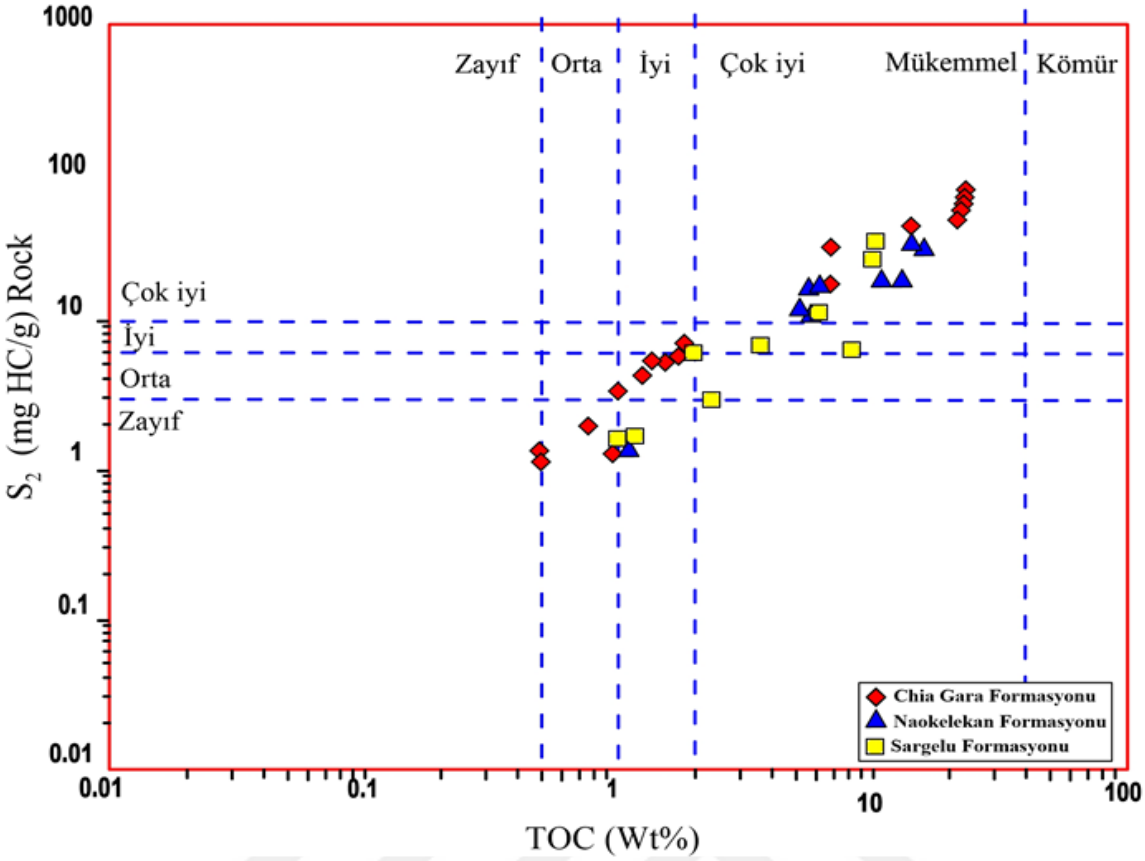
Saha	Örnek no.	Derinlik	Kuyu	Formasyon	TOC wt%	S_1-HC (mg/g)	S_2-HC (mg/g)	S_3-CO_2 (mg/g)	T_{max} (^OC)	S_1/TOC	HI (mg/g)	OI (mg/g)	PI (mg/g)	GP (S_1+S_2(mg/g))	S_2/S_3	R_0
Ajeel petrol sahası	1	3130	8	Chia Gara	0.5	0.2	1.0	1.4	429	0.40	200	280.0	0.17	1.2	0.71	0.56
	2	3150	8	Chia Gara	0.5	0.4	1.4	1.9	430	0.80	280	380.0	0.22	1.8	0.74	0.58
	3	3168	8	Chia Gara	7	2.3	32.0	1.3	443	0.33	457	18.6	0.07	34.3	24.62	0.81
	4	3169	8	Chia Gara	21.8	3	46.2	1.5	439	0.14	212	6.9	0.06	49.2	30.80	0.74
	5	3172	8	Chia Gara	22	3.4	54.1	1.5	443	0.15	246	6.8	0.06	57.5	36.07	0.81
	6	3175	8	Chia Gara	23	4.4	73.0	1.7	443	0.19	317	7.4	0.06	77.4	42.94	0.81
	7	3222	8	Chia Gara	21.8	3.4	51.0	1.5	442	0.16	234	6.9	0.06	54.4	34.00	0.80
	8	3224	8	Chia Gara	22.5	4.1	61.0	0.8	442	0.18	271	3.6	0.06	65.1	76.25	0.80
	9	3280	12	Chia Gara	0.8	0.33	2.0	1.62	428	0.41	250	202.5	0.14	2.3	1.23	0.54
	10	3310	12	Chia Gara	1	0.47	3.2	2	431	0.47	324	200.0	0.13	3.7	1.62	0.60
	11	3330	12	Chia Gara	1.7	1.55	5.8	1.62	431	0.91	341	95.3	0.21	7.3	3.57	0.60
	12	3364	12	Chia Gara	1.6	1.69	5.7	1.18	430	1.06	356	73.8	0.23	7.4	4.83	0.58
	13	3378	12	Chia Gara	1.2	0.9	4.3	1.62	431	0.75	361	135.0	0.17	5.2	2.67	0.60
	14	3390	12	Chia Gara	1.4	1.27	5.3	2.75	429	0.91	381	196.4	0.19	6.6	1.94	0.56
	15	3405	12	Chia Gara	1.8	1.14	6.5	2.19	436	0.63	359	121.7	0.15	7.6	2.95	0.69
	16	3425	12	Chia Gara	1	0.21	1.4	4.42	439	0.21	138	442.0	0.13	1.6	0.31	0.74
	17	3230	8	Naokelekan	6.9	2.14	17.8	2	441	0.31	258	29.0	0.11	19.9	8.89	0.78
	18	3238	8	Naokelekan	14.5	9	41.5	1	442	0.62	286	6.9	0.18	50.5	41.47	0.80
	19	3240	8	Naokelekan	10	6	30.0	1	440	0.60	300	10.0	0.17	36.0	30.00	0.76
	20	3241	8	Naokelekan	16	12.14	44.3	1.05	442	0.76	277	6.6	0.22	56.5	42.20	0.80
	21	3242	8	Naokelekan	5.15	1.64	12.4	0.93	440	0.32	240	18.1	0.12	14.0	13.29	0.76

TOC = toplam organik karbon, wt %; S_1 = Serbest hidrokarbon, mg HC/g rock; S_2: Kalan hidrokarbon üretme potansiyeli, mg HC/g kayaç; S_3 = Karbondioksit verimi, mg CO_2/g; HI: Hidrojen indeksi = S_2×100/TOC, mg HC/g; OI = Oksijen indeksi =S_3×100/TOC, mg CO_2/g TOC; Tmax = S_2 zirvesindeki sıcaklık; PI = Üretim indeksi= $S_1/(S_1+S_2)$.

Çizelge 5.4b. Ajeel petrol sahasındaki Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının TOC ve rock-eval piroliz verileri

Saha	Örnek no.	Derinlik	Kuyu	Formasyon	TOC wt%	S_1-HC (mg/g)	S_2-HC (mg/g)	S_3-CO_2 (mg/g)	T_{max} (^OC)	S_1/TOC	HI (mg/g)	OI (mg/g)	PI (mg/g)	GP (S1+S2(mg/g))	S_2/S_3	R_0
Ajeel petrol sahası	22	3243	8	Naokelekan	5.89	5.12	15.7	1	439	0.87	266	24.62	0.25	20.8	15.68	0.74
	23	3245	8	Naokelekan	6.35	2.32	16.9	1.44	440	0.37	266	12.08	0.12	19.2	11.72	0.76
	24	3488	12	Naokelekan	1	0.65	1.3	0.64	445	0.65	131	33.16	0.33	2.0	2.05	0.85
	25	3494	12	Naokelekan	6.03	2.28	10.8	0.68	445	0.38	180	17.38	0.17	13.1	15.94	0.85
	26	3500	12	Naokelekan	15.5	2.5	31.2	1.72	442	0.16	201	7.42	0.07	33.7	18.13	0.80
	27	3502	12	Naokelekan	16	2.45	31.9	1.3	443	0.15	199	7.14	0.07	34.3	24.52	0.81
	28	3504	12	Naokelekan	15.7	2.4	32.2	1.58	442	0.15	205	6.94	0.07	34.6	20.38	0.80
	29	3506	12	Naokelekan	11	1.7	18.3	1.8	441	0.15	166	8.51	0.09	20.0	10.15	0.78
	30	3508	12	Naokelekan	13.1	1.6	18.9	2.45	443	0.12	144	7.82	0.08	20.5	7.70	0.81
	31	3250	8	Sargelu	10.5	5.01	38.2	1.43	444	0.48	364	11.59	0.12	43.2	26.72	0.83
	32	3257	8	Sargelu	9.85	3.7	28.1	1.44	448	0.38	285	11.63	0.12	31.8	19.52	0.90
	33	3333	8	Sargelu	2.02	1.02	6.1	1.32	446	0.50	303	14.29	0.14	7.1	4.64	0.87
	34	3510	12	Sargelu	8.38	0.9	6.3	3.55	438	0.11	75	12.57	0.13	7.2	1.76	0.72
	35	3512	12	Sargelu	6.25	1.4	11.3	1	442	0.22	180	11.05	0.11	12.7	11.27	0.80
	36	3514	12	Sargelu	3.67	1.5	7.0	0.65	443	0.41	189	17.75	0.18	8.5	10.69	0.81
	37	3515	12	Sargelu	1.09	1.65	1.5	0.99	437	1.51	139	52.22	0.52	3.2	1.53	0.71
	38	3575	12	Sargelu	2.33	1.74	3.1	1.88	444	0.75	133	35.88	0.36	4.9	1.65	0.83
	39	3582	12	Sargelu	1.22	0.65	1.8	1.01	445	0.53	144	26.97	0.27	2.4	1.74	0.85

TOC = toplam organik karbon, wt %; S_1 = Serbest hidrokarbon, mg HC/g rock; S_2: Kalan hidrokarbon üretme potansiyeli, mg HC/g kayaç; S_3 = Karbondioksit verimi, mg CO_2/g; HI: Hidrojen indeksi = S_2×100/TOC, mg HC/g; OI = Oksijen indeksi =S_3×100/TOC, mg CO_2/g TOC; Tmax = S_2 zirvesindeki sıcaklık; PI = Üretim indeksi= $S_1/(S_1+S_2)$.

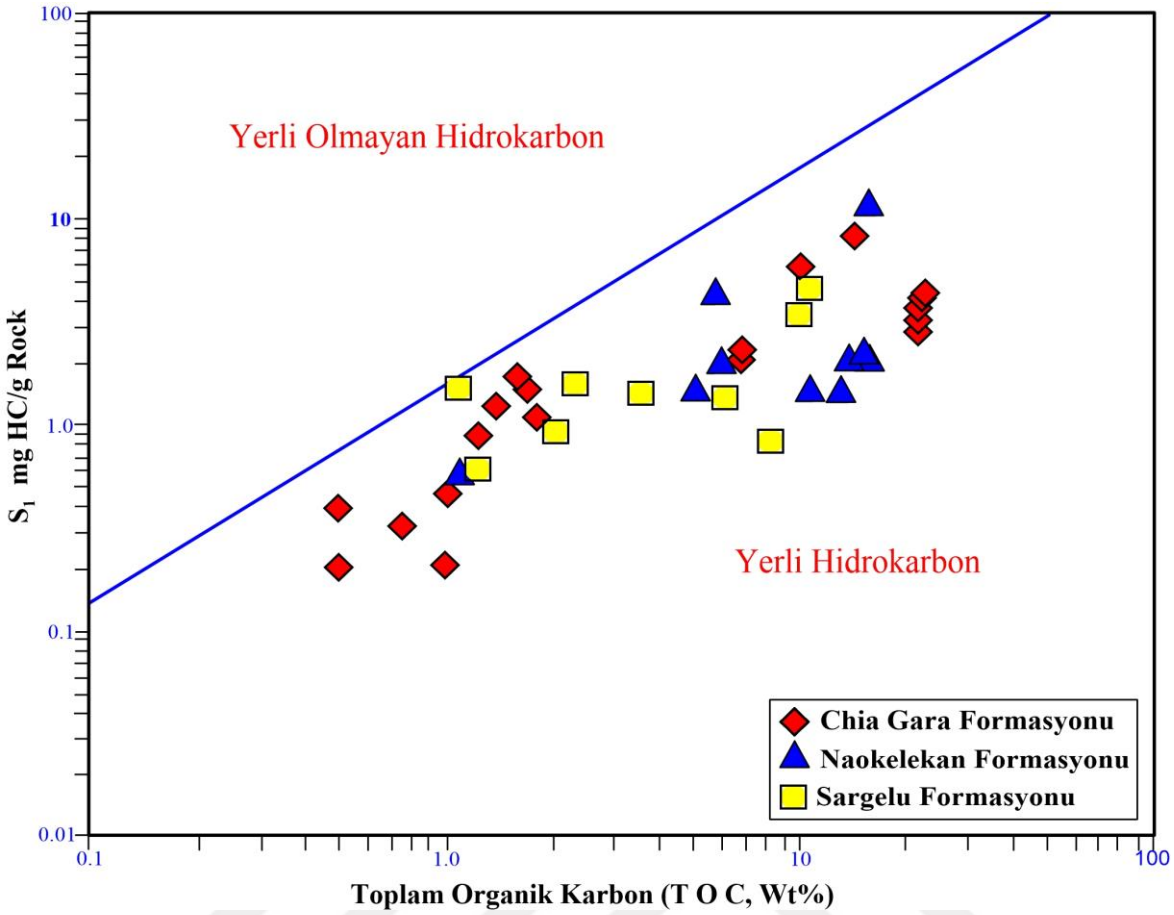


Şekil 5.1. AJ-12 ve AJ-8 kuyularındaki örneklerin TOC-S_2 diyagramın'daki konumları (Espitalié ve ark., 1977)

5.2.1.2. Organik madde kalitesi (kerojen tipi)

Organik maddenin kalitesi, hidrokarbon üretiminde önemli bir rol oynamaktadır. Espitalié ve ark. (1985) organik madde miktarının, kaynak kayaçların değerlendirmesi için yeterli olmayabileceğini ifade etmişlerdir. Organik madde inertinitten oluşursa, yani oksitleşmiş veya biyolojik olarak ayrışmış ise, yüksek konsantrasyonlarda bile hidrokarbon üretmez.

Kerojen tipini belirlemek için iki bileşen değerleri kullanılmaktadır: hidrojen indeksi (S_2) ve oksijen indeksi (S_3) olup, TOC değerlerindeki varyasyonlar nedeniyle, hidrojen indeksi kerojen tipinin göstergesi olarak kullanılabilir (Peters ve Cassa, 1994). TOC'a karşı S_2 diyagramı (Dahl ve ark., 2004; Şekil 5.3) Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının iki kerojen eğilimi tespit edilmiştir: Tip-II (petrol eğilimli) denizel kerojenlerden kaynaklanır ve Tip-II/III (petrol-gaz eğilimli) kerojen denizel ve karasal organik maddeden türetilmiştir.



Şekil 5.2. AJ-12 ve AJ-8 kuyulardaki örneklerin TOC-S_1 yerli ve yerli olmayan hidrokarbonlar diyagramın'daki konumları (Hunt, 1996)

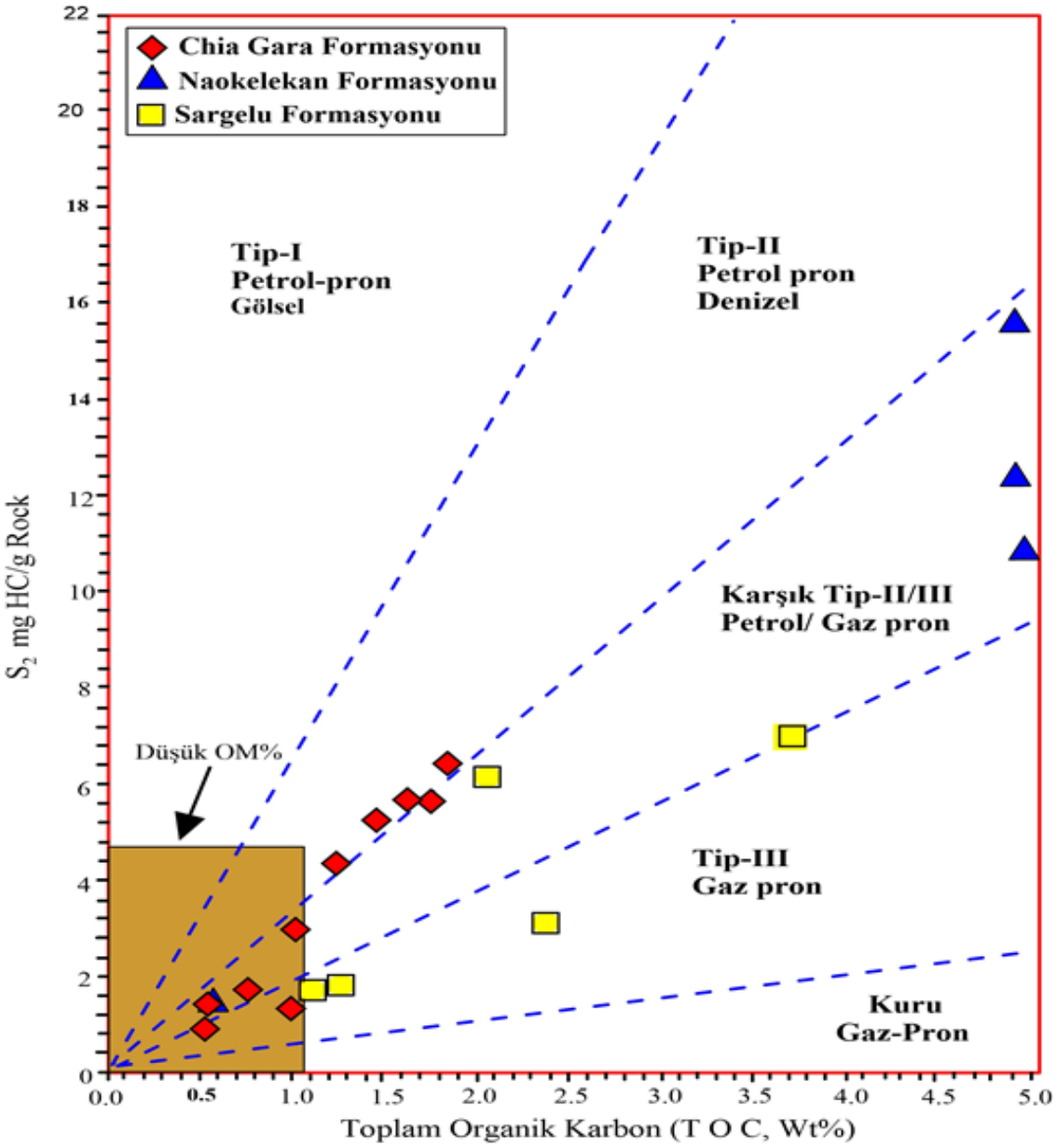
Ajeel petrol sahasındaki ana kayaçların organik madde tiplerini belirlemek için, hidrojen indeksi [HI = (S_2/TOC) × 100, mg HC/g TOC] ve oksijen indeksi [OI = (S_3/TOC) × 100 mg CO_2/g TOC] (Espitalié ve ark., 1977) değerleri Şekil 5.4.'te gösterilmiştir ve incelenen örneklerin konumlarının çoğu Tip-II (petrol eğilimli) ve Tip-II/III (petrol-gaz eğilimli) şeklinde dağılmıştır. S_2/S_3 değerleri, kerojen ve hidrokarbon (petrol/gaz) tipinin belirlenmesinde kullanılan bir parametredir. Farklı araştırmacıların belirlediği sınır değerler Çizelge 5.5'te gösterilmiştir (Peters ve Cassa, 1994). Bu çalışmada yapılan piroliz analizlerinden elde edilen S_2/S_3 oranı hesaplanarak kerojen ve hidrokarbon tipleri belirlenmiştir. Çalışma alanına ait S_2/S_3 değerlerinin 1.21-77.43 arasında değiştiği gözlenmiştir (Çizelge 5.4a, 5.4b).

Çalışma alanının S_2/S_3 değerleri dikkate alındığında (Çizelge 5.5), kerojen ve hidrokarbon tipleri, Sargelu Formasyonu örnekleri Tip-I-II petrol ve Tip-III gaz-petrol karışık, Naokelekan Formasyonu örnekleri (Tip-I-II, Tip-I/II ve Tip-III gaz-

petrol karışık) ve Chia Gara Formasyonu örnekleri ise (Tip-I ve Tip-III, petrol gaz karışık) üretme potansiyeli göstermektedir (Çizelge 5.6).

Çizelge 5.5. S_2/S_3 oran değerleri, kerojen ve hidrokarbon tiplerinin belirlenmesi (Peters ve Cassa, 1994)

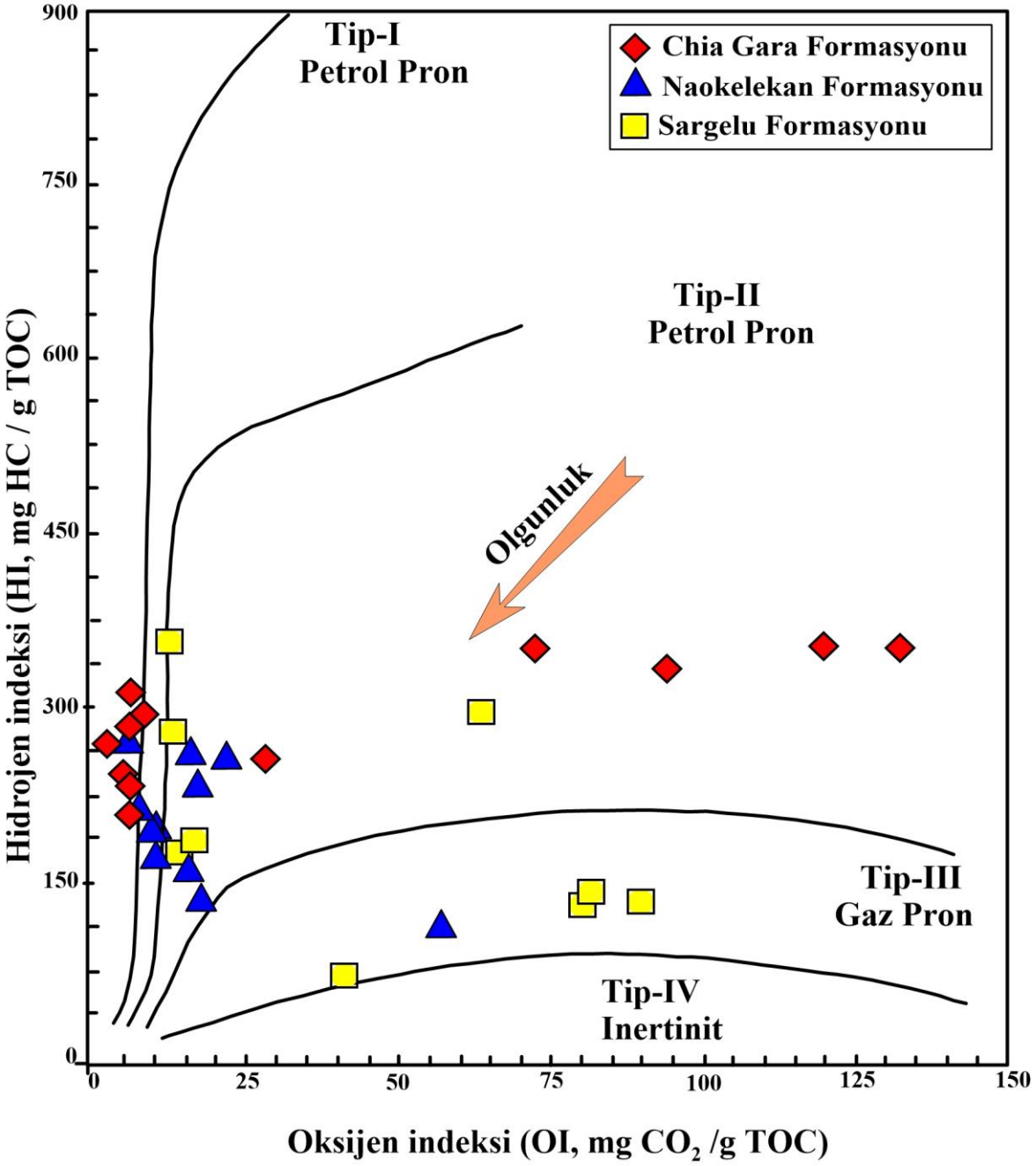
S_2/S_3	Kerojen ve Hidrokarbon tipleri
> 15	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
10 – 15	Tip II , Petrol, Erken olgun
5 – 10	Tip II/III , Petrol - Gaz karışık, Olgun
1 – 5	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
< 1	Tip IV , Sınırlı gaz, Aşırı olgun, Kuru gaz



Şekil 5.3. AJ-12 ve AJ-8 kuyularındaki örneklerin TOC-S_2 diyagramın'daki konumları (Dahl ve ark., 2004).

Çizelge 5.6. Çalışma alanına ait örneklerin S_2/S_3 değerlerine göre kerojen ve hidrokarbon tipleri

Örnek No.	Derinlik	Kuyu	Formasyon	S_2/S_3	Kerojen ve Hidrokarbon tipleri
1	3130	AJ-8	Chia Gara	0.71	Tip IV , Sınırlı gaz, Aşırı olgun, Kuru gaz
2	3167			0.74	Tip IV , Sınırlı gaz, Aşırı olgun, Kuru gaz
3	3168			24.62	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
4	3169			30.80	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
5	3172			36.07	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
6	3175			42.94	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
7	3222			34.00	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
8	3244			76.25	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
9	3280	AJ-12		1.23	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
10	3310			1.62	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
11	3330			3.57	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
12	3364			4.83	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
13	3378			2.67	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
14	3390			1.94	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
15	3405			2.95	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
16	3425			0.31	Tip IV , Sınırlı gaz, Aşırı olgun, Kuru gaz
17	3230	AJ-8	Naokelekan	8.89	Tip II/III , Petrol - Gaz karışık, Olgun
18	3238			41.47	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
19	3240			30.00	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
20	3241			42.20	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
21	3242			13.29	Tip II , Petrol, Erken olgun
22	3243			15.68	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
23	3245			11.72	Tip II , Petrol, Erken olgun
24	3488	AJ-12		2.05	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
25	3494			15.94	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
26	3500			18.13	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
27	3502			24.52	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
28	3504			20.38	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
29	3506			10.15	Tip II , Petrol, Erken olgun
30	3508			7.70	Tip II/III , Petrol - Gaz karışık, Olgun
31	3250	AJ-8	Sargelu	26.72	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
32	3257			19.52	Tip I , Petrol, Olgun olmayan-Erken olgun
33	3333			4.64	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
34	3510	AJ-12		1.76	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
35	3512			11.27	Tip II , Petrol, Erken olgun
36	3514			10.69	Tip II , Petrol, Erken olgun
37	3515			1.53	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
38	3575			1.65	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz
39	3582			1.74	Tip III , Gaz, Çok olgun, Islak gaz



Şekil 5.4. AJ-12 ve AJ-8 kuyularındaki örneklerin HI-OI diyagramın'daki konumları (Espitalié ve ark., 1977)

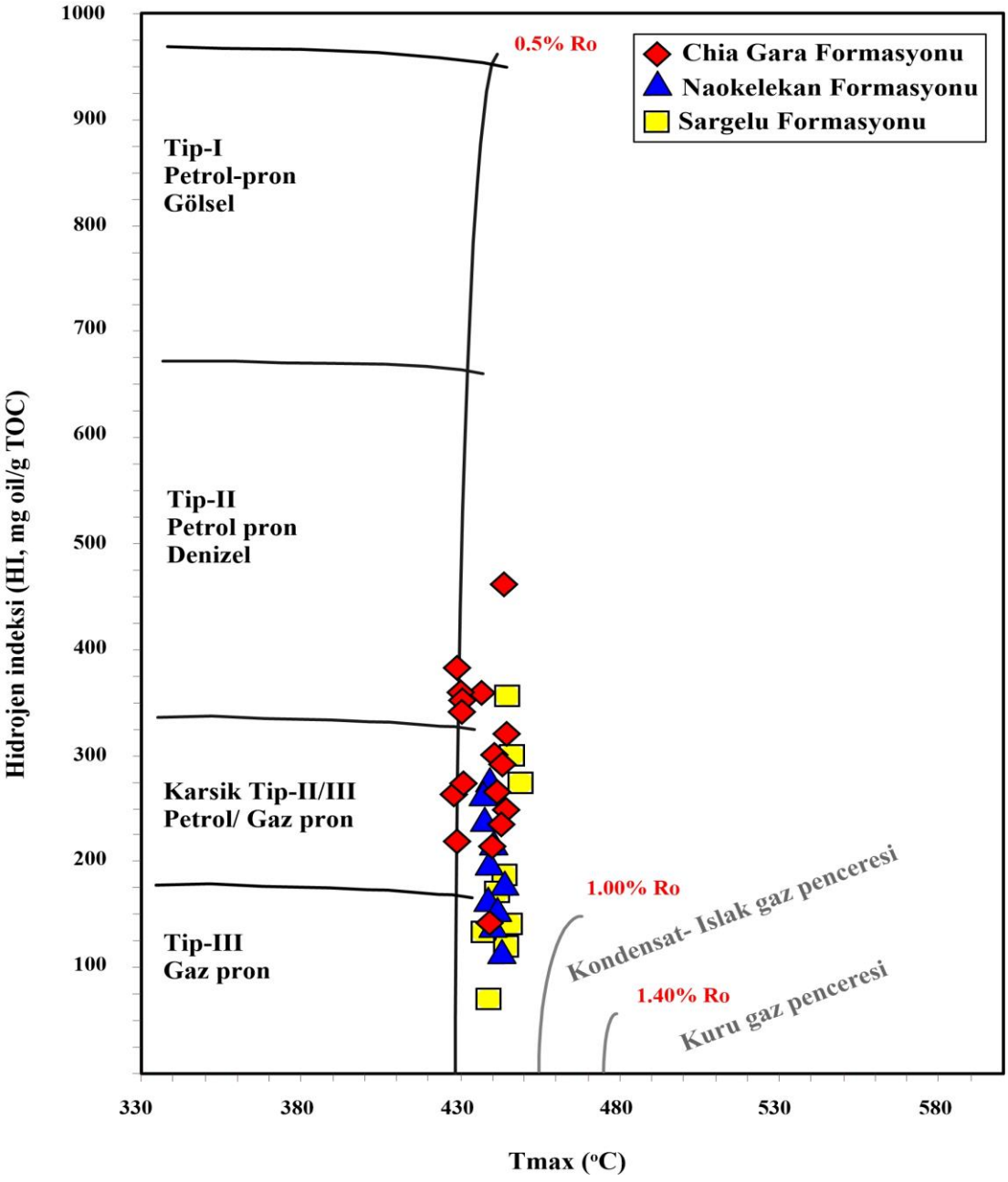
5.2.1.3. Termal olgunluk (Tmax)

Petrol penceresinin olgunluk seviyesi, organik madde tipi ve maksimum hidrokarbon üretim sıcaklığına bağlıdır. 435-470°C sıcaklık, piroliz esnasında kaydedilen en yüksek sıcaklıktır ve Tmax olarak adlandırılır. Bu sıcaklık derecesinde S_2 piki kaydedilir ve vitrinit yansıması (Ro) %0.5-1.3 arasında

değişmektedir (Bordenave, 1993; Peters, 1986; Peters ve ark., 1993; Peters ve Moldowan, 1993; Tissot ve Welte, 1984; Waples, 1985, 2013).

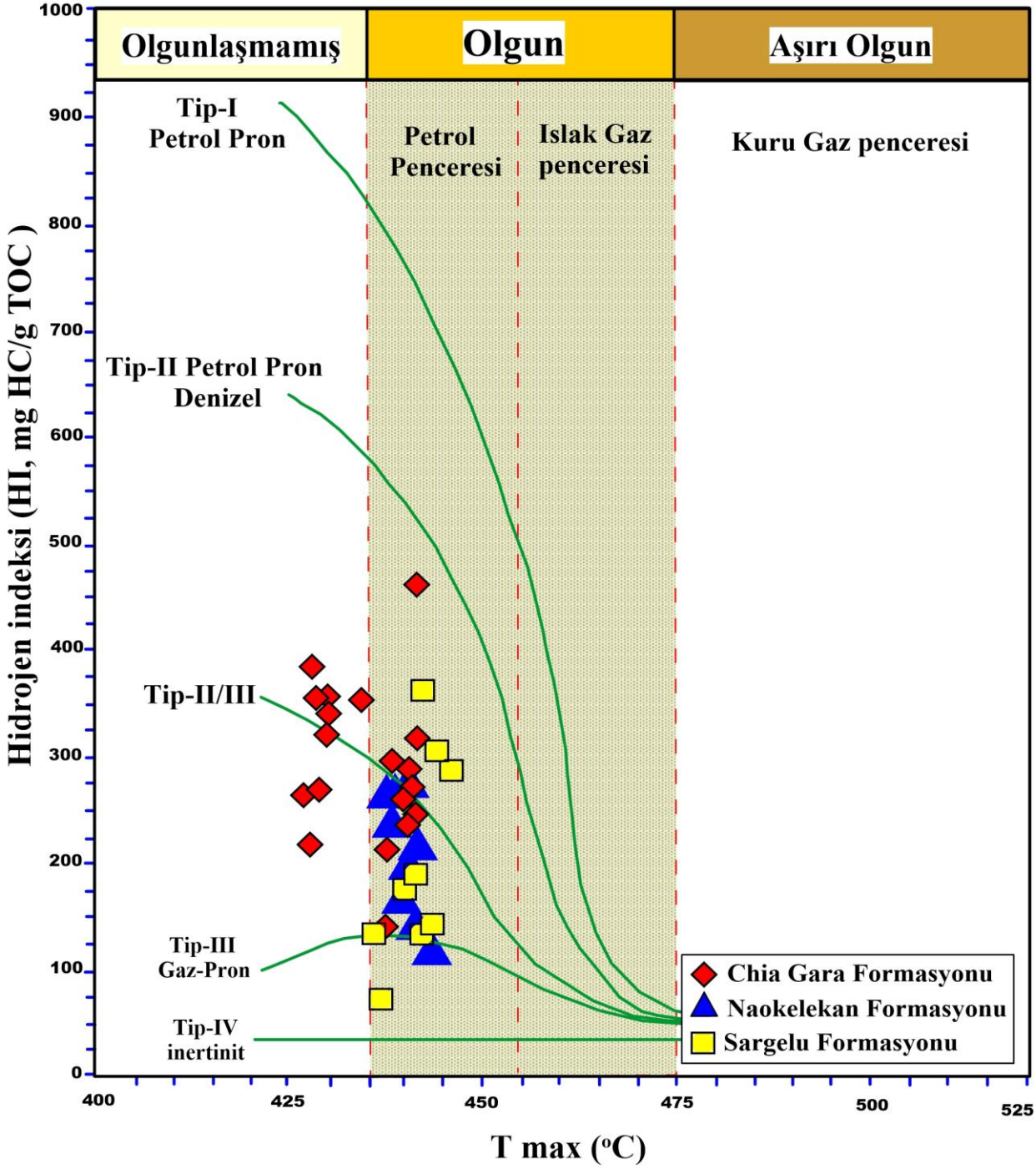
Vitrinit yansıması (Ro; Şekil 5.5) matematiksel bir formül kullanılarak ([Ro (hesaplanan) = 0.018 x Tmax - 7.16]) rock-eval pirolizinden elde edilir (Dembicki, 2009; Peters ve ark., 2005):

Kerojen tipini belirlemede kullanılan HI ve Tmax değerleri, HI ile OI değerlerinin kullanılmasından elde edilen değerlerden daha doğru sonuçlar vermektedir.



Şekil 5.5. AJ-12 ve AJ-8 kuyularındaki örneklerin Tmax-Hİ diyagramındaki konumları

Hidrojen indeksi (HI) ile Tmax diyagramı kullanılarak (Hunt, 1996; Şekil 5.6.), Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarından örneklerin dağılımı sonucunda Ajeel petrol sahasının üç tip kerojene (Tip-II, Tip-II/III ve Tip-III) sahip olduğu belirlenmiştir.



Şekil 5.6. AJ-12 ve AJ-8 kuyulardaki örneklerin Tmax-Hİ diyagramın'daki konumları (Espitalié ve ark., 1977)

5.2.1.4. Üretim İndeksi (PI)

Üretim indeksi (PI), matematiksel olarak PI = [S1/(S1+S2)] formülü ile ifade edilmektedir. PI, termal olgunluğun başka bir ölçüsüdür ve değerleri 0.15 ile 0.4 arasında değişmekte olup, petrol üretimine bağlıdır. PI, organik maddenin tipi ve ısısal olgunluğuyla da ilişkilidir. Bu nedenle PI, farklı organik maddelerde farklılık gösterir (Tissot ve Welte 1984; Peters ve Cassa, 1994).

PI değeri, kaynak kayanın olgunlaşması ile artar. Buna göre, yaşlı olmayan ve yüzeye yakın kaynak kayaçların üretim indeksi değerleri düşüktür. Öte yandan yaşlı ve derinde bulunan kaynak kayaçların üretim indeksi değerleri yüksektir (Peters ve Cassa, 1994; Tissot ve Espitalié, 1975). Çizelge 5.3'te PI değerlerine göre belirlenen olgunlaşma seviyeleri görülmektedir.

Ajeel petrol sahasında, ortalama PI değerlerine göre, olgunlaşma seviye aralıkları; Sargelu Formasyonu örnekleri, AJ-8 kuyusunda erken olgun ve AJ-12 kuyusunda olgun-pik olgunlaşmış, aksine Naokelekan Formasyonu örnekleri, AJ-8 kuyusunda erken olgun-pik olgunlaşmış ve AJ-12 kuyusunda olgunlaşmamış, en genç kaynak kaya Chia Gara Formasyonu örnekleri, AJ-8 kuyusunda erken olgun-olgun-olgunlaşmamış ve AJ-12 kuyusunda erken olgun-olgun şeklindedir (Çizelge 5.8).

Çalışma alanının incelenen örneklerinin Tmax ile ilişkilendirilmiş üretim indeksi (PI) diyagramı kullanılarak incelenen örneklerin olgunlaşma derecesine göre, Sargelu ve Naokelekan formasyonlarının olgun ve petrol penceresi zonunda oldukları, Chia Gara Formasyonu ise sadece alt ve orta kısımları petrol penceresi zonunda olduğu tespit edilmiştir (Şekil 5.7).

5.2.1.5. Jenetik potansiyel

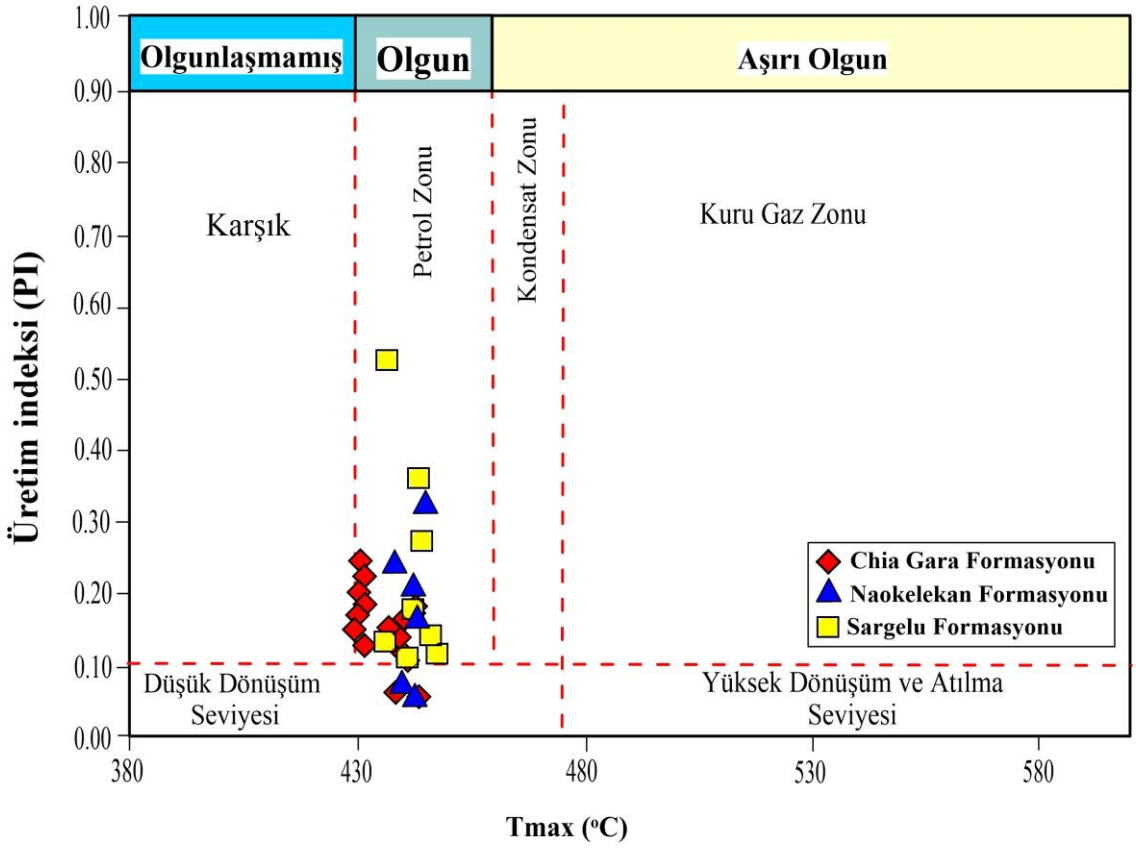
Jenetik potansiyel, piroliz analizlerinden hesaplanan başka bir parametre olup, esas olarak kaynak kayanın petrol türüm potansiyelini gösterir. Tissot ve Welte (1984), "Jenetik Potansiyeli (S_1+S_2)", S_1 miktarının kaya içerisinde önceden oluşmuş, fakat dışarıya atılmamış hidrokarbon miktarını, S_2 miktarının ise henüz hidrokarbona dönüşmemiş, fakat kayanın pirolizi sonucunda hidrokarbona dönüşebilen organik madde miktarını temsil ettiğini belirtmiştir. Kerojenin miktarı ve tipine bağlı olarak bu potansiyel, sırayla sediment depolanma zamanındaki orijinal organik girdiyle, mikrobiyal bozunma koşulları ve bu sedimentlerdeki organik maddenin yeniden düzenlenmesi ile ilişkilidir. Jenetik potansiyel, hidrokarbon kaynak potansiyelini

tahmini olarak vermektedir. "Jenetik Potansiyel", hidrokarbon tipleri değerlendirmesinde kullanılmamaktadır (Pitman ve ark., 1987).

Ajeel petrol sahasında "Jenetik Potansiyel (GP)" değerlerine göre, incelenen Sargelu Formasyonu orta-iyiye değişen kaynak kaya potansiyeli sergilerken, aksine Naokelekan Formasyonu örnekleri, iyi kaynak kaya potansiyele sahiptir ve Chia Gara Formasyonu örnekleri ise, orta-iyiden-zayıfa değişen petrol potansiyele sahip olarak belirlenmiş ve iyi kaynak kayaçlar olabileceklerini işaret etmektedir (Çizelge 5.8).

Çizelge 5.7. Jenetik potansiyel ile kaynak kaya potansiyeli arasındaki ilişki (Tissot ve Welte, 1984).

PI	Üretim Zonu	Jenetik Potansiyel mg HC/g	Kaynak Kaya Potansiyeli
< 0.10	olgunlaşmamış	< 2000	zayıf kaynak kaya potansiyeli
0.10-0.30	petrol-olgun	2000-6000	orta kaynak kaya potansiyeli
> 0.30	gaz-Pik	> 6000	iyi kaynak kaya potansiyeli



Şekil 5.7. İncelenen örneklerin 'Tmax ile ilişkilendirilmiş üretim' indeksi diyagramı (Langford ve Blanc-Valleron, 1990)

Çizelge 5.8. Ajeel petrol sahasında incelenen örneklerin PI değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma düzeyleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No.	Derinlik	Kuyu	Formasyon	PI	Olgunluk seviyesi	GP	Kaynak kayaç potansiyeli
1	3166	AJ-8	Chia Gara	16.67	Erken olgun	1000	Zayıf Kaynak Kaya
2	3167			22.22	Erken olgun	1400	Zayıf Kaynak Kaya
3	3168			6.71	Olgunlaşmamış	32002	İyi Kaynak Kaya
4	3169			6.10	Olgunlaşmamış	46203	İyi Kaynak Kaya
5	3172			5.91	Olgunlaşmamış	54103	İyi Kaynak Kaya
6	3175			5.68	Olgunlaşmamış	73004	İyi Kaynak Kaya
7	3222			6.25	Olgunlaşmamış	51003	İyi Kaynak Kaya
8	3244			6.30	Olgunlaşmamış	61004	İyi Kaynak Kaya
9	3280	AJ-12		14.16	Erken olgun	2000	Orta Kaynak Kaya
10	3310			12.67	Erken olgun	3240	Orta Kaynak Kaya
11	3330			21.12	Olgun	5792	Orta Kaynak Kaya
12	3364			22.87	Olgun	5702	Orta Kaynak Kaya
13	3378			17.21	Olgun	4331	Orta Kaynak Kaya
14	3390			19.21	Olgun	5341	Orta Kaynak Kaya
15	3405			14.98	Erken olgun	6471	İyi Kaynak Kaya
16	3425			13.21	Erken olgun	1380	Zayıf Kaynak Kaya
17	3230	AJ-8	Naokelekan	10.74	Erken olgun	17782	İyi Kaynak Kaya
18	3238			17.83	Olgun	41479	İyi Kaynak Kaya
19	3240			16.67	Olgun	30006	İyi Kaynak Kaya
20	3241			21.51	Olgun	44322	İyi Kaynak Kaya
21	3242			11.71	Erken olgun	12362	İyi Kaynak Kaya
22	3243			0.25	Pik	15685	İyi Kaynak Kaya
23	3245			0.12	Erken olgun	16882	İyi Kaynak Kaya
24	3488	AJ-12		0.33	Pik	1311	Zayıf Kaynak Kaya
25	3494			0.17	Olgun	10842	İyi Kaynak Kaya
26	3500			0.07	Olgunlaşmamış	31183	İyi Kaynak Kaya
27	3502			0.07	Olgunlaşmamış	31882	İyi Kaynak Kaya
28	3504			0.07	Olgunlaşmamış	32202	İyi Kaynak Kaya
29	3506			0.09	Olgunlaşmamış	18272	İyi Kaynak Kaya
30	3508			0.08	Olgunlaşmamış	18862	İyi Kaynak Kaya
31	3250	AJ-8	Sargelu	0.12	Erken olgun	38215	İyi Kaynak Kaya
32	3257			0.12	Erken olgun	28114	İyi Kaynak Kaya
33	3333			0.14	Erken olgun	6121	İyi Kaynak Kaya
34	3510	AJ-12		0.13	Erken olgun	6261	İyi Kaynak Kaya
35	3512			0.11	Erken olgun	11271	İyi Kaynak Kaya
36	3514			0.18	Olgun	6952	İyi Kaynak Kaya
37	3515			0.52	Geç	1512	Zayıf Kaynak Kaya
38	3575			0.36	Pik	3112	Orta Kaynak Kaya
39	3582			0.27	Pik	1761	Zayıf Kaynak Kaya

5.3. Kaynak Kaya İncelemesi: Kütle ve Duraylı Karbon İzotop Bileşimi

Rock-eval pirolizini kullanarak kaynak kaya değerlendirmesini tamamlamak için, bitüm ekstrakt örnekleri toplam bileşenlerden incelenmiştir. Ajeel petrol sahası,

AJ-8 ve AJ-12 kuyularındaki Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarından ekstrakt edilen 10 adet kaynak kaya örneğinin duraylı karbon izotop ve jeokimyasal analizleri, kaynak kayaların oluşum ortamı, organik madde tipi ve olgunluğunu belirlemek için yapılmıştır.

5.3.1. Duraylı karbon (δC^{13}) izotop analiz değerlendirmeleri

Sedimanter organik maddenin izotopik bileşimi ve bunun kömür ve yağ gibi türevleri, başlangıçta biriken organik maddenin izotopik bileşimine ve diyajenez ve müteakip termal evrim sırasında meydana gelen izotopik fraksiyonlara bağlıdır (Abohajar ve ark., 2015).

Bu tür hidrokarbonların duraylı karbon işareti, organik madde kaynağı (Hayes, 1993; Peters ve Cassa, 1994) ve termal olgunlaşma gibi birçok faktörden etkilenebilir (Clayton, 1991; Rigby ve Smith, 1981). Kaynak kayaçtan elde edilen duraylı karbon izotop kompozisyonu, doymuş ve aromatik hidrokarbon analizleri ve sonuçları çizelge 5.8'de sunulmuştur. δC^{13}_{SAT} ve δC^{13}_{ARO} kayaç ekstraktı için ‰-25.6 ile -28.6 ve ‰-25.7 ile -28.3 arasında değişmektedir.

δC^{13}_{SAT}'ya karşı δC^{13}_{ARO} diyagramı ile ham petrolün hidrokarbon fraksiyonu Sofer (1984) tarafından tanımlanmıştır ve Ajeel petrol sahasının Sargelu, Naokelekan, Chia Gara formasyonlarından analiz edilen örneklerin hepsinin değerleri denizel organik maddeleri işaret etmektedir (Şekil 5.8).

Çalışılan petrollere ait duraylı karbon izotop oranları doymuş ‰-27 ile -27.4 ve aromatik -27.3 ile -27.4 arasında değişmekte olup, bu değerler McKirdy ve ark. (1983)'e göre, çalışılan petrollerin bir karbonat kaynak kayadan türediğine işaret etmektedir. Sofer (1984) ve Peters ve ark. (2005) standart değişken (canonical variable; CV) değerlerini kullanarak bitüm ve ham petrollerin, karasal ve denizel kaynaklı olduğunu belirlemek için kullanmışlardır. Bu araştırıcılara göre, CV değerleri 0.47'den küçük olan petroller denizel ve CV değerleri 0.47'den büyük olanlar ise karasal kökenlidir.

Duraylı karbon izotop (doymuş, aromatik) ve standart değişkenler arasındaki ilişki aşağıdaki denklem ile açıklanmıştır (Sofer, 1984):

$$\mathbf{CV = -2.53\ \delta^{13}C_{saturate} + 2.22\ \delta^{13}C_{aromatik} - 11.65}$$

Ajeel petrol sahasının CV değerleri (Çizelge 5.8) -1.16 ile -4.79 arasında değişmekte olup, -0.47 den küçük olan bu değerler petrollerin kaynak kayasının denizel ortamda çökelmiş karbonat litolojili ve algli kaynak kayaçlar olduklarını gösterir.

5.3.2. Kaynak kayaç değerlendirmesi: biyomarkerler

Biyomarker: kaynak kayacın petrolünün detaylı bilgisini sağlar. Ayrıca, kaynak kayaçların farklı özeliklerini belirlemek için de kullanılmaktadır. Biyomarker, petrollerin hangi kaynak kayaçtan alındığını, göç eden petrolün izlerini ve kaynak kayaç ekstrakt korelasyonu ile aralarındaki jenetik ilişkiyi göstermektedir. Biyomarker, petrol aramasında, özellikle kompleks sedimantasyon ortamlarında ve yapılarında önemli yöntemlerden birisidir (Picha ve Peters, 1998). Biyomarkerler, sediment içinde bulunan belirli organizmaların biyolojik moleküllerinden türemişlerdir. Bunlar kısmen altere olmuş olup, hidrokarbonların karbon iskeleti veya diğer lipitleri kolayca belirlenebilir; korelasyon ve çökelme ortamını belirlemek amacıyla da kullanılabilmektedir (Tissot ve Welte, 1984).

Biyomarker parametreleri, gruplar şeklinde ayrılır. Gruplar, farklı kaynak kayaç (litoloji, jeolojik yaş, organik madde tipi ve redoks şartları) özelliklerini değerlendirir. Bu parametreler, diğer jeokimyasal parametreler ile birlikte petrol arama, geliştirme ve üretme problemlerini çözebilmek için de kullanılmaktadır (Peter, 1986).

Peters ve Moldowan (1993) kaynak kayaç karakteristiklerini belirlemek amacıyla aşağıdaki parametreleri ve özellikleri kullanmıştır. Bunlar:

1) Alkanlar ve asiklik izoprenoidler,

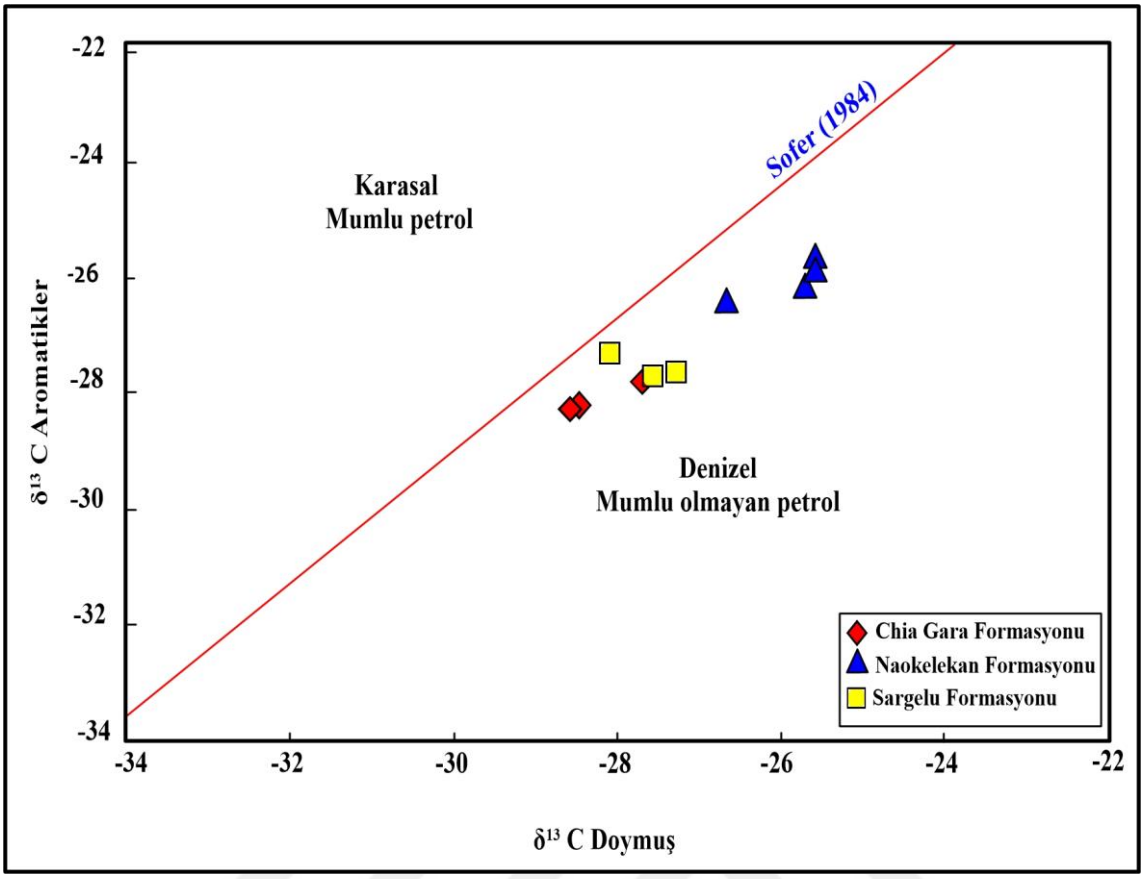
2) Terpanlar ve benzeri bileşikler ve

3) Steranler ve diasteranler şeklindedir.

Çizelge 5.9. Irak, Ajeel petrol sahasından Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının sıvı, karbon izotopları ve gaz kromatografisi sonuçları.

Saha	Kuyu	Formasyon	Örnek Tipi	Derinlik (m)	SAT wt%	ARO wt%	NSO wt%	ASPH wt%	$\delta^{13}C$ SAT	$\delta^{13}C$ ARO	CV.	Pr/Ph	Pr/*n*-C_{17}	Ph/*n*-C_{18}	CPI
Ajeel Petrol sahası	AJ-8	Chia Gara	Karot	3168	3.594	28.867	17.738	49.801	-27.7	-27.8	-3.28	0.72	0.15	0.17	0.88
	AJ-8	Chia Gara	Karot	3175	5.5	45.817	45.817	79.169	-28.6	-28.3	-2.12	0.83	0.27	0.27	0.85
	AJ-12	Chia Gara	Kırıntılı	3330	9.327	2.346	66.203	22.125	-28.5	-28.2	-2.15	0.89	0.40	0.32	0.93
	AJ-8	Naokelekan	Kırıntılı	3243	36.54	15.38	29.81	18.27	-25.6	-25.7	-3.94	0.64	0.10	0.13	0.99
	AJ-8	Naokelekan	Kırıntılı	3245	32.95	11.76	29.41	25.88	-26.7	-26.4	-2.71	0.84	0.14	0.19	0.93
	AJ-12	Naokelekan	Karot	3492	41.67	22.73	27.27	8.33	-25.6	-25.9	-4.38	1.11	0.14	0.17	0.90
	AJ-12	Naokelekan	Karot	3494	37.25	16.67	23.53	22.55	-25.7	-26.2	-4.79	1.08	0.13	0.18	0.97
	AJ-12	Sargelu	Kırıntılı	3515	11.041	21.078	36.397	31.484	-27.6	-27.7	-3.32	0.71	0.12	0.16	0.97
	AJ-12	Sargelu	Kırıntılı	3575	4.682	19.926	74.381	1.011	-27.3	-27.6	-3.85	1.15	0.13	0.14	1.04
	AJ-12	Sargelu	Kırıntılı	3582	11.147	12.15	50.262	26.442	-28.1	-27.3	-1.16	0.39	0.30	0.40	0.92

$\delta^{13}C_{SAT}$ = Doymuş hidrokarbonların stabil karbon izotopik bileşimi; $\delta^{13}C_{ARO}$ = Aromatik hidrokarbonların stabil karbon izotopik bileşimi; Pr/Ph = Pristane/phytane oranı; Pr/*n*-C_{17} = Pristane/*n*-C_{17} oranı; Ph/*n*-C_{18} = Phytane/*n*-C_{18} oranı; Kanonik değişken (Canonical variable (CV))= $-2.53^{13}\delta C_{SAT} + 2.22\ \delta^{13}C_{ARO} - 11.65$; A. Karbon tercih indeksi (CPI) = $1/2[(C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33})/(C_{24}+C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32})+(C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33})/(C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32}+C_{34})]$



Şekil 5.8. Doymuş karbon izotop ile aromatik bitüm ekstrakt örnekleri (Sofer, 1984).

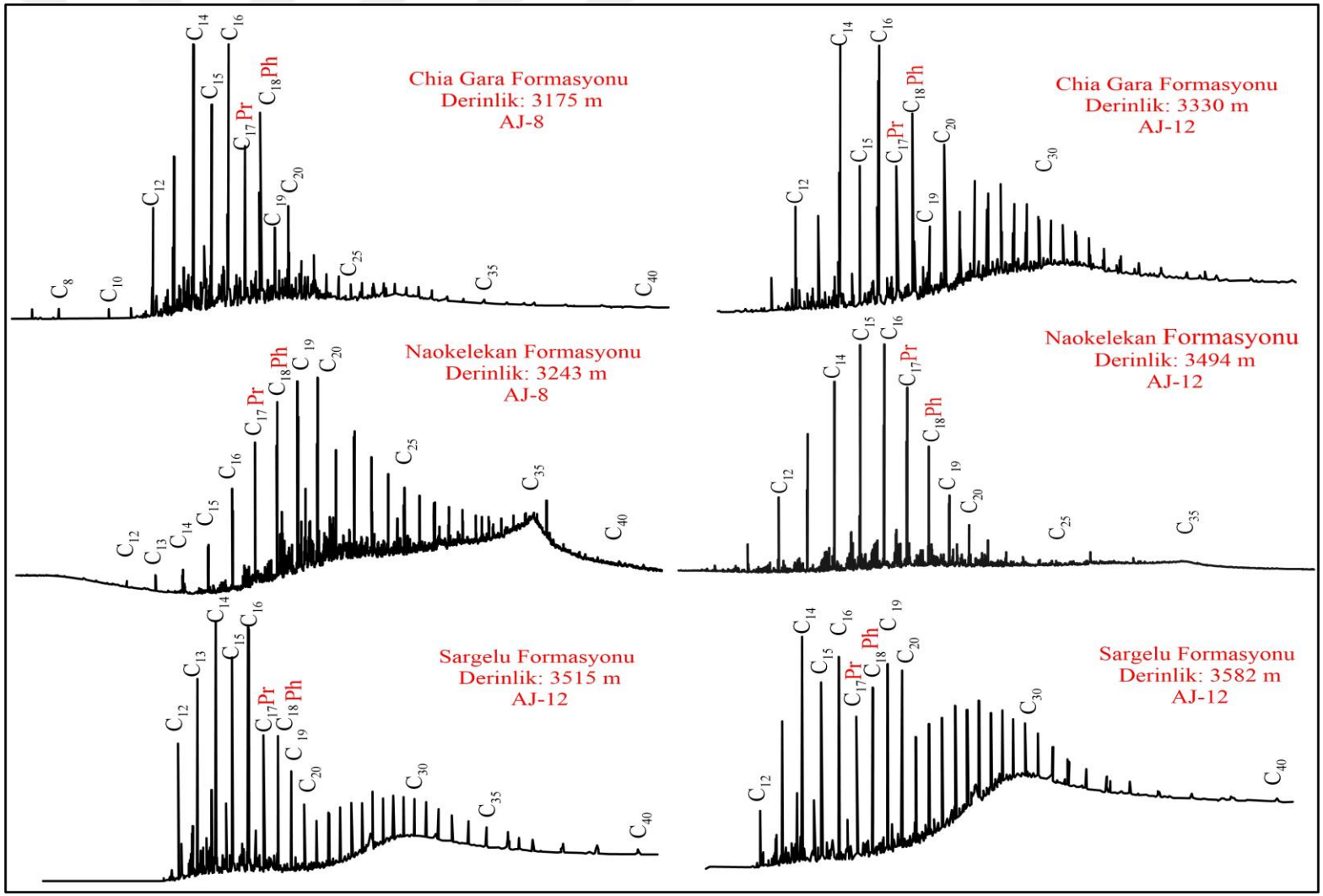
5.3.2.1. Gaz kromatografisi (GC)

Gaz kromatogramı ham petrolün ve bitümün belirlenmesinde oldukça faydalı bir tekniktir. Termal olarak stabil uçucu organik bileşiklerin karışımı, gaz kromatografisi (GC) yöntemlerini kullanarak, bu bileşikler analiz edilir (Poole ve ark., 1992). GC ile yapılan bütün ekstrakt analizi, doymuş GC-MS analizinden önce sıvı kromatografik ayrıştırma ile uzaklaştırılan polar kirletici maddelerin varlığını belirlemek için özellikle yararlıdır, bu teknik, kayaçlardan çözücü vasıtası ile ekstrakt edilebilen bileşiklerin belirlenmesini sağlar. Gaz kromatogramı ve alkanların düzeni Şekil 5.9'de gösterilmektedir.

İsoprenoid/n-alkan oranı, termal olgunluk, biyodegragasyona uğramamış petrol ve bitümü tahmin etmede kullanılmıştır (Alexander ve ark., 1981). Onlar sırasıyla 19 ve 20 karbon atomu içerirler.

Gaz kromatografisi (GC) kolon cihazında, Pr piki C_{17} *n*-alkan'dan sonra uzaklaşır ve Ph piki hemen C_{18} *n*-alkan'dan sonra uzaklaşır (Hughes ve ark., 1995; Peters ve ark., 2005; Peters ve Moldowan, 1993). Pr/Ph değeri 0.8'den az olursa denizel (anoksik/aşırı tuzlu) veya karbonatlı ortamlara, şayet Pr/Ph değeri 3.0'den fazla olursa karasal ortamlara işaret etmektedir (ten Haven ve ark., 1987).

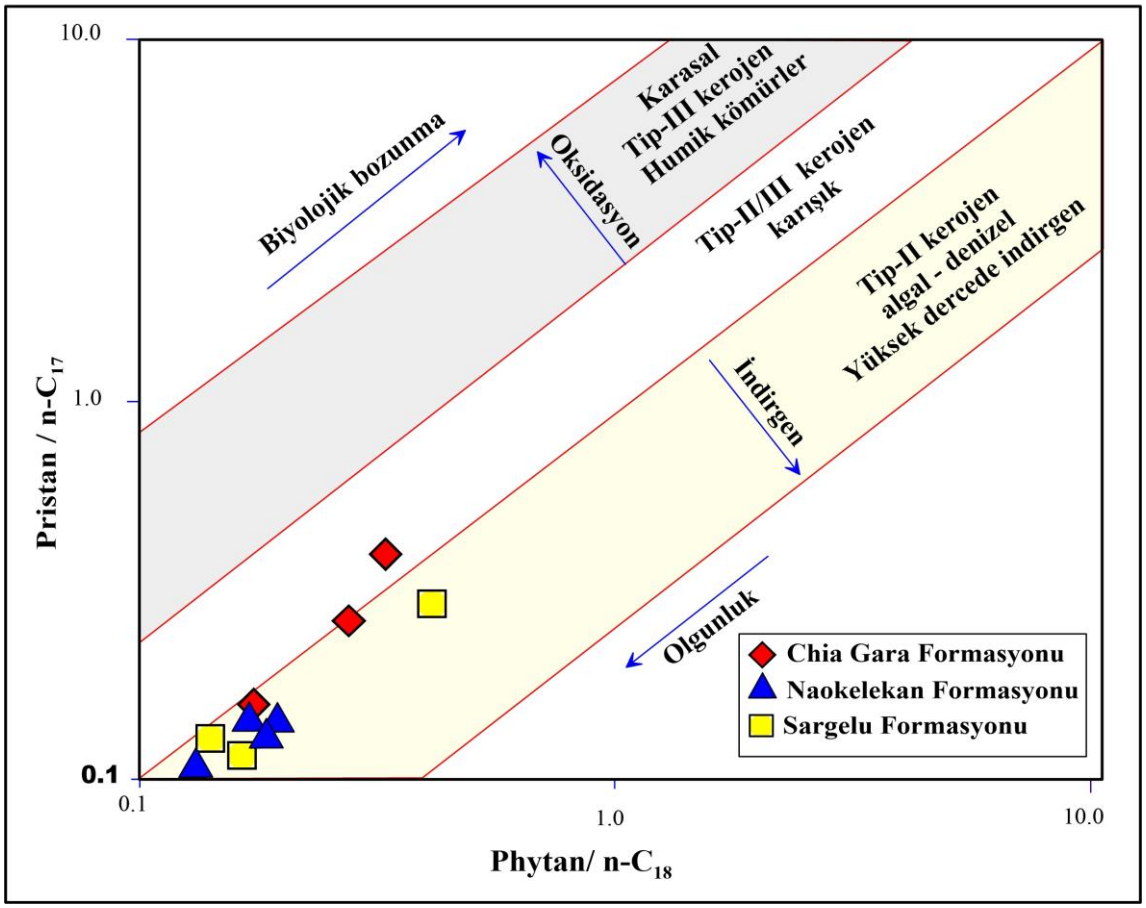
Analiz edilen örneklerin Pr/Ph oranları < 0.9 (Çizelge 5.9) olduğundan, çökelme ortamının denizel (anoksik) ve petrol üretim yeteneğinin orta olduğunu işaret etmektedir (Lijmbach, 1975).



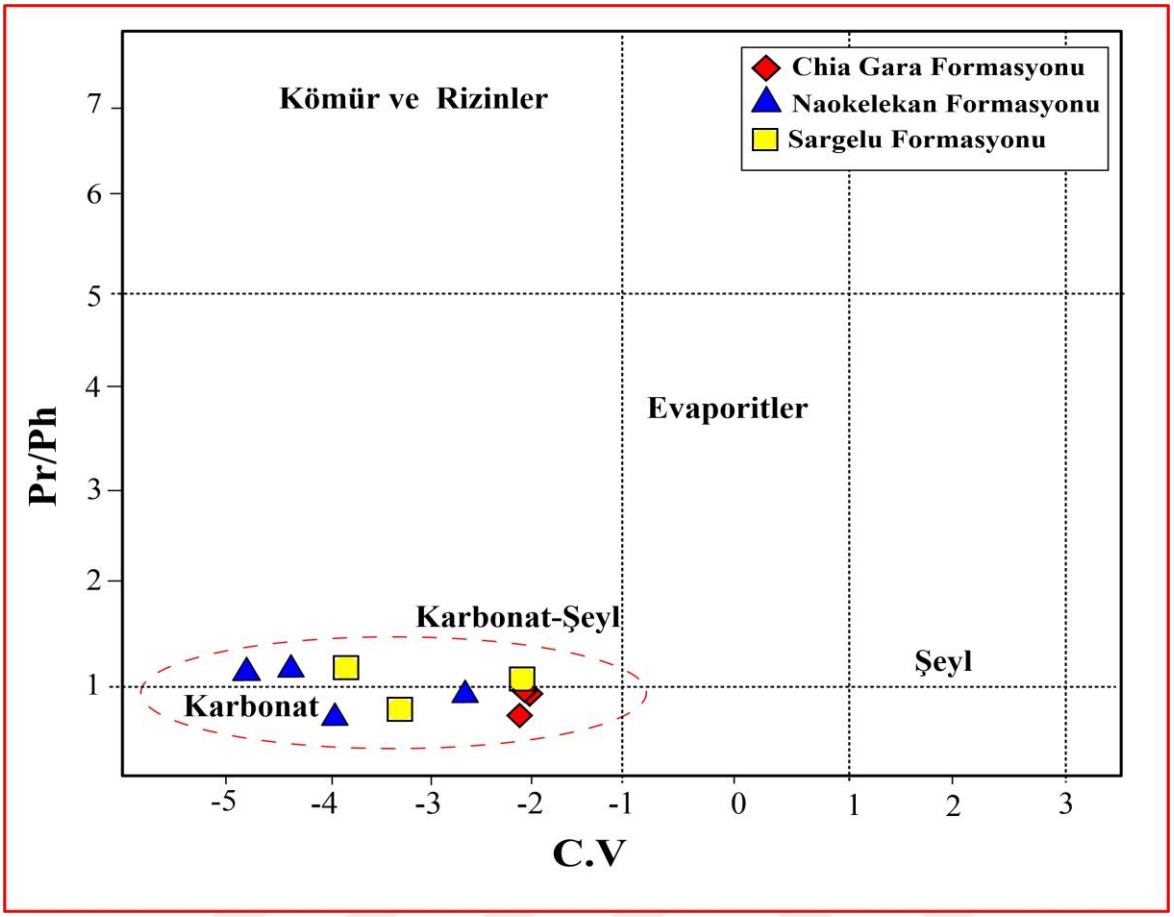
Şekil 5.9. Ajeel petrol sahası (Irak) kaynak kayaçlarına ait gaz kromatogramı

Pr/Ph düşük oranları, özellikle yüksek kükürt içerikli ve az kil oranlı kireçtaşı veya anhidrit ile destekleniyorsa, denizel (anoksik) depolanmayı, tersi ise karasal (oksik) ortamı işaret etmektedir (Gülbay ve Korkmaz, 2008; Peters ve ark., 2005).

Ajeel petrol sahasında Pr/Ph değerleri 0.39 ile 1.15 (Çizelge 5.9) olup, gözlenen yüksek Ph değerleri veya ölçülen Pr/Ph düşük oranları, çökelme ortamının indirgen olduğunu ya da denizel organik maddelerden kaynaklı ortamları işaret eder (Powell ve McKirdy, 1973; ten Haven ve ark, 1987; Welte ve Waples, 1973).



Şekil 5.10. Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarından ekstrakt edilen örneklerin Pristan/*n*-C_{17} - Fitan/*n*-C_{18} diyagramı (Shanmugam, 1985; Hunt, 1996; Peters ve ark., 2005)



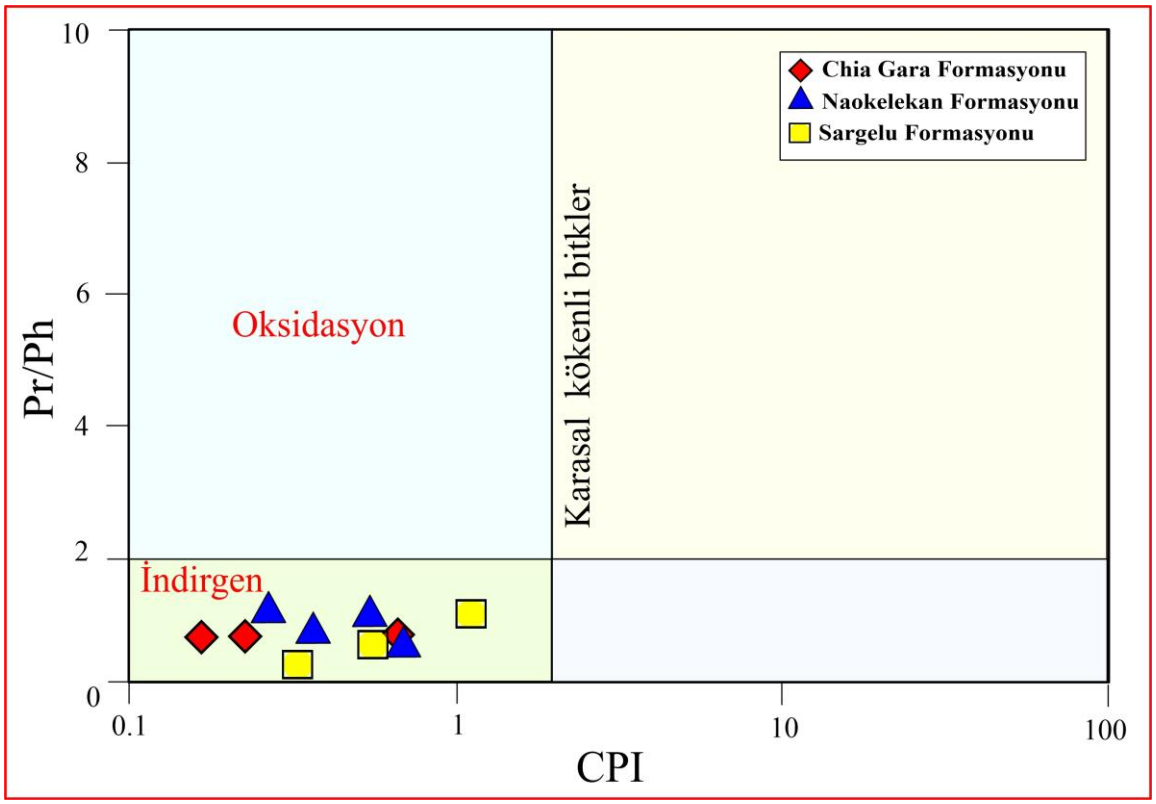
Şekil 5.11. Ajeel petrol sahasına ait Pr/Ph ile standart değişkenler (CV) (Sofer, 1984)

Kullanılan Pr/*n*-C_{17} oranı ve Ph/*n*-C_{18} oran diyagramı (Çizelge 5.9; Şekil 5.10), organik madde tipi ve çökelme ortamını belirlemek amacıyla kullanılmıştır. Pr/*n*-C_{17} ile Ph/*n*-C_{18} oranları (Çizelge 5.9) denizel (anoksik) kaynak Tip-II ile Tip-II/III organik madde birikimini ve indirgen ortamlarda oluştuğunu işaret etmektedir (Connan ve Cassou, 1980). Ayrıca, Pr/Ph oranları ile standart değişken (CV) (Sofer, 1984; Şekil 5.11) kaynak kayaç örneklerinin kireçtaşı-şeylli olduğunu ve denizel (anoksik) ortamda çökeldiğini ifade eder.

5.3.2.2. Karbon tercih indeksi (CPI)

CPI değerlerini hesaplamak için tek karbon sayılı *n*-alkanların toplamının, çift karbon sayılı *n*-C_{23} ile *n*-C_{30}'un toplamına eklenmesiyle elde edilir (Peters ve ark., 2005; Scalan ve Smith, 1970).

Yaklaşık 1.0 CPI'ya ulaşan kaynak kayalar, genellikle yüksek termal olgunluğa sahip deniz ortamını gösterir ve tek veya çift karbon tercihi göstermez. CPI değerleri (<1.0; tek tercihli) düşük termal olgunluğu ve karasal ortamı gösterir. Düşük CPI (<1.0; çift tercihli), güçlü indirgen depolanma koşulları ile düşük termal olgunluğu işaret eder (Meyers ve Snowdon, 1993; Peters ve ark., 2005). Ekstrakt numunelerinin CPI değerleri 0.83 ila 1.04 arasında değişmektedir, iki değer bire (CPI~1) eşit ya da yakın olup, daha yüksek termal olgunluğa işaret etmektedir. Üstelik, CPI'ya karşı Pr/Ph diyagramı (Şekil 5.12), çalışılan tüm örneklerin olgun koşullarla indirgen denizel ortamda depolandığını göstermektedir.



Şekil 5.12. Bitümlü ekstrakt örneklerinin Pr/Ph karşı standart değişken (CV) diyagramı (Shanmugam, 1985'den değiştirilerek)

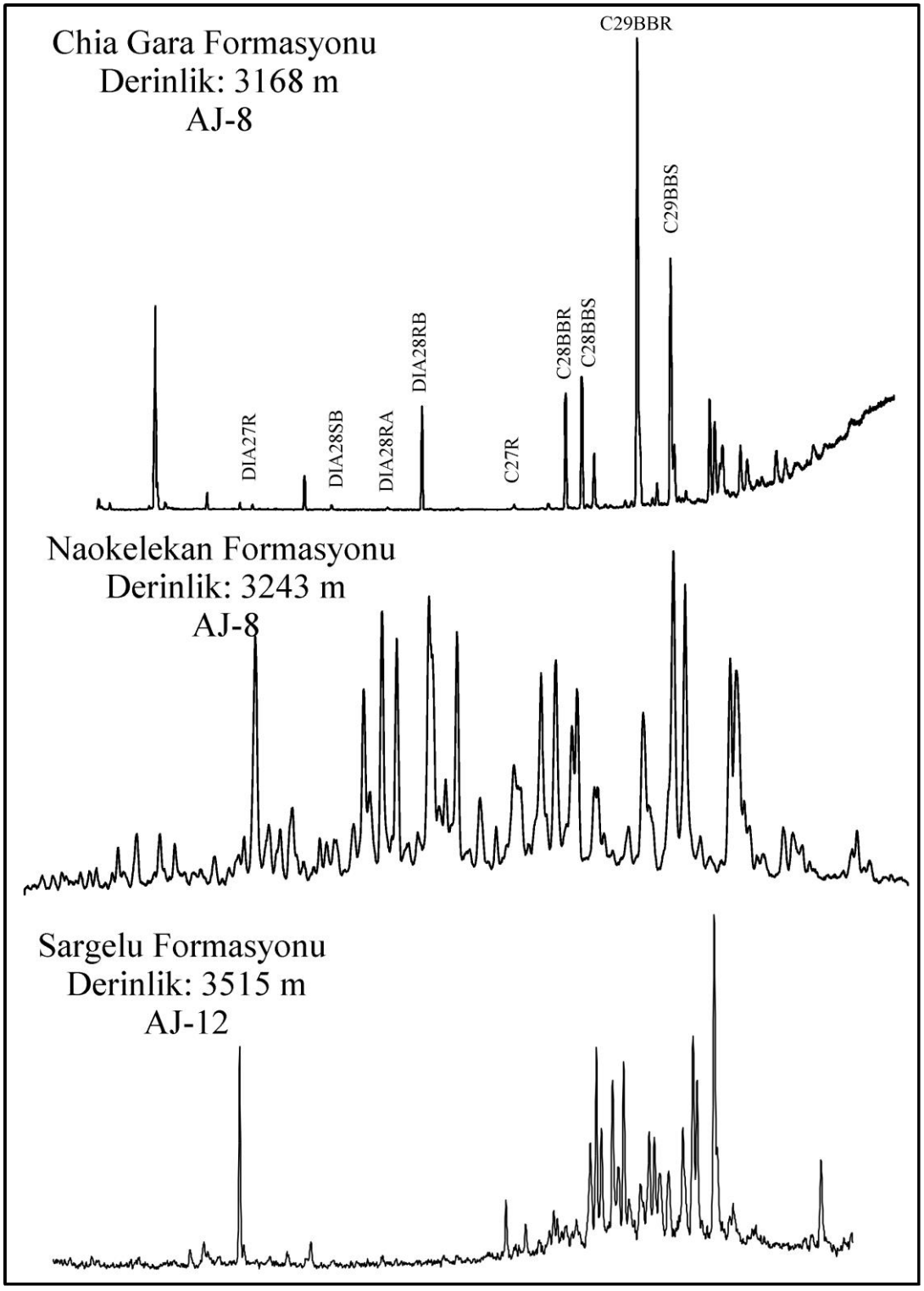
Olgunlaşmanın artması ile CPI değeri 1'e yaklaşmaktadır (Waples, 1985). CPI değerinin 1'den düşük olması nadirdir ve bu değerler tipik olarak karbonat ya da çok tuzlu ortamlarla ilişkili petrol ile bitümlerde gözlenmektedir (Gharib ve ark., 2021; Peters ve ark., 1993; Tissot ve Welte, 1984, 2013).

Örneklerimizin CPI değerleri 0.83 ile 1.04 aralığında değişmektedir (Çizelge 5.9.), dolayısıyla CPI'nin 1'e yakın değerde olması, bu örneklerin ısısal olarak olgun olduğunu ve indirgen denizel ortamdaki oluşumu işaret etmektedir (Şekil 5.12).

5.3.2. Kaynak ve çökelme ortamıyla ilgili biyomarkerler

5.3.3.1. Terpanlar ve benzeri bileşikler

Terpanlar ve steranların yapısı hakkındaki en önemli bilgi, petrol ve bitümlerin gaz kromatogramı-kütle spektrometresinden elde edilir. Terpenoidler, izoprenden türetilen, iki veya daha fazla yapısal üniteden oluşan bir organik bileşik sınıfıdır (Zhang ve ark., 2017). Onlar, tüm canlılardan türetilirler ve organizmalardan izole edilmiş en büyük ikincil metabolitleri temsil ederler (Ajikumar ve ark., 2008). Bunlar, bakteriyal asiklik, bisiklik, trisiklik, tetrasiklik ve pentasiklik ile temsil edilen ve petrol ile üretilen kaynak kaya arasında korelasyonda kullanılabilecek çeşitli benzer (homolog) seri bileşikleri içerirler. Şekil 5.13, gaz kromatogramları-kütle fragmantogramlarını (m/z 191) göstermektedir ve triterpanların en önemli biyobelirteç oranları ile zirve tanımı Çizelge 5.10'da listelenmiştir.



Şekil 5.13. Ajeel petrol sahası (Irak), seçilmiş kaynak ekstraktı için *m/z* 191 GC-MS kromatogramı

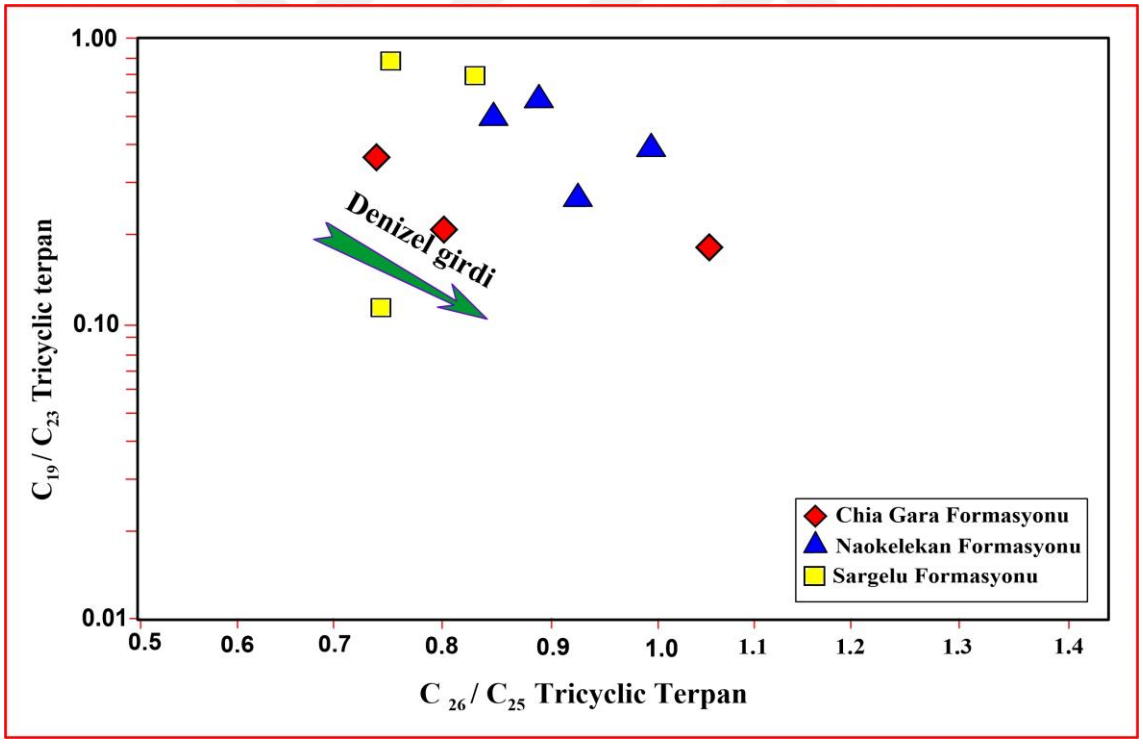
Çizelge 5.10. Ajeel petrol sahalarındaki Sargelu ve Chia Gara formasyonlarının kaynak kaya jeokimyasal özellikleri

Kuyu	Formasyon	örnek tipi	derinlik (m)	C_{19}/C_{23}	C_{22}/C_{21}	C_{24}/C_{23}	C_{26}/C_{25}	$C_{24}TT/C_{26}T$	NorH/$C_{30}H$	G/$C_{30}H$	C_{35}/C_{34}	Ts/Tm	Ts/(Ts+Tm)	$C_{29}Ts/C_{29}H$	M/$C_{30}H$	$C_{31}R/H$
Aj-8	Chia Gara	Karot	3168	0.19	0.74	0.14	0.82	5.10	1.98	0.09	0.75	0.81	0.44	0.38	0.08	0.35
Aj-8	Chia Gara	Karot	3175	0.22	0.64	0.24	0.44	5.83	1.78	0.02	1.14	0.80	0.44	0.87	0.09	0.22
Aj-12	Chia Gara	Kırıntılı	3330	0.38	1.34	0.33	0.34	6.14	1.20	0.04	1.12	1.50	0.66	1.01	0.11	0.58
Aj-8	Naokelekan	Kırıntılı	3243	0.42	0.71	0.46	0.74	7.97	1.75	0.27	0.87	1.10	0.52	0.15	0.09	0.32
Aj-8	Naokelekan	Kırıntılı	3245	0.29	0.58	0.43	0.63	9.08	2.07	0.26	0.89	1,00	0.50	0.12	0.09	0.19
Aj-12	Naokelekan	Karot	3492	0.61	0.56	0.38	0.57	18.02	2.69	0.18	0.77	0.70	0.40	0.08	0.09	0.22
Aj-12	Naokelekan	Karot	3494	0.53	0.64	0.40	0.51	18.09	2.71	0.18	0.72	1.90	0.40	0.08	0.08	0.29
Aj-12	Sargelu	Kırıntılı	3515	0.75	1.20	0.24	0.48	8.01	1.66	0.07	0.98	0.80	0.58	0.22	0.08	0.36
Aj-12	Sargelu	Kırıntılı	3575	0.12	1.41	0.28	0.34	5.36	1.96	0.08	0.59	1.81	0.65	0.23	0.06	0.44
Aj-12	Sargelu	Kırıntılı	3582	0.81	2.02	0.25	0.35	7.04	1.88	0.11	0.85	4.3	0.82	0.18	0.09	0.45

C_{19}/C_{23} = C_{19}/C_{23} trisiklik terpanler; C_{22}/C_{21} = C_{22}/C_{21} trisiklik terpanler; C_{24}/C_{23} = C_{24}/C_{23} trisiklik terpanler; C_{25}/C_{26} = C_{25}/C_{26} trisiklik terpanler; $C_{24}TT/C_{26}T$ = C_{24} tetrasiklik terpanler/C_{26} trisiklik terpanler; Norhop/$C_{30}H$ = C_{29} norhopan/C_{30} hopan; G/$C_{30}H$ = Gammaceran/C_{30} hopan; C_{35}/C_{34} = $C_{35}S+R/C_{34}S+R$ Homohopan; Ts/Tm = 18α(H)-22.29.30 trisnorneohopan/17α(H)-22.29.30 trisnorhopan; $C_{29}Ts/C_{29}H$ = $C_{29}Ts/C_{29}$ norhopan; M/$C_{30}H$ = 17β(H),21α(H) moretane/17α(H),21β(H) hopan; $C_{31}R/H$ = C_{31} 22R homohopan/C_{30} hopan

5.3.3.2. Trisiklik terpanlar

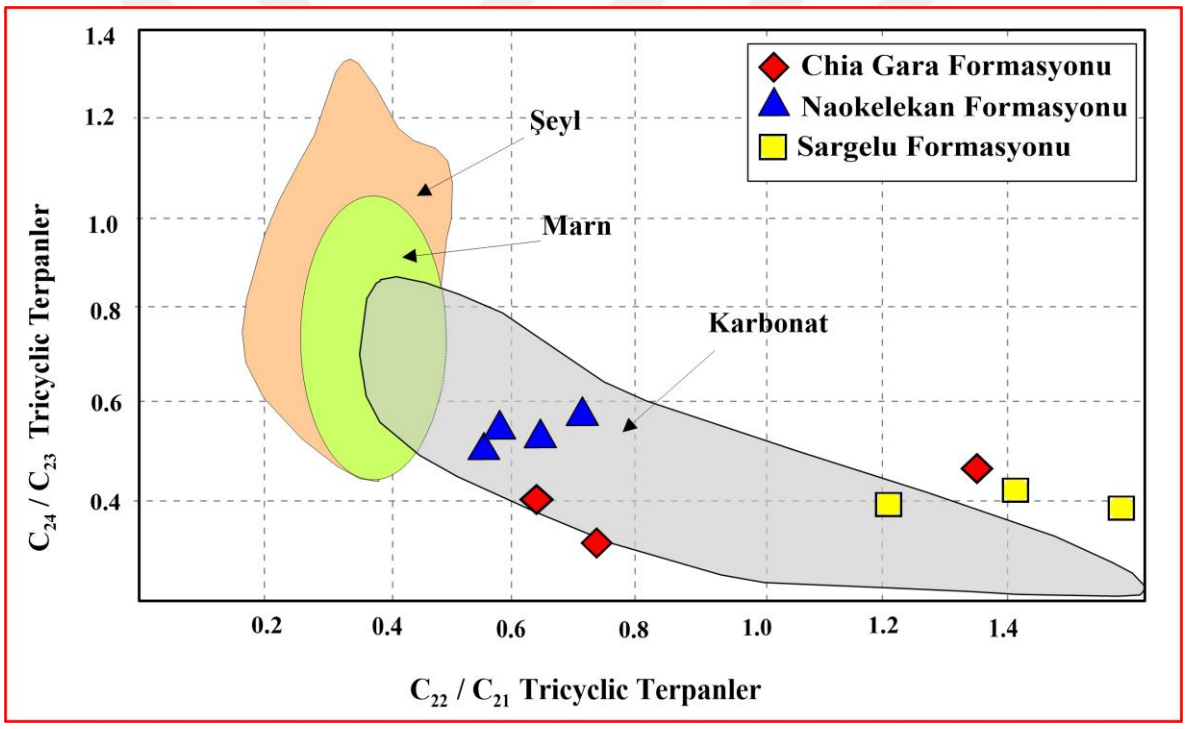
Trisiklik terpanlar, ham petrollerle kaynak kaya ekstraktlarını ilişkilendirmek, kaynak kaya karakteristiklerini tahmin etmek ve termal olgunluk ve biyolojik bozunma derecesini değerlendirmek için kullanılır (Seifert ve Moldowan, 1981). Trisiklik terpanlar biyobozunmaya ve termal olgunlaşmaya karşı hopanlardan daha dirençlidir, bu nedenle termal olgunluk göstergeleri olarak uygundurlar (Peters ve ark., 1990). C_{19}/C_{23}, C_{22}/C_{21}, C_{24}/C_{23} ve C_{26}/C_{25}'in çeşitli değerleri Çizelge 5.10'da gösterilmektedir. C_{19}/C_{23} ve C_{26}/C_{25} trisiklik terpanların diyagramı (Şekil 5.14), Ajeel petrol sahası içindeki (AJ-8 kuyusu ve AJ-12 kuyusu) ekstrakt örneklerinin egemen olarak denizel ortamda depolandığını göstermiştir. Ayrıca, C_{24}/C_{23} ve C_{22}/C_{21} trisiklik terpanların diyagramı (Şekil 5.15), en fazla ekstrakte edilmiş numunelerin ihmal edilebilir miktarlarda killi madde ve bol miktarda denizel karbonattan oluştuğunu göstermiştir.



Şekil 5.14. Analiz edilen numunelerin depolanma ortamını gösteren C_{19}/C_{23} ve C_{26}/C_{25} trisiklik terpanların diyagramı

5.3.3.3. Tetrasiklik terpan

Tetrasiklik terpanlar, terpan göstergesine katkıda bulunur (m/z 191) ve yaygın olarak petroller ve kaynak kayaları ilişkilendirmek için kullanılır (Seifert ve ark., 1980). Tetrasiklik terpanlar, biyolojik bozunma ve olgunlaşmaya karşı hopanlardan daha dayanıklı görünmektedir (Aquino Neto ve ark., 1983). Tetrasiklik terpanların hopanlara göre oranı, daha olgun kaynak kayalar ve petrolde artar, bu da tetrasiklik terpanların daha büyük duraylılığını gösterir (Peters ve ark., 2005). $C_{24}TT/C_{26}$ tetrasiklik terpan oranları (Çizelge 5.10), anoksik denizel karbonat ve karbonatlı şeyl ortamında depolanmayı temsil eden 5.10 ila 18.09 arasındadır (Zumberge ve ark., 2005).



Şekil 5.15. Çalışılan formasyonlardaki kaynak orijinini belirlemek için C_{23}/C_{24} ve C_{22}/C_{21} trisiklik terpanlar arasındaki ilişkiler

5.3.3.4. Gammaceran indeksi

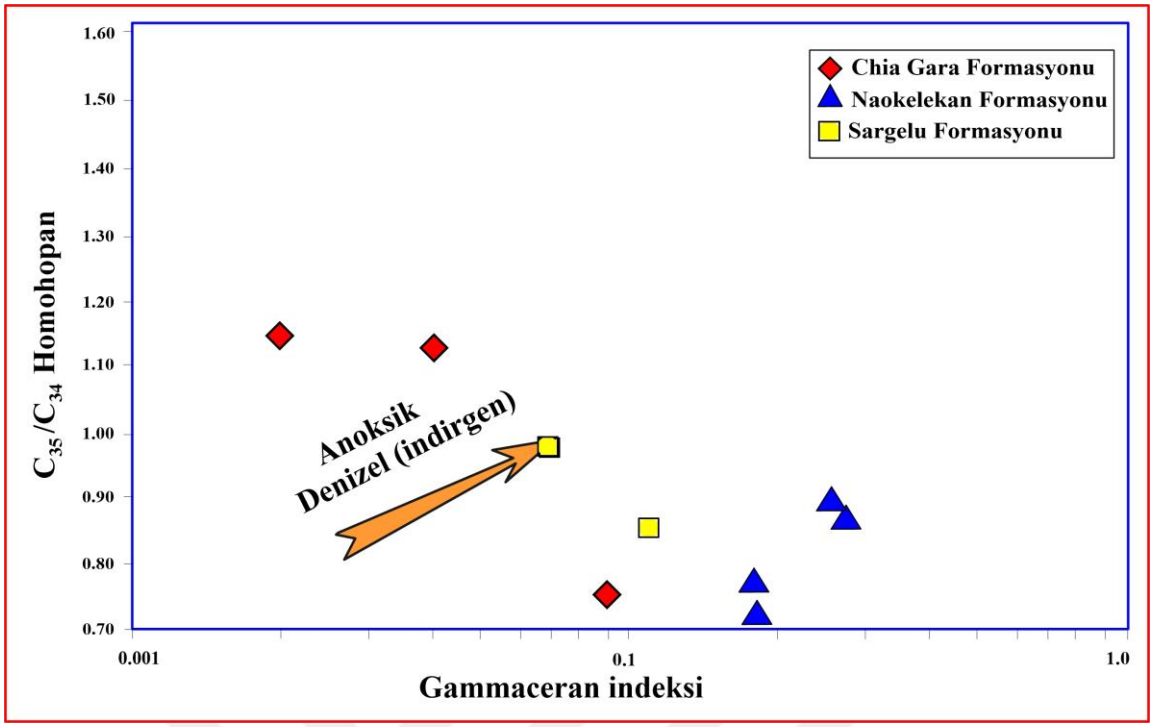
Gammaceran indeksi, gammaceran/hopan oranıdır. Kaynak kaya depolanması sırasında su sütunu tabakalaşması için (genellikle aşırı tuzluluk nedeniyle) çok spesifiktir. Gammacerane, genellikle derinlikle aşırı tuzlanmayla sonuçlanan, denizel

ve denizel olmayan kaynak kaya çökelme ortamlarında tabakalı bir su sütununu gösterir (Mckirdy ve ark., 2001; Peters ve ark., 2005). Bununla birlikte, tabakalı su sütunları, sıcaklık gradyanlarından da kaynaklanabilir.

Bu oran, biyolojik bozunmaya karşı oldukça dirençli olduğundan, çeşitli petrollerde ve kaynak kayaçlarda bulunma eğilimindedir. En yüksek gamaseran göstergeleri, hem denizel hem de gölsel ortamlarda organik madde depolanması sırasındaki oldukça indirgen hipersalin koşullar ile ilişkilidir (Moldowan ve ark., 1985; Zumberge, 1987). Bununla birlikte, tabakalı su sütunları sıcaklık gradyanlarından da kaynaklanabilir. Çalışma alanındaki gammaseran indeksinin nispeten ortalama değerleri, indirgen normal denizel koşulları temsil eden 0.02 ila 0.27 arasında değişmektedir (Çizelge 5.10).

5.3.3.5.C_{35} Homohopan indeksi

C_{35} homohopan indeksi, diyajenez sırasında denizel sedimentlerde, redoks potansiyelinin göstergesidir. Yüksek değerler anoksiyayı gösterir, ancak aynı zamanda termal olgunluktan da etkilenir. M/z 191 kromatogramlarından ölçülmüştür. Ayrıca, C_{35}/C_{34} ve $C_{35}S/C_{34}S$ hopanlar olarak da ifade edilir. Homohopanlar, prokaryotik mikroorganizmalarda yaygın olan bakteriyohopanetetrol ve diğer polifonksiyonel C_{35} hopanoidlerden kaynaklanmaktadır (Ourisson ve ark., 1979, 1984; Rohmer, 1987). Denizel petrollerdeki C_{31}-C_{35} 17α 22S ve 22R homohopanların nispi dağılımı, kaynak sedimanların birikmesi sırasında ve hemen sonrasında redoks potansiyelinin (Eh) bir göstergesi olarak kullanılır, yüksek C_{35} homohopanları, genellikle denizel karbonatlar veya evaporitler ile ilişkilendirilir (Connan ve ark., 1986; ten Haven ve ark., 1987; Mello ve ark., 1988; Clark ve Philp, 1989; Peters ve ark., 1993). Ayrıca, Gammacerane indeksi ile C_{35} homohopane endeksi arasındaki diyagram, ekstrakt örneklerin denizel anoksik ortamdan alındığını göstermektedir (Şekil 5.16).



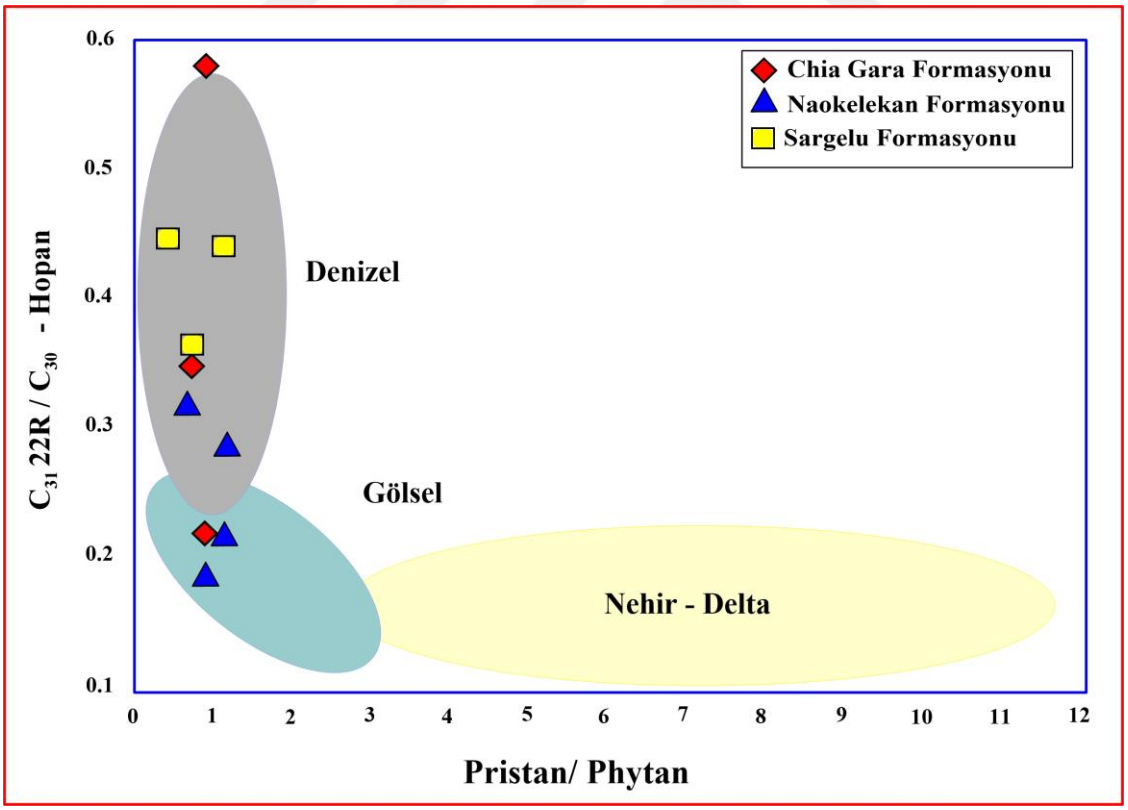
Şekil 5.16. Çökelme ortamı ilgili Gammaceran indeks ve C_{35} homohopan indeks diyagramı (Peters ve Moldowan, 1993)

5.3.3.6. C_{31}/C_{30} Hopan

Denizele karşı gölsel kaynak kaya depolanma ortamları arasında ayırmak için kullanışlıdır, m/z 191 kromatogramları kullanılarak ölçülür ve ayrıca C_{31} 22R/C_{30} hopan (C_{31}R/H) olarak ifade edilir. Gölsel kaynak kayaçlardan elde edilen ham petrollerin aksine, denizel şeyl, karbonat ve marn kaynak kayalardan elde edilen petroller genellikle yüksek C_{31} 22R homohopan/C_{30} hopan (C_{31} R/C_{30} >0.25) gösterir. Denizel ve gölsel ham petrolleri en iyi, C_{30} n-propilkolestan ve C_{26}/C_{25} trisiklik terpanlar ve stabil karbon izotop ölçümlerinden standart değişken gibi diğer parametrelerle birlikte C_{31} R/C_{30} hopan kullanılarak ayırt edilir (Peters ve ark., 2005). Çalışılan örnekler (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonları) için C_{31}/C_{30} hopan oranları, 0.19 ila 0.58 arasında değişmektedir (Çizelge 5.10) ve bu, depolanmanın anoksik denizel koşullarda olduğu anlamına gelir (Peters ve ark., 2005). Üstelik, C_{31}/C_{30} hopana karşı Pr/Ph diyagramı (Şekil 5.17) tüm kaynak numunelerinin, denizel geçişten gölsel anoksik ortama geçtiğini göstermiştir.

5.3.3.7. 30-Norhopan/hopan

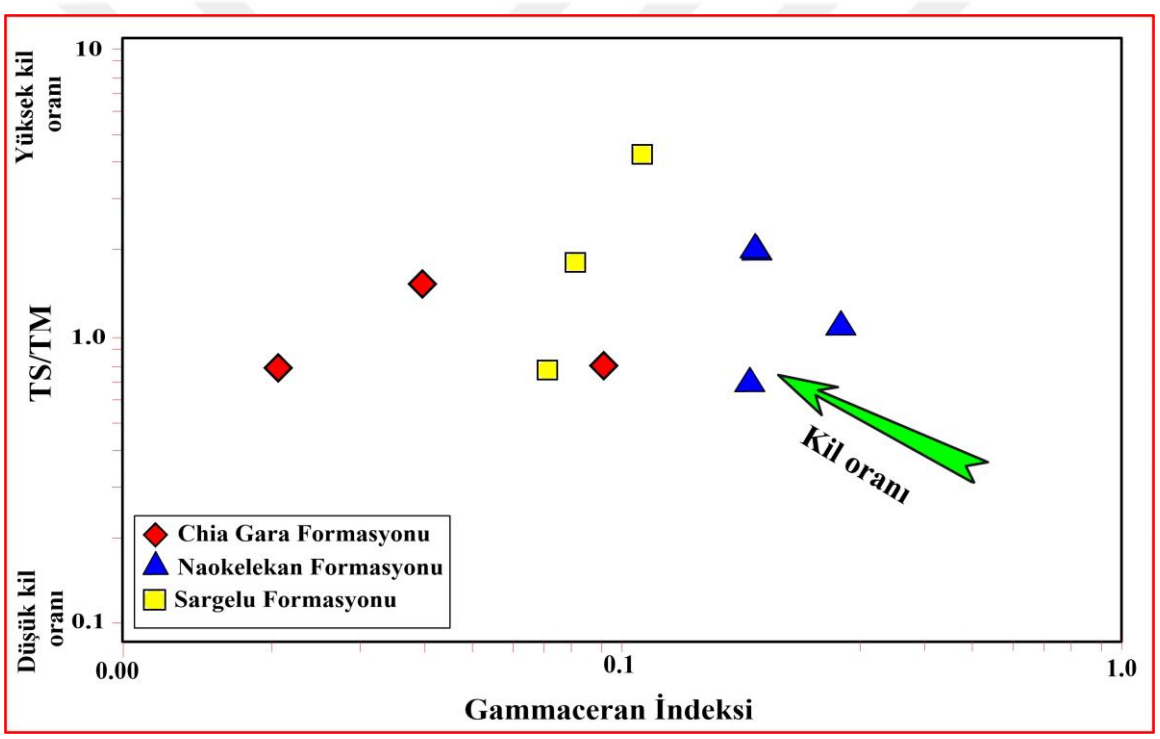
Yüksek 30-norhopan/hopan, anoksik karbonat veya marn kaynak kayaçlar ve petroller için tipiktir. O, C_{29}/C_{30} hopan olarak ifade edilen rutin m/z 191 kromatogramları kullanılarak ölçülür (Peters ve ark., 2005). Connan ve ark. (1986), yüksek C_{29}/C_{30} hopan oranlarının (>1) genellikle organikce zengin karbonatları ve evaporitleri temsil ettiğini göstermiştir. Ajeel petrol sahasın'daki kaynak kayaçların tüm ekstrakt örnekleri için, norhopan/hopan oranı ≥ 1'i aşmaktadır (Çizelge 5.10). Çoğu denizel kaynak kayaçlar yüksek C_{29}/C_{30} hopan oranına (> 0.6) sahiptir (Peters ve Moldowan, 2005). Ajeel petrol sahasın'daki kaynak örneklerinin tümü için norhopan/hopan oranları sırasıyla 1.66 ve 2.71 arasında değişmektedir (Çizelge 5.10). Bu oranlar, anoksik karbonatlı/marnlı kaynak kayaçlarına işaret etmektedir (Peters ve ark., 2005; Waples ve Machihara, 1991).



Şekil 5.17. Ajeel petrol sahasına ait kaynak kayaç C_{31} 22R/C_{30} hopan ile Pr/Ph diagramı (Peters ve Moldowan, 1993)

5.3.3.8. Ts/Tm oranı

Ts [18α-(H) 22, 29, 30-trisnorneohopan] ve Tm (17α-(H) 22, 29, 30-trisnorhopan) spesifik trisnorneohopan türleridir (Peters ve ark., 2005). Kalkerli fasiyeslerde şeyl oranı arttıkça Ts/Tm oranı artar (Hunt, 1996). Ts/Tm parametresi fasiyes belirleme görevi görebilir ve kaynak kayaların depolanma ortamlarındaki belirli bir kaynak girişini veya mineral matriksini yansıtabilir (Mello ve ark., 1988). Kaynak ekstrakt örneklerinin Ts/Tm oranı 0.70 ila 4.30 arasında değişmektedir (Çizelge 5.10) ve terrijen organik madde girişi olan denizel kaynak kayaçları işaret etmektedir. Ts/Tm oranına karşı Gammaceran indeksi diyagramı, bütün kaynak örneklerinin düşük kil içeriğine sahip olduğunu göstermektedir (Şekil 5.18).



Şekil 5.18. Ajeel petrol sahasına ait kaynak kayaç, Ts/Tm oranı ve Gammaceran indeks diagramı

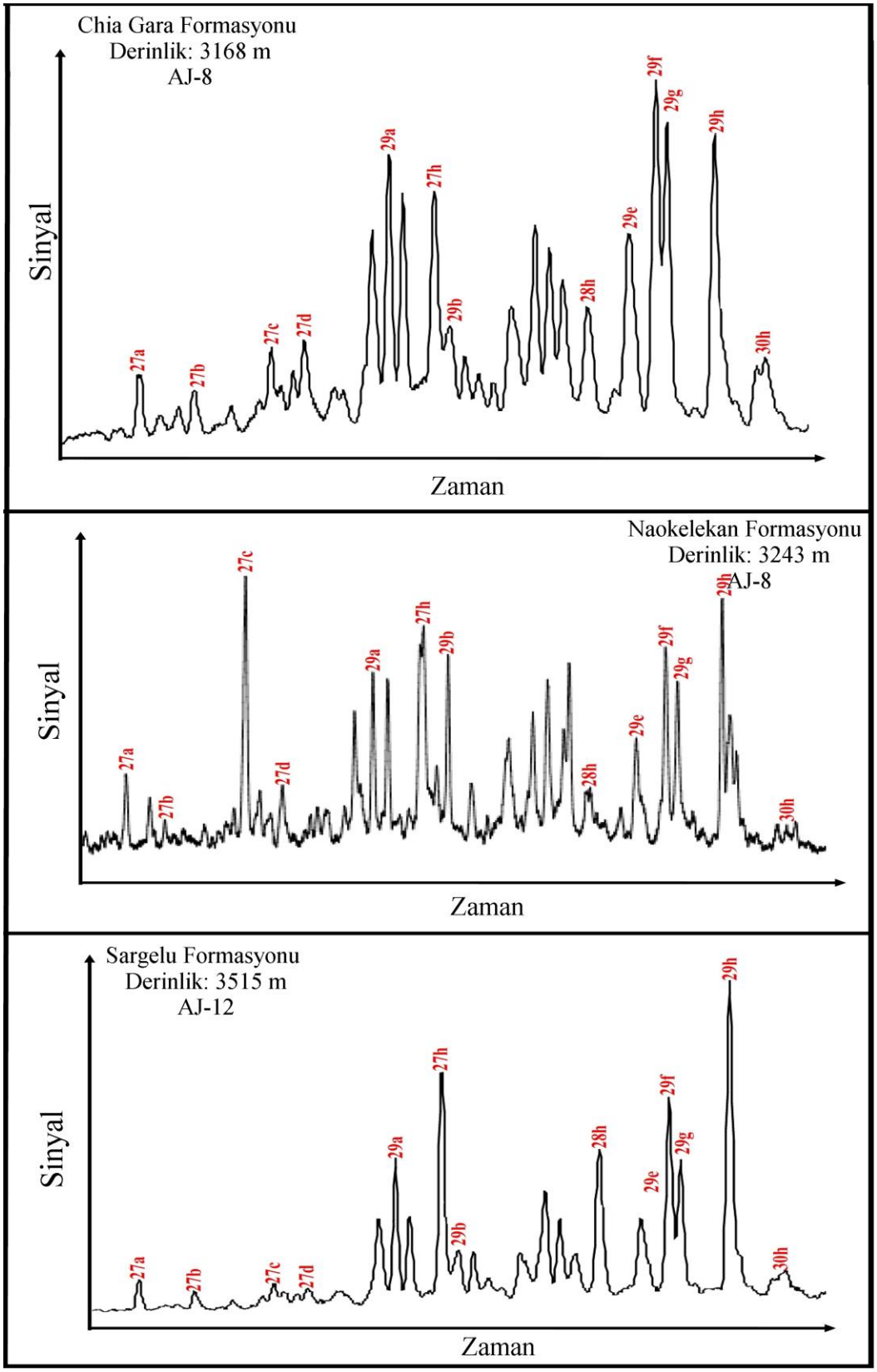
5.3.4. Steranlar ve diasteranlar

Petroldeki steranlar, ökaryotların hücre zarlarındaki sterollerden kaynaklanır (Peters ve ark., 2005). Onların dağılımları GC/MS tekniği ile (*m/z* 217) çalışılmıştır. 27 ila 29 karbon atomu içeren steranlar, en çok petrol, kolestan (C_{27}), ergostan (C_{28})

ve stigmastan (C_{29}) 'da kullanılır (Hunt, 1996). Petrollerdeki steranlar, kaynak kayanın litolojisi hakkında bilgi sağlar; yeniden düzenlenmiş steranların yokluğu, kil açısından fakir (genellikle karbonat) kaynak kayadan elde edilen petrolün belirlenmesi için kullanılabilir (Peters ve ark., 2005). Kolestan, ergostan ve stigmastan gibi düzenli steranların nispi bolluğu, denizel ve gölsel fitoplankton, yeşil algler ve/veya kara bitkilerinin kerojen katkılarına bağlı olarak değişecektir (Huang ve Meinschein, 1979; Volkman, 2003). Steranlar gaz kromatogram-kütle fragmentogramlar (m/z 217), Çizelge 5.11'de gösterilen steranların en önemli biyobelirteç oranları ile karşılaşılan formasyonlardan bazı temsili numuneler için Şekil 5.19'da gösterilmektedir.

5.3.4.1. C_{27}, C_{28}, C_{29} Steran dağlımı

Bu dağılım, büyük ölçüde kaynağa özgüdür. Doygun fraksiyonda M + → m/z 217 ile GCMS/MS kullanılarak ölçülen steran dağılımları, güvenilmez olduğunda C_{27}, C_{28} ve C_{29} diasteran dağılımları kullanılabilir. Veriler aşağıdakileri içerir: [C_{27} 13β, 17α (H) (20S+20R) diasteranlar]/[C_{27}+C_{28}+C_{29} 13β, 17α (H) (20S+20R) diasteranlar] ve C_{28} ve C_{29} bileşikleri için benzer oranlar (Peters ve ark., 2005). Bununla birlikte, kil açısından fakir kaynak kayalardan elde edilen bazı petroller yüksek steranlar gösterir, ancak diasteranlar düşük konsantrasyonlardan dolayı korelasyon için kullanışlı değildir (Moldowan et al., 1991). C_{27}, C_{28} ve C_{29} diasteran alanlarının en önemli uygulamaları şunlar içindir: (1) Yoğun biyo-bozunmaya uğramış petrollerde steranlar altere olur, ancak diyasteranlar bozunmadan kalır; (2) Bazı çok olgun petroller ve kondensantlar düşük steranlar fakat daha bol diasteranlar gösterir. Ajeel petrol sahasından Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının ekstrakt örneklerinin C_{27}, C_{28} ve C_{29} sterollerinin dağılımı (Şekil 5.20), formasyonların karışık ila bol miktarda denizel depolanma ortamından alındığını göstermektedir (Moldowan ve ark., 1985).

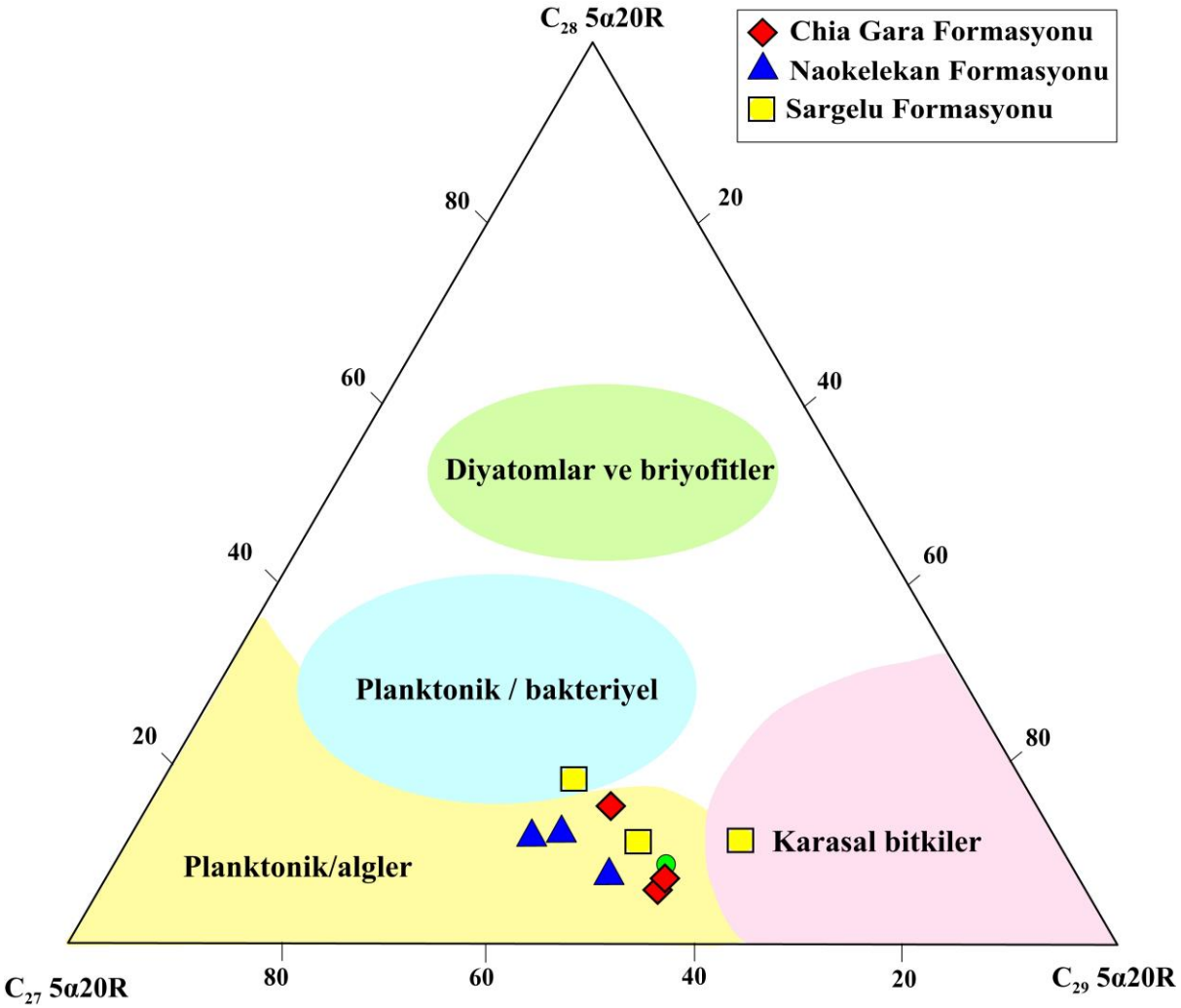


Şekil 5.19. Ajeel petrol sahasına ait GC-MS *m/z* 217 kromatogramı

Çizelge 5.11. Merkezi Irak Ajeel petrol sahalarındaki Sargelu, Naokelekan, Chia Gara formasyonlarının biyobelirteç özelliklerinin bir özeti

Kuyu adı	Formasyon	Örnek Tipi	Derinlik (m)	Tri/ Ster	ααS C_{29}	ββR C_{29}	Dia/ster	$C_{28}+C_{29}$/Ts	% C_{27}	% C_{28}	% C_{29}	C_{28}/C_{29}	Ster/H	C_{29}/C_{27}
Aj-8	Chia Gara	Karot	3168	0.93	0.41	0.38	0.18	0.24	66.2	13.3	20.5	0.64	0.2	0.31
Aj-8	Chia Gara	Karot	3175	0.67	0.38	0.38	0.24	0.34	44	19	37	0.51	0.12	0.841
Aj-12	Chia Gara	Kırıntılı	3330	0.98	0.44	0.48	0.78	0.33	51	13.2	35.8	0.37	0.16	0.702
Aj-8	Naokelekan	Kırıntılı	3243	1.22	0.39	0.52	0.33	0.24	39.4	17.3	41.4	0.46	0.13	1.051
Aj-8	Naokelekan	Kırıntılı	3245	1.42	0.38	0.49	0.2	0.17	33.9	21.7	44.5	0.48	0.13	1.313
Aj-12	Naokelekan	Karot	3492	1.58	0.43	0.51	0.2	0.15	40.2	22.4	37.8	0.58	0.13	0.94
Aj-12	Naokelekan	Karot	3494	1.43	0.37	0.47	0.39	0.13	44.3	18.4	37.6	0.58	0.13	0.849
Aj-12	Sargelu	Kırıntılı	3515	1.23	0.32	0.37	0.34	0.33	39.6	19.5	40.4	0.48	0.12	1.02
Aj-12	Sargelu	Kırıntılı	3575	1.11	0.27	0.34	0.12	0.26	57.3	22.5	30.9	0.72	0.14	0.539
Aj-12	Sargelu	Kırıntılı	3582	1.12	0.29	0.35	0.47	0.32	44.1	18.7	37.2	0.5	0.16	0.844

Tri/Ster = Trisiklik terpanler/Steran; ααS C_{29} = 20S/(20S+20R) steran oranı; ββR C_{29} = αββ/(αββ+ααα) steran oranı; Dia/ster = 13β(H),17α(H) 20S C_{27} diasteran/5α(H),14α(H),17α(H) 20R C_{27} düzenli steran oranı; $C_{28}+C_{29}$/Ts = C_{28} ve C_{29} trisiklik terpanler/18α(H)-22.29.30 trisnorneo hopan; ; %C_{27} (*m/z* 217) = 100×C_{27}R/(C_{27}R+C_{28}R+C_{29}R); %C_{28} (*m/z* 217) = 100×C_{28}R/(C_{27}R+C_{28}R+C_{29}R); %C_{29} (*m/z* 217) = 100×C_{29}R/(C_{27}R+C_{28}R+C_{29}R); Ster/H = Steran/hopan



Şekil 5.20. Çalışma alanının kaynak kaya formasyonlarına ait C_{27}, C_{28} ve C_{29} üçgen diyagramı (Huang ve Meinschein, 1979'dan değiştirilerek)

5.3.4.2. C_{28}/C_{29} Steran

GCMS/MS m/z 217 kullanılarak ölçülen, C_{28} steranlarının nispi içeriğinde genel bir artış ve jeolojik zaman boyunca denizel petroldeki C_{29} steranlarında bir düşüş olduğunu gösterir (Moldowan ve ark., 1985; Grantham ve Wakefield, 1988). C_{28} steranlarındaki artış, Jura ve Kretase devirlerinde diyatomlar, kokolittoforlar ve dinoflagellatlar dahil olmak üzere fitoplankton topluluklarının artan çeşitliliği ile ilişkili olabilir (Peters ve ark., 2005). Her ne kadar bu yaklaşım, petrolün kaynak kayacının yaşını belirlemede yeterince doğru olmasa da, Paleozoyik ya da daha yaşlı petrollerden Üst Kretase, Paleojen ve Neojen petrollerini ayırd etmek mümkündür (Grantham ve Wakefield, 1988). Pr/Ph'ye karşı C_{29}/C_{27} steran diyagramı (Şekil 5.21), Ajeel petrol sahasındaki Jura-Kretase kaynak formasyonlarının bütün ekstrakt

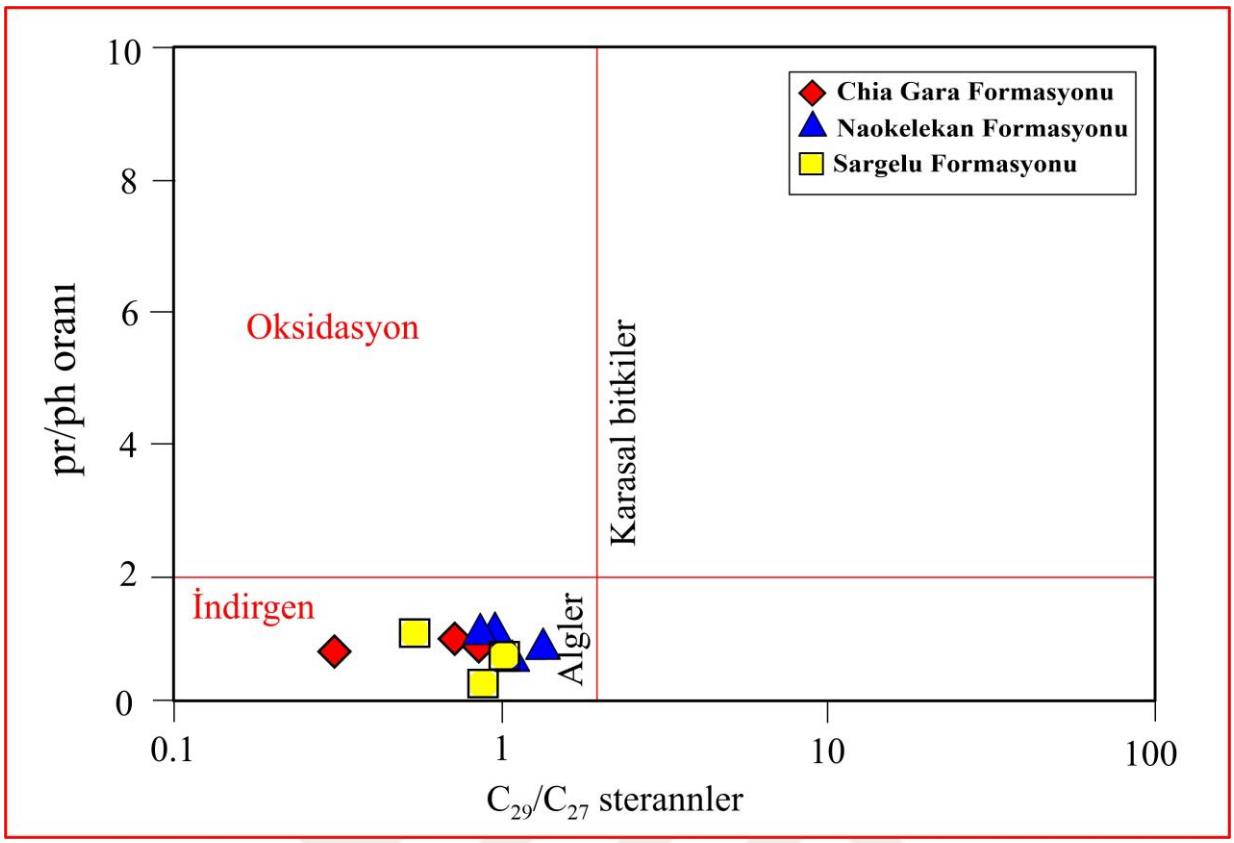
örnekleri, egemen olarak kaynak kaya depolanması sırasında algal ve denizel organik madde girdisinin etkili olduğu anoksik şartları yansıtır.

5.3.4.3. Diasteran/steran oranları

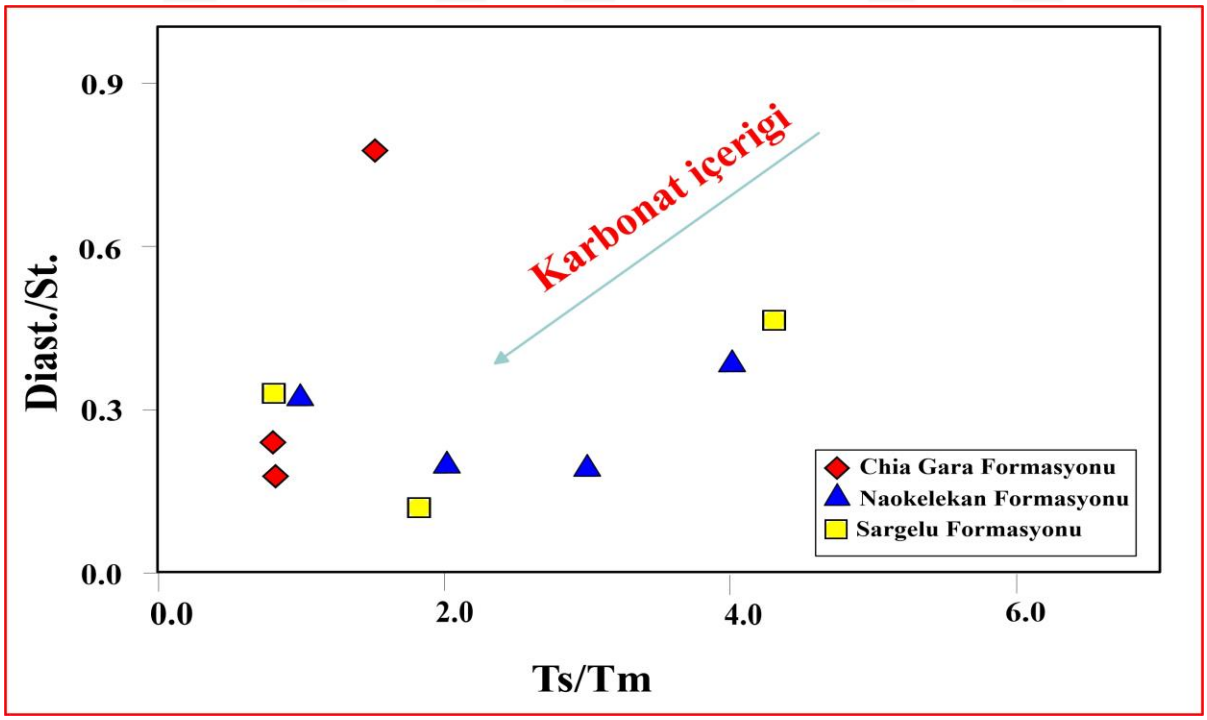
Kaynak-kaya mineralojisi ve oksisite için orta derecede spesifik, termal olgunlaşma nedeniyle girişim, M + → m/z 217'nin GCMS/MS veya MRM/GCMS'si ile analiz edilmiştir; sırasıyla C_{27}, C_{28}, C_{29}, ya da C_{30} için M + = m/z 372, 386, 400 ya da 414 şeklindedir (Peters ve ark., 2005). C_{27} diasteran/C_{27} steran gibi alternatif oranlar daha az zirve noktası ölçümü içerir, ancak C_{28} ve C_{29} epimerlerindeki girişim nedeniyle doğru ölçüm yapmak zordur. Diasteranlar/steranlar oranları, petrolü karbonata karşı kırıntılı kaynak kayalardan ayırmada yaygın olarak kullanılır (Mello ve ark., 1988). Petrollerdeki düşük diasteranlar/steranlar oranları (m/z 217), anoksik kil açısından fakir ya da karbonat kaynak kayayı gösterir. Bu karbonat sedimentlerin diyajenezi sırasında bakteriyel aktivite, bikarbonat ve amonyum iyonları sağlar (Berner ve ark., 1985). Ekstrakt örnekleri için diasteran/steran oranları 0.96'ya ulaşmış olup (Çizelge 5.11), bol miktarda anoksik kilce fakir karbonat kaynak kayalı çeşitli kil içeriklerinden türetildiğini göstermektedir. Ayrıca, diasteran/steran oranlarının Ts/Tm'ye karşı ilişkisi (Şekil 5.22), kaynak numunelerinin fakir kil içerikli denizel karbonatın bolluğunu göstermektedir.

5.3.5. Olgunluk-ilişkili biyobelirteçler

Termal olgunluk, sedimanter organik maddeyi petrole dönüştüren ısı kaynaklı reaksiyonların kapsamını tanımlar. Erken diyajenetik işlemler, sedimentlerdeki bakteri ve bitki artıklarını kerojene (çözünmez, partikül organik madde) ve bitüme (ekstrakt edilebilir organik maddeye) dönüştürür (Peters ve ark., 2005). Katajenez sırasında hem kerojen hem de petrol kararsızdır ve giderek pirobitüm ve gazlara ayrışır (Hunt, 1996). Organik madde, petrol üretim penceresi ile olan ilişkisine bağlı olarak olgunlaşmamış, olgun veya post-olgun olarak tanımlanabilir (Tissot ve Welte, 1984). Bu parametreler şunları içerir.



Şekil 5.21. Kaynak kayaçların çökelme ortamını gösteren diagram (Shanmugam, 1985)



Şekil 5.22. Ajeel petrol sahasının kaynak kayaçlarının diasteran/steran ve Ts/Tm ilişkisi

5.3.5.1. Terpanler

A. Ts/(Ts+Tm)

Termal parametre, olgunlaşmamıştan olgunlaşmış ve post-olgunlaşmış aralığında uygulanabilir ve C_{27} hopanların göreli stabilitesine dayanır, ancak m/z 191 veya GCMS/MS (m/z 370 → 191) kullanılarak ölçülen, kaynağa güçlü bir şekilde bağlıdır (Peters ve ark., 2005). Ts/(Ts+Tm) oranı, tutarlı bir organik fasiyes kaynağından petrollerin değerlendirilmesinde olgunluk göstergesi olarak en güvenilir olanıdır (McKirdy ve ark., 1983, 1984; Rullkötter ve ark., 1985). Kalkerli fasiyeslerde şeyl oranı azaldıkça, Ts/(Ts+Tm) oranı da azalır.

Bu çalışmada, Ts/(Ts+Tm) oranının düşük değerleri (Çizelge 5.10) ve Ajeel petrol sahası formasyonlarının ekstrakt kaynak örnekleri, karbonat kaynaktan alınmayı ifade eder (Seifert ve Moldowan, 1978).

B. Moretan/hopan (Moretanların indeksi)

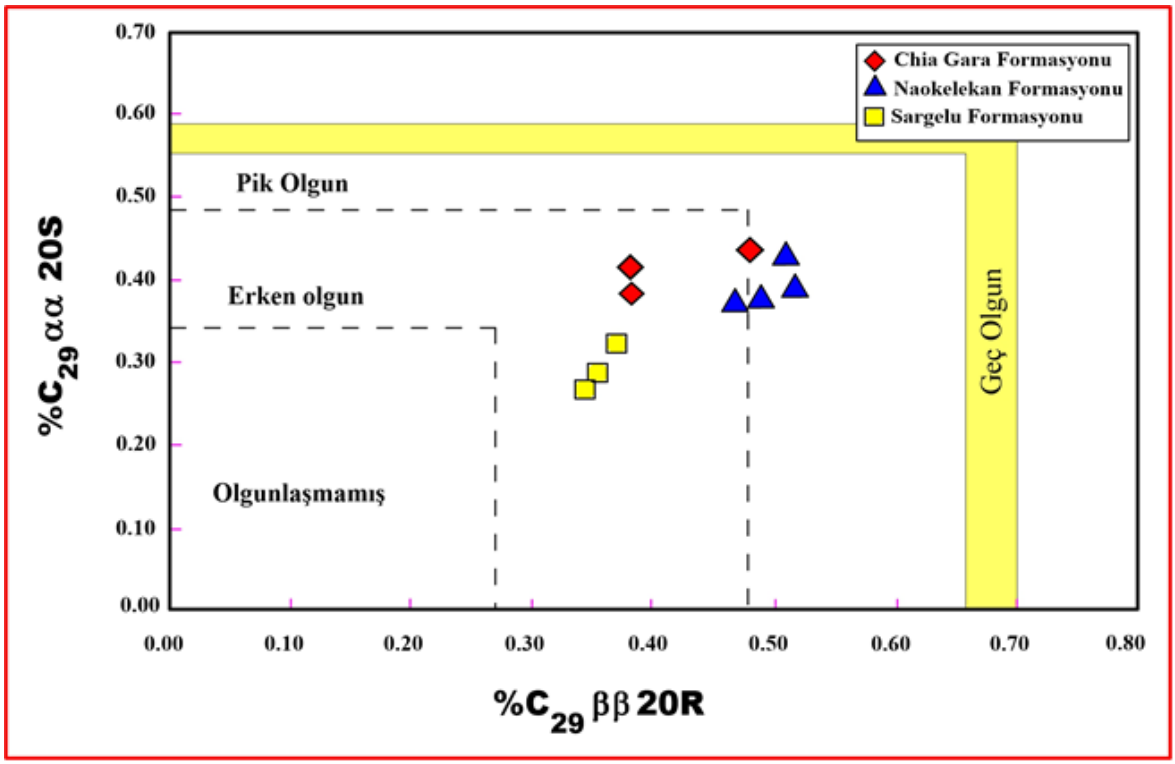
C_{29} veya C_{30} homologları kullanılarak m/z 191 kromatogramları veya GCMS/MS kullanılarak ölçülmüş, C_{30} bileşikleri en yaygın olarak moretan/hopan için kullanılır, ancak bu oran C_{29} bileşikleri kullanılarak da ölçülür (Seifert ve Moldowan, 1980), diğerleri moretan/hopan oranı için hem C_{29} hem de C_{30} bileşiklerini kullanır (Mackenzie ve ark., 1980). 17β, 21α (H)-moretanlar termal olarak 17α, 21β (H)-hopanlardan daha az stabildir ve C_{29} ve C_{30} moretanların bollukları termal olgunluğa karşılık gelen hopanlara nazaran düşüktür (Seifert ve Moldowan, 1980). Moretanlar/hopanlar oranı 0.08 ile 0.11 arasında değişmektedir, bu da erken olgun ile olgun kaynak kayaları belirtmektedir.

5.3.5.2. Steranlar

22S/(22S+20R) C_{29} steran izomerizasyon oranları

Olgunlaşmamış ile olgunlaşmış aralığı için oldukça spesifik, C_{29} steranlarının analizi tercihen GCMS/MS ile ya da m/z 217 kullanarak ölçülmüş ve %20S and 20S/20R alarak ifade edilmiştir (Peters ve ark., 2005). C_{29}5a, 14α, 17α (H)-steranlardaki C-20'de artan termal olgunlukla (Seifert ve Moldowan, 1980) 20S/(20S+20R) 'nin 0'dan ~0.5'e (0.52 - 0.55 = denklik) yükselmesine neden olur. 20S/(20R+20S) oranı, en güvenilir ve en kullanışlı biyomarker-olgunluk parametresi olup, C_{27}, C_{28} veya C_{29} steranlarının herhangi birindeki

20S/(20S+20R) değişimin tespit edilmesiyle ölçülebilir (Rullkötter ve ark., 1985; Rullkötter ve Marzi, 1988). Bu çalışmadaki bütün ekstraktlar, steran izomerizasyonu için dengeye ulaşmamıştır, tüm numuneler C_{32} 22S/(22S+22R) homohopan oranlarının dengesine ulaşmış veya yaklaşmıştır (Seifert ve Moldowan, 1980). C_{31}-C_{35} 17a-hopanlardaki C-22'de izomerizasyon, normal steranlarda C-20'de izomerizasyon gibi birçok biyobelirteçten daha erken gerçekleşir ve C_{32} hopanlar için denge ~% 0.5 vitrinit refleksiyonunda oluşur (Peters ve ark., 2005). Ajeel petrol sahsının kaynak kayaçları özellikle Chia Gara ve Sargelu formasyonları erken olgun, Naokelekan Formasyonu pik olgun olarak görülmektedir (Şekil 5.23). C_{29}'a karşı C_{32} izomerizasyon oranları diyagramında, ekstrakt örneklerinin hepsi erken petrol penceresini göstermektedir (Şekil 5.24).

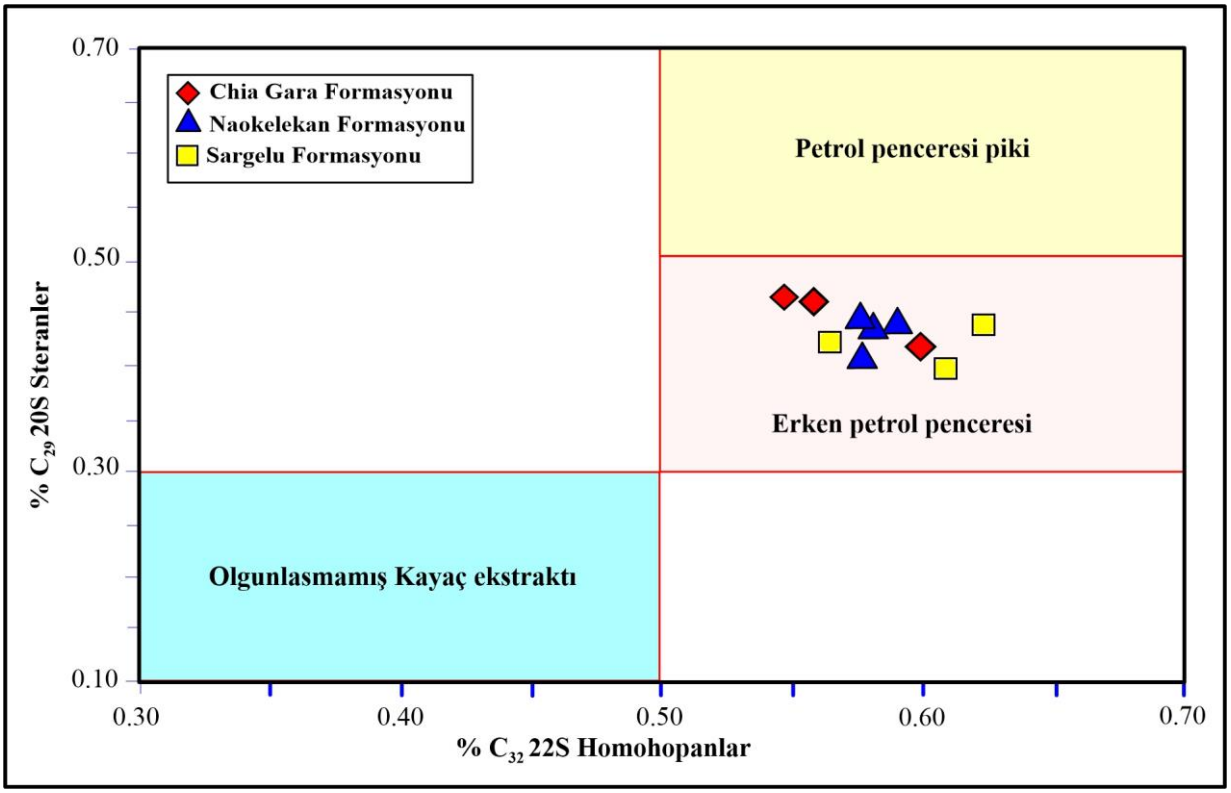


Şekil 5.23. C_{29} ααα20S/(S+R) karşı C_{29} αββ/(αββ+ααα) diagramı (Peters ve Moldowan, 1993)

5.4. Ham Petrollerin Jeokimyasal/Fiziksel Özellikleri ve Korelasyonu

Bu çalışmada, üç kuyudan (Ajeel-12, Ajeel-17 ve Ajeel-31) Tersiyer rezervuar (karbonat) kayaçlarından üç petrol örneği alınmıştır. Toplanan örnekler için farklı jeokimyasal analizler yapılmıştır, bunlar kütle petrol kompozisyonu (doymuş, aromatik, asfalten fraksiyonları ve polar bileşikleri), sülfür (S) içeriği ve API'dir (Çizelge 5.12). Analiz

edilen petrol örnekleri, yüksek API (31-33 API) ve yüksek sülfür (S) içerdiğini (%2.87'ye kadar) göstermiştir (Çizelge 5.12). Bu da, asidik petrol olduğunu ve indirgen (denizel) koşullar altında biriken karbonat kaynak kayaçlardan türetildiğini gösterir (Petersve ark., 2005).



Şekil 5.24. C_{29} (20S/20S+20R) sterana karşı C_{32} (22S/22S+ 22R) homohopan izomerizasyonları diagramı (Seifert ve Moldowan, 1981'den değiştirilerek)

Orr (2001)'a göre, sülfür-API ilişkisi, ham petrol örneklerinin sülfür içeriği yüksek olan, II-S kerojenlerden türetildiğini göstermiştir (Şekil 5.25). Bu tip kerojen, tipik olarak orta-yüksek sülfür içerir ve 0.04'ten fazla atomik S_{org}/C oranları sahiptir (Orr, 1986). Tip II-S kerojen içeren kaynak kayaçlar, petrol penceresinin erken olgunlaşma seviyesinde petrol üretebilir (Baskin ve Peters, 1992; Orr, 1986; Peters ve Moldowan, 1993). Kütle petrol kompozisyonuna göre, petrol örneklerin doymuş fraksiyonu (>%50) aromatik fraksiyonlardan fazla olduğunu %20.40-%29.7 göstermektedir (Çizelge 5.12). Ayrıca, reçine ve asfalt, tüm petrol örneklerinde en düşük fraksiyonlardır (%2.50 ile 20.72 ve %1.0 ile 6.2) (Çizelge 5.12).

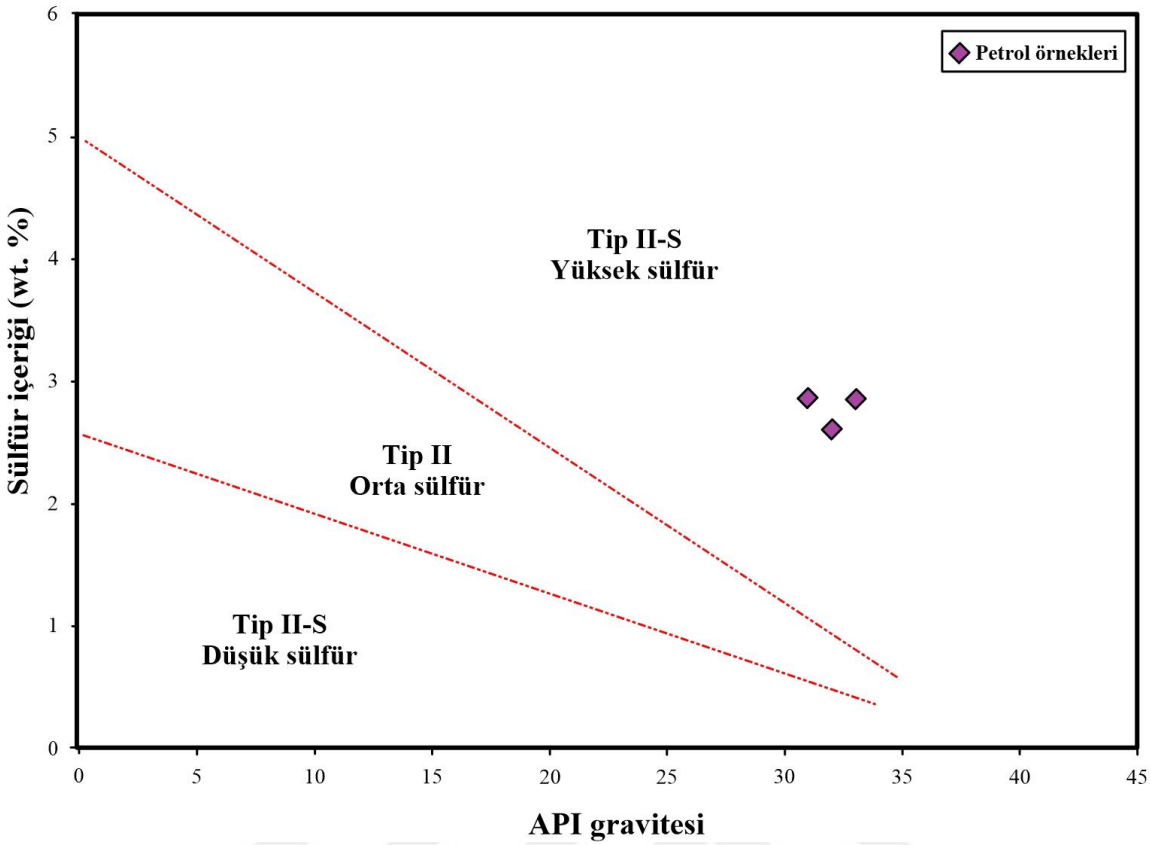
Doymuş ve aromatik hidrokarbonların yüksek oranları, ham petrollerin biyolojik olarak bozulmadığını gösterir (Peters ve ark., 2005).

Ayrıca, Tissot ve Welte (1984) diyagramına dayanarak, analiz edilen ham petroller, parafinik petrol olarak sınıflandırılmıştır (Şekil 5.26). Ham petrol örneklerinin duraylı kompozisyonu ve analiz edilen kaynak kayaçlar (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) ile tutarlı olduğunu ve petrollerin birden fazla kaynak kayaçlardan türetildiğini belirtir.

Çizelge 5.12: Ajeel petrol sahasından (Kuzey Irak) alınan üç petrol örneklerinin jeokimyasal ve fiziksel özellikleri.

Petrol sahası	kuyu	Kaynak kayaçlar	Örnek tipi	Derinlik M.	Aromatik wt.%	Doymuş wt.%	Reçince wt.%	asfalten wt.%	δ^{13}C Doymuş	δ^{13}C Aromatik	CV.	S.	API
Ajeel Oilfield	**Ajeel-31**	**Tersiyer rezervuar kayaçları**	Petrol	800-900	29.70	61.60	2.50	6.20	-27.3	-27.4	-3.41	2.85	33
	Ajeel-17		Petrol	1000-1075	21.60	56.02	20.72	1.65	-27.4	-27.4	-3.15	2.87	31
	Ajeel-12		Petrol	2250 – 2350	20.40	61.77	14.73	3.10	-27	-27.3	-3.95	2.61	32

$\delta^{13}C_{ARO.}$= Aromatik hidrokarbon kısmının stabil karbon kompozisyonu; $\delta^{13}C_{SAT.}$= Doymuş hidrokarbon kısmının stabil karbon kompozisyonu; Canonical variable (CV.)=$-2.53^{13}\delta C_{SAT.}+2.22\ \delta^{13}C_{ARO.}-11.65$; S.=Sülfür içeriği; API = Amerikan petrol enstitüsü; ham pertolerin gravitesini ölçmek için kullanılır =(141.5/ Özgül Ağırlık)–131.5.



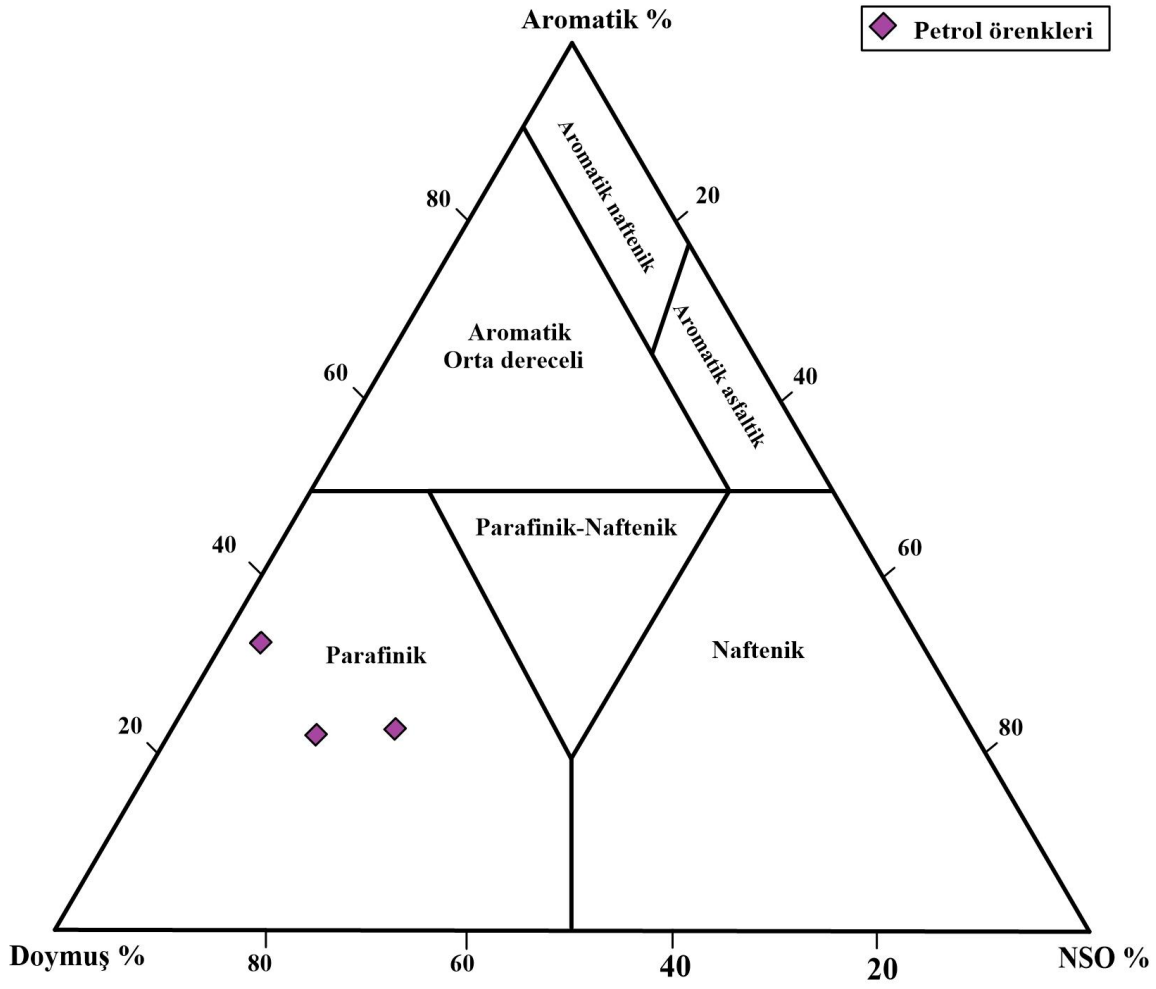
Şekil 5.25. Analiz edilen petrol örneklerinin API - sülfür diyagramı (Orr, 1986)

5.4.1. Duraylı karbon izotop kompozisyonları

Doymuş ve aromatik hidrokarbonların duraylı karbon izotop (δC^{13}) değerleri, ham petrolleri sınıflandırmak ve kaynak kayaçların organik madde kökenlerini belirlemek için yaygın olarak kullanılmıştır (Boreham ve ark., 2001; Collister ve Wavrek, 1996; Sofer, 1984; Summons ve ark., 1992).

Analiz edilen kaynak kayaçlar ve petrollerdeki doymuş ($\delta C^{13}_{Sat.}$) ve aromatik ($\delta C^{13}_{Aro.}$) hidrokarbon fraksiyonlarının değerleri ‰-25.6 ile -28.5 ve ‰-25.7 ile −28.2 arasında değişmektedir (Çizelge 5.12), Sofer (1984) diyagramına göre, analiz edilen petrol örnekleri denizel kaynak kayaçlardan türetilmiştir.

İlaveten, analiz edilen petrol örnekleri, genellikle denizel kökenli organik maddelerden kaynaklanmıştır ve birden fazla kaynak kayaçlardan elde edilmiştir (Şekil 5.27).

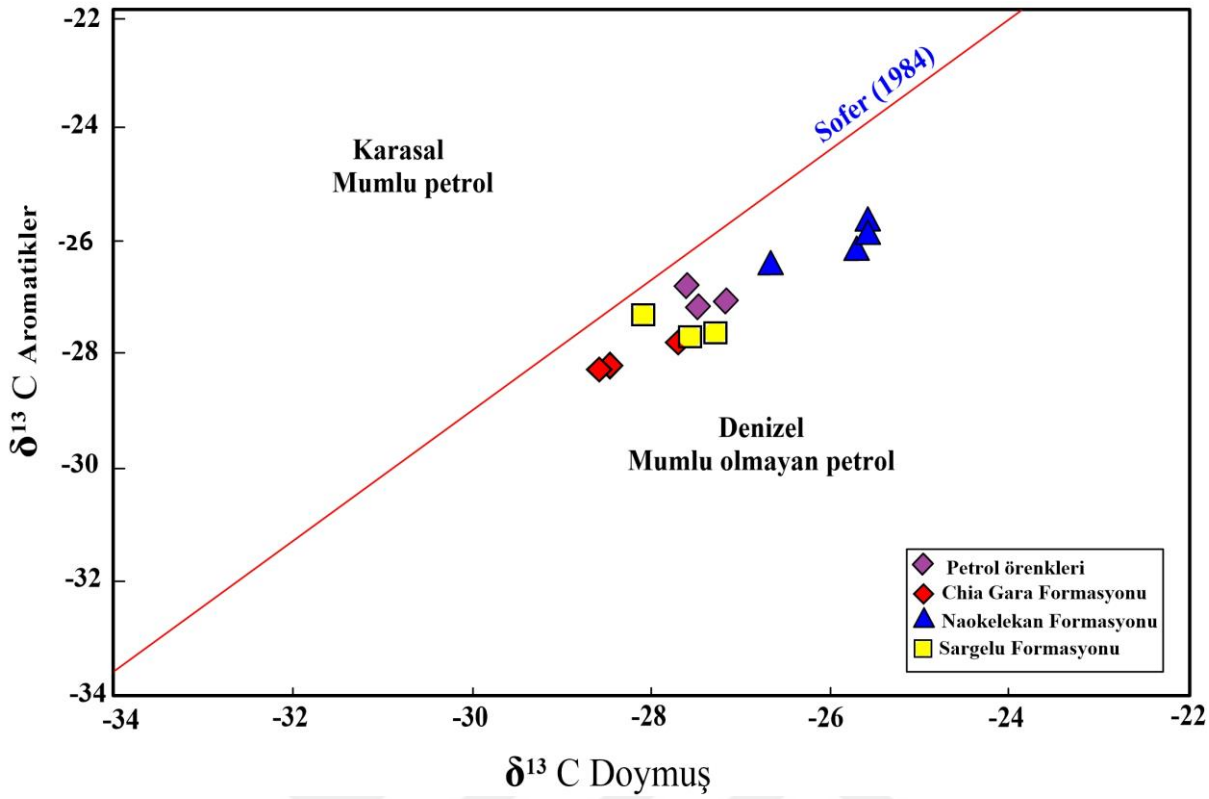


Şekil 5.26. Ham petrollerin doymuş, aromatik hidrokarbonlar ve NSO diyagramı (Gharib ve ark., 2021)

Kanonik değişken (CV), önemli parametrelerden birisi olup, düşük CV değerleri yaygın olarak denizel ve karasal organik maddeleri belirlemede kullanılmıştır.

Düşük kanonik değişken (CV) değerleri (<0.47) denizel kökenli organik maddeleri işaret etmektedir. Ayrıca, CV negatif değerleri, denizel organik maddelerin daha yüksek katkısını göstermektedir (Peters ve ark., 2005; Sofer, 1984).

Duraylı δC^{13} ($\delta C^{13}_{SAT.}$ ve $\delta C^{13}_{ARO.}$) kompozisyonu ve CV ilişkileri, Sofer (1984) denklemi ile hesaplanmıştır ($CV=-2.53\ \delta C^{13}_{SAT.}+2.22\ \delta C^{13}_{ARO}-11.65$).



Şekil 5.27. Ham petrol örnekleri ile Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara örneklerin δC^{13}aro.'ya karşı δC^{13}sat diyagramı (Sofer, 1984)

İncelenen tüm örneklerin CV değerleri -4.79 ile -1.16 arasında değişmektedir (Çizelge 5.12), bu da kaynak kayaç ve petrol örneklerinin denizel organik maddelerden türetildiğini göstermektedir.

5.4.2. Biyomarkerler, oranları ve parametreleri

Üç ham petrol örneğinde doymuş hidrokarbonların m/z 191 ve m/z 217 lipit biyomarkerleri, alkanların, izoprenoitlerin, terpanların ve steranın normal dağılımları, GC kromatogramlarında belirlenmiştir (Şekil 5.28, 5.29, 5.30). Analiz edilen ham petrol örneklerinin gaz kromatogramları (GC) (Şekil 5.28), normal alkanların unimodal dağılımını göstermektedir (C_{11} ve C_{40} arasında).

Kısa ve orta zincirli *n*-alkanlar, uzun zincirli *n*-alkanlardan daha büyük değerler göstermiştir, C_{15}-C_{20} *n*-alkanlar daha fazladır (Şekil 5.28).

Analiz edilen örneklerin *n*-alkanlar seti ve asiklik izoprenoitler (pristan ve phitan) (Şekil 5.28) ham petrol örneklerde biyolojik olarak çürümediklerini göstermiştir.

Asiklik izoprenoitler, en yaygın jeokimyasal biyobelirteçlerdir, redoks koşullarını ve organik maddelerin birikme ortamlarını belirtmek için kullanılmıştır (Didyk ve ark., 1978).

Genel olarak, Pr ve Ph konsantrasyonu neredeyse eşittir ve Pr/Ph oranı 0.39-1.15 arasında değişmektedir (Çizelge 5.13). İzoprenoitlerin oranı ve *n*-alkan (C_{17}–C_{18}) Konsantrasyonları hesaplanmıştır ve *n*-alkanların yüksek değerleri, düşük Pr/*n*-C_{17} ve Ph/*n*-C_{18} oranları ile sonuçlanmıştır (Çizelge 5.13).

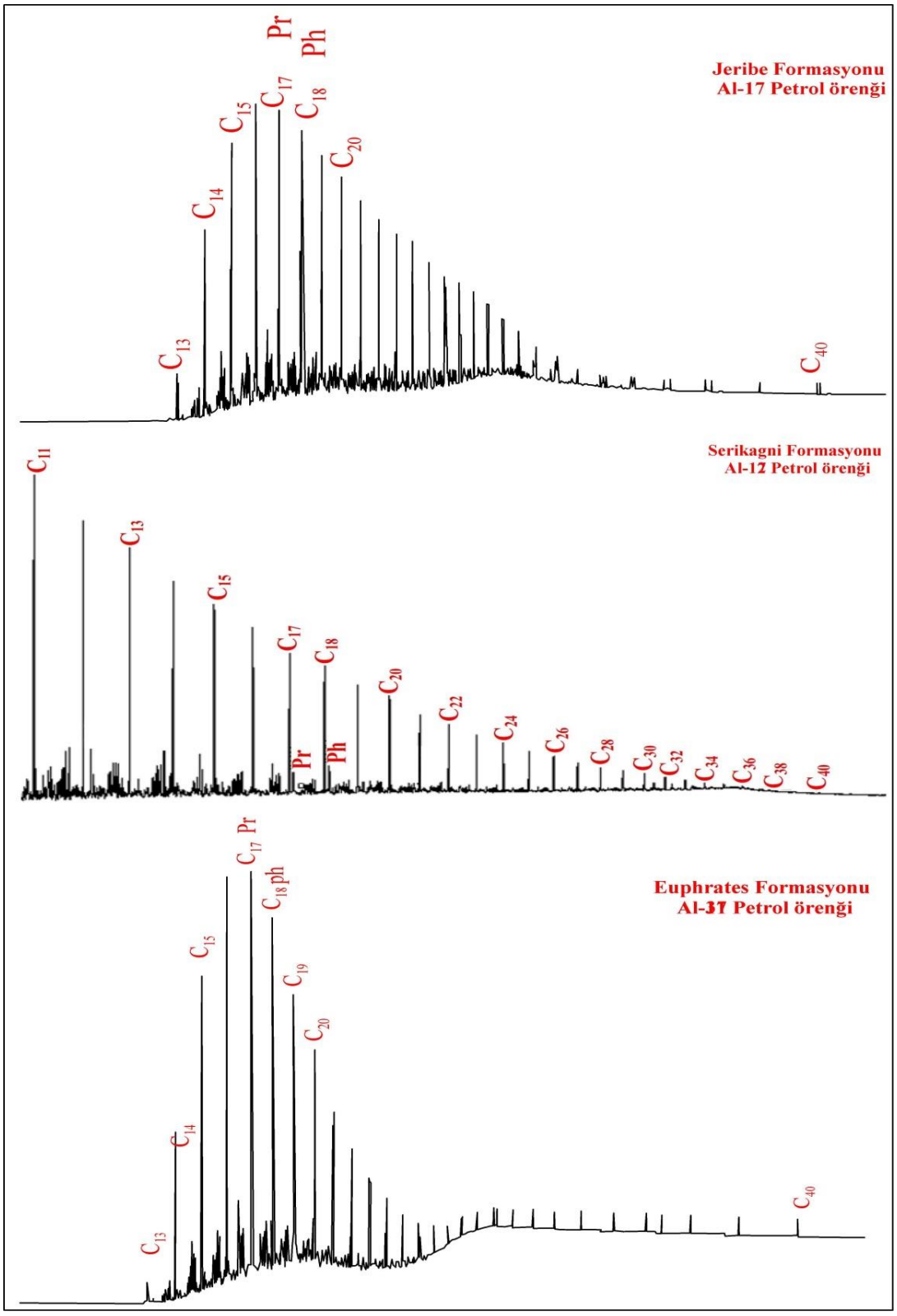
Petrol örneklerinin doymuş hidrokarbonları m/z 191 iyonun kütle fragmentogramında, trisiklik terpanlara göre yüksek hopan içerdiğini göstermiştir (Şekil 5.29).

C_{29}-norhpane C_{30}-hopan ve homohopane serisi genellikle en yaygın hopan serileridir, büyük miktarlarda 17α-(H)-trisnorhopane (Tm) ve 18α-(H)-22, 29, 30-trisnorneohopane (Ts) şeklindedir (Şekil 5.29).

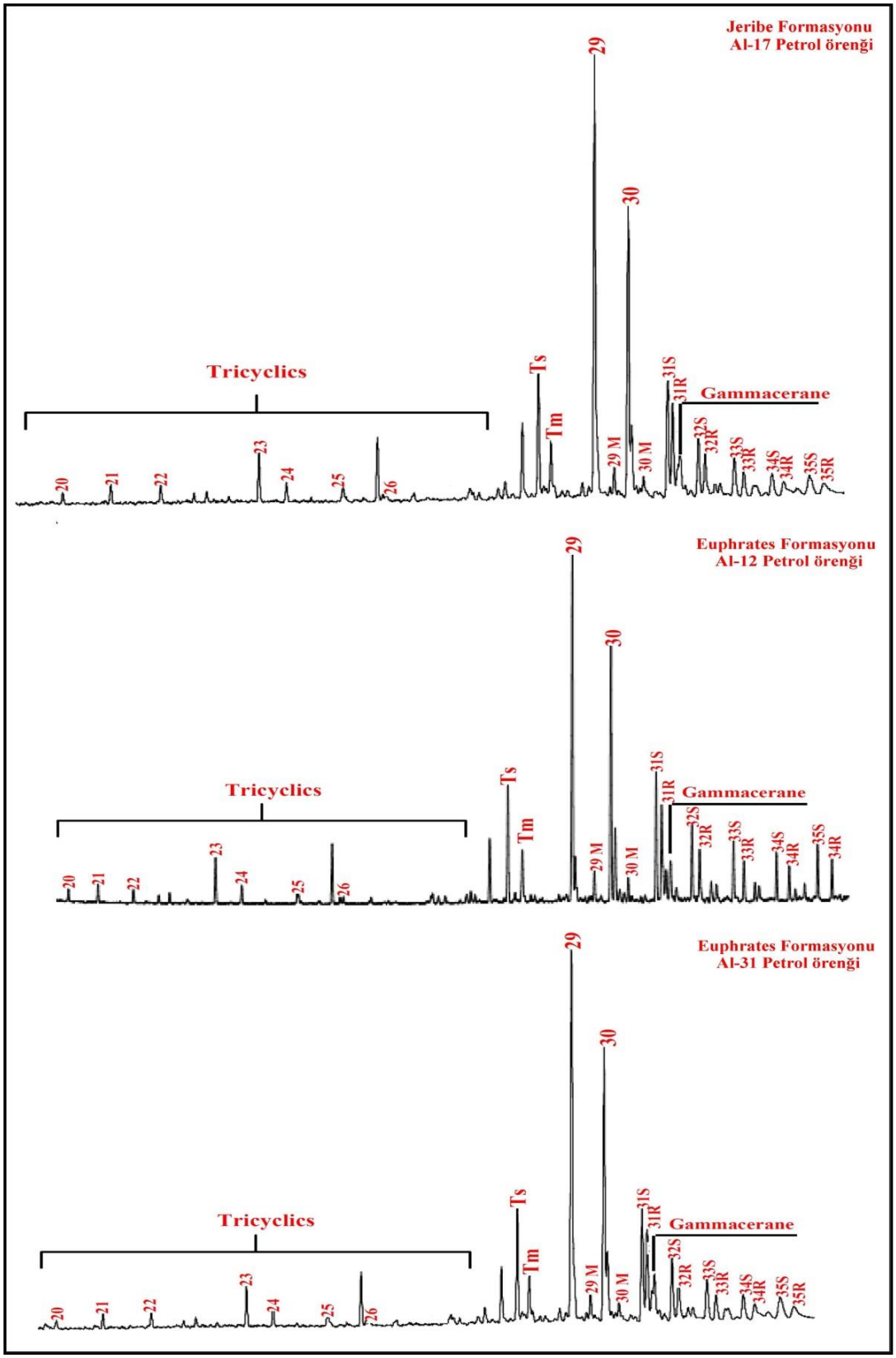
Tüm ham petrollerin m/z 191'i (Şekil 5.29) C_{30}-hopane'den yüksek C_{29}-norhpane göstermektedir ve yüksek C_{29}/C_{30} oranları 1.08-2.10 arasında değişmektedir (Çizelge 5.13). Buda denizel kökenli ve karbonat açısından zengin formasyonların özelliğidir (Clark ve Philp, 1989). Buna ek olarak, homo-hopane dağılımında C_{31} egemen olmuştur, tüm örneklerde artan C_{31} oranı, kademeli olarak azalmıştır (Şekil 5.29).

C_{31}-R-homohopan/C_{30}-hopan (HCR_{31}/HC_{30}), C_{35}/C_{34}-hopan ve C_{32} (22S/22R+22S) epimerizasyon oranları, homohopan dağılımlarına göre hesaplanmıştır (Çizelge 5.13).

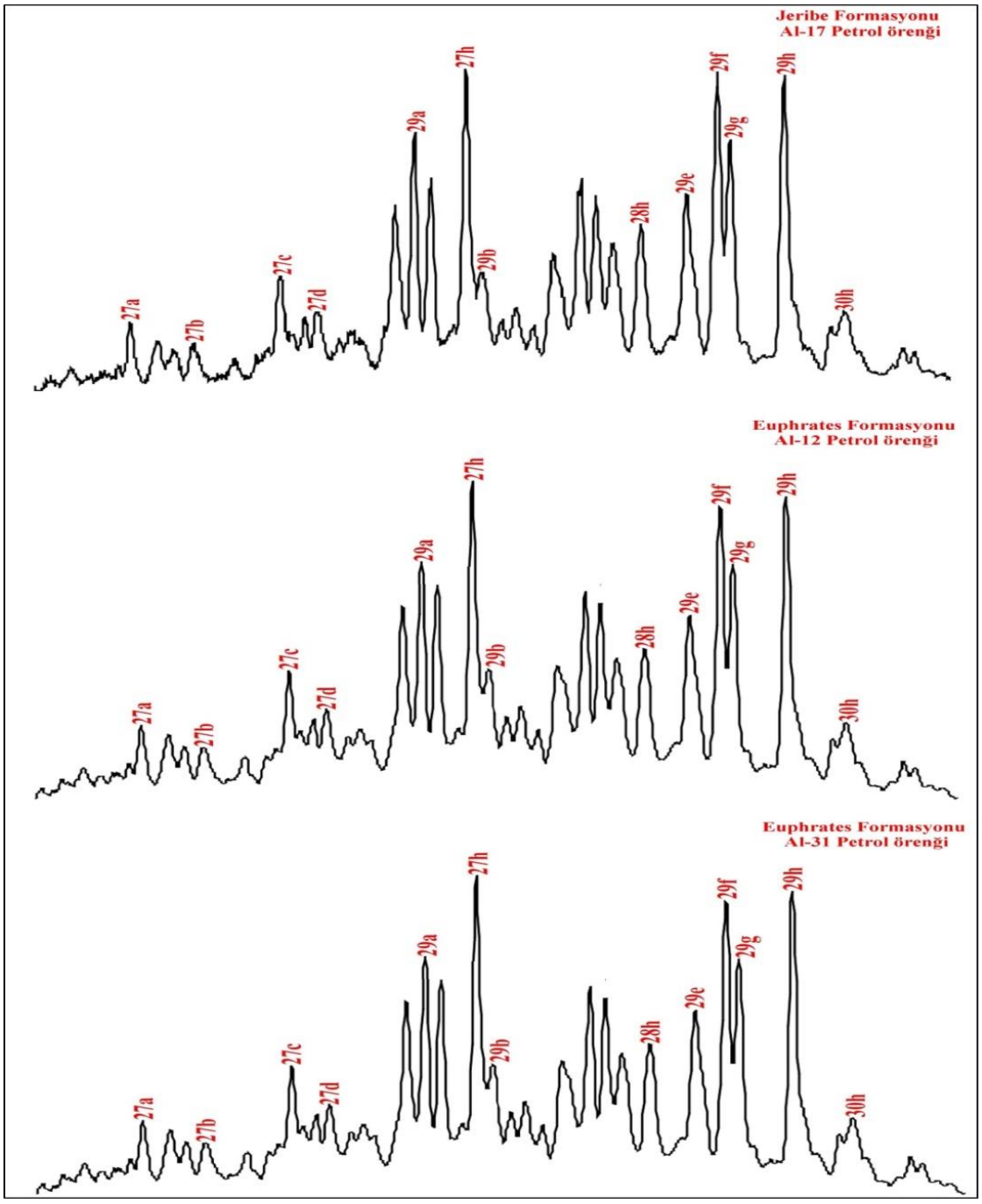
Ayrıca, petrol örneklerinin gammaceran değerleri m/z 191'den elde edilmiştir ve gammaceran/C_{30}-hopan indeksi C_{30}-hopan ile birlikte 0.06-0.27 aralığında hesaplanmıştır (Çizelge 5.13). Ayrıca, analiz edilen örneklerin kütle fragmentogramında (m/z 191), fazla miktarda trisiklik terpan da tespit edilmiştir (Şekil 5.29). Trisiklik terpanların farklı oranları C_{22} trisiklik/C_{21} trisiklik (C_{22}/C_{21}Tr), C_{26} trisiklik/C_{25} trisiklik (C_{26}/C_{25}Tr) ve C_{24} trisiklik/C_{23} trisiklik (C_{24}Tr/C_{23}Tr) de hesaplanmıştır (Çizelge 5.13).



Şekil 5.28. Üç petrol örneklerin gaz kromatogramları, asiklik izoprenoit seti (pristan ve phitan) ve *n*-alkanları



Şekil 5.29. Terpan dağılımını gösteren üç petrol örneğinin kütle fragmanogramı (m/z 217)



Şekil 5.30. Üç petrol örneğinin terpan dağılımını gösteren kütle fragmanogramı (m/z 217)

Analiz edilen ham petrol örneklerinde steran ve diasteran serileri, m/z 217 kütle fragmentogramlarında önemli biyobelirteç gruplardan birisidir. Analiz edilen örneklerde,

steran oranı kütle m/z 217 fragmanogramlarda diasteranden daha yüksek olduğunu göstermektedir ve homolog C_{27}-C_{29} normal steranler ile karakterize edilmiştir (Şekil 5.29). Normal steran dağılımı, C_{28} (%8.30–22.17) oranına göre yüksek ölçüde C_{27} (%25.77–46.85) ve C_{29} (%38.68–60.12) karakterize edilmiştir (Şekil 5.30 ve Çizelge 5.13). C_{27}-C_{29} düzenli steranler, çoğu petrol ve kaynak kayaç örneklerinde nispeten tutarlıdır (Çizelge 5.13). Ayrıca, diasterane/sterane, C_{27}/C_{29}, C_{29} steran 20S/(20S+20R) ve ββ/(ββ+αα) gibi birkaç normal steran oranlar hesaplanmıştır (Çizelge 5.13).

Çizelge 5.13: Tersiyer karbonat rezervuar kayaçlardan (Aj-12, Aj-17 ve Aj-31) üç biyomarker oranları, Ajeel petrol sahası, Kuzeybatı Mezopotamya Havzası.

Kuyu	Pr/Ph	Pr/C_{17}	Ph/C_{18}	C_{29}/C_{30}	G/C_{30}	C_{35}/C_{34}	HCR_{31}/HC_{30}	Trisiklik terpanlar			C_{27}/C_{29} Regülar steraneler	Diasteran/ Steran	Trisiklik terpanlar (%)			C_{32} 22S/(22S + 22R)	C_{29} ββ/(ββ+αα)	M_{30}/C_{30}
								C_{26}/C_{25Tr}	C_{22TT}/C_{21Tr}	C_{24Tr}/C_{23Tr}			C_{27}	C_{28}	C_{29}			
Ajeel-31	0.91	0.29	0.38	1.73	0.22	1.21	0.29	0.41	1.07	0.45	0.81	0.19	37.25	16.48	46.26	0.59	0.53	0.09
Ajeel-17	0.80	0.25	0.37	1.70	0.06	1.10	0.30	0.26	1.09	0.46	0.88	0.22	38.82	17.13	44.05	0.62	0.55	0.10
Ajeel-12	0.80	0.16	0.22	1.37	0.14	1.17	0.37	0.99	0.88	0.40	1.12	0.16	43.79	17.23	38.98	0.61	0.55	0.09

Pr =Pristane; Ph – Phytane; CPI= Karbon tercih indeksi (1): {2(C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29}) / (C_{22} + 2[C_{24} + C_{26} + C_{28}] + C_{30})}; Ts= (C_{27} 18α (H)-22, 29, 30-trisnorneohopane); Tm= (C_{27} 17α (H)-22, 29, 30-trisnorhopane), C_{29}/C_{30}= C_{29} norhopane/ C_{30} hopane; G/HC_{30}= Gammacerane/C_{30} hopane; M_{30}/C_{30}= C_{30} moretane/C_{30} hopane; C_{35}/C_{34}= C_{35}/C_{34} homohopane; HCR_{31}/HC_{30}= C_{31} Regülar homohopane/C_{30} hopane,

5.4.3. Petrol özellikleri

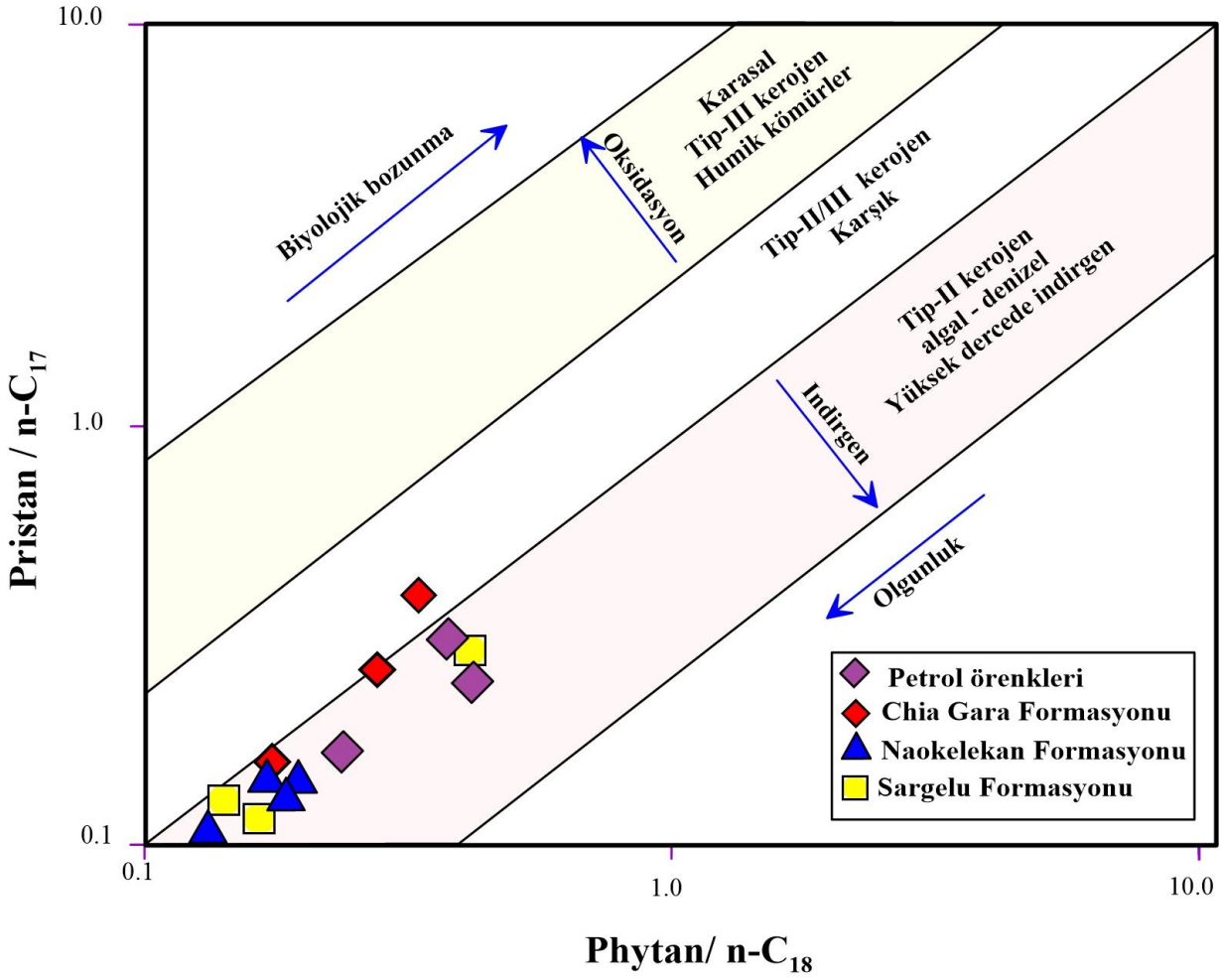
Çalışma alanında, incelenen petrol örneklerinin fiziksel ve jeokimyasal özellikleri, esas olarak izoprenoid, terpan, steran ve karbon izotop bileşenlerinin biyomarker oranlarına dayanarak, petroller denizel kökenli alg organik madde açısından zengin Tip-II-S kerojenlerden ve karbonatlı kaynak kayaçlardan türetilmiştir. Analiz edilen tüm petrol örnekleri, *n*-alkanlar dağılımı uzun zincirli *n*-alkanlara göre kısa ve orta zincirli *n*-alkanlar domine edilmektedir (Şekil 5.28). Bu dağılım özelliği, tipik denizel kökenli organik maddelerin (alg ve bakteriyel) yüksek katkısı ve az miktarda karasal kökenli organik maddeleri göstermektedir (Didyk ve ark., 1978; Peters ve ark., 2005).

Denizel kökenli organik maddenin kaynak kayaçlarda bulunması, karbon izotopun (δC^{13}) doymuş ve aromatik hidrokarbonlar ile tutarlıdır (Şekil 5.27). Asiklik izoprenoit Ph/Ph oranı genellikle çökelme koşullarını ve organik madde kaynağını belirlemek için kullanılır (Didyk ve ark., 1978; Peters ve ark., 2005; Peters ve Moldowan, 1993; Powell ve McKirdy, 1973).

Yüksek Ph/Ph oranları ≤3, oksik koşullar altında biriken karasal organik maddeden üretilen ham petrolleri temsil etmektedir ve düşük Ph/Ph oranları ≤1, indirgen koşulları (suboksik-anoksik) ve karışık (denizel/karasal) organik maddeleri işaret eder (Connan ve Cassou, 1980; Peters ve ark., 2005; ten Haven ve ark., 1987).

Bu çalışmada, incelenen petrol örneklerinin düşük Ph/Ph oranları <1 (Çizelge 5.13), petrollerin denizel kökenli organik maddelerden türetildiğini ve indirgen koşullar altında çökeldiğini göstermiştir. Ayrıca, izoprenoit oranları (Pr/*n*-C_{17} ve Ph/*n*-C_{18}) da indirgen ortamları ve organik maddelerin çökelme ortamlarını belirlemek için kullanılmaktadır (Powell ve McKirdy, 1973; Didyk ve ark., 1978).

Pr/*n*-C_{17} ve Ph/*n*-C_{18} diyagramı, petrol örneklerin Tip-II kerojeninden (alg-kökenli organik madde) üretildiğini ve denizel (indirgen) koşullar altında biriktiğini göstermektedir (Şekil 5. 31).



Şekil 5.31. Petrol ve kaynak kayaç örneklerinin Pr/*n*-C_{17}'ye karşı Ph/*n*-C_{18} diyagramı (Shanmugam, 1985)

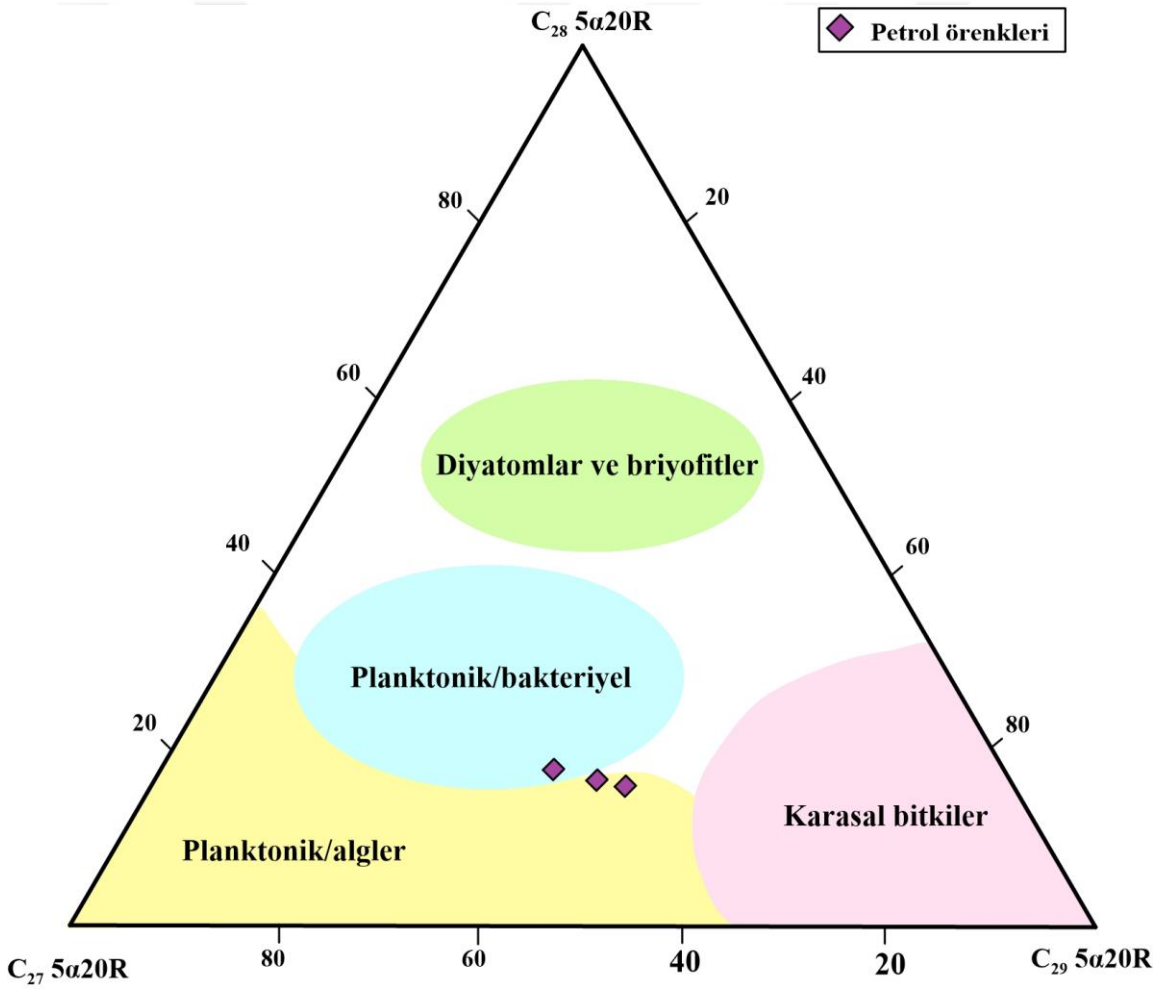
Yine, terpan ve steran bileşiklerinin oranları da organik maddenin kökenlerini ve çökelme ortamı koşulları hakkında kapsamlı bilgi sağlamak için kullanılmıştır (Peters ve Moldowan, 1993; Peters ve ark., 2005). C_{29}-norhopan, C_{31}-R/C_{30} ve C_{35}/C_{34}-hopan oranların prevalansı, Hc'lerin denizel kökenli karbonat açısından zengin kaynak kayaçlardan türetildiğini göstermektedir.

C_{22}/C_{21} ve C_{24}/C_{23} trisiklik terpan oranları, denizel kökenli karbonat kaynak kayaçları belirlemek için kullanılmaktadır. Çökelme ortamı düşük C_{26}/C_{25} trisiklik terpen ve diasteran/steran oranları (1.0 ve 0.23) ile tespit edilmektedir (Çizelge 5.13). Ayrıca, gammaceran, çökelme ortamının hipersalin veya su kolonunun tabaklanmasını işaret

etmektedir (Moldowan ve ark., 1985; Peters ve ark., 2005; Sinninghe Damsté ve ark., 1995; ten Haven ve ark., 1987).

Analiz edilen petrol örneklerinin m/z 191 fragmentogramı, düşük gammaceran değerleri (Şekil 5.29), gammaceran/C_{30}-hopan ve düşük Pr/Ph izoprenoit oranları (Çizelge 5.13) ile kaynak kayaçların indirgen koşullar altında çökeldiğini göstermektedir.

Fitoplankton algleri, bitkiler ve bakteriyel organik bileşiklerin katkıları, C_{27}–C_{29} kolestan, ergostan ve stigmatan steranları yüksek derecede etkilemektedir (Huang ve Meinschein, 1979; Volkman, 2003).

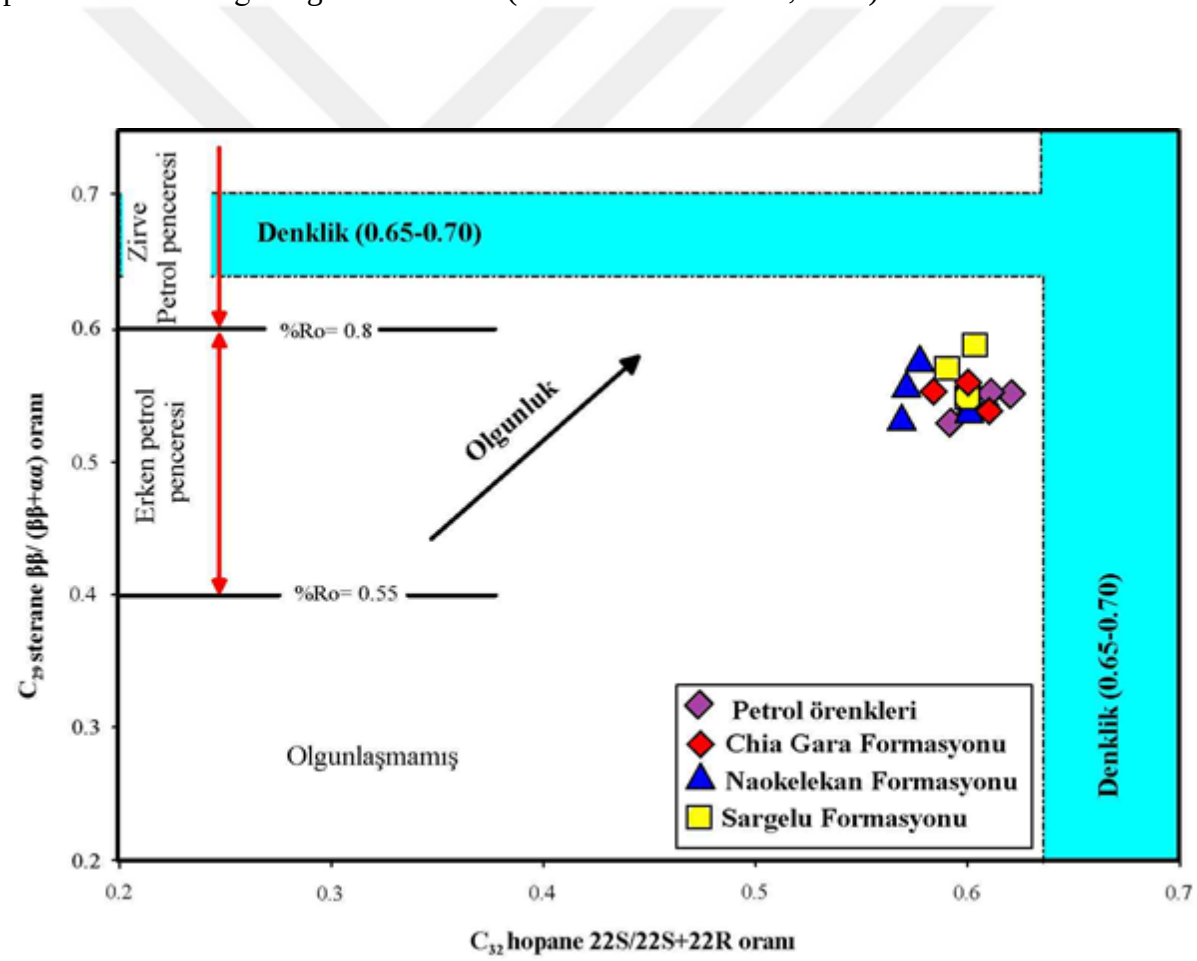


Şekil 5.32. İncelenen petrollere ait regülar steran (C_{27}-C_{29}) üçgen diyagramı (Huang ve Meinschein, 1979'den değiştirilerek)

Regülar stearinlerin C_{27}–C_{29} oranları, kaynak kayaçların organik madde kökenini belirlemek için kullanılmıştır. Petrol örneklerinin regülar stearinlerin C_{27}–C_{29} dağlımı, kaynak kayaçların plankton/algler ve bakteriler, organik maddelerin önemli katkısı ve az derecede karasal ve bitki maddelerin katkısı olduğunu göstermektedir (Şekil 5.32).

Kaynak kayaçların yüksek denizel kökenli organik madde miktarları, analiz edilen petrolün C_{27}/C_{29} regülar sterin ve Pr/Ph izoprenoit oranları ile uyumludur.

Alifatik fraksiyondaki trepan ve steranın olgunluk parametreleri, petrollerin olgunluğunu belirlemek için kullanılmıştır (Peters ve Moldowan, 1993; Seifert ve Moldowan, 1986, 1981, 1980, 1978). Bu çalışmada, incelenen petrol örnekler nispeten yüksek C_{32} hopan (22S/(22S+22R) içermektedir (0.59–0.62) ve buna dayanarak kaynak kayaçların pik petrol penceresinde olduğunu göstermektedir (Seifert ve Moldowan, 1986).



Şekil 5.33. C_{29} (ββ/(αα+ββ)) steran ve C_{32} 22S/(22S+22R) hopan olgunluk parametreleri.

İncelenen petrol örnekleri için hesaplanan C_{29} ββ/(ββ+αα) steran ve moretan/C_{30} hopan (CM_{30}/C_{30}) gibi diğer olgunluk parametreleri (Çizelge 5.13), incelenen petrollerin olgun kaynak kayalardan üretildiğini göstermektedir (Şekil 5.33) ve VR değerleri (%0.55 ve 0.80) ile uyumludur. Bununla birlikte, analiz edilen petrol örnekleri, düşük CM_{30}/C_{30} oranına sahiptir < 0.12 (Çizelge 5.13) ve olgun kaynak kayaçlardan türetildiğini göstermektedir.

Analiz edilen petroller ve kaynak kayaçlar (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) örnekleri termal olarak olgun olduklarını göstermektedir ve VR oranları %0.55 ve 0.80 arasındadır.

5.4.4. Petrol–petrol ve petrol–kaynak kayaç korelasyonları

Alifatik ve aromatik hidrokarbonun organik biyobelirticileri ve izotop bileşenleri, organik madde kaynağını ve birikme ortamı tanımlamanın yanı sıra, petrol-petrol ve petrol-kaynak kayaçların jeokimyasal korelasyonu için de kullanılmıştır (Abeed ve ark., 2011, 2012; Al-Khafaji ve ark., 2020; Alobaidi, 2016; Boreham ve ark., 2001; Peters ve ark., 2005; Sofer, 1984).

Bu çalışmada, biyomarkerler ve karbon izotoplar (δC^{13}), incelenen petroller ve kaynak kayaç (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) örneklerinin genetik ilişkisini belirlemek için kullanılmıştır.

Organik jeokimyasal sonuçlar, moleküler ve izotopik özelliklerle pozitif petrol-petrol ilişkisi tespit edilmiştir ve incelenen petrollerin jeokimyasal olarak homolog olduğu görülmüş ve Jura-Alt Kretase periyotlarına ait denizel kökenli karbonat açısından zengin kaynak kayaçlardan türetildiğini belirlenmiştir.

Ham petrollerin biyomarker oranları ve karbon izotop bileşimleri, analiz edilen Orta Jura–Alt Kretase (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) bitümlü kireçtaşları ile de tutarlıdır (Şekil 5.27 ve 5.33) ve analiz edilen petrol örneklerinin farklı kaynak kayaçlardan üretildiği kanıtlanmıştır.

Olgunluk biyomarker oranlarına göre, Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara örnekleri petrol penceresinde (erken-olgun ile orta-olgun) olup, %VR değerleri %0.55-0.80 arasında değişmektedir (Şekil 5.34). Bu nedenle, Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının, kuzeybatı Mezopotamya Havzası'nda (Kuzey Irak) etkili petrol kaynağı olduğu yorumlanmıştır.

Ayrıca Sargelu ve Naokelekan formasyonları, Chia Gara Formasyonunun aksine daha derin seviyelerde bulunmaktadır. Gömülme ve termal olgunluk modellerine dayanarak (Şekil 5.34), termal olarak olgun kaynak kayaç oldukları belirlenmiştir.

Mezopotamya havzasındaki petrol rezervlerinin çoğu Sargelu ve Naokelekan formasyonları içindeki organikçe zengin tabakalardan türetilmiştir. Bu bakımdan Sargelu ve Naokelekan formasyonları etkili kaynak kayaç olarak kabul edilmektedir. Bu nedenle, gelecekteki petrol üretimleri için, daha fazla araştırma hedefi Sargelu ve Naokelekan'ın olgun kaynak kayaçlarına odaklanmalıdır.

5.5. Havza Modelleme Algoritması

Havza modellemesinde, Ajeel Petrol Sahasında (Kuzeybatı Mezopotamya Havzası) bulunan Orta-Jura-Alt Kretase organikçe zengin formasyonların hidrokarbon türetim potansiyeli ve migrasyonunun sayısal olarak simülasyonu amaçlanmıştır.

Ajeel petrol sahasındaki, Jura-Alt Kretase yaşlı kaynak (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) kayaç istiflerini temsil eden, sadece iki kuyu bulunmaktadır (Ajeel-8 ve Ajeel-12). Bu kuyuların verileri kullanarak (Çizelge 5.14), Orta Jura-Alt Kretase (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) kaynak kayaçların termal olgunluk ve hidrokarbon türetim potansiyel modellerini tamamlamak için PetroMod havza modelleme yazılım programı kullanılmıştır. Ajeel petrol sahasındaki kuyuların simülasyonunu tamamlamak için, kuyu raporlarına göre hazırlanmıştır (Çizelge 5.14).

Bu nedenle, jeolojik ve jeokimyasal veriler, gömülme tarihçe ve termal olgunluk modellerini oluşturmak için Schlumberger-PetroMod 1D (v. 2012.2) yazılım programında veri tabanı olarak kullanılmıştır. Yayınlanmamış derleme kuyu raporlarından sağlanan genel jeolojik (tortul kaya tipleri, birikme ve erozyon dönemleri) veriler kullanılmıştır (Çizelge 5.14). Ayrıca, Bellen ve ark. (1959), Buday (1980), Aqrawi ve ark. (2010), Badics ve Aqrawi (2015) tarafından tanımlanan uluslararası stratigrafik Lexique, Irak Jeolojisi ve Petrol jeoloji verileri kullanılarak, incelenen kuyuların gömülme tarihçe modelleri inşa edilmiştir. Havzaların termal/gömülme özelliklerini modellemek için farklı ortam koşulları kullanılmıştır, bunlar eski deniz derinliği (PWD), sediment-su sınır sıcaklığı (SWIT) ve ısı-akışıdır (HF-mW/m2) (Welte ve ark., 2012; Welte ve Yükler, 1981).

Bu çalışmada PWD, yayınlanmış PWD değerlerine göre hesaplanmıştır (Badics ve Aqrawi, 2015; Faqi, 2016). PetroMod yazılım programı, farklı jeolojik zamanlar boyunca SWIT olarak kullanılmıştır (Wygrala, 1989).

Havzanın termal özellikleri modellemesinde kullanılan ısı-akışı (HF) kritik parametrelerden birsidir, HF yer kabuğunda ve hidrodinamik bölgelerde üretilen tektonik ve radyojenik ısının sonucunda ölçülür (Allen ve Allen, 2013; Hantschel ve Kauerauf, 2009). HF, havzanın termal rejim tarihçesini tanımlar, ancak jeolojik zaman boyunca değerlendirmesi zordur, bu nedenle vitrinit yansıması (%VRo) verileri ölçümü yaygın olarak kullanılmıştır. İlaveten, HF, termal olgunluk ve ardından kaynak kayaçlarının potansiyel değerlendirilmesi için %VRo verileri kullanılmıştır (Bai ve ark., 2016; Gharib ve ark., 2021; Hakimi ve ark., 2017, 2018; Shalaby ve ark., 2011, 2013).

Bu çalışmada, vitrinit (%VRo) yansıma değerleri karot ve kırıntı örneklerden hesaplanması mümkün olmadığı için, Jarvie ve ark. (2005) denklemi (VRo=0.018*Rock-eval T_{max}-7.16) ile T_{max} Rock-eval veri-tabanı kullanarak, VRo değerleri hesaplanmıştır. Rock-eval Tmax verilerden hesaplanan vitrinit (%VRo) yansıma değerleri, HF (EASY%Ro) modellerde veri-tabanı olarak kullanılmıştır. İlaveten, HF modelleri, Sweeney ve Burnham (1990) metodu ila hazırlanmıştır. Jeolojik tarih boyunca hidrokarbon üretimi simülasyonu için TOC ve hidrojen indeksi (HI) gibi jeokimyasal veriler kullanılmıştır. Ayrıca kinetik model, kerojen dönüşüm oranını (%TR) tahmini için kullanılmıştır.

Irak havzalarındaki karbonat fasiyeslerinden üretilen petrollerin çoğu Tip-II-S kerojenden üretildiği Pitman ve ark. (2004) tarafından raporlanmıştır. Bu çalışmada, analiz edilen petroller sülfür-API değerlerine göre, Tip-II-S kerojenden türetilmiştir. Bu nedenle, organik madde açısından zengin kaynak kayaçların (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) petrol üretim potansiyelinin ve göçünün sayısal olarak simülasyonu tamamlamak için, Behar ve ark., (1997) kerojen Tip-II-S kinetik verileri, PetroMod veri tabanında kullanılmıştır.

5.5.1. Kaynak kayaçların olgunluk modellemesi

İncelenen kuyuların (Ajeel-8 ve Ajeel-12) gömülme ve termal jeolojik/tarihçe modelleri Şekil 5.33'te sunulmuştur ve Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının derinliği sırasıyla 3105-3444, 3223-3510 ve 3328-3610 m derinliklere nüfuz etmiştir (Çizelge 5.14). İncelenen kuyulardaki yapılmış olan gömülme tarihçe modelleri ile orta-geç Kretase ve Senozoik zamanlarda farklı uyumsuzluk ve erozyon evreleri tespit edilmiştir (Şekil 5.34A).

Bu çalışmada, gömülme tarihçesine dayanarak, orta-geç Kretase ve Tersiyer dönemlerinde önemli erozyon olayları tespit edilmiştir ve bu nedenle yaklaşık 1500 m sediment aşındırılmıştır (Çizelge 5.14). Orta-geç Kretase döneminde (Alavi, 2004; Ameen, 1992; Berberian ve King, 1981; Beydoun, 1991), geç Miyosen ve Pliyosen (Hessami ve ark., 2001; Sherkati ve Letouzey, 2004) Arap ve Avrasya levhalarının (orta İran levhaları) tektonik kıtasal çarpışmaları nedeniyle bu erozyon süreçleri meydana gelmiştir.

Kaynak kayaçlarının (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonları) gömülme ve termal olgunluk tarihçe modelleri, orta-geç Kretase ve Tersiyer zamanları boyunca hem gömülme sıcaklığından hem de erozyon olaylarından büyük derecede etkilenmiştir (Şekil 5.34A), bu da havza gelişimi ve hidrokarbon üretim potansiyeli için kritik bir parametredir (ör. Sachse ve ark., 2016). Havzanın jeotermal tarihçesi, havzadaki jeotermal ısı-akış (HF) evrimine dayanarak hesaplanabilir (Allen ve Allen, 2013; Lachenbruch, 1970). Bu çalışmada HF, Sweeney ve Burnham (1990)'ın modeli (EASY%Ro) ve Rock-eval Tmax verilerinden hesaplanan VRo değerleri kullanılmıştır (Çizelge 5.14).

Modellenmiş ve hesaplanan VRo değerleri arasında iyi uyum sağlanmıştır (Şekil 5.34B) ve HF değerleri 55-77 mW/m^2 aralığında değişmektedir (Çizelge 5.14). Isı akışı (HF), incelenen kaynak kayaçların (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) termal olgunluğunu jeolojik zaman boyunca modellemek için kullanılmıştır (Şekil 5.34A).

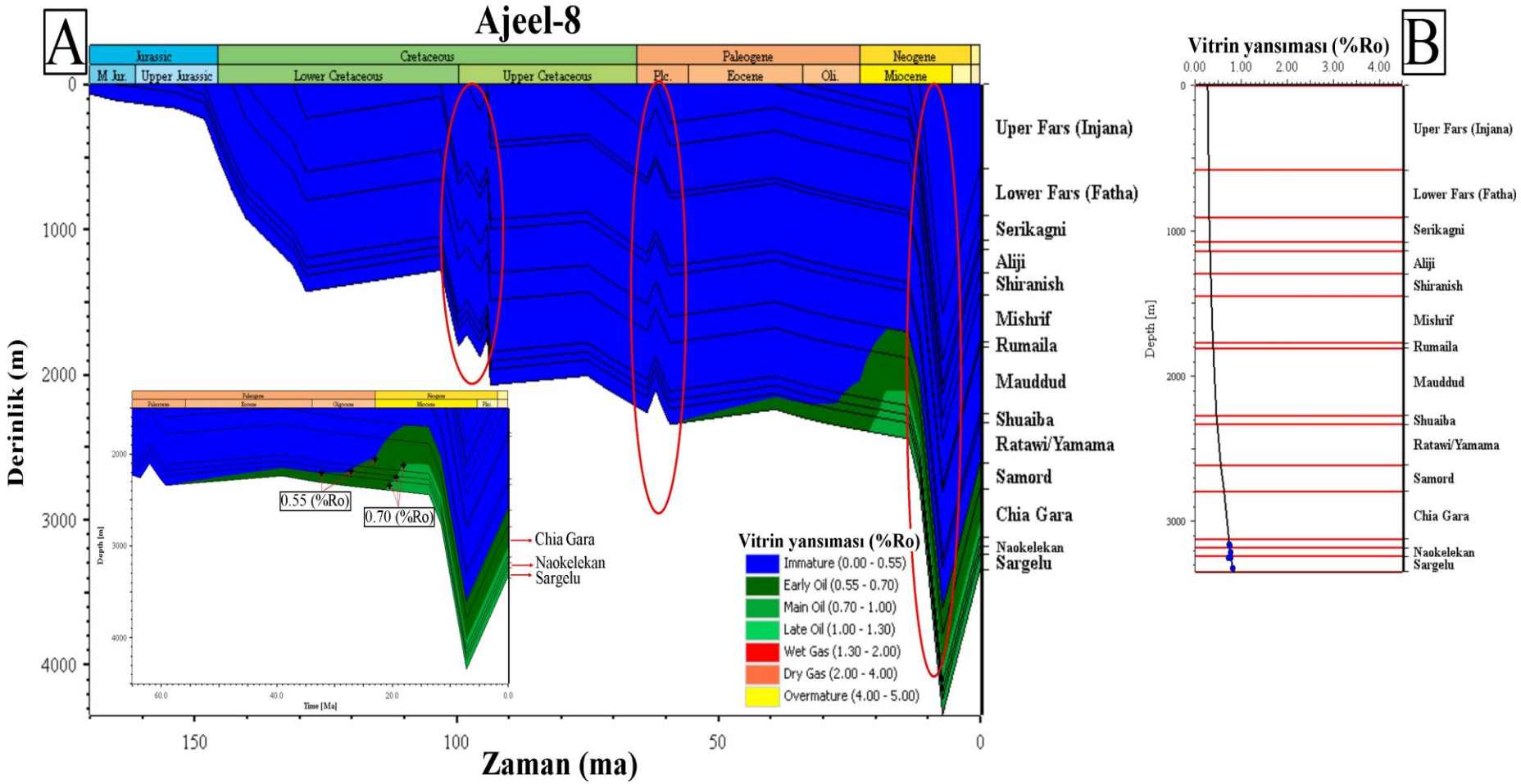
Modellenmiş ve hesaplanan VRo verilerine dayanarak 0.70-1.00 Easy%Ro (Şekil 5.34B), organik madde açısından zengin formasyonların (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) petrol türetim penceresinde oldukları gösterilmiştir (Şekil 5.34A). Geç Paleosen-erken Eosen (58-55 Ma) jeolojik dönemine kadar, orta Jura Sargelu Formasyonunun, erken petrol penceresine (0.55 EASY%Ro) girdiği görülmektedir (Şekil 5.34A). Gömülme ve termal olgunluk modellerine dayanarak (Şekil 5.34A), Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara kaynak kayaçlarının, erken Miyosen döneminde ana petrol üretim penceresine girdikleri ve petrol üretimi zonlarında kaldıkları belirlenmiştir, hesaplanan Easy%Ro değerleri 0.70 ile 0.79 arasında değişmektedir ve bu sonuçlara dayanarak, Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara kaynak kayaçlarındaki organik maddeler, önemli miktarda petrol üretmiştir.

Çizelge 5.14A Ajeel petrol (Ajeel-8 ve Ajeel-12) sahasına aitgömülme ve termal jeolojik/tarihçe model verileri

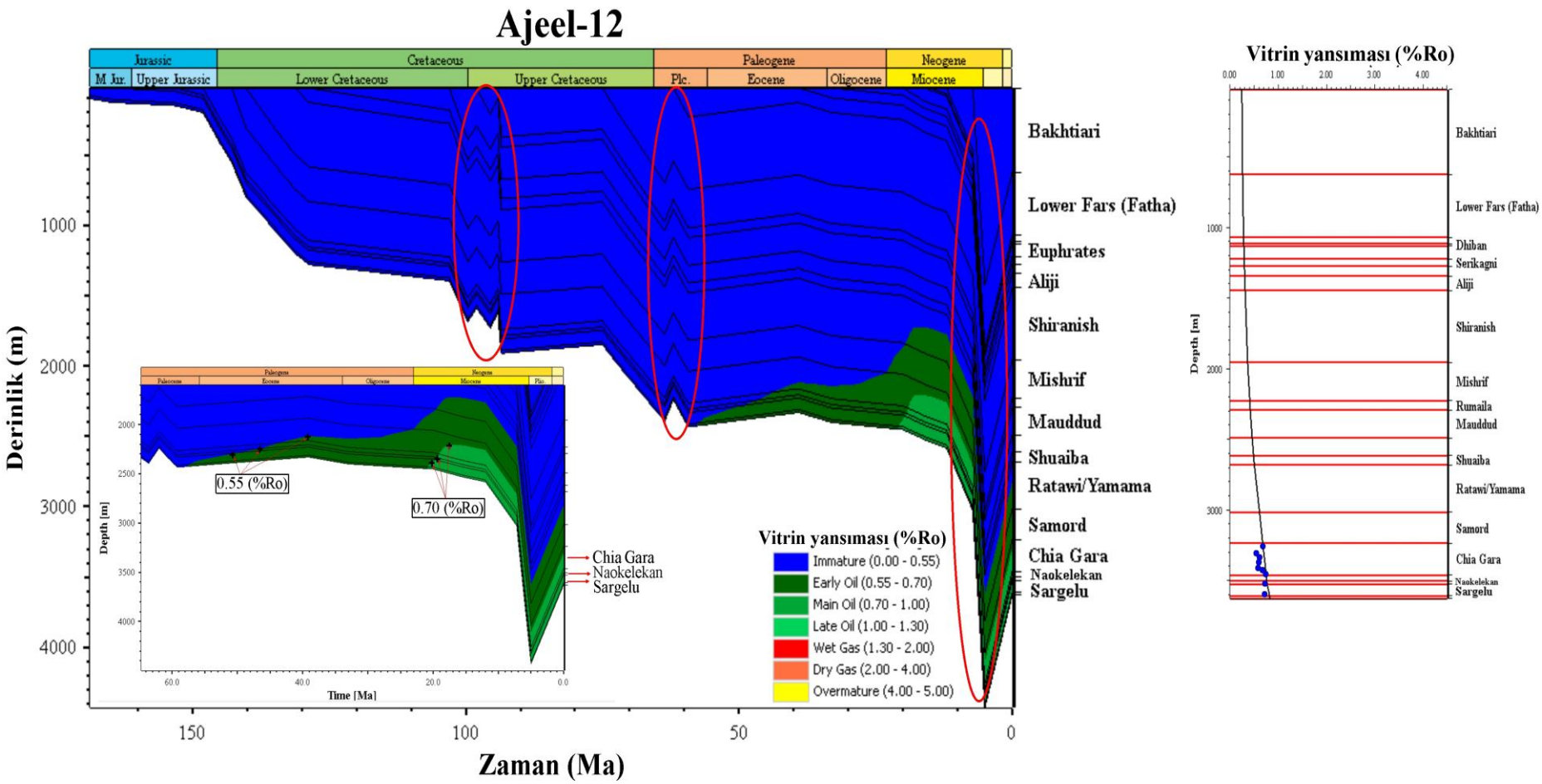
Ajeel-8														
Formasyon	**Alt**	**Üst**	**Kalınlık**	**Çökelim yaşı**		**Erozyon dönemleri**		**Erozyon kalınlığı**	**Ortam koşulları**				**Termal olgunluk**	
				Alt	**Üst**	**Alt**	**Üst**		**Yaş [Ma]**	**HF [Wm/m_2]**	**Yaş [Ma]**	**SWIT [^{O}C]**	**Tmax (^{o}C) Rock-Eval**	**VRo T_{max}**
Uper Fars (Injana)	0	583	583	11.6	7.2	7.2	0.1	1000	0	45	0	0	443	0.81
Lower Fars (Fatha)	583	908	325	13.7	11.6				7	45	7	19	439	0.74
Serikagni	908	1077	169	33	13.7				12	51	12	22	443	0.81
Jadalah	1077	1141	64	39.1	33				14	54	14	20	443	0.81
Aliji	1141	1295	154	62	59.2	59.2	39.1	100	15	80	15	21	442	0.80
Shiranish	1295	1450	155	75	63.6	63.6	62	150	16	85	16	22	442	0.80
Mishrif	1450	1771	321	94.1	93.5	93.5	75	50	18	89	18	27	441	0.78
Rumaila	1771	1807	36	98	95.5	95.5	94.1	100	23	64	23	28	442	0.80
Mauddud	1807	2264	457	103	99.6	99.6	98	70	28	55	28	25	440	0.76
Shuaiba	2264	2324	60	131.2	128.7	128.7	103.5	100	34	55	34	26	442	0.80
Ratawi/Yamama	2324	2602	278	140.2	131.2				56	55	56	27	440	0.76
Samord	2602	2780	178	142.8	140.2				60	55	60	27	439	0.74
Chia Gara	2780	3105	325	148.1	142.8				72	55	72	27	440	0.76
Gotnia	3105	3168	63	153.2	148.1				94	55	94	27	442	0.80
Naokelekan	3168	3223	55	164.7	153.2				100	55	100	27	443	0.81
Sargelu	3223	3328	105	177.2	164.7				111	55	111	27	442	0.81
									117	70	117	27		

Çizelge 5.14B Ajeel petrol (Ajeel-8 ve Ajeel-12) sahasına ait gömülme ve termal olgunluk verileri

Ajeel-12														
Formation	**Alt**	**Üst**	**Kalınlık**	**Çökelim yaşı**		**erozyon dönemleri**		**Erozyon kalınlığı**	**Ortam koşulları**				**Termal olgunluk**	
				Alt	**Üst**	**Alt**	**Üst**		**Yaş [Ma]**	**HF [Wm/m$_2$]**	**Yaş [Ma]**	**SWIT [^{O}C]**	**Tmax (^{o}C) Rock-Eval**	**VRo T$_{max}$**
Bakhtiari	25	627	602	7.2	5.0	5	0	800	0	45	0	0	431	0.60
Lower Fars (Fatha)	627	1074	447	12.0	7.2				7	45	7	19	431	0.60
Jeribe	1074	1116	42	15.0	12.0				12	51	12	22	430	0.58
Dhiban	1116	1132	16	16.0	15.0				14	54	14	20	431	0.60
Euphrates	1132	1226	94	20.0	16.0				15	80	15	21	429	0.56
Serikagni	1226	1276	50	33.0	20.0				16	85	16	22	436	0.69
Jadalah	1276	1345	69	39.1	33.0				18	88	18	27	439	0.74
Aliji	1345	1446	101	62.0	59.2	59.2	39.1	100	23	64	23	28	445	0.85
Shiranish	1446	1953	507	75.0	63.6	63.6	62	150	28	55	28	25	445	0.85
Mishrif	1953	2224	271	94.1	93.5	93.5	75	50	34	55	34	26	442	0.80
Rumaila	2224	2291	67	98.0	95.5	95.5	94.1	100	56	55	56	27	443	0.81
Mauddud	2291	2484	193	103.0	99.6	99.6	98	70	60	55	60	27	442	0.80
Nahrumr	2484	2606	122	128.7	103.5				72	55	72	27	441	0.78
Shuaiba	2606	2674	68	131.2	128.7				94	55	94	27	443	0.81
Ratawi/Yamama	2674	3003	329	140.2	131.2				100	55	100	27	441	0.78
Samord	3003	3222	219	142.8	140.2				111	55	111	27	443	0.81
Chia Gara	3222	3444	222	148.1	142.8				117	70	117	27	442	0.80
Gotnia	3444	3486	42	153.2	148.1				120	70	120	27	443	0.81
Naokelekan	3486	3510	24	164.7	153.2				135	55	135	27	442	0.80
Sargelu	3510	3590	80	177.2	164.7				140	56	140	27	441	0.78
Alan	3590	3610	20	180.0	177.2				145	62	145	27		
									153	61	153	27		



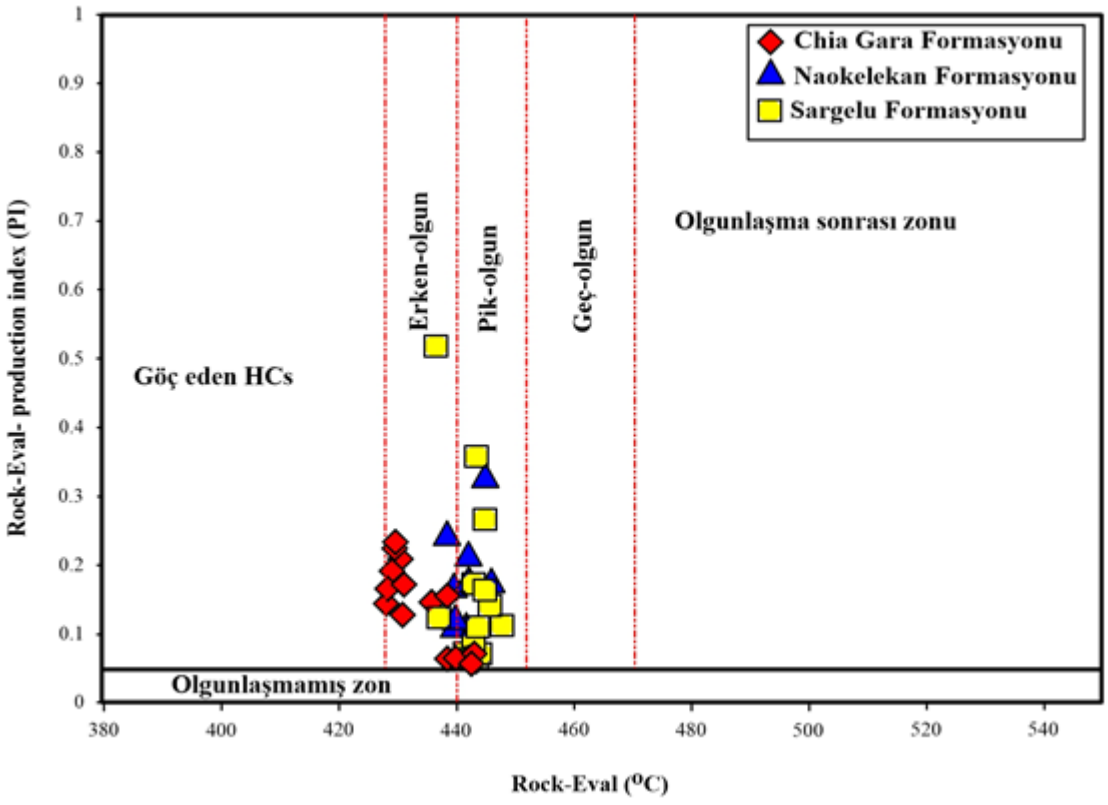
Şekil 5.34A. Ajeel Petrol sahası, Mezopotamya Havzası'ndaki (Ajeel-8) 1D olgunluk havza modelleri



Şekil 5.34B. Ajeel Petrol sahası, Mezopotamya Havzası'ndaki (Ajeel-12) 1D olgunluk havza modelleri

5.5.2. Petrol üretimi ve göçünün jeolojik modelleri

Orta Jura-Alt Kretase Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonları, Ajeel petrol sahasında, Kuzeybatı Mezopotamya Havzasında, petrol kaynak kayaçları olarak kabul edilmiştir. Erken-olgun ve zirve-olgun petrol penceresinde oldukları belirlenmiştir (Şekil 5.35) ve vitrinit yansıması (VR) değerleri %0.55 ve 0.80 arasında değişmektedir (Şekil 5.33).



Şekil 5.35. Kaya Rock-eval Tmax'a karşı PI diyagramı

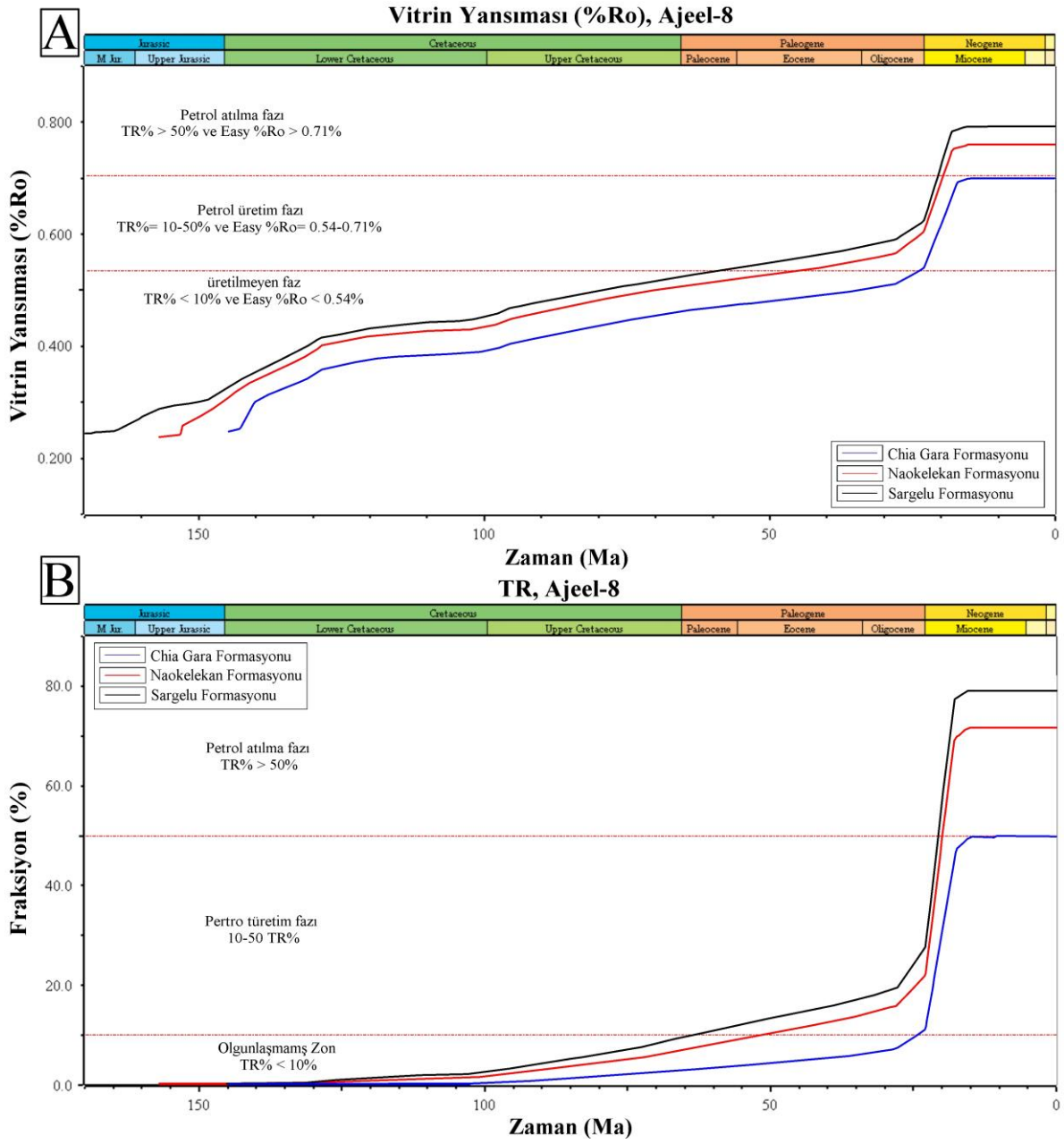
Bu durum, moleküler bileşimden ve karbon izotopundan (doymuş ve aromatik fraksiyonların) tespit edildiği gibi, genellikle, Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara kaynak kayaç örnekleri ve analiz edilen petroller arasındaki pozitif genetik ilişki ile de görülmektedir. Ayrıca, analiz edilen petrol örneklerinin sülfür-API verilerine dayanarak, analiz edilen tüm petrol örneklerinin, kerojen Tip-II-S kaynak kayaçlarından türetildiği belirlenmiş (Şekil 5.25), kaynak kayaçların petrol üretimi ve göçü modelleri ise Behar ve ark., (1997) Tip-II-S kerojen kinetik verileri ile yapılmıştır. Genellikle, Yüksek sülfür Tip-II-

S, Tip-II kerojen, erken ile zirve petrol penceresi arasında bulunmakta ve daha düşük sıcaklıkta ekonomik miktarda petrol üretmektedirler (Baskin ve Peters, 1992; Orr, 1986).

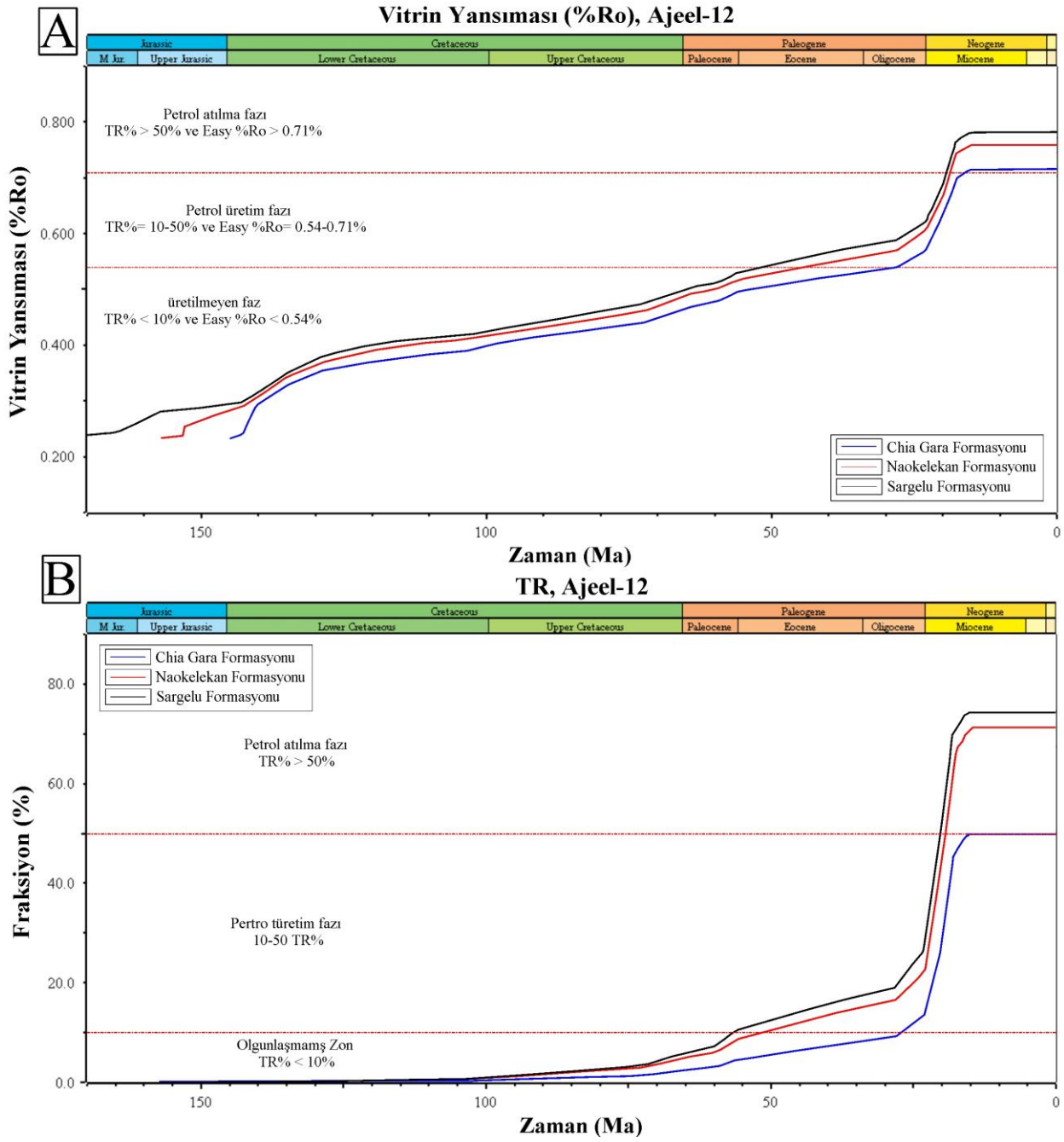
Gömülme/olgunluk modelleri ve Tip-II-S kerojen kinetik ile Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara kaynak kayalarından petrol üretimi, düşük petrol-penceresiyle başlamıştır (0.55–0.72 Easy%Ro) ve organik madde açısından zengin kaynak kayalardaki yaklaşık %10-50'si geç Paleosen-günümüze kadar (58-20, 56-20 ve 35-0 Ma) ham petrole dönüşmüştür (Şekil 5.36).

Havza modelleri, Sargelu ve Naokelekan kaynak kayaçlarının yüksek dönüşüm (TR%) oranına ulaştığını (>%50) göstermektedir (Şekil 5.36).

Naokelekan Formasyonu'ndaki organik madde açısından zengin zonların TR değerleri %50-71'e ulaşmıştır, hesaplanan vitrinit (0.70-0.76 Easy %Ro) yansıma oranı ile erken Miyosen (20 Ma) zamanında artmaya başlamıştır ve günümüze kadar devam etmiştir (Şekil 5.35). Erken Miyosen döneminde Sargelu Formasyonunun, TR değerleri %79'a ulaşmıştır (Şekil 5.36). Bu sebeple, büyük miktarlarda üretilen petroler (50 %TR) yüksek basınç altındadırlar ve erken Miyosen (20 Ma) döneminde Sargelu, Naokelekan kaynak kayaçlardan petrol atılmasına neden olmuşlar ve bugüne denk devam etmişlerdir (Şekil 5.36). Sargelu ve Naokelekan kaynak kayalarındaki organik maddelerin yüksek dönüşüm (71-79 %TR) oranları, Kuzeybatı Mezopotamya Havzasında biriken büyük miktarda petrolün öncelikle orta-geç Jura kaynak kayalarından üretildiğini göstermiştir. İlaveten, bu miktardaki petroller daha sonra düşey faylar vasıtasıyla yukarı doğru sığ stratigrafik birimlere göç etmiş ve Tersiyer karbonat rezervuar kayaçlarına hapsedilmiştir.



Şekil 5.36A. Orta Jura-Erken Kretase Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının TR ve vitrinit yansıması (EASY%Ro) modelleri, Ajeel petrol sahası (AJ-8)



Şekil 5.36B. Orta Jura-Erken Kretase Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının TR ve vitrinit yansıması (EASY%Ro) modelleri, Ajeel petrol sahası (AJ-12)

6. PALİNOFASİYES ANALİZİ

Hidrokarbon üretim potansiyeli ve paleo-ortam koşullarını belirlemek amacıyla Ajeel petrol sahasından (AJ-12 ve AJ-8 kuyular), toplam 70 karot ve kırıntı örnek alınmıştır, alınan örnekler üzerinde palinofasiyes analizi yapılmıştır. Bu çalışmada, palinofasiyes analiz sonuçları, StratoChem (Kahire, Mısır Cumhuriyeti) Laboratuvarında organik jeokimyasal analiz değerleri ile karşılaştırılmıştır.

Irak'taki Jura-Kretase kaynak kayaçlar üzerinde birçok palinolojik çalışmalar yapılmıştır (Al-Ameri ve ark., 2010; Al-Ameri ve Al-Musawi, 2011; Al-Ameri ve Al-Nagshbandi, 2015; Al-Ameri ve Zumberge, 2012; Al-Badry, 2005; Al-beyati ve ark., 2017; Mohialdeen ve Raza, 2013), ancak Ajeel petrol sahasında olan (AJ-12 ve AJ-8 kuyuları); Bajosiyen-Batoniyen Sargelu, Kalloviyen-Kimeridiyen Naokelekan, Kimeridiyen Gotnia ve Titoniyen-Beriasiyen Chia Gara kaynak kayaçlar üzerinde yayınlanmış detaylı bir çalışma bulunmamaktadır.

Palinofasiyes incelemeleri, genel olarak sediman içinde bulunan organik maddelerin çökelme ortamının belirlenmesi ve hidrokarbon üretme potansiyelini değerlendirmek amacıyla kullanılmıştır (Tyson, 1993, 1995). Palinofasiyes kavramı, ilk olarak Combaz (1964) tarafından tanımlanmış yeni bir bilim dalı olup, İkinci Dünya savaşı'ndan sonra hidroflorik asitin yaygın olarak kullanılması ile ortaya çıkmıştır. Palinolojik çalışmalarda, sedimentler içinde bulunan organik maddeyi kullanılır hale getirmek amacıyla, sediment matriksi hidroklorik (HC1) ve hidroflorik (HF) asitler ile uzaklaştırılmıştır. Bazı araştırmacılar ise organik bileşenler için “organik madde” veya “palinodebris” ve “kerojen” terimini kullanmışlardır (Carvalho, 2001). Bunlardan palinodebris terimi, yaygın olarak kullanılmıştır (Tyson, 1993).

Tyson (1993), Mendonça-Filho ve ark. (2012)’na göre, organik madde yapısal olarak iki ana grupta sınıflandırılır: 1) palinomorf ve fitoklast organik maddeler ve 2) amorf (yapısız) organik maddeler. Organik madde kategorisi Şekil 6.1'de sunulmuştur. Palinofasiyes ve jeolojik çalışmaların amaçları aşağıda açıklanmıştır:

a. Çökelme ortam koşullarını belirlenmesi.
b. Kerojen tipi ve hidrokarbon potansiyelinin belirlenmesi.
c. Karasal ortamlarda, sediman dağılımının ve paleo-sedimanter ortamların belirlenmesi (Gastaldo ve Huc, 1992; Tyson, 1995).

Paolinofasiyes analizlerine dayanarak, organik maddeler üç ana gruba ayrılır (Çizelge 6.1) bunlar; amorf organik madde (AOM), fitoklast (bitkisel parçalar) ve palinomorf organik maddeler.

a) Palinomorf (AOM)

Palinomorf, ilk olarak Tschudy (1961) tarafından tanımlanmıştır. Genellikle, Palinomorf HCl ve HF asitler ile çözünmeyen mevcut olabilecek tüm organik mikrofosiller ve diğer organik maddeleri kapsar (Tschudy, 1961). Palinomorf üç alt grup içerir: (a) sporomorf: spor, polen ve mantar sporları, (b) mikroplankton: Botryococcus, Pediastrum, dinoflagellat, prasinophyte ve acritarkları içerir; (c) zoomorf: foraminiferal test, scolecodont ve chitinozoa içerir.

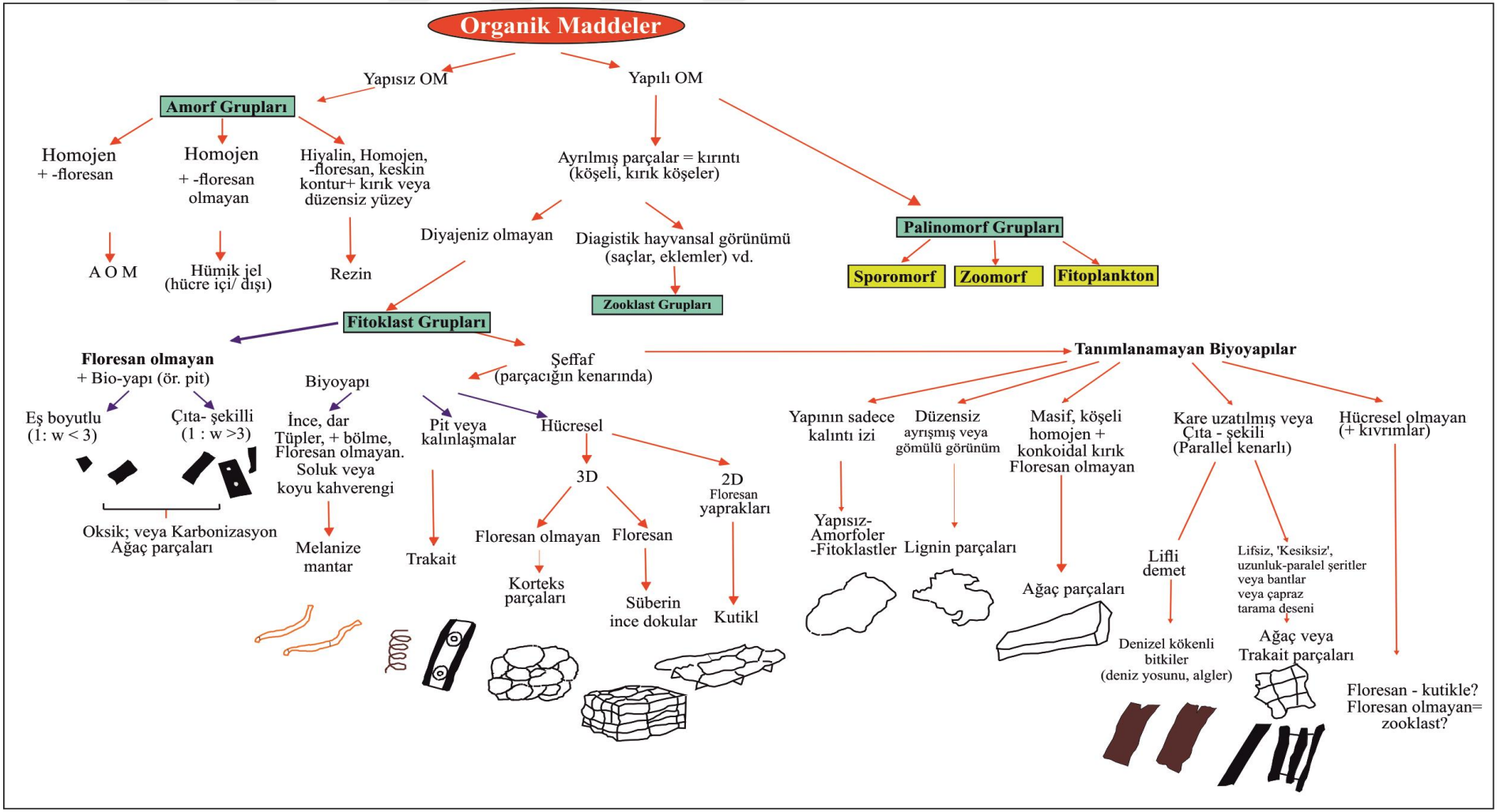
b) Fitoklast (bitkisel parçalar)

Fitoklast terimi, ilk olarak Bostick (1971) tarafından kullanılmıştır. Fitoklast bitkilerden veya funguslardan türeyen organik maddeleri temsil eder (Tyson, 1993). Genelde bitkisel kamışlar ve yaprak parçalarından oluşmaktadır. Fitoklastların ince kesitte kırmızı renkli organik maddeleri olgunlaşmamış seviyeleri temsil ederken, koyu renkli olanları ise olgunlaşmış organik maddelere işaret eder.

c) Amorf organik madde (AOM)

Amorf organik madde, hücre yapısı çok az derecede korunmuş veya yapısız organik maddeleri işaret eder (Batten, 1996; Tyson, 1995). Amorf organik maddeler, sarı ile kahverengi ve koyu kahverengi veya siyah renklerden oluşmaktadır.

Batten (1996)'e göre, amorf organik maddeler görünüşe göre (yapısız, taneli, fibröz veya membranöz) iki kısma ayrılır: (a) denizel kökenli amorf organik maddeler (AOMA); (b) karasal kökenli amorf organik maddeler (AOMT).



Şekil 6.1. Organik maddelerin grupları (Tyson, 1995)

Çizelge 6.1. Organik maddelerin kategorisi, kaynak ve kerojen tipleri (Tyson, 1995'den düzeltilerek)

Kategori	Kaynak	Bileşen	Kerojen Tipi
Palinomorf	Zoomorflar	Scolecodont, foraminiferal test	III Gaz verimli
	Organik kuşaklı ve fitoplankton	Dinocyst	II Petrol verimli
Fitoklastlar	Makrofit bitki kalıntıları	Kütikül, kabuk, odun ve kömür	III Gaz verimli
		Charcoal	IV üretmeyen
AOM	Fitoplankton	Organik agregat ve fekal pellet	II Petrol verimli

I. Denizel kökenli amorf organik maddeler (AOMA)

Genel olarak, bu tip organik maddeler, biyolojik yapılarda ve denizel dinokistlerle bağlı olarak, degradasyon veya yeniden işlenmiş fitoplanktonlardan üretilir (Mendonça-Filho ve ark., 2012). Petrografik olarak AOMA, kompakt kütleler, kahverengi ile koyu-kahverengi, granül, yarı köşeli-köşeli olarak karakterize edilir (Thompson ve Dembicki, 1986).

II. Karasal kökenli amorf organik maddeler (AOMT)

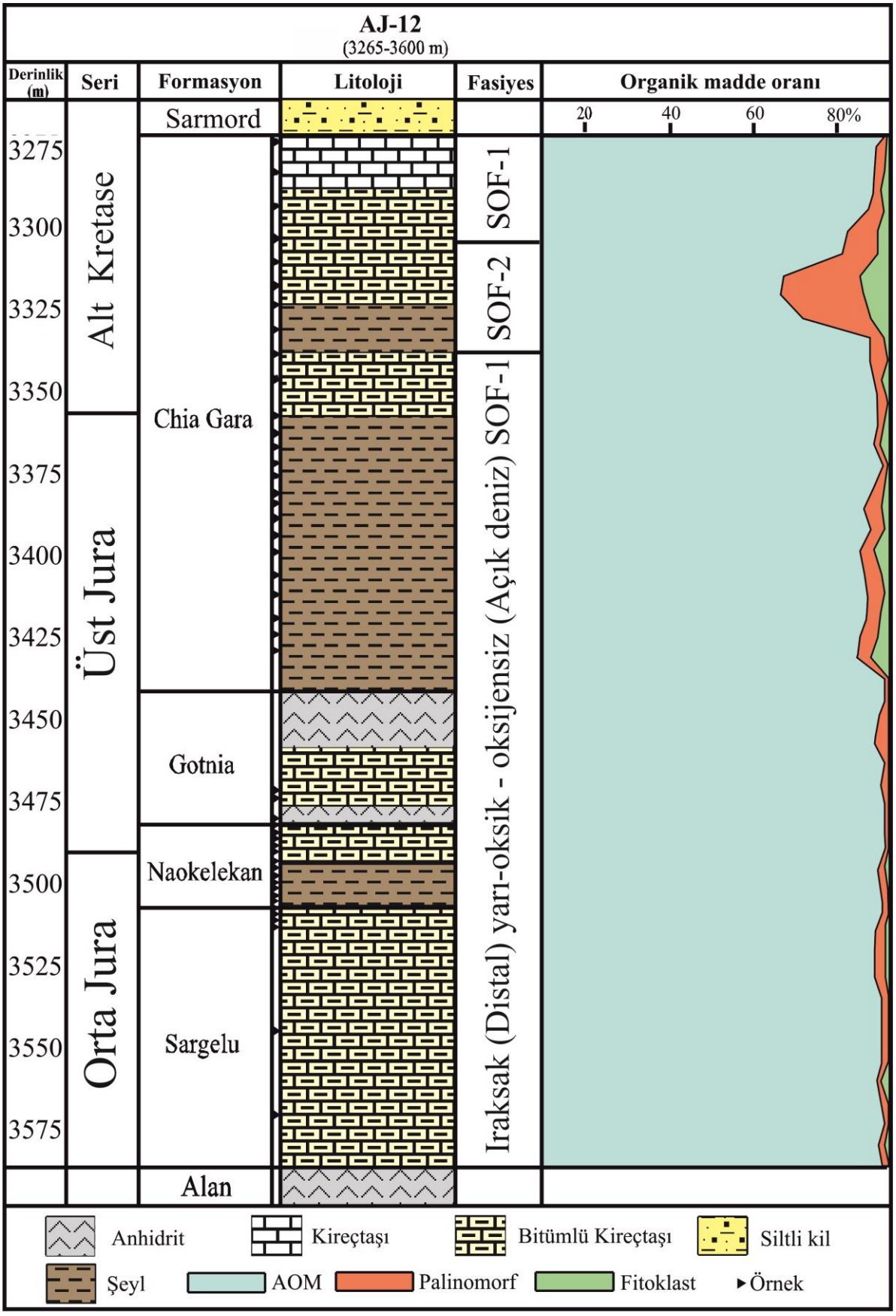
AOMT, göl ve nehir ortamlarında türetilir. Sığ ve oksijensiz ortamlarda yüksek bitki reçinelerinden türetilmektedir. Kahverengi-siyah renk arasında değişmektedir (Tyson, 1995). AOMT, nispeten düşük bir floresan potansiyeline sahiptir, mikrosporlar ve odunsu kalıntılar birlikte bulunuyorsa vasiküler bitkisel kökenli olduğu kabul edilir (Batten, 1996).

6.1. Palinofasiyes Grupları

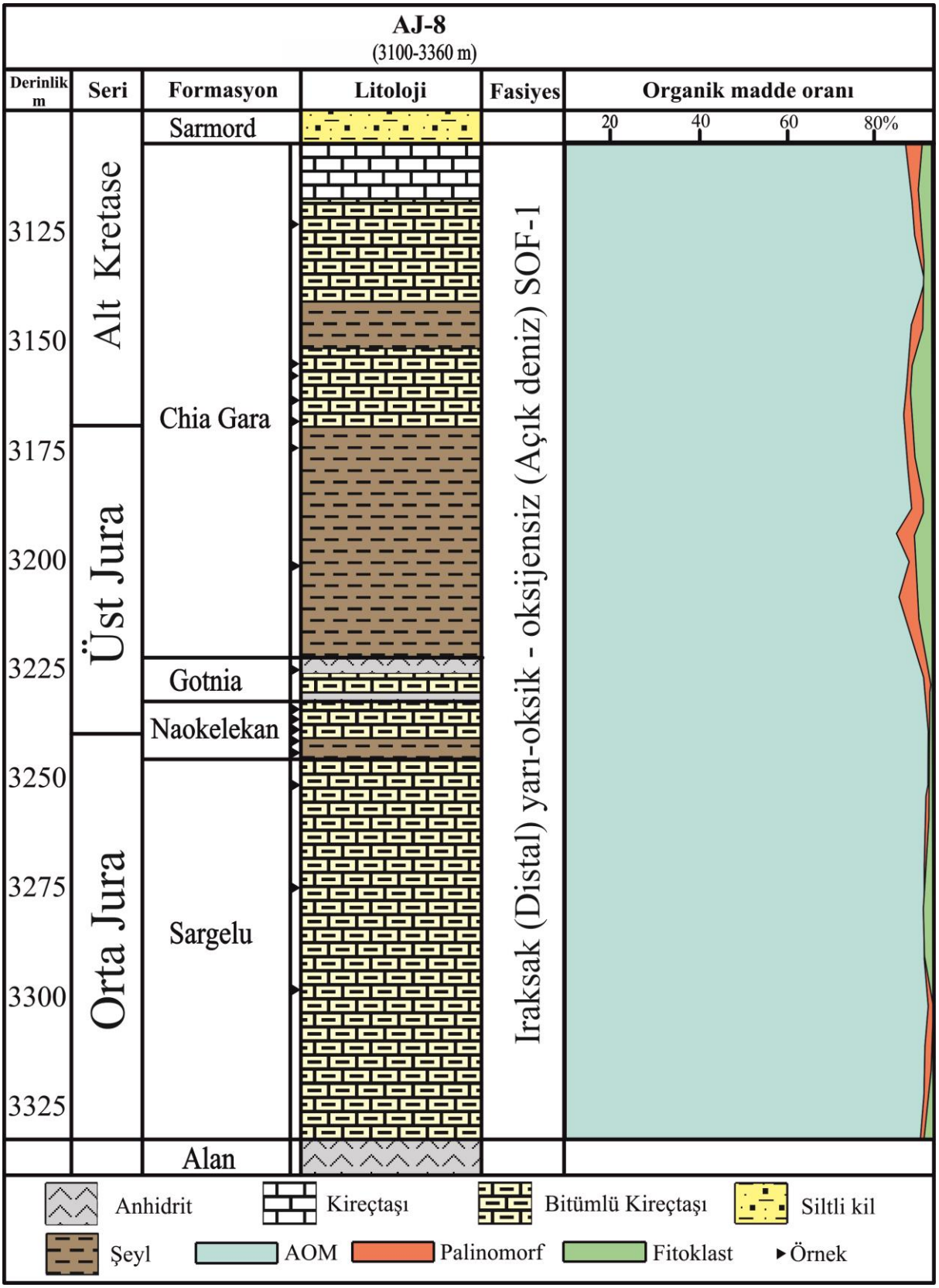
Kuzey Irak'ta bulunan Ajeel petrol sahasına ait, Orta Jura-Alt Kretase yaşlı olan Sargelu, Naokelekan, Gotnia ve Chia Gara kaynak kayaçlardan derlenen toplam 70 karot ve kırıntı örnekleri üzerinde palinolojik incelemeler yapılmıştır (Çizelge 6.2; 6.3 ve Şekil 6.2, 6.3). Toplam 200 kerojen, bol >%35, çok %16-35, yaygın %5-15 ve nadir <%5 şeklinde sayılmıştır (Tyson, 1995). Sayım işlemi 40x mikroskop büyütme altında gerçekleştirilmiştir, organik bileşenler levha I ve II'de gösterilmiştir. Biyolojik kaynaklar ve organik madde kategorileri Çizelge 6.2 ve Çizelge 6.3'te sunulmuştur. Ajeel petrol (AJ-12 ve AJ-8 kuyular) sahasındaki, Sargelu, Naokelekan, Gotnia ve Chia Gara formasyonlarından, amorf organik madde (AOM), fitoklastlar ve palinomorfların kantitatif ve kalitatif dağılımına dayanarak, iki tip palinofasiyes (PF-1 ve PF-2) belirlenmiştir (Çizelge 6.2 ve Şekil 6.2).

Çizelge 6.2. Ajeel petrol (AJ-12 ve AJ-8 kuyusu) sahasındaki organik maddelerinin dağılım yüzdeleri.

Kuyu	Örnek no.	Formasyon	Derinlik m.	Örnek tipi	Palinofasiyes	Orgnik madde %		
						AOM %	Fitoklast %	Palinomorf %
AJ-8	1	Chia Gara	3125	Karot	SOF.1	94	5	1
AJ-8	2	Chia Gara	3166	Karot	SOF.1	95	3	2
AJ-8	3	Chia Gara	3167	Karot	SOF.1	96	2	2
AJ-8	4	Chia Gara	3168	Karot	SOF.1	98	2	0
AJ-8	5	Chia Gara	3169	Karot	SOF.1	95	2	3
AJ-8	6	Chia Gara	3170	Karot	SOF.1	94	5	1
AJ-8	7	Chia Gara	3171	Karot	SOF.1	93	5	2
AJ-8	8	Chia Gara	3172	Karot	SOF.1	94	4	2
AJ-8	9	Chia Gara	3173	Karot	SOF.1	95	2	3
AJ-8	10	Chia Gara	3174	Karot	SOF.1	92	4	4
AJ-8	11	Chia Gara	3175	Karot	SOF.1	95	3	2
AJ-8	12	Chia Gara	3205	Karot	SOF.1	94	4	2
AJ-12	13	Chia Gara	3280	Kırıntı	SOF.1	96	3	1
AJ-12	14	Chia Gara	3290	Kırıntı	SOF.1	96	2	2
AJ-12	15	Chia Gara	3300	Kırıntı	SOF.1	94	5	1
AJ-12	16	Chia Gara	3310	Kırıntı	SOF.2	88	9	3
AJ-12	17	Chia Gara	3317	Kırıntı	SOF.2	87	10	3
AJ-12	18	Chia Gara	3324	Kırıntı	SOF.2	70	22	8
AJ-12	19	Chia Gara	3330	Kırıntı	SOF.2	69	24	7
AJ-12	20	Chia Gara	3340	Kırıntı	SOF.2	75	20	5
AJ-12	21	Chia Gara	3352	Kırıntı	SOF.1	95	4	1
AJ-12	22	Chia Gara	3364	Kırıntı	SOF.1	95	5	0
AJ-12	23	Chia Gara	3369	Kırıntı	SOF.1	96	2	2
AJ-12	24	Chia Gara	3373	Kırıntı	SOF.1	97	3	0
AJ-12	25	Chia Gara	3378	Kırıntı	SOF.1	97	2	1
AJ-12	26	Chia Gara	3382	Kırıntı	SOF.1	96	2	2
AJ-12	27	Chia Gara	3387	Kırıntı	SOF.1	99	1	0
AJ-12	28	Chia Gara	3390	Kırıntı	SOF.1	96	3	1
AJ-12	29	Chia Gara	3395	Kırıntı	SOF.1	93	5	2
AJ-12	30	Chia Gara	3400	Kırıntı	SOF.1	95	4	1
AJ-12	31	Chia Gara	3405	Kırıntı	SOF.1	92	4	4
AJ-12	32	Chia Gara	3412	Kırıntı	SOF.1	93	5	2
AJ-12	33	Chia Gara	3418	Kırıntı	SOF.1	94	5	1
AJ-12	34	Chia Gara	3425	Kırıntı	SOF.1	94	4	2



Şekil 6.2. Organik maddelerin oranı ve çökelme ortamı, Ajeel petrol sahası (AJ-12)



Şekil 6.3. Organik maddelerin oranı ve çökelme ortamı, Ajeel petrol sahası (AJ-8)

Çizelge 6.3. Ajeel petrol (AJ-12 ve AJ-8 kuyusu) sahasındaki organik maddelerin dağılım yüzdeleri.

Kuyu	Örnek no.	Formasyon	Derinlik m.	Örnek tipi	Palinofasiyes	Orgnik madde %		
						AOM %	Fitoklast %	Palinomorf %
AJ-12	35	Chia Gara	3430	Kırıntı	SOF.1	92	5	3
AJ-12	36	Chia Gara	3435	Kırıntı	SOF.1	91	4	5
AJ-8	37	Gotnia	3230	Kırıntı	SOF.1	98	1	0
AJ-8	38	Naokelekan	3238	Kırıntı	SOF.1	99	1	0
AJ-8	39	Naokelekan	3240	Kırıntı	SOF.1	98	1	1
AJ-8	40	Naokelekan	3241	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-8	41	Naokelekan	3242	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-8	42	Naokelekan	3243	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-12	43	Gotnia	3245	Kırıntı	SOF.1	99	0	1
AJ-12	44	Gotnia	3480	Karot	SOF.1	99	1	0
AJ-12	45	Naokelekan	3482	Karot	SOF.1	99	1	0
AJ-12	46	Naokelekan	3484	Karot	SOF.1	97	3	0
AJ-12	48	Naokelekan	3488	Karot	SOF.1	99	1	0
AJ-12	49	Naokelekan	3490	Karot	SOF.1	98	2	0
AJ-12	50	Naokelekan	3492	Karot	SOF.1	99	1	0
AJ-12	51	Naokelekan	3494	Karot	SOF.1	99	1	0
AJ-12	52	Naokelekan	3496	Karot	SOF.1	99	1	0
AJ-12	53	Naokelekan	3497	Kırıntı	SOF.1	97	2	1
AJ-12	54	Naokelekan	3500	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-12	55	Naokelekan	3502	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-12	56	Naokelekan	3504	Kırıntı	SOF.1	96	3	1
AJ-12	57	Naokelekan	3506	Kırıntı	SOF.1	96	3	1
AJ-12	58	Naokelekan	3508	Kırıntı	SOF.1	96	3	1
AJ-12	59	Sargelu	3510	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-12	60	Sargelu	3512	Kırıntı	SOF.1	98	2	1
AJ-12	61	Sargelu	3515	Kırıntı	SOF.1	98	2	1
AJ-12	62	Sargelu	3516	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-12	63	Sargelu	3517	Kırıntı	SOF.1	97	1	2
AJ-12	64	Sargelu	3518	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-12	65	Sargelu	3550	Kırıntı	SOF.1	97	2	1
AJ-12	66	Sargelu	3575	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-12	67	Sargelu	3580	Kırıntı	SOF.1	99	1	0
AJ-8	68	Sargelu	3255	Kırıntı	SOF.1	98	2	0
AJ-8	69	Sargelu	3275	Kırıntı	SOF.1	98	1	1
AJ-8	70	Sargelu	3300	Kırıntı	SOF.1	97	1	2

6.1.1. Sargelu Formasyonu (Bajosiyen-Batoniyen)

Sargelu Formasyonu palinofasiyesi PF-1, siyah renkli, bitümlü kireçtaşı, dolomitli kireçtaşı ve siyah şeyl tabakalarında tespit edilmiştir. İncelenen tüm örnekler, düşük fitoklast içerir (>%9) ve denizel kaynaklı AOM'ye (>90%) sahiptir. Palinomorf oranı %3-24 arasında değişmektedir, genelikle *Muderongia* sp., foraminiferal test, *Sentusidinium* sp. ve fungal spor içermekte (Levha II) ve neritik-derin denizel ortamdaki çökelimi göstermektedir (Şekil 6.4). Ayrıca, Thompson ve Dembicki (1986) sınıflandırmasına dayanarak, tip A ve tip C (Levha I) AOM saptanmıştır ve Tip-II ile Tip-II/III kerojen (petrol/gaz verimli) organik maddeleri işaret etmektedir. Fitoklastlar esas olarak kütikül olmak üzere bitki fragmanları içerir (Levha I). Tyson'ın (1993; Şekil 6.4) AFP üçgen diyagramında gösterilen verilere dayanarak, distal suboksik-anoksik ortamı ve Tip-II >I (yüksek derecede petrol-verimli) tespit edilmiştir.

6.1.2. Naokelekan Formasyonu (Kalloviyen-Kimmeridiyen)

Naokelekan Formasyonunun palinofasiyesleri, şeylli kireçtaşı, kireçtaşı ve siyah bitümlü-kalkerli şeyl ve bitümlü kireçtaşı tabakalarında tanımlanmıştır. İncelenen örneklerde %95 kadar AOM ve <%7 nadir fitoklast gözlenmiştir. Fitoklastlar, orta derecede korunmuş kütiküller içerir (Levha I). Palinomorf oranı %5-9 arasında değişmekte olup, *Meiourogonyaulax caytonensis*, *Compositosphaeridium* sp. ve *Gleichenidites* sp. içeriğine göre, Kalloviyen-Kimmeridiyen yaşı tespit edilmiştir (Levha II). AOM, soluk sarı tip A (Levha IIc) ve kahverengi ile koyu kahverengi tip B olarak sınıflandırılır (Levha I). Tyson (1993) üçgen diyagramındaki organik madde oranları (Şekil 6.4) ve yüksek AOM oranına dayanarak, Tip-II >I kerojen (petrol-verimli) ve distal suboksik-anoksik ortamda çökeldiğini göstermiştir.

6.1.3. Gotnia Formasyonu (Alt Titoniyen)

Gotnia Formasyonu PF-1 olarak belirlenmiştir, anhidrit, kahverengi kalkerli şeyller, ince siyah bitümlü şeyller ve kireçtaşı içerir. İncelenen tüm örneklerin, AOM oranı esas olarak %90-99 arasında değişmektedir, koyu kahverengi tip C (Levha Ie), kerojen Tip-II/III (petrol ve gaz verimli). Tyson (1993) üçgen diyagramındaki organik madde oranlarına göre (Şekil 6.4) yüksek AOM sahip olup, Tip-II kerojen olarak belirlenmiştir ve distal suboksik-anoksik ortamına işaret etmektedir.

6.1.4. Chia Gara Formasyonu (Titoniyen-Berriasiyen)

Chia Gara Formasyonunun palinofasiyesleri genel olarak kireçtaşı, kalkerli şeyl, killi kireçtaşı ve şeyl tabakalarında tespit edilmiştir. İncelenen örnekler genellikle, %90'dan fazla AOM içerir. Genel olarak, Chia Gara Formasyonu içinde PF-1 ve PF-2 kaydedilmiştir (Çizelge 6.2; Şekil 6.2; 6.3). Amorf organik maddeler (AOM), Thompson ve Dembicki (1986) sınıflandırmasına dayanılarak, sarı-kahverengi tip A (Levha Ia) ve sarı-turuncu-kahverengi tip D (Levha If) AOM tespit edilmiştir ve kerojen Tip-II ve Tip-II/III'ü (petrol/gaz-verimli) yansıtır. Fitoklastlar esas olarak kütikül içermektedir (Levha I). Foraminiferal test, *Cribroperidinium longicornis, Cribroperidinium edwardsii* ve Scolecodont (Levha II) ile temsil edilen palinomorflar, orta derin şelf ortamını ve Titoniyen-Berriasiyen yaşlarını belirtir. Tyson (1993) üçgen diyagramındaki organik madde oranları (Şekil 6.4) ve yüksek AOM içeriğine dayanarak Tip-II >I kerojen (petrol-verimli) olarak sınıflandırılmış olup, distal suboksik-anoksik ve distal disoksik-oksik çökelme ortamı uygun görülmüştür.

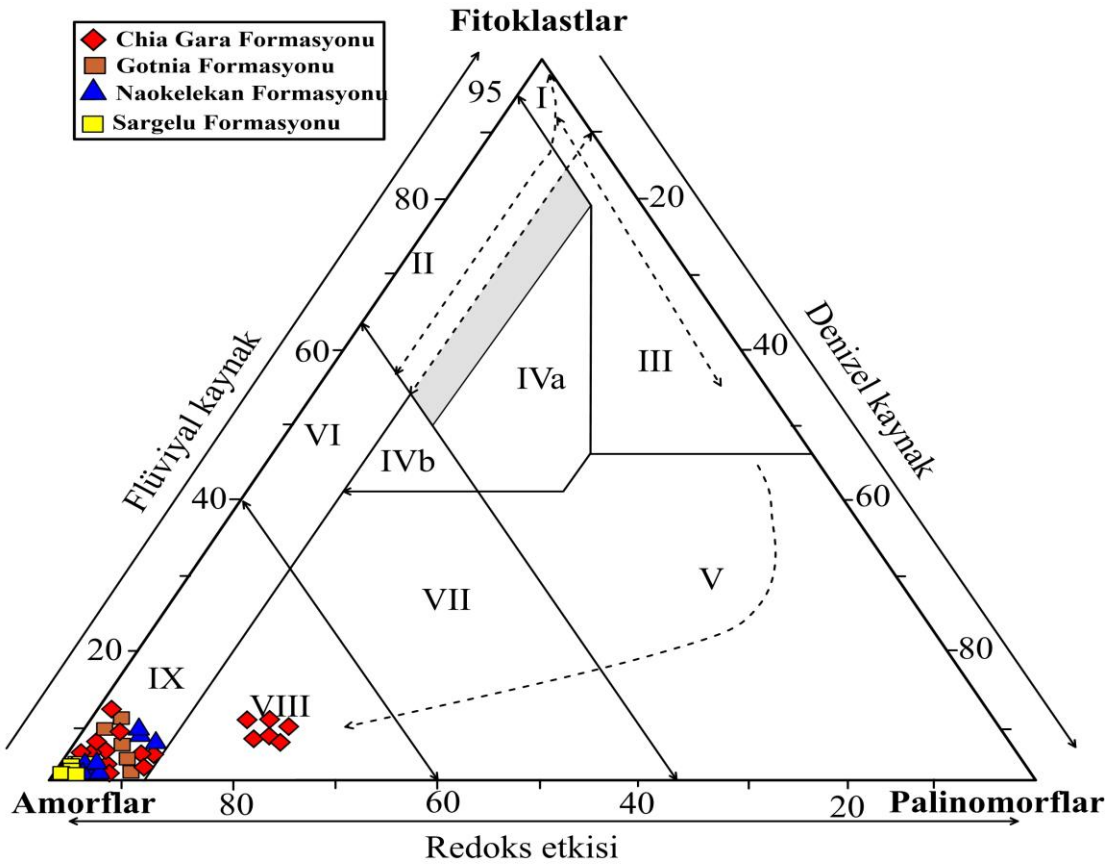
6.2. Palinofasiyes ve Organik Jeokimyasal Korelasyonu

Orta Jura-Alt Kretase kaynak kayaçlarını değerlendirmek amacıyla, palinolojik çalışmalar ve organik jeokimyasal analiz değerleri kullanılmıştır. Sargelu ve Naokelekan formasyonlarının TOC değerine (%16.0) dayanılarak, kerojen Tip-II/III içerdikleri ve petrol, petrol/gaz-verimli oldukları belirlenmiştir (Çizelge 6.3). Tüm formasyonlar, palinofasiyes tip-1 (PF-1) olarak sınıflandırılmıştır, anoksik ve/veya indirgen ortam koşullarında çökelmişlerdir (Çizelge 6.3). Ancak Chia Gara Formasyonu palinofasies PF-1 ve PF-2 olarak sınıflandırılmıştır (Çizelge 6.2), Tip-II (petrol-verimli) ve karışık-II/III kerojenleri (petrol/gaz-verimli) yansıtmaktadır, karasal ve indirgen koşullarda çökeldiği tespit edilmiştir (Çizelge 6.4).

Organik jeokimya sonuçlarına dayanarak, Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara kaynak kayaçları, kerojen Tip-II (petrol-verimli) ve Tip-II/III (petrol/gaz-verimli) içerdikleri, ayrıca erken-pik petrol-penceresinde oldukları tespit edilmiştir. Bitüm ekstraksiyonu, denizel algler/bakteriyel organik-maddece zengin kaynak kayaçlar oldukları belirlenmiştir. Palinolojik incelemeler ve piroliz analizleri ile tespit edilen kerojen tipleri arasında iyi bir eşleşme görülmektedir (Çizelge 6.4).

Çizelge 6.4. Ajeel petrol sahasına ait kaynak kayaçların kerojen tipleri ve üretim potansiyeli.

Formasyon	Palinofasiyes Analizi	Piroliz Analizi	Üretim Potansiyeli
Chia Gara	Tip-II >-I	Karışık Tip-II/III ve Tip-III	Yüksek petrol verimli, petrol ve gaz verimli
Gotnia	Tip-II >-I	Tip-II	Yüksek petrol verimli
Naokelekan	Tip-II >-I	Karışık Tip-II/III	Petrol-gaz verimli
Sargelu	Tip-II >-I	Karışık Tip-II/III	Petrol-gaz verimli



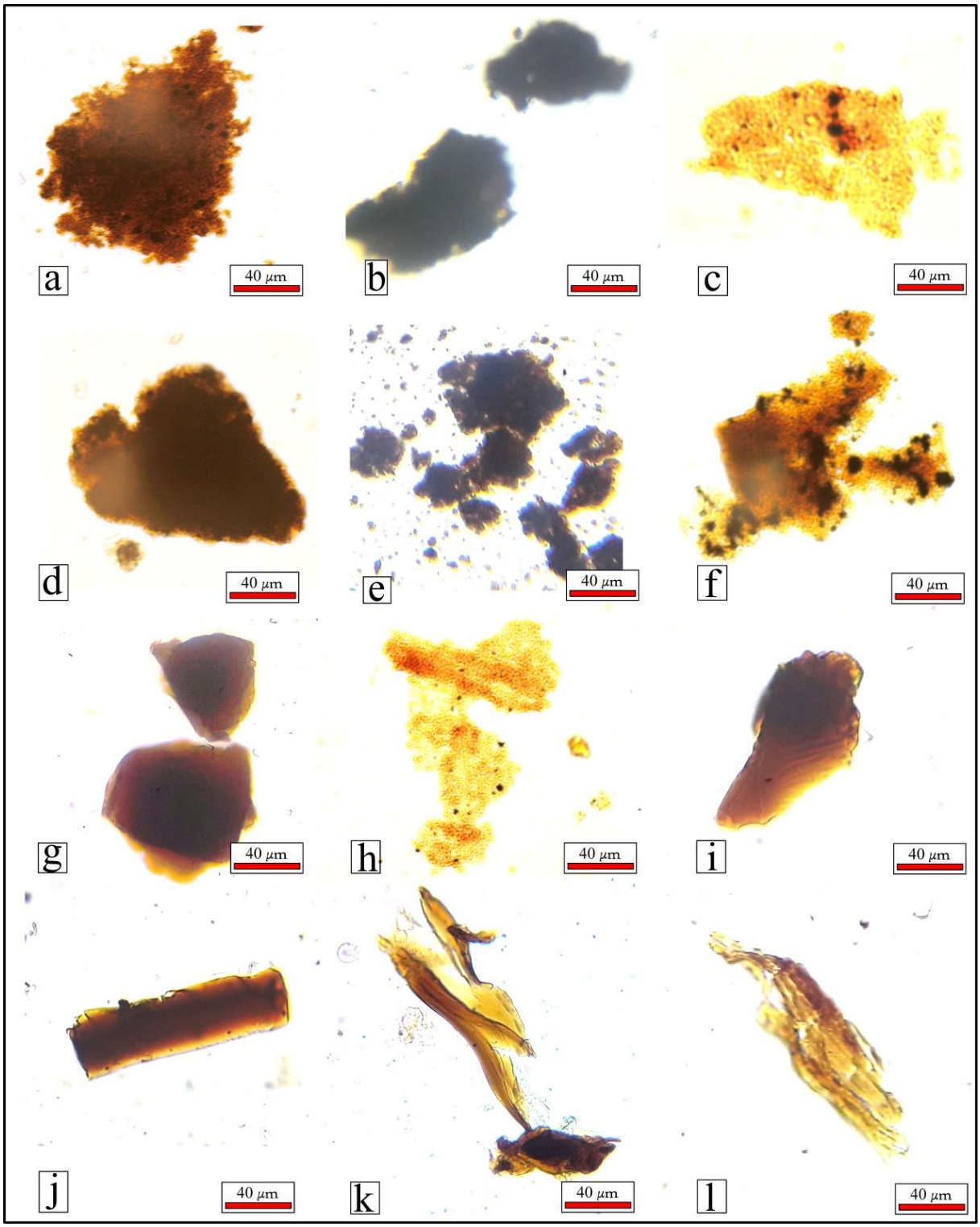
Palinofasiyes	Çökelme Ortamı	Kerojen Tipi
I	Oldukça proksimal şelf veya havza.	Tip-III (Gaz-pron)
II	Kenar disoksik- anoksik havza.	Tip-III (Gaz-pron)
III	Hetrolitit oksik şelf.	Tip-III or -IV (Gaz-pron)
IV	Şelf havza geçişi.	Tip-III or -II (Gaz-pron)
V	Kilce zengin oksik şelf (distal şelf).	Tip-III > -IV (Gaz-pron)
VI	Proksimal suboksik – anoksik şelf.	Tip-II (Petrol-pron)
VII	Distal disoksik – anoksik şelf.	Tip-II (Petrol-pron)
VIII	Distal disoksik – oksik şelf.	Tip-II >> I (Petrol-pron)
IX	Distal suboksik – anoksik havza.	Tip-II >=I (Çok iyi Petrol-pron)

Şekil 6.4. İncelenen örneklerin üçgen AOM-Fitoklast-Palinomorf AFP diyagramı (Tyson, 1993)

Levha I: Sargelu, Naokelekan, Gotnia, Chia Gara formasyonlarına ait AOM ve fitoklastları, Ajeel Petrol Sahası, Kuzey Irak.

a. AOM, AJ-12 kuyusu, kırmızı-kahverengi tip A, Sargelu Formasyonu, 3515 m.
b. AOM, AJ-8 kuyusu, koyu kahverengi tip C, Sargelu Formasyonu, 3333 m.
c. AOM, AJ-12 kuyusu, soluk sarı tip A, Naokelekan Formasyonu, 3504 m.
d. AOM, AJ-8 kuyusu, kahverengi ile koyu kahverengi, denizel tip B, Naokelekan Formasyonu, 3245m.
e. AOM, AJ-12 kuyusu, koyu kahverengi-siyah tip C, Gotnia Formasyonu, 3475 m.
f. AOM, AJ-12 kuyusu, amber kahverengi tip D, Chia Gara Formasyonu, 3317 m.
g. AOM, AJ-8 kuyusu, sarı-turuncu, karasal tip A, Chia Gara Formasyonu, 3171m.
h. Fitoklast, AJ-12 kuyusu, bitki kalıntısı (kütikül), Sargelu Formasyonu, 3517 m.
i. Fitoklast, AJ-8 kuyusu, bitki yaprakları, Naokelekan Formasyonu, 3245 m.
j. Fitoklast, AJ-12 kuyusu, bitki kalıntısı (kütikül), Chia Gara Formasyonu, 3324 m.
k. Fitoklast, AJ-12 kuyusu, bitki kalıntısı (kütikül), Chia Gara Formasyonu, 3330 m.

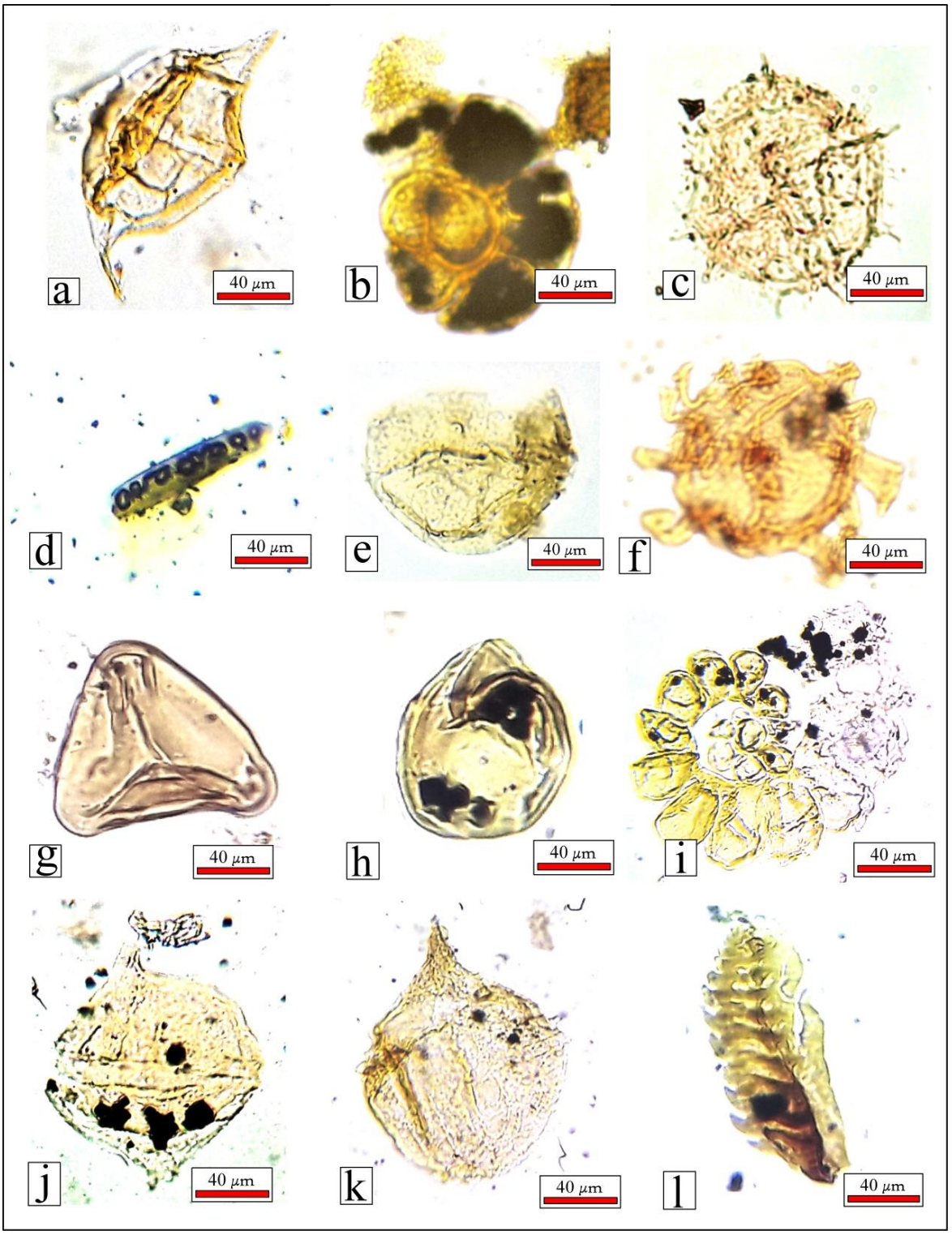
Levha-I


a
40 µm
b
40 µm
c
40 µm
d
40 µm
e
40 µm
f
40 µm
g
40 µm
h
40 µm
i
40 µm
j
40 µm
k
40 µm
l
40 µm

Levha II: Sargelu, Naokelekan, Gotnia, Chia Gara formasyonlarına ait palinomorflar, Ajeel Petrol Sahası, Kuzey Irak.

a. *Muderongia* sp., AJ-12 kuyusu, Sargelu Formasyonu, 3575 m.
b. Foraminiferal test, AJ-12 kuyusu, Sargelu Formasyonu, 3550 m.
c. *Sentusidinium* sp., AJ-12 kuyusu, Sargelu Formasyonu, 3510 m.
d. Mantar sporu, AJ-12 kuyusu, Sargelu Formasyonu, 3300 m
e. *Meiourogonyaulax caytonensis*, Üst Kalloviyen, AJ-8 kuyusu, Naokelekan Formasyonu, 3240 m.
f. *Compositosphaeridium* sp, dinocyst, AJ-8 kuyusu, Naokelekan Formasyonu, 3238 m.
g. *Gleichenidites* sp., Orta Jura, AJ-12 kuyusu, Naokelekan Formasyonu, 3496 m.
h. *Chytroeisphaeridia chytroeides*, Alt Kalloviyen, AJ-8 kuyusu, Naokelekan Formasyonu, 3238 m.
i. Foraminiferal test, AJ-12 kuyusu, Chia Gara Formasyonu, 3317 m.
j. *Cribroperidinium longicornis*., AJ-12 kuyusu, Chia Gara Formasyonu, 3310 m.
k. *Cribroperidinium edwardsii*, AJ-8 kuyusu, Chia Gara Formasyonu, 3125 m.
l. *Scolecodont*, AJ-8 kuyusu, Chia Gara Formasyonu, 3280 m.

Levha-II


a
40 µm
b
40 µm
c
40 µm
d
40 µm
e
40 µm
f
40 µm
g
40 µm
h
40 µm
i
40 µm
j
40 µm
k
40 µm
l
40 µm

7. REZERVUAR KARAKTERİZASYONU

7.1. Giriş

Hidrokarbon rezervuar kayaçları, petrol, gaz veya su içerebilen bir kayaçtır. Hazne kayaçların tanımlanması ekonomik yönden çok önemlidir. Çünkü petrol bakımından işletilebilir bir bölgenin varlığı, her şeyden önce buradaki hazne kayacın kalınlığına ve devamlılığına bağlıdır. Bir petrol yatağı, çoğu zaman hazne kayacın her yerini dolduramaz. Bazen kayacın petrol ile dolu olan kısmına rezervuar denir ve genellikle hazne kayacın çok küçük bir bölümünü oluşturur. Hazne kayaçlar kökenlerine göre üç gruba ayrılır.

1- Kırıntılı Hazne Kayaçlar: Hazne kaya olarak en önemli kırıntılı kayayı kumtaşları oluşturur. Daha sonra silttaşı ve konglomeralar önemli yer tutarlar. Bunlar, dünyada işletilen petrol haznelerinin yaklaşık %60'ını oluştururlar. Bazı kumtaşları sadece kuvars tanelerinden oluşmuştur, bunlara kuvars kumtaşı denir.

2- Kimyasal Hazne Kayaçlar: Bu kayaçlar kimyasal veya biyokimyasal yolla çökelmiş olan kayaçlardır. Kayacın oluşumunda herhangi bir taşınma söz konusu değildir. Bunların en önemli grubunu karbonatlı kayaçlar oluşturur. Karbonatlı hazne kayaçların en yaygını, kireçtaşları ve dolomitlerdir. Karbonat kayaçlarının hemen hepsi kalsit veya dolomit halindedir. Bazen bunlar birbirleriyle geçişli olabilirler. Biyokimyasal çökelmede ise, algler, mercanlar, bryozoerler, foraminiferler gibi çeşitli organizmalar rol oynar.

3- Diğer Hazne Kayaçlar: Dünya petrol yataklarındaki hazne kayaçların tamamına yakın bölümünü kırıntılı ve karbonatlı hazne kayaçları oluşturur. Ancak, zaman zaman değişik tipte kayaçların da hazne kaya görevi yaptığını bilinmektedir. Bunlar arasında magmatik kayaçlar, metamorfik kayaçlar ve tuz domlarının da bulunduğu evaporitik kayaçları sıralayabiliriz. Bu kayaçlarda boşluktan ziyade kırık ve çatlak şeklinde hazneler gelişmiştir. Petrol buralara göç yolu ile yerleşmiştir. Rezervuar kayaçların tipi (kireçtaşı, kumtaşı, konglomeralar ve anhidrit) ve özelliklerini belirtmek için iki yöntem kullanılmaktadır:

a- Direkt yöntem, karot üzerine yapılan çalışmalar.

b- Kuyu logları yöntemi

En fazla kullanılan yöntem, kuyu loglarıdır. Çünkü karot üzerinde yapılan laboratuvar analizleri sadece o noktayı açıklar ve kuyu logları bütün rezervuar kalınlığı detaylı bir şekilde açıklar (Schön, 2015).

a- Rezervuar: kayaçların özellikleri

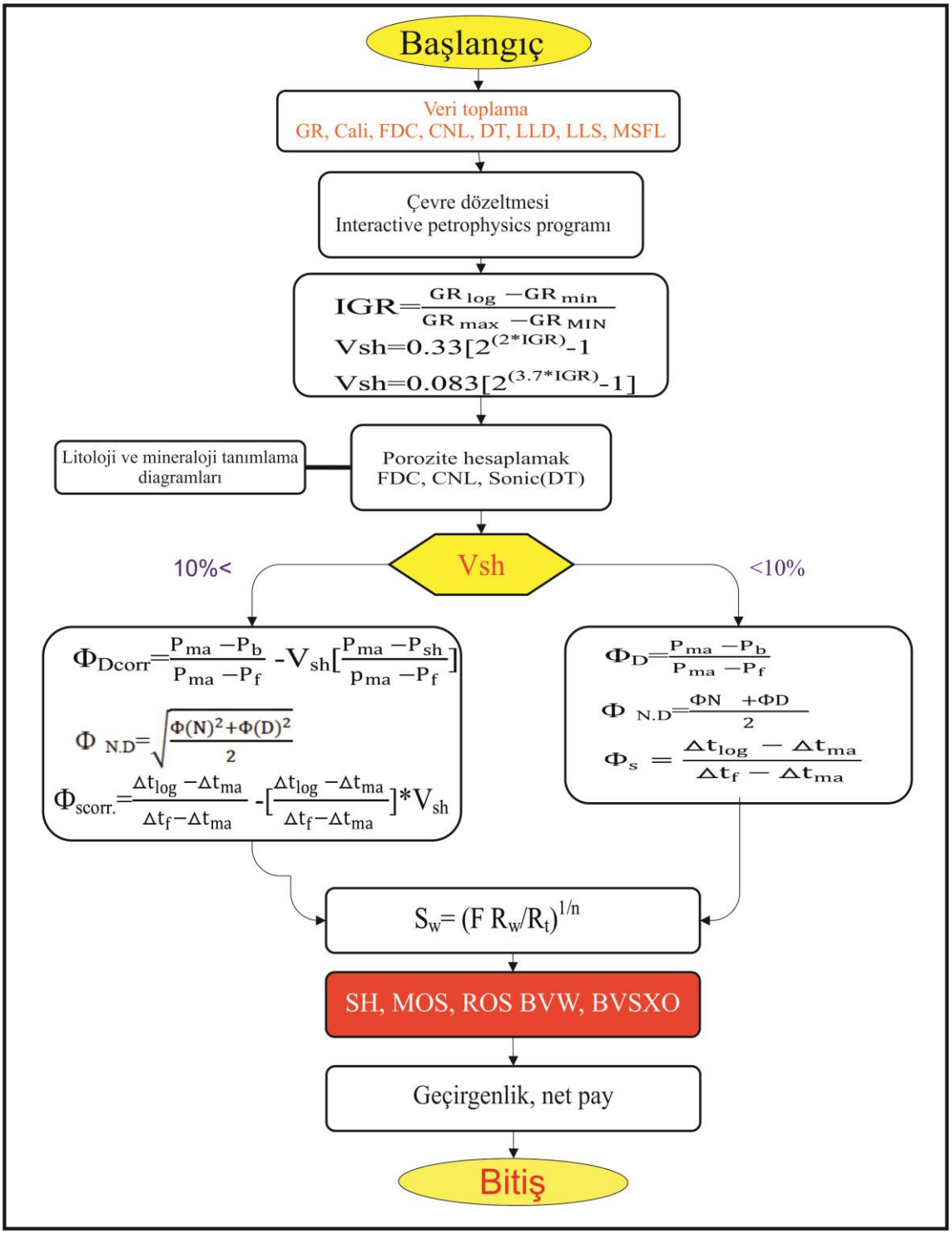
b- Gözeneklilik: kayaçlar içinde bulunan boşluklar

c- Sıvı türü: petrol, gaz veya su.

d- Doygunluk: gözenekler içinde hidrokarbon miktarı.

e- Geçirgenlik: rezervuar kayaçların üretim kabiliyeti.

Rezervuar kayaçların tipi (kireçtaşı, kumtaşı, konglomera ve anhidrit) ve özelliklerini belirlemek amacıyla kuyu logları kullanılmıştır.



Şekil 7.1. Su doygunluğu ve Net pay akış şeması

Rezervuar karakterizasyonu çalışması, gözeneklilik ve geçirgenlik gibi petrofiziksel özelliklerin belirlenmesinde ve bu gözeneklerdeki sıvıların türünü ve miktarını belirlemede önemlidir (Dewan, 1983).

Ajeel petrol sahasında 8 kuyudan alınan veriler; gama ışını (GR), yoğunluk (ROHB), nötron (NPHI), sonik (DT), LLD (Rt), MSFL (Rxo), SP ve karotlar kullanarak, rezervuar kayaçların özelliklerini 7.1'de görüldüğü gibi detaylı bir şekilde açıklanmıştır. Son altı ayda yapılan çalışmalarda rezervuar formasyonları ve kalınlığı detaylı bir şekilde belirlenmiştir.

7.2. Rezervuar Değerlendirme Prosedürleri

Kuyu loglarından elde edilen sonuçlar, rezervuar kayaçların değerlendirmesinde çok önemli hedeflerden birisidir. Rezervuar kayaçlara ulaşabilmek için farklı prosedürler kullanılmıştır.

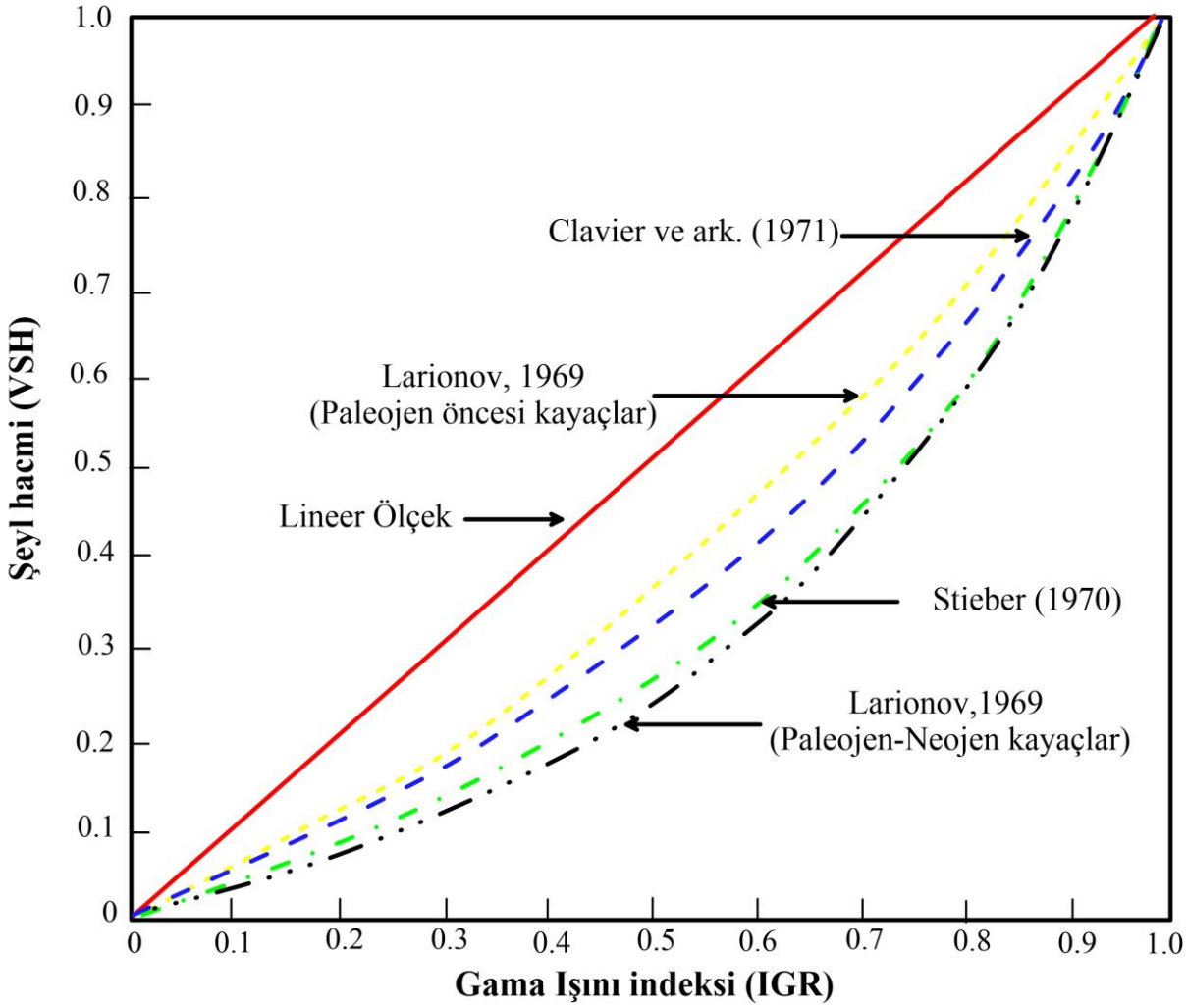
7.2.1. Kaliper logu (CAL)

Bu cihaz, iki veya dört kol kullanılarak kuyunun çapını ölçer. Ölçme çapı yaklaşık 8-18 inçtir (Darling, 2005). Kaliper logu, şeyl, organik şeyl ve jips tabakalarında delik çapı bit hacminden daha büyük göstermektedir. Aksine, geçirimli tabakalarda delik çapı kaliper logunda daha küçük ince çamur keki (mud cake) indeksi gösterir (Rider, 1996).

7.2.2. Şeyl hacmi (Volume of shale)

Şeyl hacmini hesaplamak için gamma ışını, Sp, rezistivite ve nötron kuyu logları kullanılmaktadır. Bu hesaplamada en fazla kullanılan log, gamma ışın logudur.

Şeyl miktarı 10%'dan fazla olursa düzeltme yapılır (Şekil 7.2). Gamma ışını ya da genel olarak Gamma Ray (GR) şeklinde isimlendirilen kuyu logu, formasyonlar içinde doğal radyoaktiviteyi ölçer, özellikle şeyller başka kayaçlardan daha fazla radyoaktif elementleri; potasyum, uranyum ve toryum gibi elementleri içerdiği için, daha yüksek GR değerine sahiptir (Asquith ve Krygowski, 2004; Doveton, 1999; Dresser Atlas, 1979).



Şekil 7.2. IGR ile Vsh ilişkisi (Bowen, 2003'den değiştirilerek)

Şeyl hacmini ölçmek için aşağıdaki üç formül kullanılmaktadır (Schlumberger, 1991, 1989, 1972):

$$I_{GR}=\frac{GR_{log}-GR_{min}}{GR_{max}-GR_{MIN}} \quad (7.1)$$

IGR: Gama ışını indeksi

GRlog: Gama logundan alınan değer

GRmin: Gama ışın miktarı temiz zonlarda ya da şeyl içermeyen zonlarda

GRmax: Gama ışın miktarı şeyl zonlarında

Vsh hesaplamak için, Asquith ve Krygowski (2004) ve Dresser Atlas (1979) denklemi kullanılmıştır: Paleojen ve Neojen yaşlı kayaçlar için:

$Vsh=0.083[2^{(3.7*IGR)}-1]$ (7.2)

Daha yaşlı kayaçlar için:

$Vsh=0.33[2^{(2*IGR)}-1$ (7.3)

7.2.3. Gözeneklilik (porozite) saptanması

Gözeneklilik, kayaç içinde bulunan boşluk hacmidir ve sembolu Φ olarak gösterilir. Yeraltı formasyonlarında gözeneklilik geniş bir değişiklik göstermektedir. Örnek olarak, kumlarda yüksek porozite oranı ölçülür %10-15. Konsolidasyon olmayan kumlarda %40 oranı göstermektedir, aynı zamanda şeyller de yüskek porozite oranı (%40) gösterirler (Schlumberger, 1989). Bu amaçla kullanılan yoğunluk, sonik, nötron logları ile tabakanın farklı fiziksel parametreleri ölçülür ve bunlar kullanılarak gözeneklilik değerleri bulunur.

Nötron (NPHI): Nötron logu genel olarak emitör ve dedektörden oluşan bir cihazdır. Emitör tarafından gönderilen yüksek enerjili nötronlar formasyonların içinde bulunan sıvılara (su ya da hidrokarbon) çarparak azalır ve bir ya da iki dedektör tarafından ölçülerek, porozite miktarı belirlenir (Asquith ve Krygowskiye, 2004).

Litoloji türü (kumtaşı, kireçtaşı ve dolomit), dedektör tipi ve emitör ile dedektör arasındaki mesafe nötron logunun ölçümü etkilemektedir (Asquith ve Krygowski, 2004). Nötron logu formasyonların gözeneklilik miktarını direkt olarak ölçer ve rezervuar kayaçların sıvı ile dolu porozitesini de ölçer (Asquith ve Krygowski, 2004; Asquith ve Gibson, 1982). Yüksek şeyl değerine sahip zonlar %10 dan fazla Vsh kapsıyorsa, aşağıdaki denklem kulanılır (Tiab ve Donaldson, 2004).

$\Phi Ncorr=\Phi N-(Vsh \times \Phi Nsh)$ (7.4)

Densite logu (ROHB): densite logu radyoaktif kaynaktan (emitör) ve bir ya da iki dedektör içerir. Kaynak tarafından yayılan gama ışınları, formasyon elektronlarıyla çarpışarak enerji kaybına neden olur ve bu kayıp yoğunluk olarak dedektör tarafından ölçülür (Inteq, 1999). Yoğunluk logundan porozite hesaplamak için Wyllie ve ark. (1958)'nın önerdiği formül kullanılır.

$$D=\frac{p_{ma}-p_b}{p_{ma}-p_f}\Phi \quad (7.5)$$

P_{ma}: matris yoğunluğu. Kireçtaşı için 2.71 G/C^3, dolomit için 2.877 G/C^3 ve anhidrit için 2.977 G/C^3.

p_f: sıvı yoğunluğu. 1.1 tuzlu, 1.0 tatlı ve 0.7 gaz sıvıları için

p_b: log okuması (Asquith ve Krygowski, 2004; Schlumberger, 1972, 1989).

Killi (şeyl) zonlar için Dresser-Atlas (1979) formülü kullanılır:

$$\Phi_{Dcorr}=\frac{p_{ma}-p_b}{p_{ma}-p_f}-V_{sh}\left[\frac{p_{ma}-p_{sh}}{p_{ma}-p_f}\right] \quad (7.6)$$

$$\Phi_{Dcorr}=\Phi D-V_{sh}(\Phi Dsh) \quad (7.7)$$

Sonik (DT): Formasyonun akustik hızının ölçülmesi esasına dayanan bir logdur (Ellis ve Singer, 2008; Inteq, 1999). Cihaz bir veya daha fazla vericiden ve iki veya daha fazla alıcıdan oluşmaktadır. Vericiden gönderilen ses dalgasının alıcıya dönüş zamanı ölçülür. Bu zaman, kayanın gözenek miktarı ile denetlenir (Schön, 2015).

Porozite bu logun verilerini kullanarak aşağıdaki formül ile hesaplanır (Wyllie ve Rose, 1950).

$$\Phi_s=\frac{\Delta t_{log}-\Delta t_{ma}}{\Delta t_f-\Delta t_{ma}} \quad (7.8)$$

Δt_{log}: Aralık geçiş zamanı (interval transit time); logdan alınan değer.

Δt_{ma}: Matris aralık geçiş zamanı (interval transit time of matrix); kireçtaşı için 47.6 µsec/ft, dolomit için 43.05 µsec/ft ve anhidrit için 50 µsec/ft.

Δtf: Sıvı aralık geçiş zamanı (interval transit time of fluid); tuzlu çamur için 185 µsec/ft, tatlı su çamuru için 189 µsec/ft (Schlumberger, 1972).

Yüksek şeyl oranlı tabakalarda 5-9 numaralı formül kullanarak porozite değerleri düzeltilir.

Hidrokarbon etkisinden dolayı değişen porozite değerini doğrulamak için 5-10 numaralı formül kullanılır (Tiab ve Donaldson, 2015, 2004):

$$\Phi_{scorr.}=\frac{\Delta t_{log}-\Delta t_{ma}}{\Delta t_f-\Delta t_{ma}}-\left[\frac{\Delta t_{log}-\Delta t_{ma}}{\Delta t_f-\Delta t_{ma}}\right] X\ V_{sh} \quad (7.9)$$

$$\Phi=\Phi s\ X\ Bhc \quad (7.10)$$

Bhc: 0.7 gaz için ve 0.9 petrol için (Tiab ve Donaldson, 2015, 2004).

7.2.4. Geçirgenlik (permeabilite) saptanması

Kayanın sıvı (su, hidrokarbon) iletme kabiliyeti, geçirgenlik olarak adlandırılır (Tiab ve Donaldson, 2004). Bu çalışmada, geçirgenlik için iki yöntem kullanılmaktadır. Birinci

yöntem, Kuzey Petrol Şirketi (NOC) laboratuvarında Ajeel petrol sahasından alınan karotların geçirgenliği Hassler cihazında saptanmaktadır. İkinci yöntem (Wyllie-Rose yöntemi ve yapay zeka şebekesi) kuyu logları kullanılarak rezervuar kayaçların geçirgenliğinin hesaplanmasıdır. Kullanılan yöntemler aşağıdaki şekilde ifade edilir:

Wyllie-Rose yöntemi: Bu yöntem, karot alınamayan derinlikte ve karot örnekleme alma işlemi ekonomik olmadığı durumlarda kullanılır. Aşağıdaki denklem ve Çizelge 7.1'deki veriler kullanılarak geçirgenlik değerleri hesaplanmıştır:

$$K = A * \frac{Phi^b}{Swi^c} \quad (7.11)$$

Çizelge 7.1. Geçirgenlik verileri Techlog (2016 versiyonu) ve IP 3.5 programlardan alınmıştır.

Wyllie-Rose yöntem	Wyllie Rose sıvı	Swirr	D - b	E - c	Kw Techlog	A - kw IP
Timur	Petrol	0.2	4.4	2	3400	8581.0
	Gaz	0.2	4.4	2	340	8581.0
Morris-Biggs	Petrol	0.2	6	2	62500	62500
	Gaz	0.2	6	2	6500	6241.0
Schlumberger k3 Çizelge	Petrol ve Gaz	0.2	4.5	2	-	10000

Yapay sinir şebekesi (Artificial Neural Network: ANN):

Irak'ta, rezervuar kayaçları laboratuvar yöntemlerle hesaplanan permeabilite değerleri her zaman bulunmamaktadır, bu nedenle rezervuar kayaçların istatistiksel olarak özelliklerini tespit edilmesi için ANN modeli hazırlandırlmıştır.

Ajeel petrol sahasından AJ-1, AJ-2 AJ-3, AJ-5, AJ-6, AJ-10, AJ-13, AJ-19 olmak üzere 8 adet YSA modeli geliştirilmiştir (Şekil 7.4; 7.5).

ANN modelinde ağ yapısı şekil 7.3'de görüldüğü gibi toplam 5 veri girişi, 2 ara (gizli tabaka) ve 1 çıkış katmanı olarak dizayn edilmiştir

Giriş (kuyu-loglar) tabakası, gizli tabaka ve çıkış ya da elde edilen geçirgenlik katmanlarından oluşur (Şekil 7.3).

Bir çok araştırmacılar, ANN metodu kullanarak geçirgenlik (permeabilite) değerlerini kuyu loglarından hesaplamışlardır (Handhel, 2009; Bhatt ve Helle, 2010;

Singh, 2008; Shokir ve ark., 2006; Verma ve ark., 2014). Bu metod aşağıdaki şekilde ifade edilir:

y net$=\sum_{i=1}^{n} x_i + w_b$ (7.12)

Out$= \int(net) = (1 + e^{-ynet})^{-1}$ (7.13)

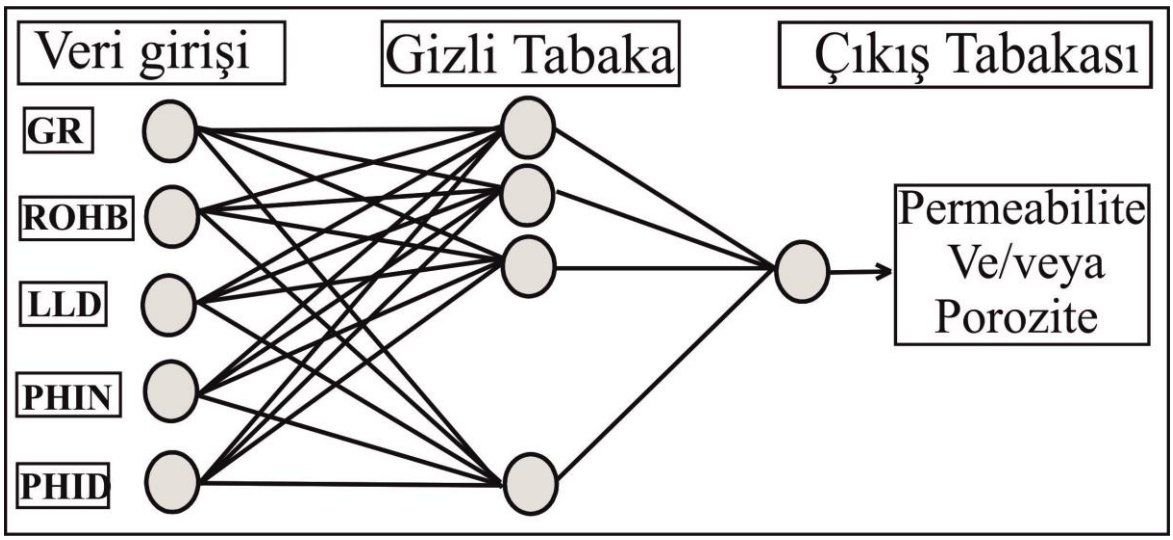
y: giriş verilerin ağırlık toplamı

n: örnek sayısı

*x: nöron girişi (*neuron*)*

w: her nöron ile ilişkili ağırlık

*b: sapma (*bias*)*

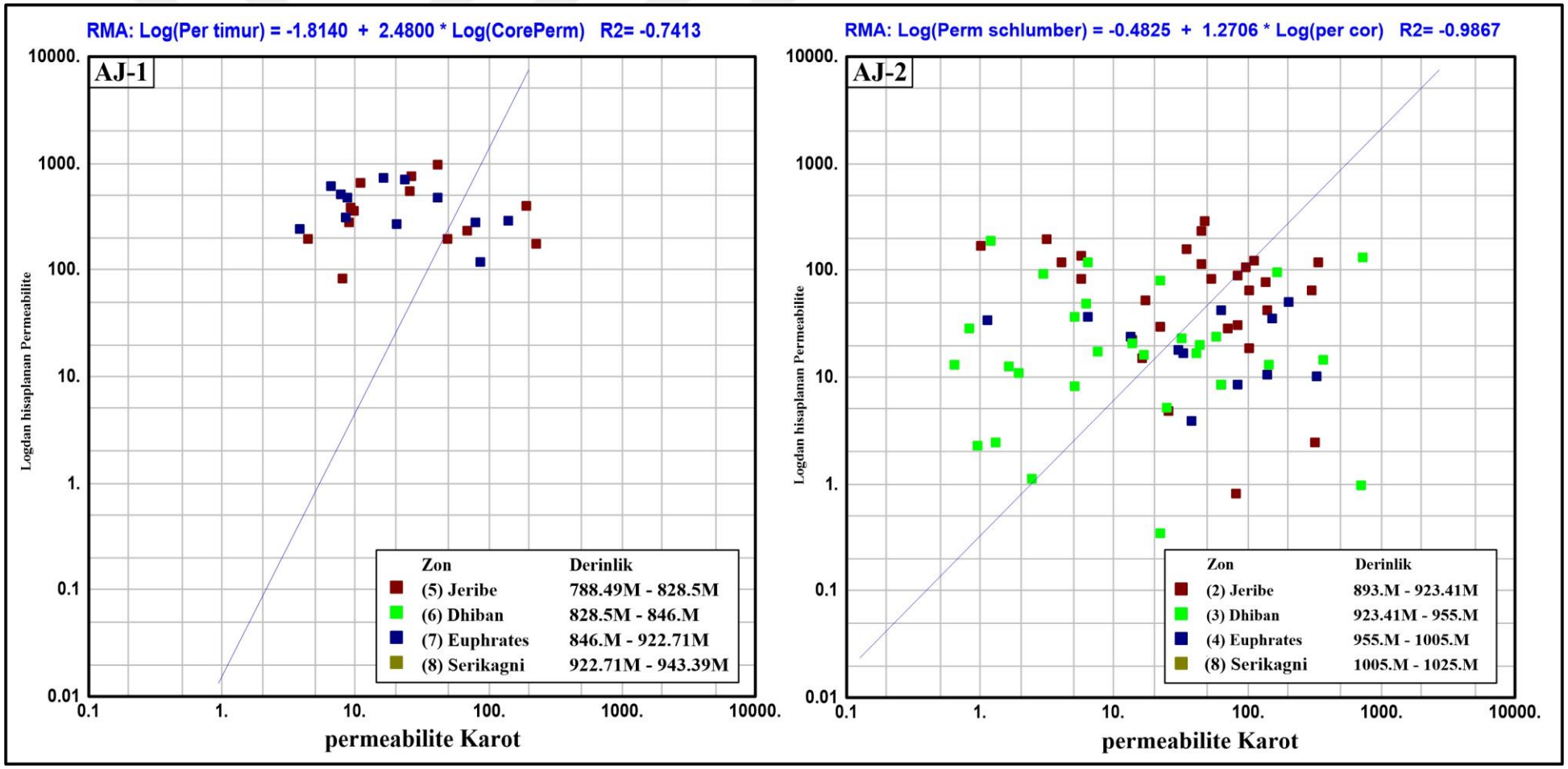


Şekil 7.3 Yapay sinir ağ şebekesi (ANN) şeması

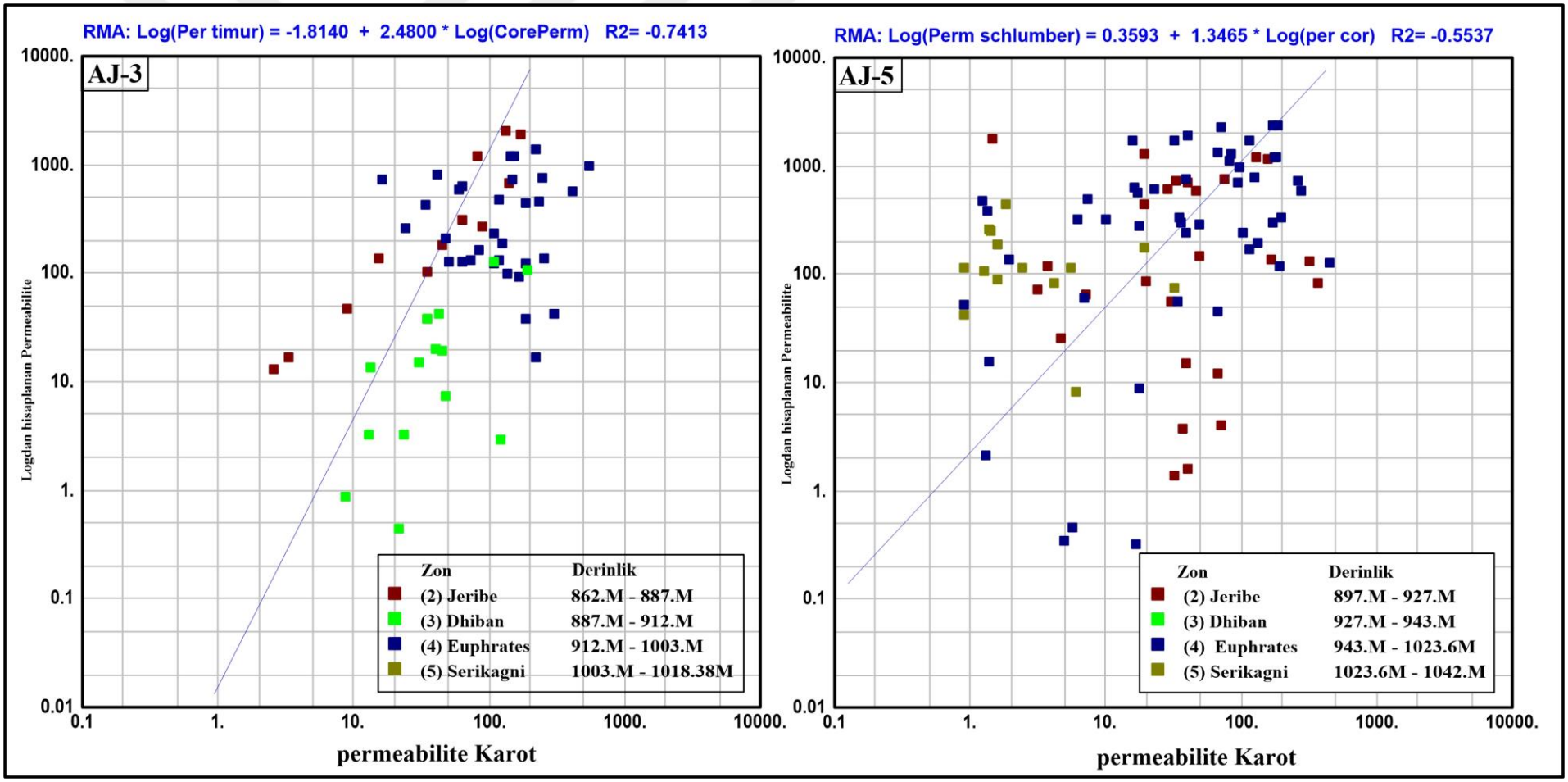
Bu çalışmada, alınan karot örneklerinden hesaplanan permeabilite değerleri ve kuyu log modellerinden hesaplanan veriler arasındaki ilişkinin korelasyon (determinasyon) katsayısı (R^2), rezervuar kayaç modelleri için hesaplanan determinasyon katsayısı (R^2) değerleri 0.24 ile 0.98 arasında değişmektedir (Şekil 7.4).

AJ, AJ-1, AJ-2 AJ-3, AJ-5, , AJ-10 ve AJ-13 kuyu modellerinin R^2 değerleri sırasıyla 0.74, 0.98, 0.74,0.72 ve 0.75, AJ-6 AJ-19 kuyuların değerleri ise 0.51 ve 0.54 olarak hesaplanmıştır (Şekil 7.4). Karot örnekleri ve ANN modellerinden elde edilen permebilite verileri ve bunlar arasındaki nispi hata değerleri Şekil 7.4'te verilmiştir. Karot verileri ve ANN permeabilite değerleri arasındaki düşük nispi hata tespit edilip, karot ve ANN sonuçlarının uyumluluk içinde oldukları görülmüştür (Şekil 7.4).

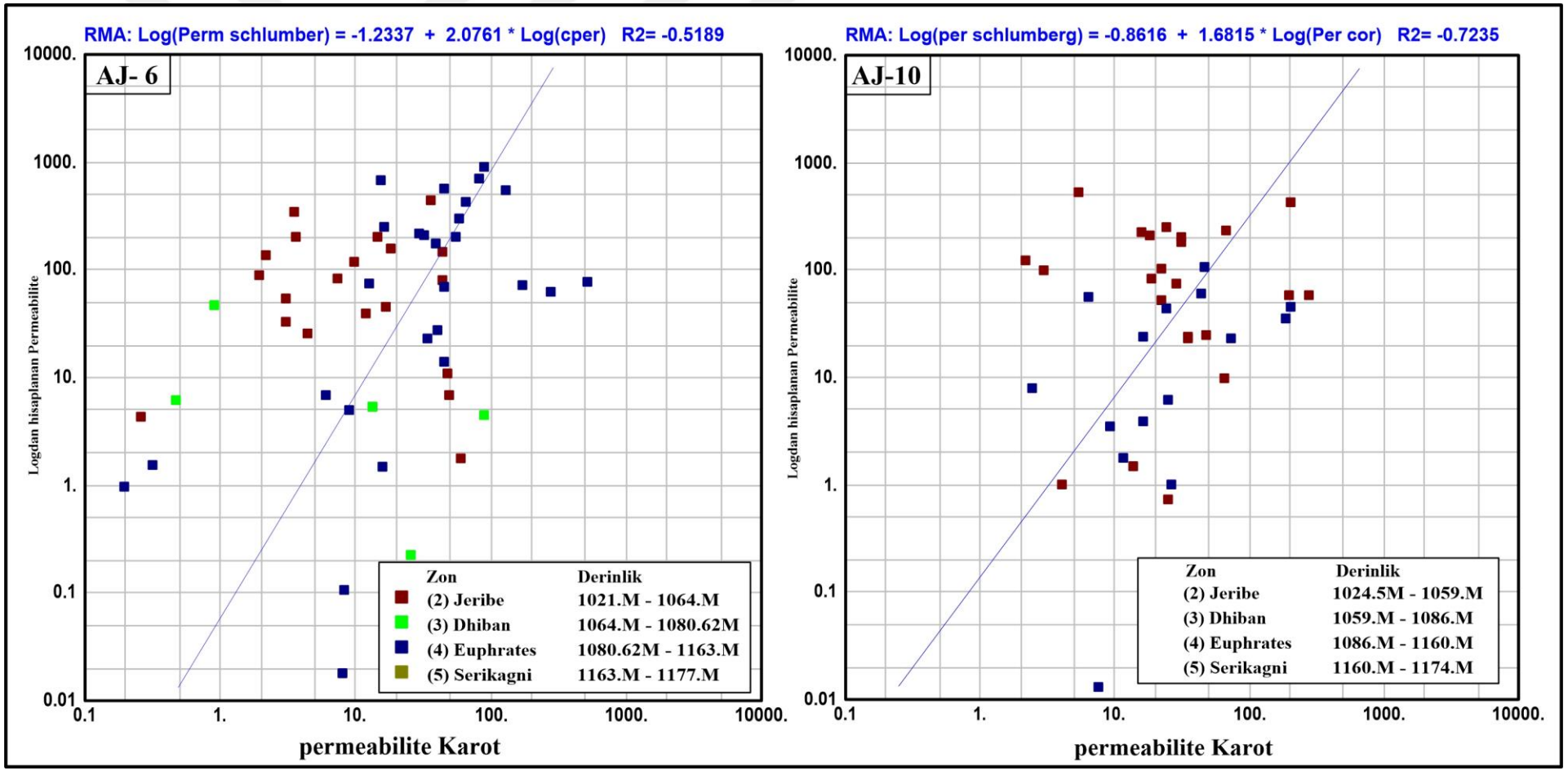
Ayrıca, Ajeel petrol sahasından elde edilen kuyu-log verilerini ve karot geçirgenlik (laboratuvar) değerlerini, sinir ağ (ANN) permeabilite hesaplama metodunda veri tabanı (giriş) kullanarak, araştırılan formasyonların gerçek permeabilite değerleri tahmin edilmiştir (Şekil 7.5), elde edilen sonuçlara göre, Ajeel petrol sahasında Euphrates ve jeribe formasyonları yüksek permeabilite içermektedir (Şekil 7.5), bununla birlikte Serikagni ve Dhibaan formasyonları, diyer rezervuar kayaçlardan daha düşük permeabilite içermektetdir, bu da yüksek verimli zonların Euphrates ve jeribe formasyonları olduğunu göstermektedir (Şekil 7.5).



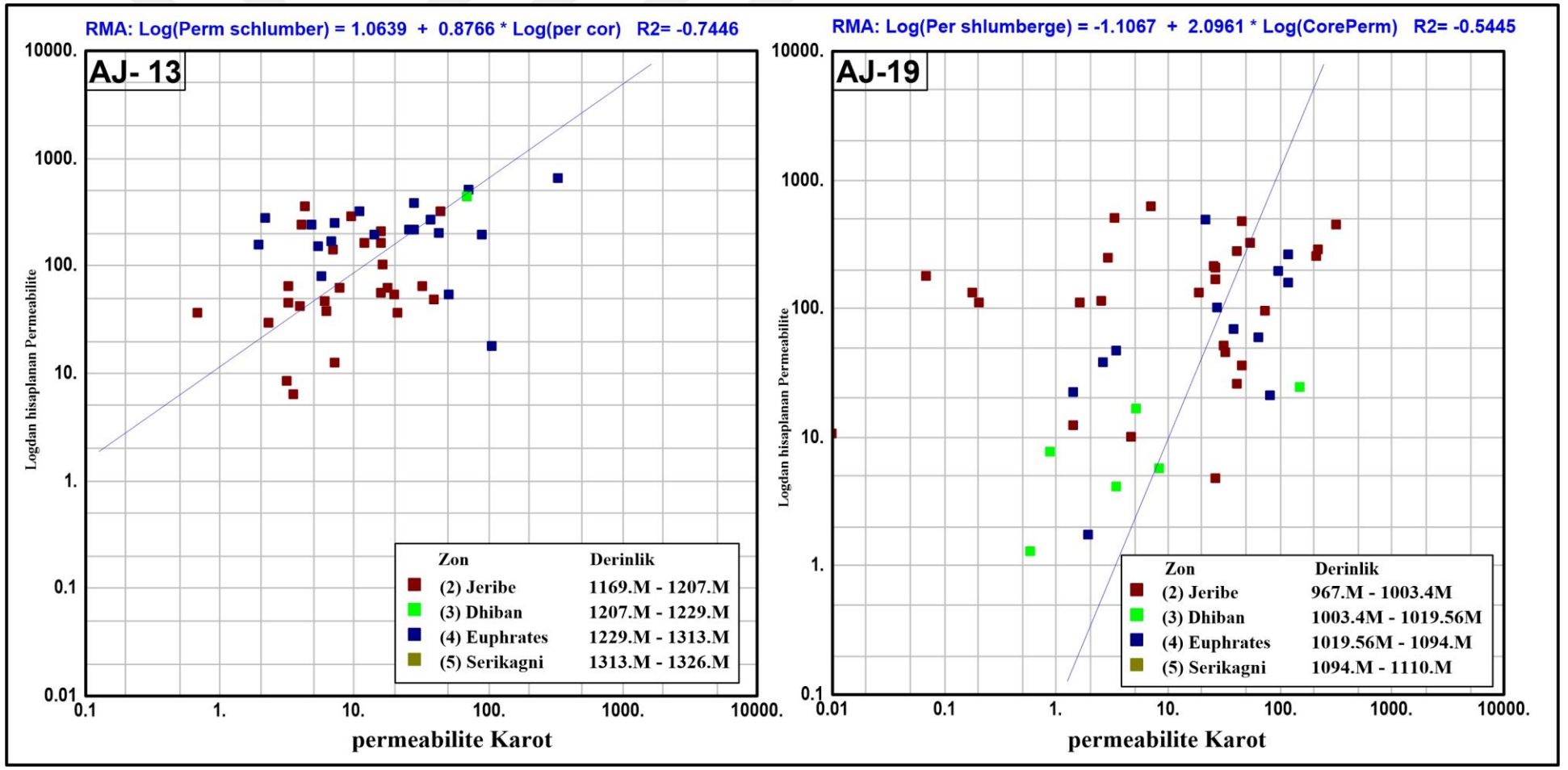
Şekil 7.4A Karot örneklerden elde edilen geçirgenlik ile kuyu-loglarından hesaplanan geçirgenlik arasındaki ilişkiyi gösteren diyagram, Ajeel petrol sahası, AJ-1 ve AJ-2 kuyular



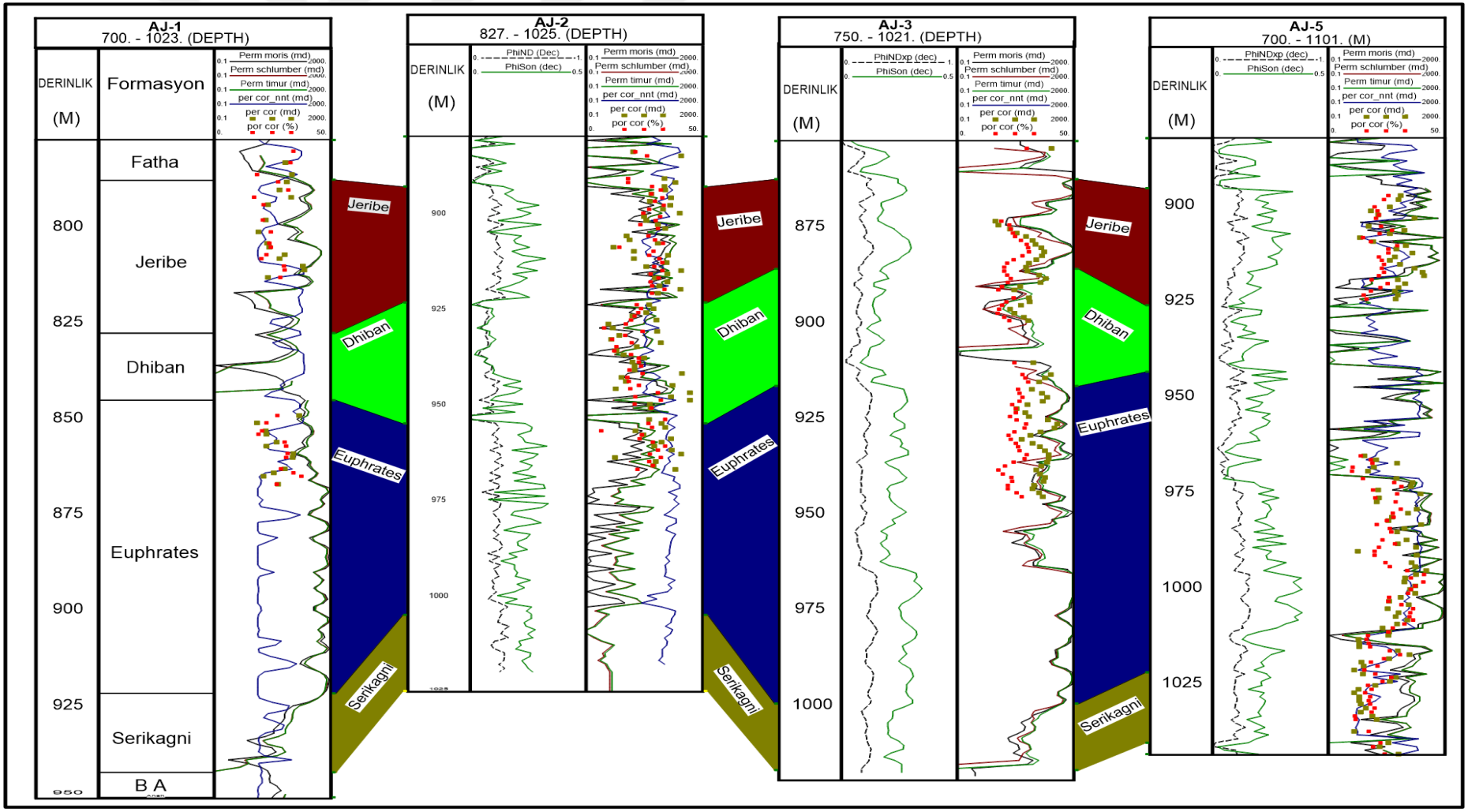
Şekil 7.4B Karot örneklerinden elde edilen geçirgenlik ile kuyu-loglarından hesaplanan geçirgenlik arasındaki ilişki gösteren diyagram, Ajeel petrol sahası, AJ-3 ve AJ-5 kuyular.



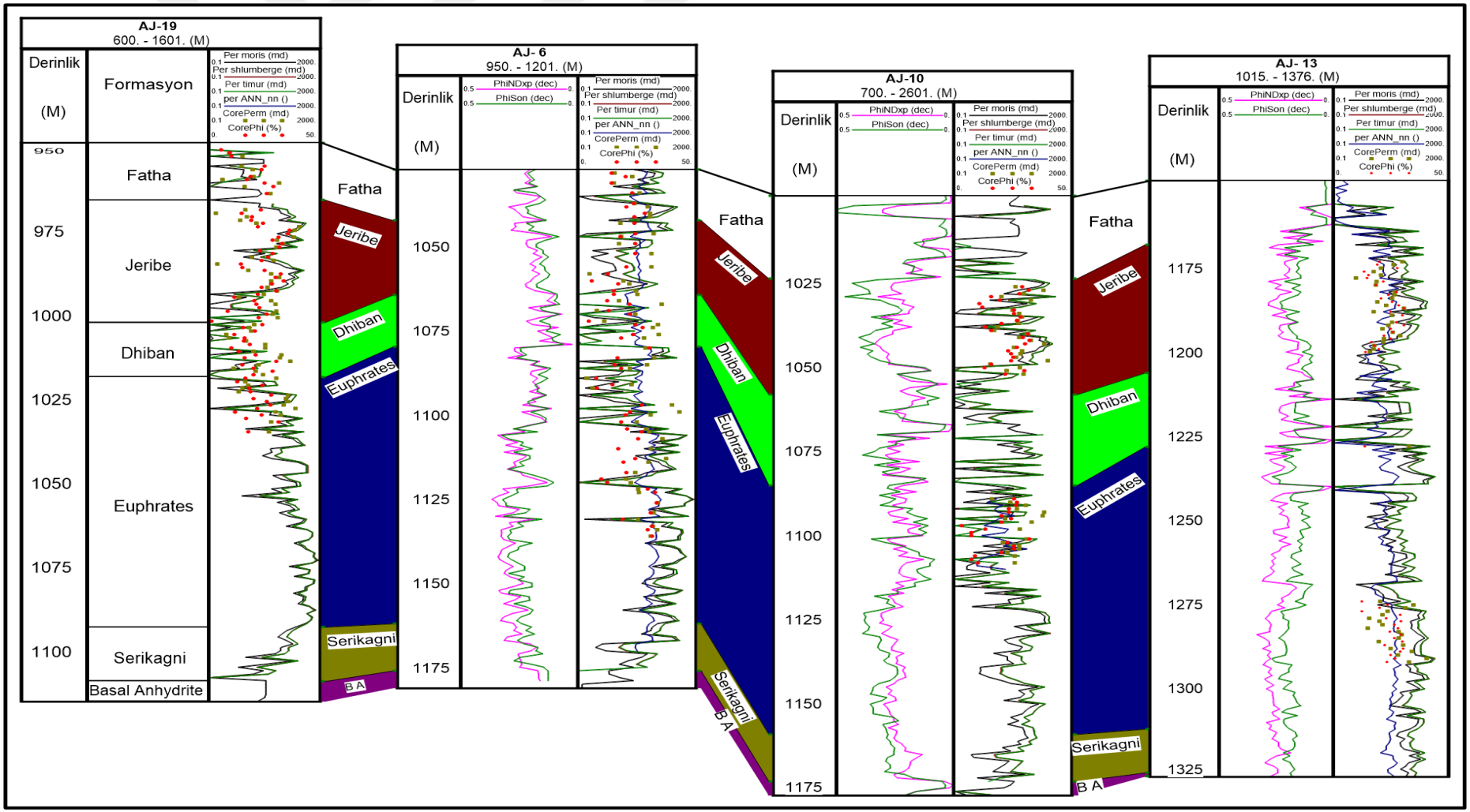
Şekil 7.4C Karot örneklerinden elde edilen geçirgenlik ile kuyu-loglarından hesaplanan geçirgenlik arasındaki ilişki gösteren diyagram, Ajeel petrol sahası, AJ-6 ve AJ-10 kuyular.



Şekil 7.4D Karot örneklerinden elde edilen geçirgenlik ile kuyu-loglarından hesaplanan geçirgenlik arasındaki ilişki gösteren diyagram, Ajeel petrol sahası, AJ-13 ve AJ-19 kuyular.



Şekil 7.5 A. Ajeel petrol sahasının (AJ-1, AJ-2, AJ-3, AJ-5 kuyular) porzite ve permeabilite korelasyonu



Şekil 7.5 B. Ajeel petrol sahasının (AJ-6, AJ-10, AJ-13, AJ-19 kuyular) porozite ve permeabilite korelasyonu

7.2.5. Su ve hidrokarbon doygunluğu

Sıvı doygunluğu, genel olarak porozite içinde bulunan sıvı miktarını (su ve/veya hidrokarbon) temsil etmektedir. Neuton (NPHI), yoğunluk (ROHB), doğal potansiyel (Sp) ve rezistivite logları, su ve hidrokarbon doygunluğunu hesaplamak için kullanılmaktadır (Monicard, 1980; Moore, 2001; Tittman, 1987).

Doğal potansiyel (Sp) logu ile formasyon suyu rezistivitesi (RW) saptanması

SP logu, formasyon suyu ile iletken sondaj çamuru ve şeylin etkileşimi sonucu oluşan elektriksel potansiyeli ölçer (Halliburton, 2001). SP logu genellikle, kuyu içinde hareketli bir elektrod ve yüzeydeki sabit potansiyelli bir elektrot arasındaki elektriksel potansiyellerin farkını, derinliğe göre dijital olarak kaydedilmektedir (Asquith ve Krygowski, 2004).

Doğal potansiyel (Sp) logu, gözenekli/geçirgen tabakaların belirlenmesi ve formasyon suyunun direncinin (Rw) hesaplanması, formasyon sınırlarının belirlenmesi ve kayaçların içerdiği kil miktarını belirlemek için kullanılmaktadır (Darwin ve Ellis, 1989).

Rw, petrol türetim veya kuyu-log test esnasında alınan örnek sularından ve su kataloglarından direkt ölçülür, SP logu, Rwe metodu ve kimyasal analizler gibi bir çok farklı yöntemlerin kullanılması ile bulunabilir (Asquith ve Krygowski, 2004). Formasyon suyu direncini veya rezistivitesini (Rw) hesaplamak için birçok çalışmalar yapılmıştır (Howladar, 2012; Archie, 1941; Philip ve Pius, 2017; Enikanselu ve Adekanle, 2008; Jorgensen, 1989; Schlumberger, 1991). Bu çalışmada, formasyon suyu direncini (Rw) ve jeotermal gradyanı (G.G.), 7.14- ile 7.19 denklemleri ile hesaplanmıştır. Formasyon sıcaklığı ve jeotermal gradyan (G.G.), Doveton (1999) denklemi ile hesaplanır:

$$G.G.=\frac{T-s}{D} \tag{7.14}$$

$$t=\frac{T-s}{D}*d+Ts \tag{7.15}$$

$$R_{mff} = Rmfs\times\left(\frac{T_s+6.77}{T_F+6.77}\right) \tag{7.16}$$

D: Toplam derinlik (TD).

T: Kuyu sıcaklığı (Borehole temperature).

T_F: Formasyon sıcaklığı.

Ts: Yüzey sıcaklığı.

Formasyon faktörü Archie denklemi ile hesaplanır (Worthington, 1993).

$$F=\frac{1}{\Phi^2} \quad (7.17)$$

Formasyon suyunun direnci:

$$R_{we}=R_{mf}(10^{SSP/60+0.133Tf}) \quad (7.18)$$

R_{we}: efektif formasyon suyunun direnci

SSP: Statik Self Potansiyel (SP)

$$Rw=\frac{Rwe+0.131x10^{\frac{1}{\log\left(\frac{Tf}{19.9}\right)}-2}}{-0.5Rwe+10^{0.0426/\log(Tf/50.8)}} \quad (7.19)$$

Rezistivite logu ve su/hidrokarbon doygunluğu

Rezistivite logu, bir formasyonun elektrik akım direncini ölçmek için kullanılan bir elektriksel kuyu logudur. Bütün kayaçlar, elektrik akımına karşı bir miktar direnç göstermektedir (HLS, 2007). Farklı formasyonların rezistivitesi birçok faktörlerden etkilenir. Bunlar, tabaka çamurun rezistivitesi, kuyu çapı (8-12 inch arasında) ve formasyon suyun inovasyon zonundaki rezistivitesi (Doveton, 1999; Dresser Atlas, 1979).

Rezistivite logunun kaydında çeşitli teknikler ve varyasyonlar kullanılmaktadır, genel olarak tüm varyasyonları aynı sistemden oluşmaktadır: bir emitör (elektrot) formasyon içine sinyal gönderir. Alıcı (elektrot) emitörden sabit bir mesafede bulunmaktadır ve formasyon içindeki sinyal kaybını ölçer (Liu, 2017). Rezistivite cihazı, kuyu içinde Temiz Zonun Rezistivitesi (Rt), Geçiş Zonunun Rezistivitesi ve İnvazyon Zonunun Rezistivitesini (Rxo) ölçmektedir (Şekil 7.6).

Temiz Zonun Rezistivitesi ve formasyon suyu kütle hacmi (BVW)

Rezervuar kayaçların temiz zon rezistivitesi (Rt), derin laterolog (LLD) kullanılarak elde edilir. Bu rezistivite değerleri, porozite ve formasyon suyu rezistivite değerleri kullanılarak, su doygunluğu (SW) ve hidrokarbon (SH) doygunluğu hesaplanır (Şekil 7.6). Bu çalışmada, su doygunluğu, porozite içinde

bulunan su miktarıdır (Tittman, 1987) ve su doygunluğu (Sw) Archie (1941) denklemini kullanılarak elde edilmiştir:

$$Sw = \frac{1}{\phi^2} x \frac{Rw}{Rt} \quad (7.20)$$

Burada, Rw formasyon suyu direnci veya rezistivitesidir, rezistivite aletlerle elde edilen Rt değerleri ise formasyonun temiz zonun gerçek rezistivitesini temsil etmektedir.

Yukarıdaki denklemde formasyon suyu doygunluğunu (Sw) kullanarak hidrokarbon doygunlğu (Sh) hesaplanabilir:

$$Sh = 1 - Sw \quad (7.21)$$

Ayrıca, formasyon suyu kütle hacmi (BVW), sediment çökelmesi esnasında hidrokarbon rezervuar kayalarına göç etmeden önce hapsedilen sudur ve konnate su olarak adlandırılır (Tiab ve Donaldson, 2004). BVW aşağıdaki şekilde ifade edilir:

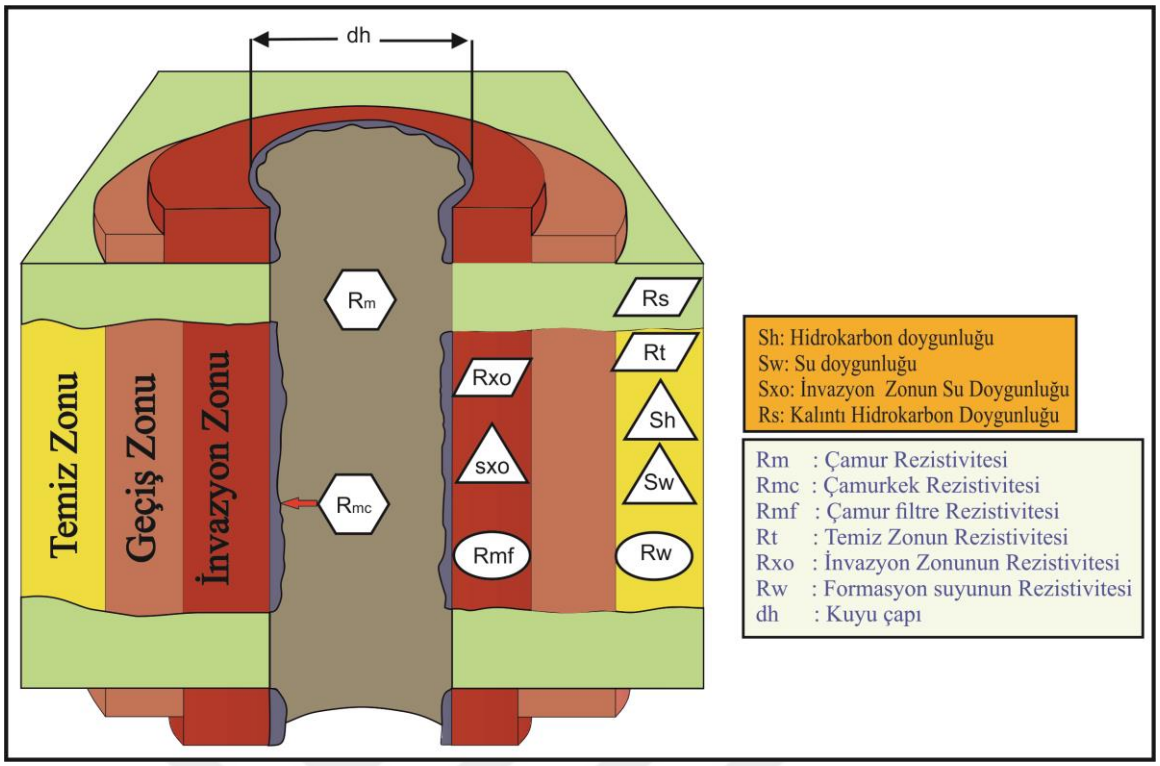
$$BVW = \phi Sw \quad (7.22)$$

Geçiş Zonunun Rezistivitesi

Formasyonun geçiş zonunun rezistivitesi (Ri; Şekil 7.6), sığ laterolog (LLS) cihazı ile elde edilir. Genel olarak, bu zon içinde bulunan su ve/veya hidrokarbonlar etkisi ile, kaydedilen rezistivite değeri, temiz zon rezistivitesi (Rt) değerinden daha az olmaktadır (Asquith ve Krygowski, 2004).

İnvazyon Zonunun Rezistivitesi (R_{xo}) ve formasyon suyu kütle hacmi (BVW_{sxo})

Genel olarak, kuyunun sondaj çamurunun hidrostatik ağırlığı sürekli formasyon suyun basıncından daha yüksek tutulur ve basınç farkı nedeni ile gözenekli (geçirgen) zonlar içerisine girmesine neden olur. Bu zon invazyon zonu olarak adlandırılır (Şekil 7.6). Bu zonun rezistivitesi (R_{xo}; Şekil 7.6) Mikro rezistivite (MSFL) logu ile direkt olarak ölçülür (Schlumberger, 1989). Geçiş zondaki hidrokarbon tam olarak süpüremediğinden dolayı, yıkanmış zonda az miktarda hidrokarbon kalabilir ve rezidüel hidrokarbon (Shr) olarak adlandırılır.



Şekil 7.6. kuyu (çapı) içinde bulunan zonlar ve kulanılan semboller (Schlumberger, 1972, 1989' den değiştirilerek)

Porozite (ϕ) ve invasyon zonundaki çamur suyu değerleri kullanılarak bu invasyon zonundaki su doygunluğu (S_{xo}) hesaplanabilir.

$$Sxo = \frac{1}{\phi^2} X \frac{Rmf}{Rxo} \qquad (7.23a)$$

Rmf: çamur suyun rezistivite

Rxo: invasyon suyun rezistivitesi

Yukarıdaki denklemden hesaplanan invasyon zonun su doygunluğu (Sxo) değerlerini formasyon suyu kütle hacmi (BVWsxo) hesaplamak için kullanmış olurasak:

$$BVWs_{xo} = \phi S_{xo} \qquad (7.23b)$$

Bu çalışmada, rezervuar kayaçların petrofiziksel karakteristiklerini belirlemek için farklı denklemler ve veriler kullanılmıştır. Ajeel petrol sahasında yapılan petrofiziksel incelemeler sonucu ile toplam ve efektif (PHIT, PHIE su (Sw),

hidrokarbon (Sh) doygunluğu, BVW, BV_{SXO} ve litolojik istifini gösteren sinerjik kuyu-logları hazırlanmıştır (Şekil 7.7, 7.8, 7.9, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13, 7.14). Rezervuar (Jeribe, Dhiban, Euphrates, Serikagni) kayaçlar için çizilen sinerjik kuyu-log (Kuyu-log bilgisayar yardımlı; CPI-log) görüntülerine göre AJ-13 (Ajeel petrol sahasının KB dalma bölgesi; Şekil 1.1) kuyu harici, diğer yedi kuyunun tamamı yüksek petrol içerdikleri görülmektedir.

Çizelge 7.2: Çalışma alanı (Ajeel petrol sahası) için hesaplanan CPI-log ortalama değerleri.

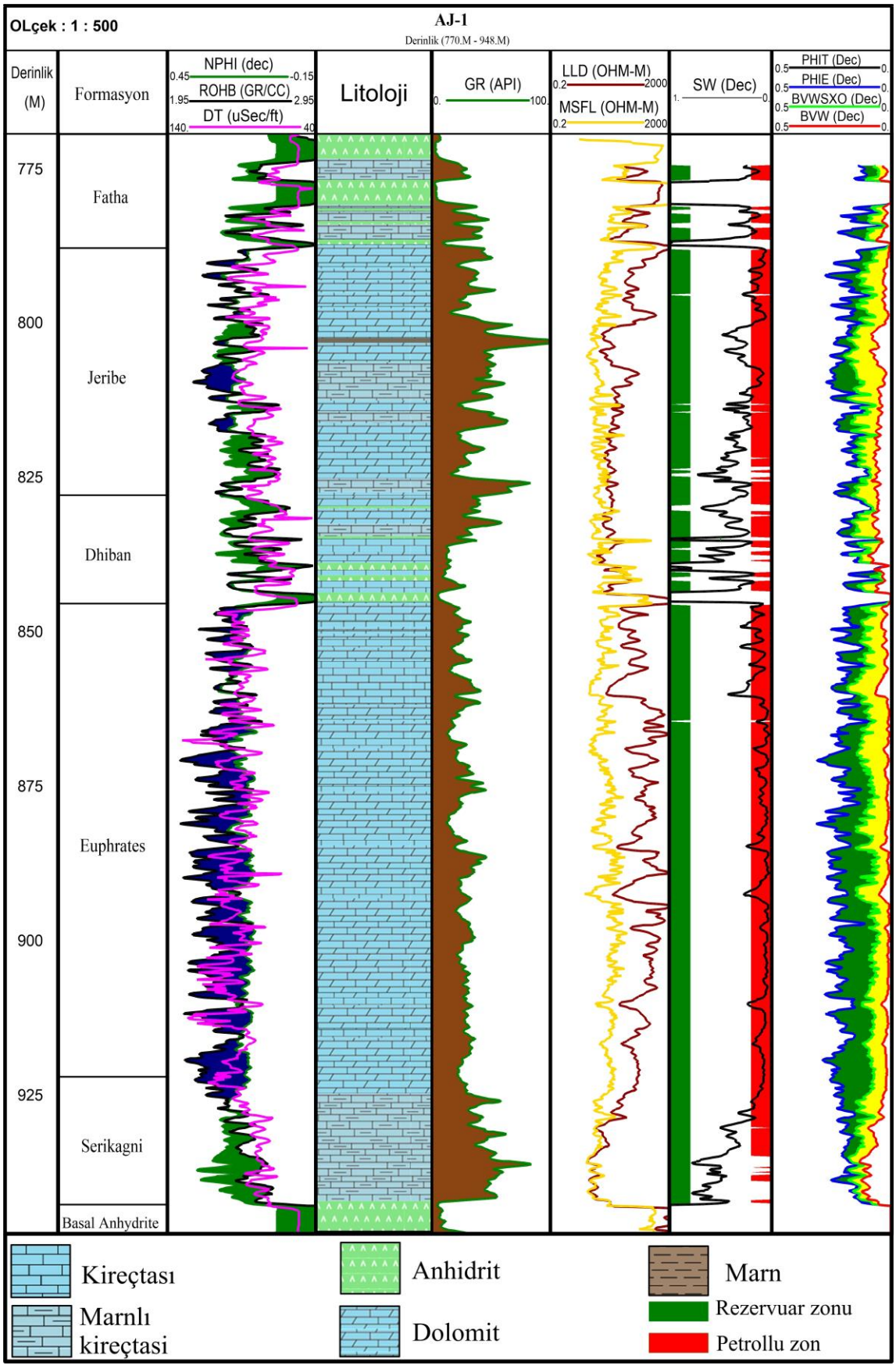
Alan	Kuyu	Formasyon	PHIT	PHIE	SW
Ajeel petrol sahası	AJ-1	Jeribe	0.18	0.17	0.26
	AJ-1	Dhiban	0.13	0.12	0.52
	AJ-1	Euphrates	0.21	0.2	0.09
	AJ-1	Serikagni	0.16	14	0.51
	AJ-2	Jeribe	0.21	0.20	0.88
	AJ-2	Dhiban	0.15	0.14	0.84
	AJ-2	Euphrates	0.22	0.20	0.42
	AJ-2	Serikagni	0.24	0.20	0.43
	AJ-3	Jeribe	0.22	0.2	0.21
	AJ-3	Dhiban	0.10	0.09	0.49
	AJ-3	Euphrates	0.23	0.20	0.11
	AJ-3	Serikagni	0.11	0.09	0.71
	AJ-5	Jeribe	0.16	0.14	0.22
	AJ-5	Dhiban	0.05	0.04	0.77
	AJ-5	Euphrates	0.16	0.16	0.28
	AJ-5	Serikagni	0.14	0.12	0.42
	AJ-6	Jeribe	0.13	0.07	0.41
	AJ-6	Dhiban	0.10	0.07	0.09
	AJ-6	Euphrates	0.22	0.19	0.09
	AJ-6	Serikagni	0.17	0.12	0.21
	AJ-10	Jeribe	0.06	0.17	0.82
	AJ-10	Dhiban	0.13	0.07	0.98
	AJ-10	Euphrates	0.15	0.08	1.00
	AJ-10	Serikagni	0.13	0.03	1.00
	AJ-13	Jeribe	0.19	0.16	0.99
	AJ-13	Dhiban	0.32	0.29	0.96
	AJ-13	Euphrates	0.38	0.35	0.99
	AJ-13	Serikagni	0.41	0.30	1.00
	AJ-19	Jeribe	0.17	0.06	0.82
	AJ-19	Dhiban	0.13	0.09	0.98
	AJ-19	Euphrates	0.15	0.1	1.00
	AJ-19	Serikagni	0.12	0.09	1.00

Yapılmış olan petrofiziksel hesaplamalar sonucunda ortalama hidrokarbon Kolon Kalınlığı ≥ 147.00 m olarak belirlenmiştir. Su (Sw) doygunluğun ortalaması 0.09-1 arasında değişmektedir (Çizelge 7.2), rezervuar kayaçları için hesaplanan su

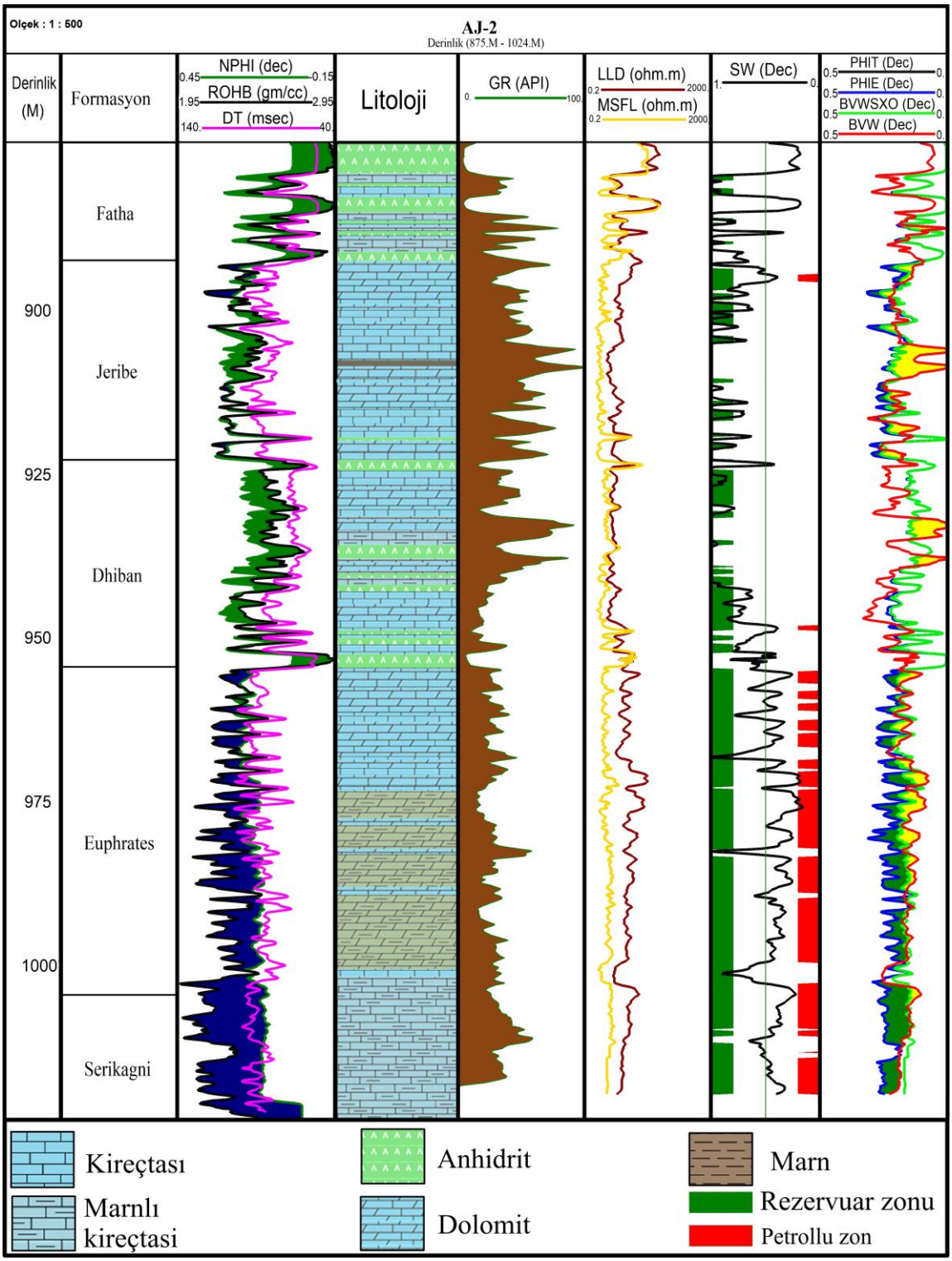
doygunluğu (Sw) içeriği az olması nedeniyle formasyonların tamamının da petrollü olduğu görülmektedir. İlaveten, rezervuar kayçların toplam porozite (PHIT) ve efektif porozite (PHIE) ortalama değerleri, 0.05 ile 0.41 ve 0.03 ile 0.30 arasında değişmektedir (Çizelge 7.2).

Buna ek olarak, sinerjik kuyu-log görüntülere göre formasyonların porozite ve hidrokarbon saturasyonu farklılık göstermektedir. AJ-1, AJ-2, AJ-3, AJ-5 ve AJ-6 kuyularının rezervuar kayaçları, hidrokarbon saturasyonu açısından zengin olup, lokasyonları ise petrol sahasının dom kısmınında yer almaktadırlar (Şekil 1.1).

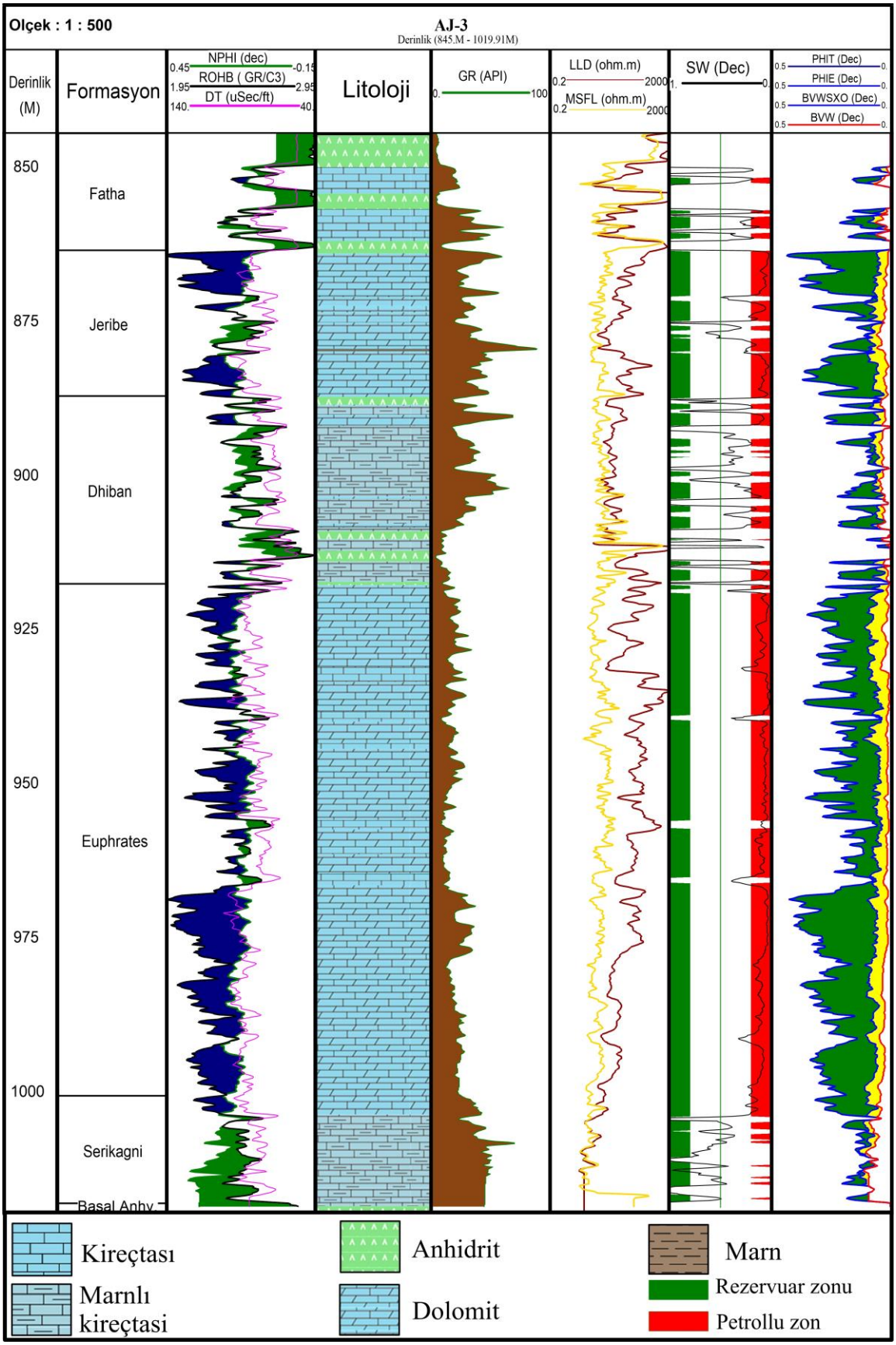
AJ-13, petrol sahanın dalma (plunge) kısmında bulunmakta olup, bu sebeple formasyonun Sw değerleri ≤ 1 altındadır. Çalışma alanı tektonik aktivite etkisi ile Ajeel petrol sahasındaki AJ-19 kuyusunda çok az miktarda hidrokarbon içerdiği tespit edilmiştir.



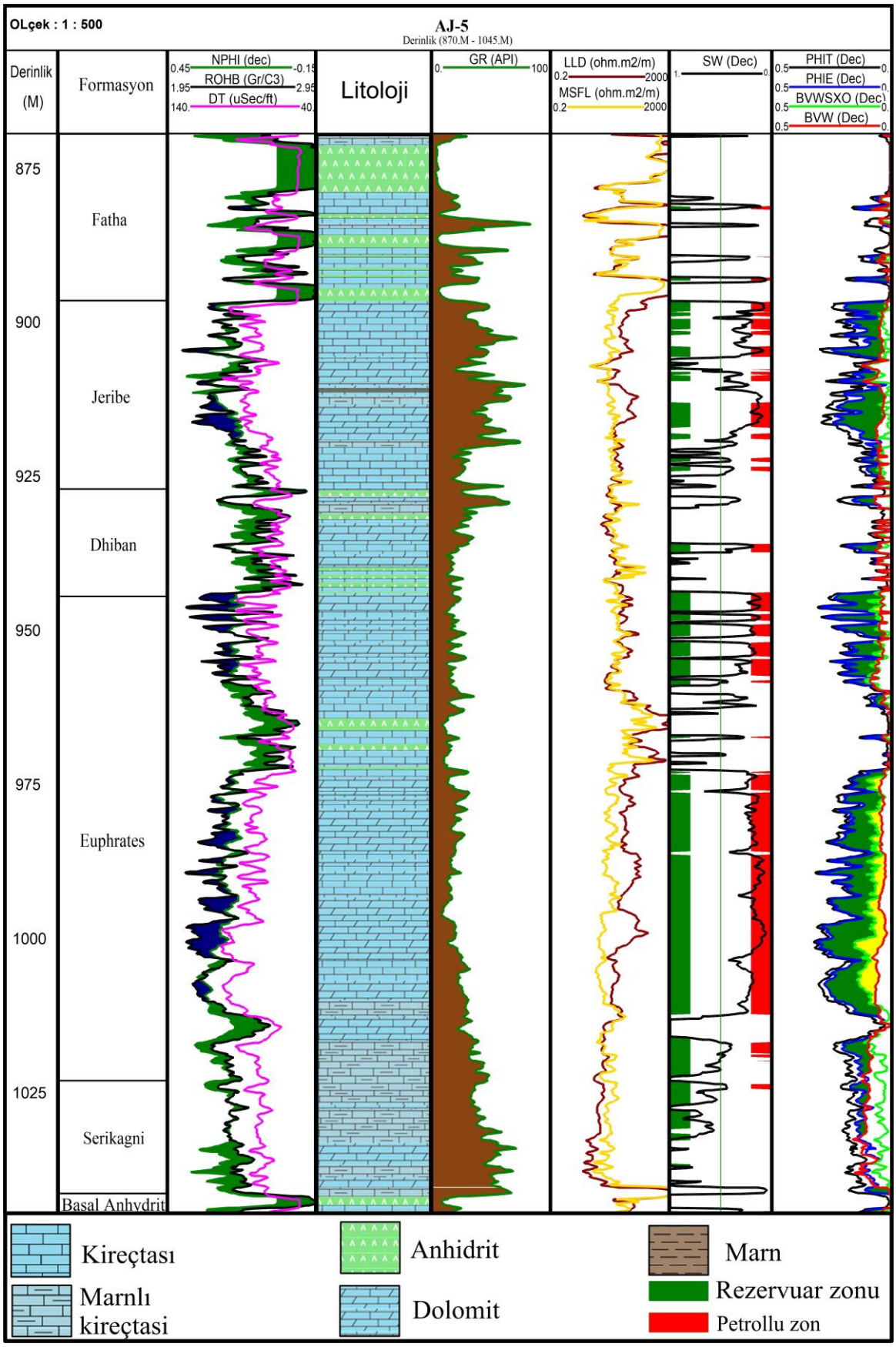
Şekil 7.7. AJ-1 rezervuar kayaçlarının CPI değerleri ve litolojik istifi



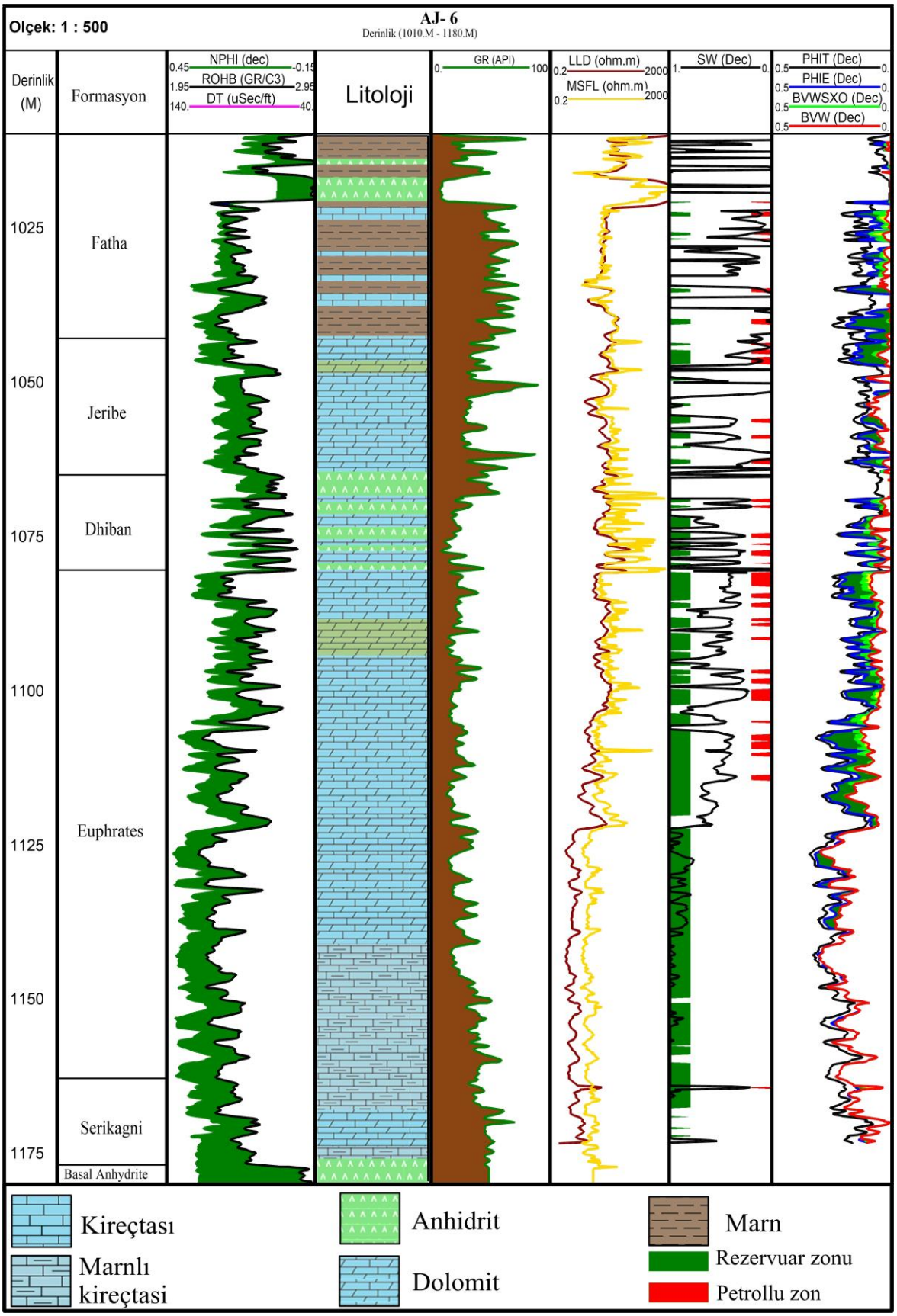
Şekil 7.8. AJ-2 rezervuar kayaçlarının CPI değerleri ve litolojik istifi



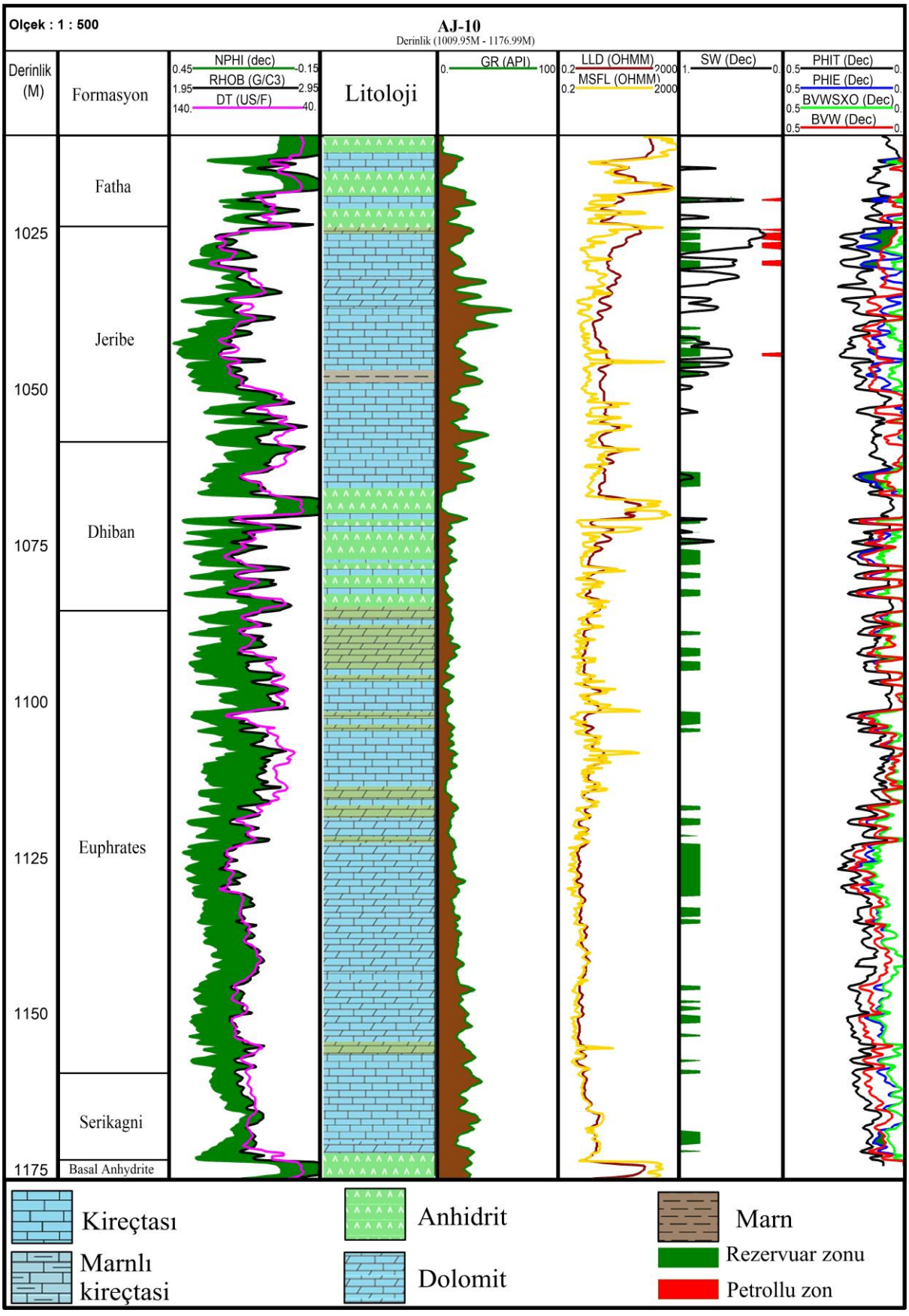
Şekil 7.9. AJ-3 rezervuar kayaçlarının CPI değerleri ve litolojik istifi



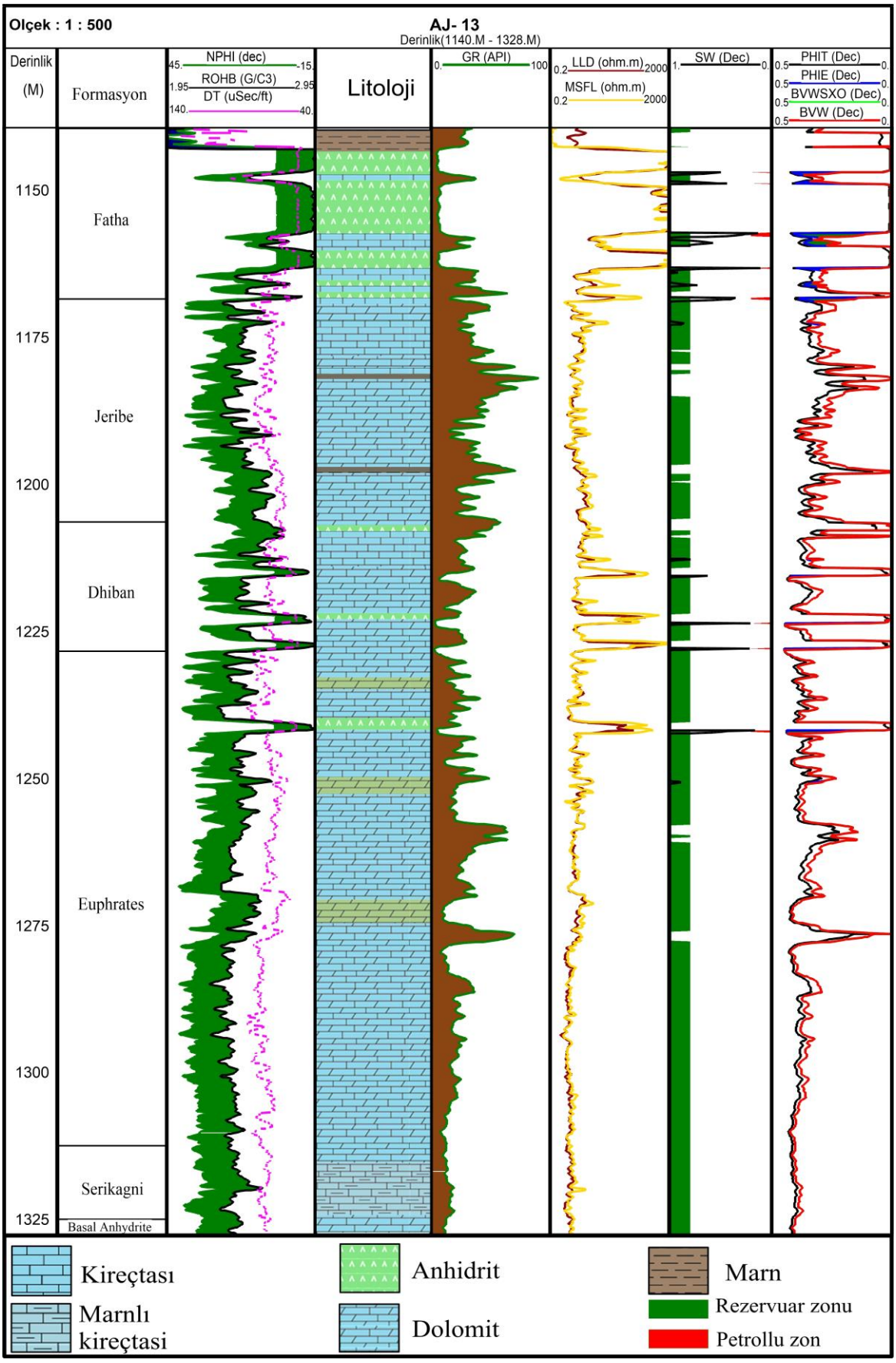
Şekil 7.10. AJ-5 rezervuar kayaçlarının CPI değerleri ve litolojik istifi



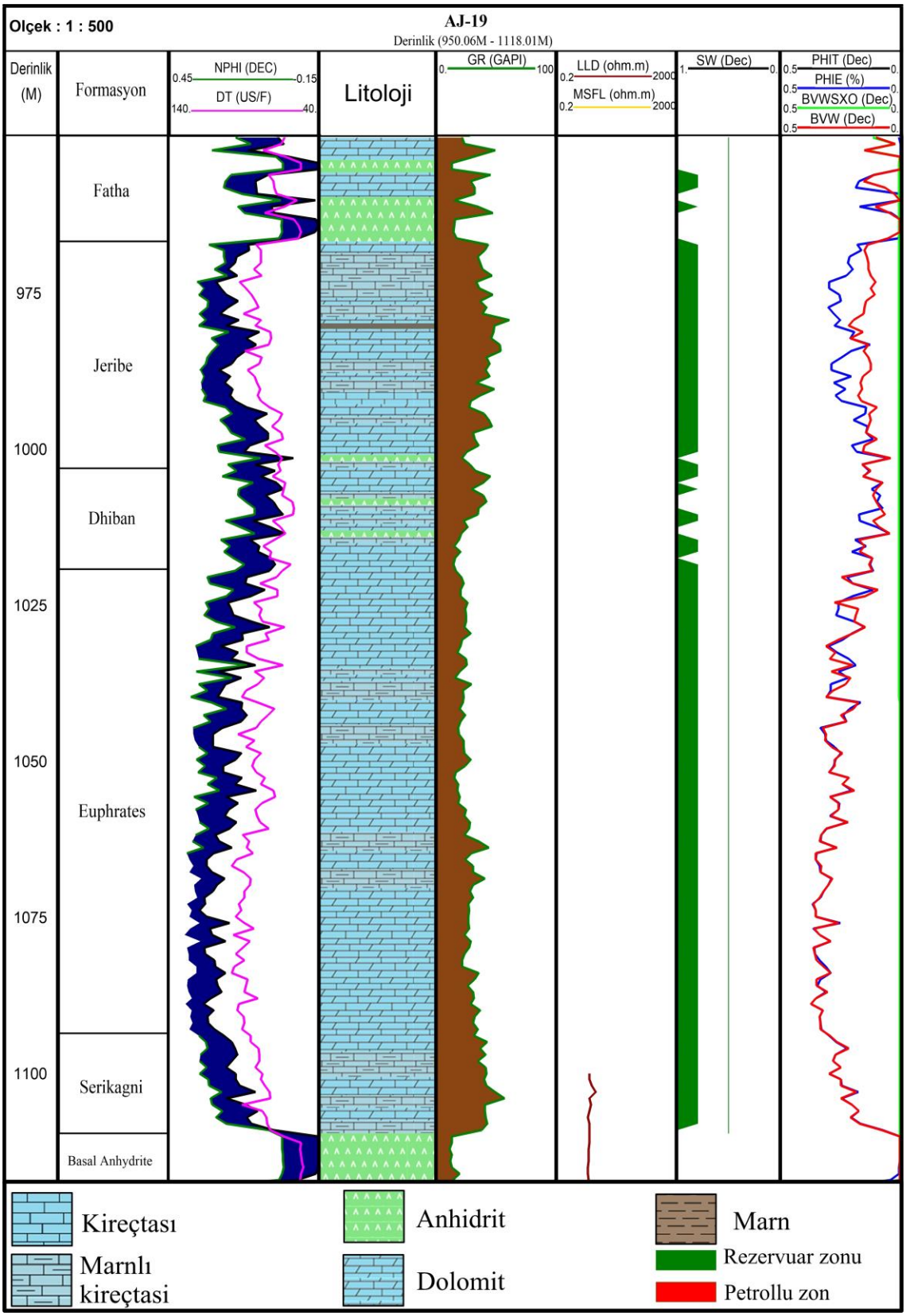
Şekil 7.11. AJ-6 rezervuar kayaçlarının CPI değerleri ve litolojik istifi



Şekil 7.12. AJ-10 rezervuar kayaçlarının CPI değerleri ve litolojik istifi



Şekil 7.13. AJ-13 rezervuar kayaçlarının CPI değerleri ve litolojik istifi



Şekil 7.14. AJ-19 rezervuar kayaçlarının CPI değerleri ve litolojik istifi

7.2.6. Rezervuar kayaçların litolojisi

Rezervuar kayaçların litolojisi, yoğunluk (ROHB), nötron (NPHI) ve sonik (DT) gibi farklı kuyu-log kombinasyon yardımı ile tespit edilebilir. Bu amaçla çeşitli diyagramlar kullanılmaktadır ve bu kombinasyonların litolojiye olan hassasiyetini en iyi prezentasyon yoludur (Ellis ve Singer, 2008; Schlumberger Limited, 2009).

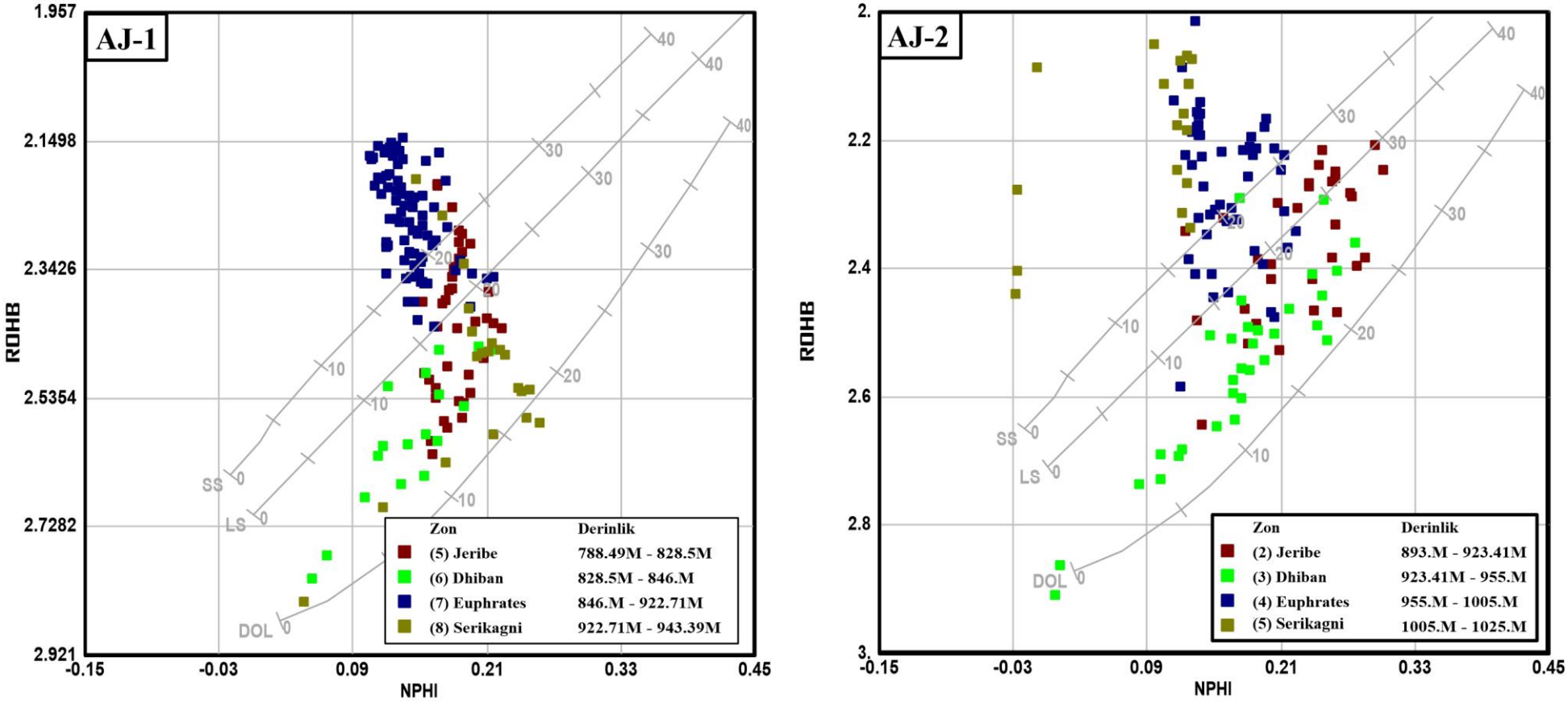
Bu çalışmada, rezervuar kayaçların litoloji tesbitinde nötron porozite (NPHI)-yoğunluk (ROHB) diyagramı ile M-N (sonik, nötron ve yoğunluk) noktalamaları kullanılmıştır.

7.2.6.1. Nötron porozite-yoğunluk (N-D) diyagramı

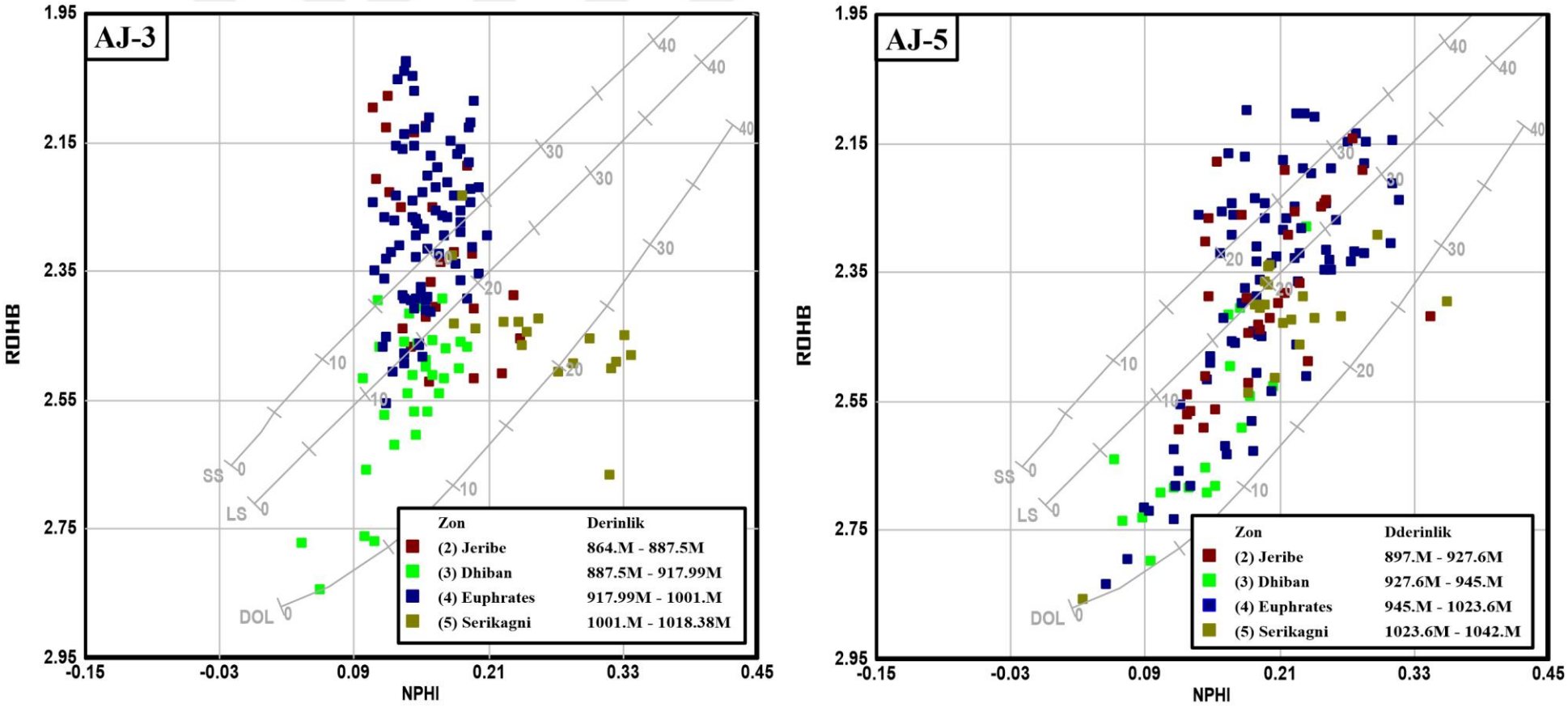
Nötron porozite- yoğunluk (N-D) diyagramında kireçtaşı, dolotaşı ve kumtaşı kayaç eğrilerinin arasındaki aralık litoloji tespitinde kullanılmıştır (Şekil 7.15; 7.16).

Nötron-Densite log kombinasyonu sonucu elde edilen poroziteyi verir. litoloji eğrileri arasına düştüğünde çizginin litolojik karışımı olduğu varsayılabilir (Cannon, 2015; Schön, 2015; Zinszner ve Pellerin, 2007). Yöntemin en büyük avantajı kayaç türlerini fiziksel özelliklerinden bağımsız olarak hesaplanabilmesidir. Bu amaçla, Nötron-Densite abağındaki (Şekil 7.15 ve 7.16) noktalama işlemleri değerleri kullanılarak uygulamamızda yer alan 8 kuyu için ayrı ayrı yapılmıştır.

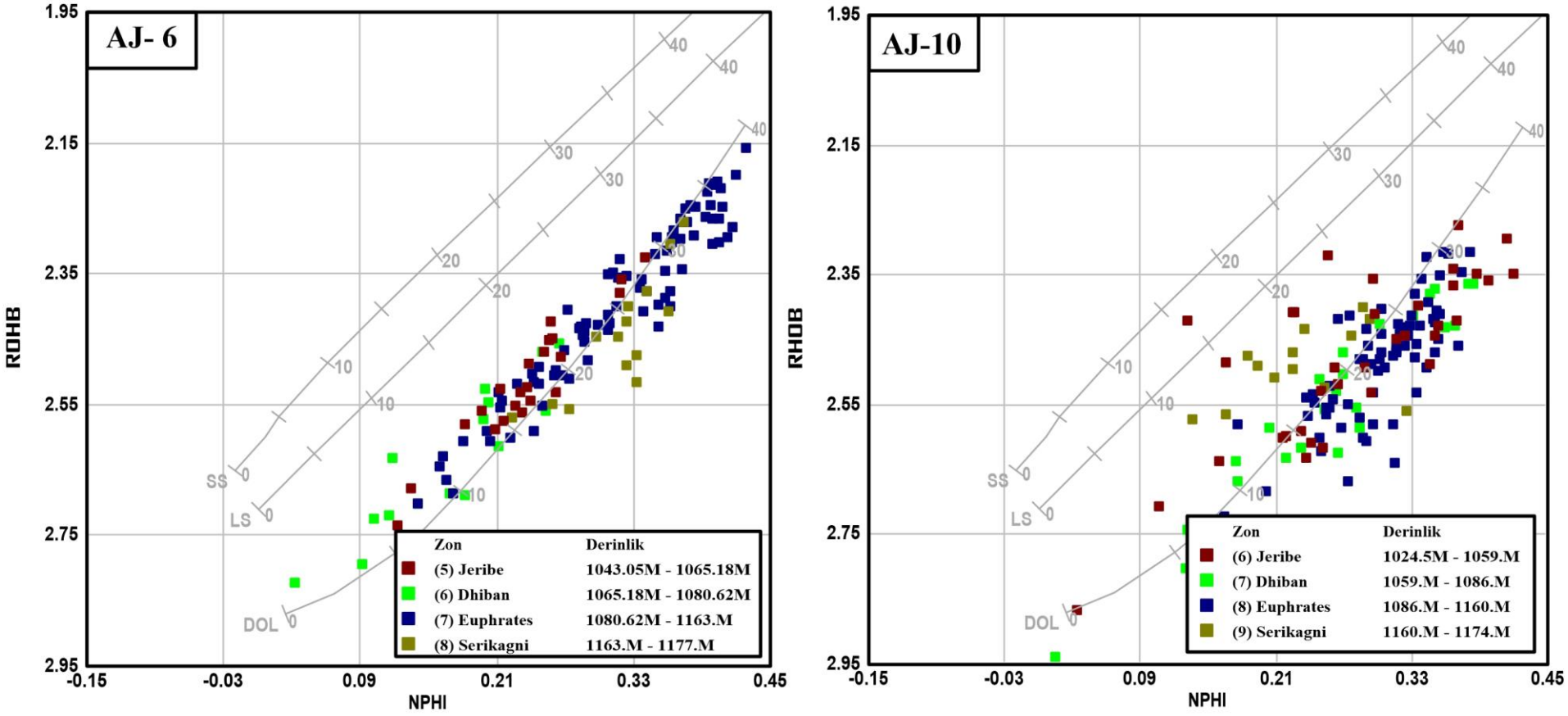
Yapılan litolojik incelemeler sonucunda, Ajeel petrol sahasındaki rezervuar kayaçları genel olarak dolotaşı, dolomitleşmiş kireçtaşı ve kireçtaşından oluşmaktadır (Şekil 7.15 ve 7.16). Hidrokarbon etkisi AJ-1, AJ-2, AJ-3 ve kısmen AJ-5 kuyularında görülmekte ve özellikle Euphrates Formasyonu ve Serikagni Formasyonunun üst kısmı (mavi ve gri renkli noktalar), AJ-6, AJ-10, AJ-13 ve AJ-19 kuyularında ise hidrokarbon etkisinin çok az olduğu ve litoloji açık bir şekilde görülmektedir.



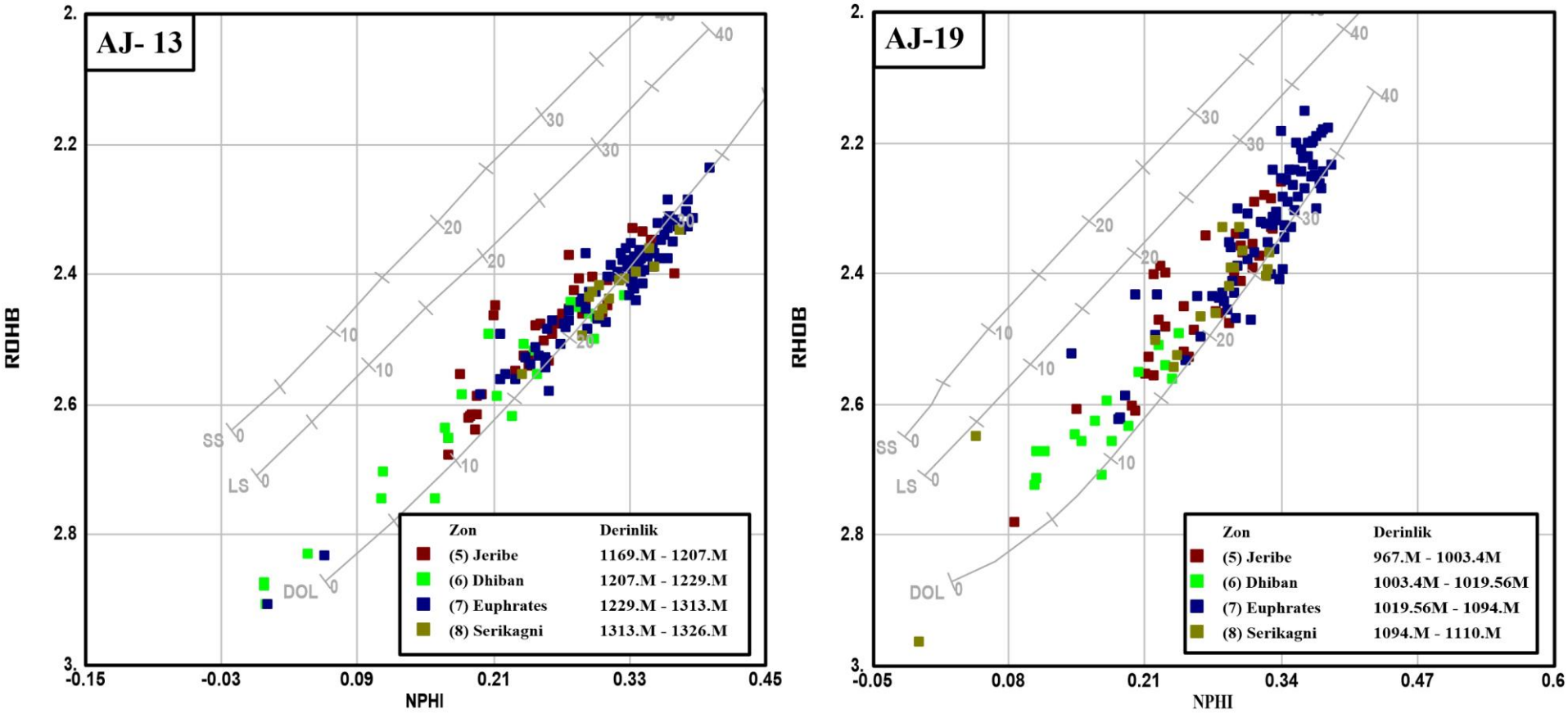
Şekil 7.15A. AJ-1ve AJ-2 rezervuar kayaçlarının nötron porozite - yoğunluk diyagramı



Şekil 7.15B. AJ-1ve AJ-2 rezervuar kayaçlarının nötron porozite - yoğunluk diyagramı



Şekil 7.16A. AJ-6, AJ-13 rezervuar kayaçlarının nötron porozite - yoğunluk diyagramı



Şekil 7.16B. AJ-13, AJ-19 rezervuar kayaçlarının nötron porozite - yoğunluk diyagramı

7.2.6.2. M-N diyagramı

Üç porozite (sonik, nötron ve yoğunluk) loglarından elde edilen litoloji bilgileri, M-N diyagramı olarak adlandırılır (Ellis ve Singer, 2008; Schlumberger Limited, 2009). Bu yöntemin büyük avantajı ise kayaç matriksinin fiziksel özelliklerinden bağımsız olarak hesaplanabilmesidir. Bu amaçla, M-N abağındaki (Şekil 7.17 ve 7.18) değerleri kullanılarak uygulamamızda yer alan 8 kuyu için ayrı ayrı yapılmıştır.

M-N diyagramında kireçtaşı, dolomit ve anhidrit, kuvars-anhidrit ve kalsit kayaç matriks parametrelerini belirlemek için üç kuyu-log ölçümleri kullanılmaktadır.

M-N diyagramında M ve N verileri aşağıdaki denklemlerle hesaplanmıştır (Schlumberger, 1972).

$$M = 0.01 \frac{\Delta tf - \Delta tma}{Pma - Pf} \quad (7.24)$$

$$N = \frac{\phi Nf - \phi N}{pb - pf} \quad (7.25)$$

Δtf: Sıvı aralık geçiş zamanı (interval transit time of fluid); tuzlu çamur için 185 μsec/ft, tatlı Su çamuru için 189 μsec/ft (Schlumberger, 1972).

Δtma: Matriks aralık geçiş zamanı (interval transit time of matrix); kireçtaşı için 47.6 μsec/ft, dolomit için 43.05 μsec/ft ve anhidrit için 50 μsec/ft.

pb : kütle yoğunluğu (logdan)

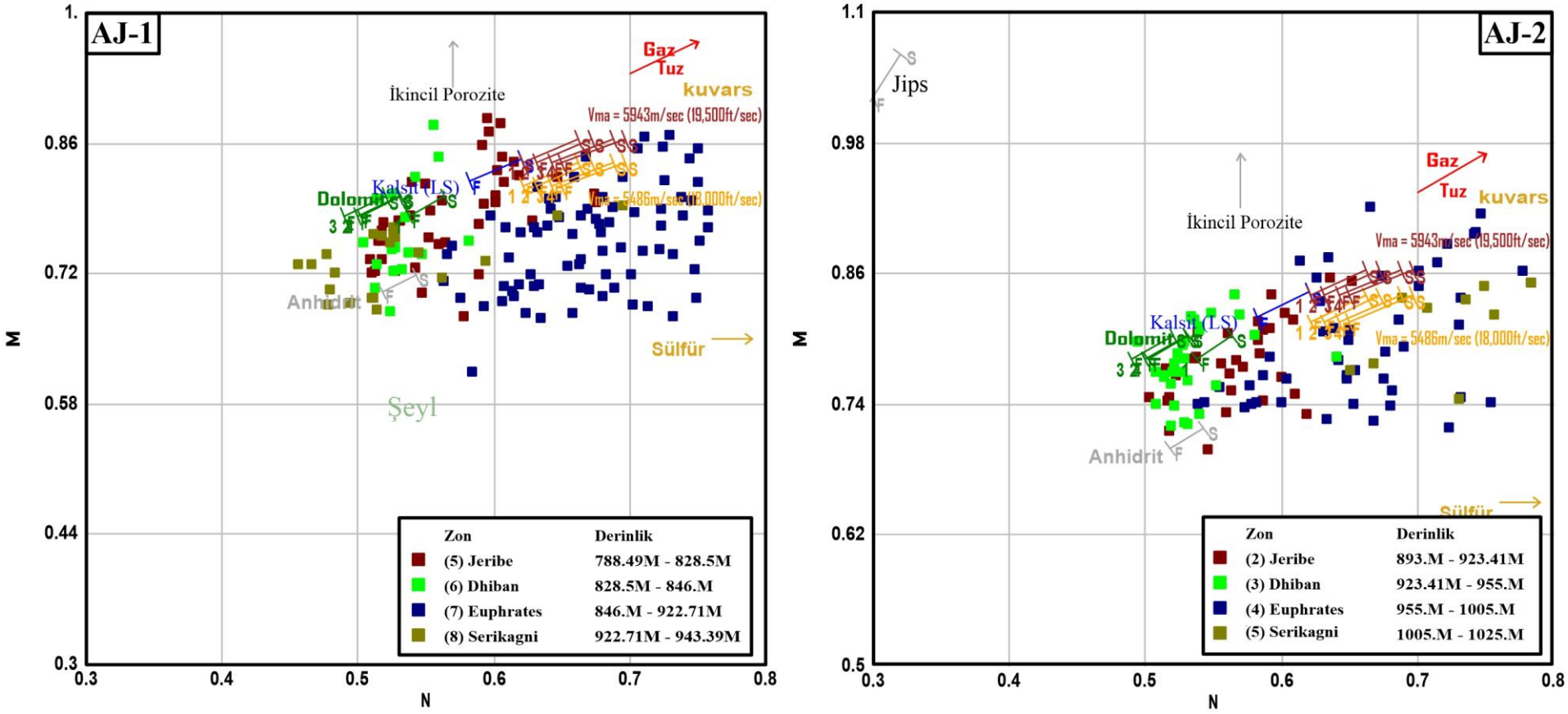
Pma: Matriks yoğunluğu (çamurun yoğunluğu)

pf : sıvı yoğunluğu

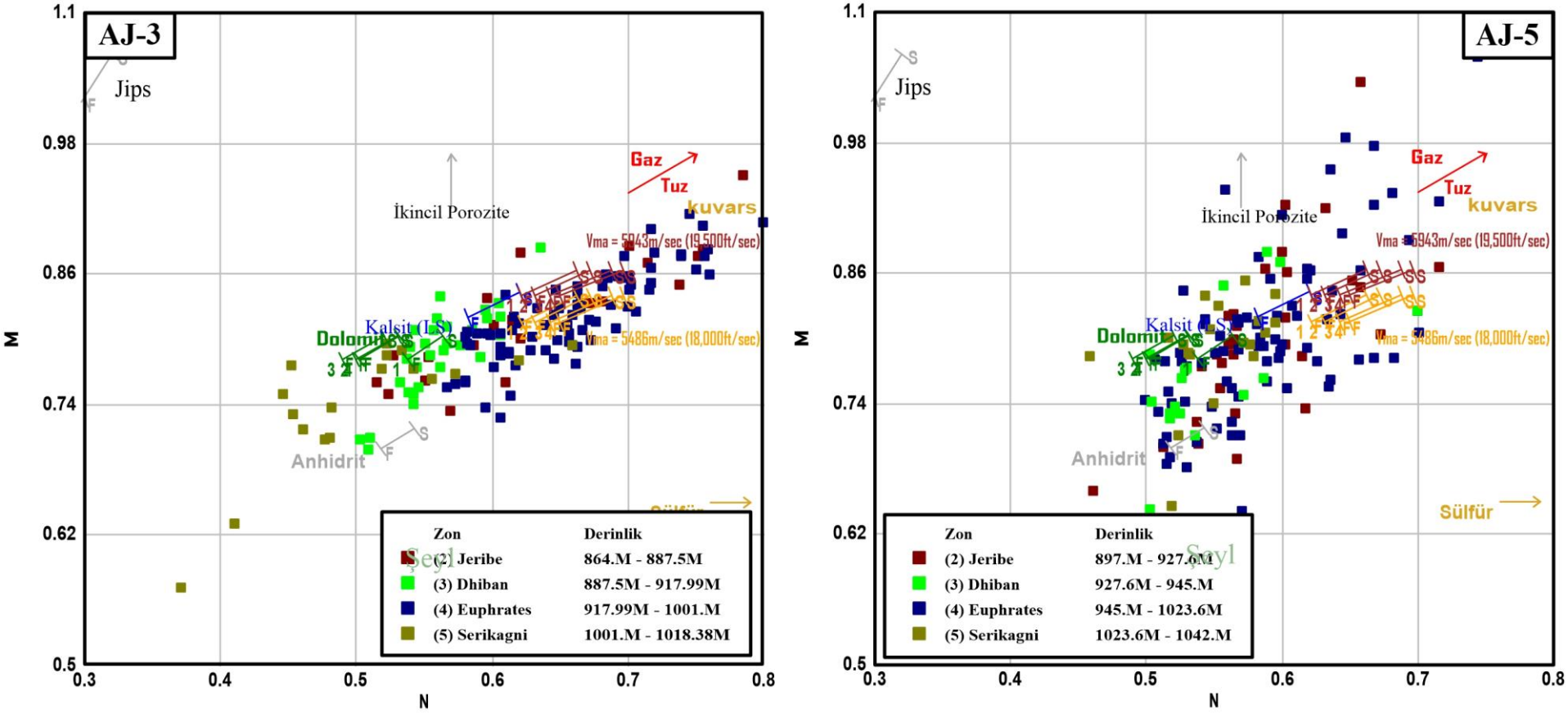
ϕNf : formasyon sıvısının nötron değeri (genellikle 1.0)

ϕN: nötron gözenekliliği (logdan).

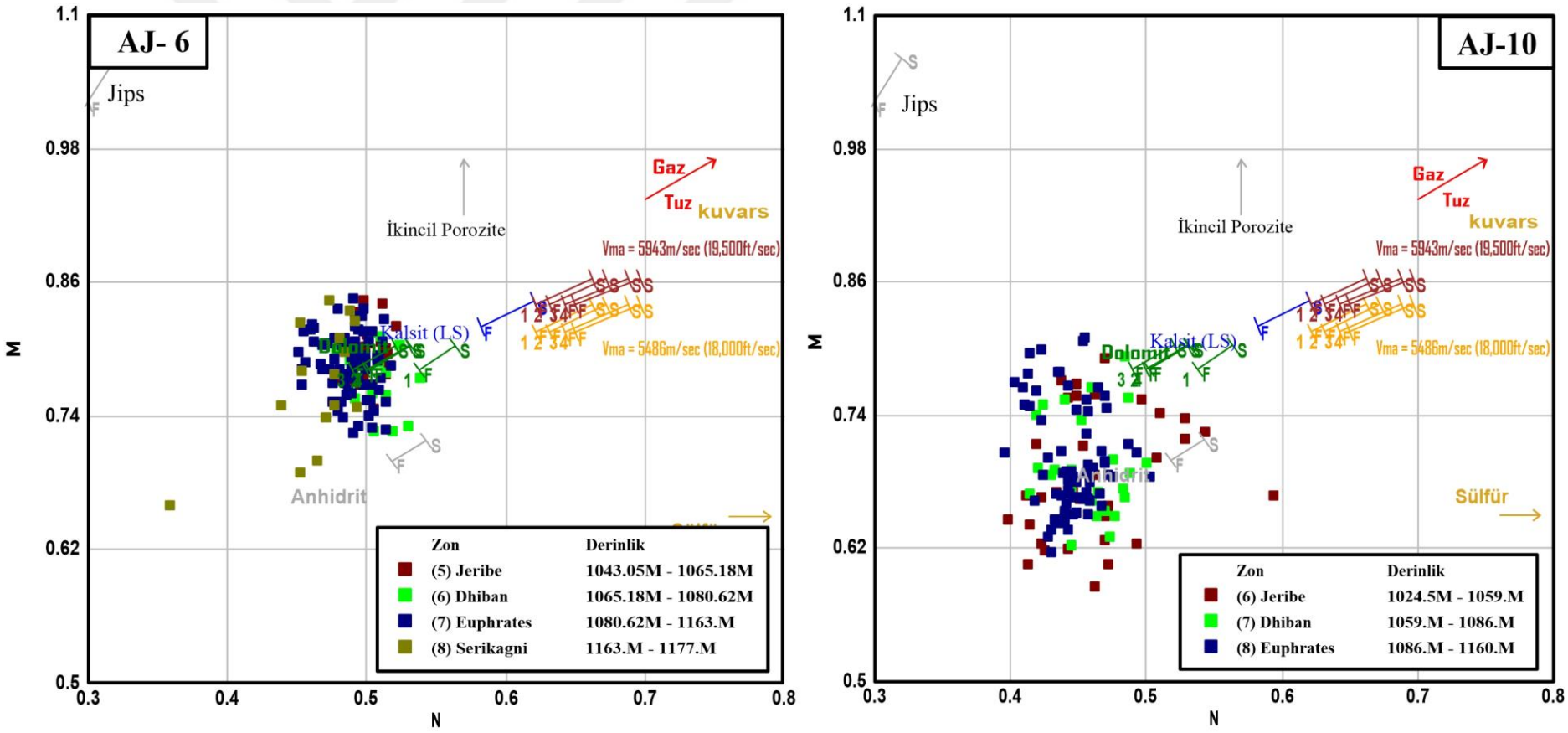
Yapılan çalışmalar sonucunda M-N görüntülere göre (Şekil 7.17, 7.18) Ajeel petrol sahasındaki rezervuar kayaçları esas olarak dolomit, kalsit, ve az miktarda anhidrit matriks içerdikleri belirlenmiştir. İlaveten, hidrokarbonların (gaz) etkisi AJ-1, AJ-2, AJ-3 ve AJ-5 kuyularında ve özellikle Euphrates ve Serikagni formasyonlarında görülmektedir.



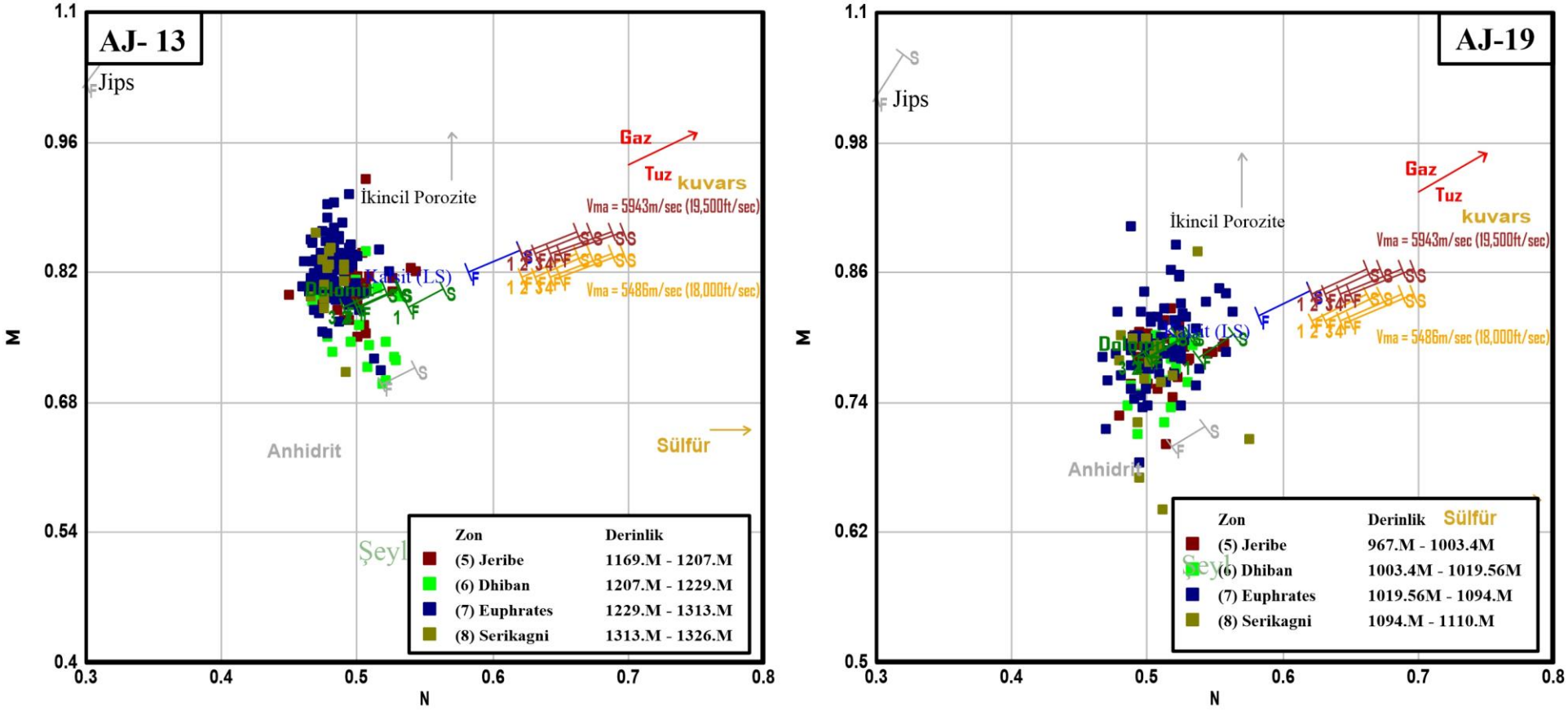
Şekil 7.17A. AJ-1, AJ-2, AJ- 3 ve AJ-5 M-N diyagramı



Şekil 7.17B. AJ- 3 ve AJ-5 M-N diyagramı



Şekil 7.18A. AJ-6 ve AJ-10M-N diyagramı

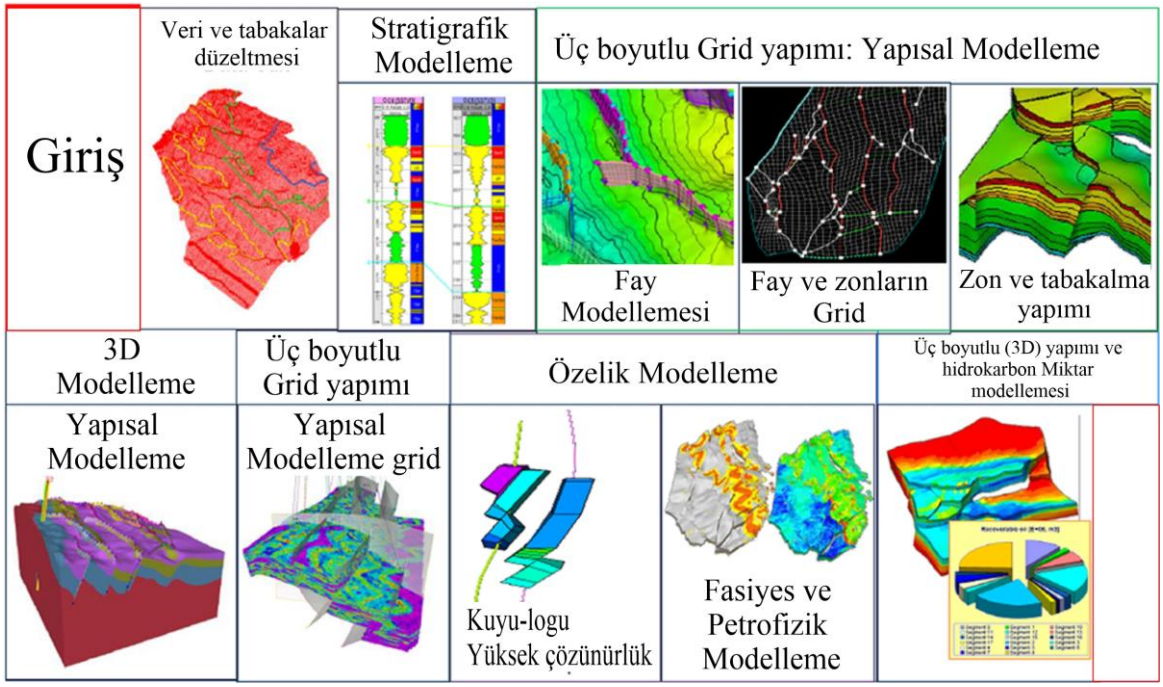


Şekil 7.18B. AJ-13 ve AJ-19 M-N diyagramı

7.3. Ajeel petrol sahasının üç boyutlu (3D) haritaları

Bu çalışmanın temel amaçlarından birisini gerçekleştirmek için petrofiziksel verileri kullanılmıştır. Elde edilen petrofiziksel analiz sonuçları, Schlumberger Petrel v.2015 yazılım programında veri tabanı olarak kullanılmıştır ve üç boyutlu (3D) jeolojik modeller (haritalar) hazırlanmıştır.

Yapılan hesaplamalar sonucunda elde edilen porozite, su doygunluğu, Net, ve Net/ Gross (N/G) değerleri, bizim için önemli olan ve yüksek miktar hidrokarbon içeren rezervuar (Jeribe, Dhiban, Euphrates ve Serikagni) kayaçları için tüm petrol sahayı kapsayacak şekilde, ölçekli ve incelenen kuyu-lokasyonları da gösterilerek şekilde üç boyutlu olarak çizilmiştir.



Şekil 7.19. Rezervuar kayaçların 3D modelleme aşamaları (Schlumberger, 2010)

3D harita hazırlamak için ilk aşamada bütün veriler petrel yazılım programına yüklenmelidir, ikinci aşama ise temsil edici enine kesit oluşturulması olup, bu metot rezervuar kayaçlarının kalınlık değişimini göstermektedir (Şekil 7.19). 3D modellenecek diğer temel aşamaları aşağıdaki şekilde ifade edilir:

7.3.1. Rezervuar kayaçların yapısal modellerinin hazırlanması

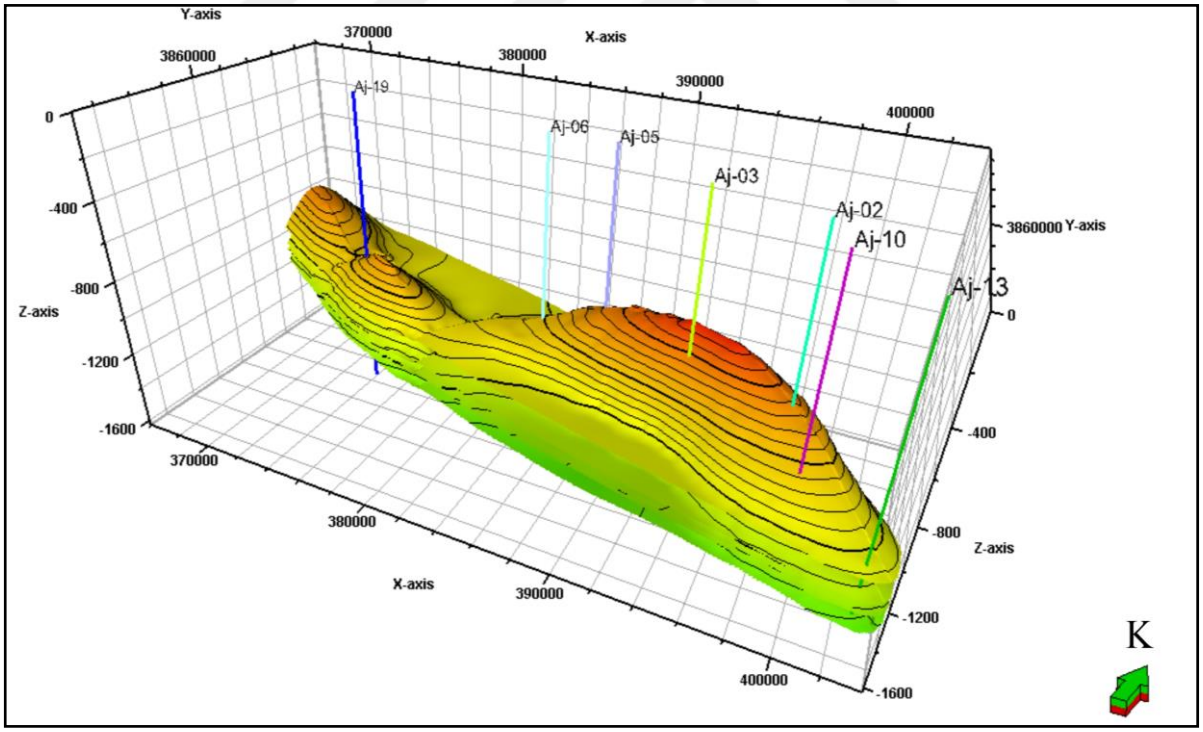
Rezervuar kayaçların yapısal modellemesi, bu kayaçların 2D-3D grid model çizim aşamasıdır. Bu süreç, yapılan çalışmalardan elde edilen verilerin petrel yazılım programına yüklenmesinden sonra başlar ve dört temel aşamaya ayrılır:

1- 3D Grid yapımı: bu aşamada sondaj kuyularının lokasyon verileri, formasyon kalınlığı ve derinlik verilerini kullanarak Ajeel petrol sahası için kontur harita 3D model olarak hazırlanmıştır (Şekil. 7.20).

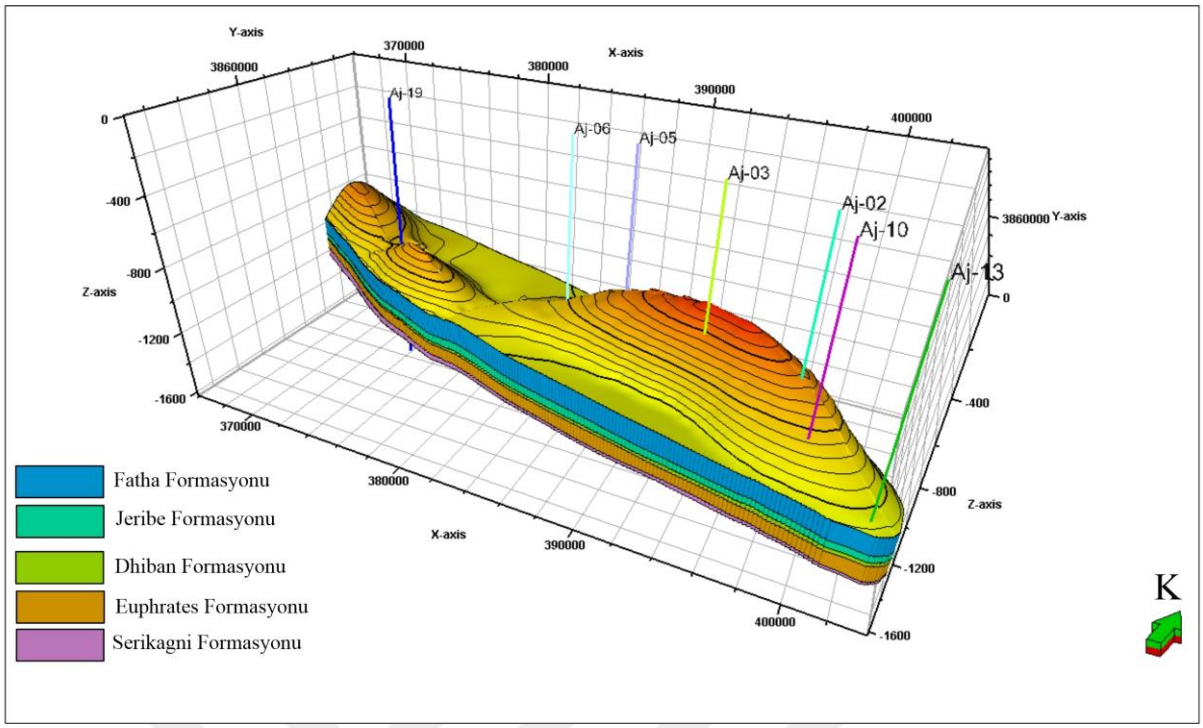
2- Zon yapımı (Make Horizon): bu aşamada rezervuar kayaçlar farklı zonlara bölünür (Şekil. 7.21).

3- Tabakalama (Layering): tüm formasyonların zonları 3D olarak tabakalara ayrılır (Şekil. 7.22).

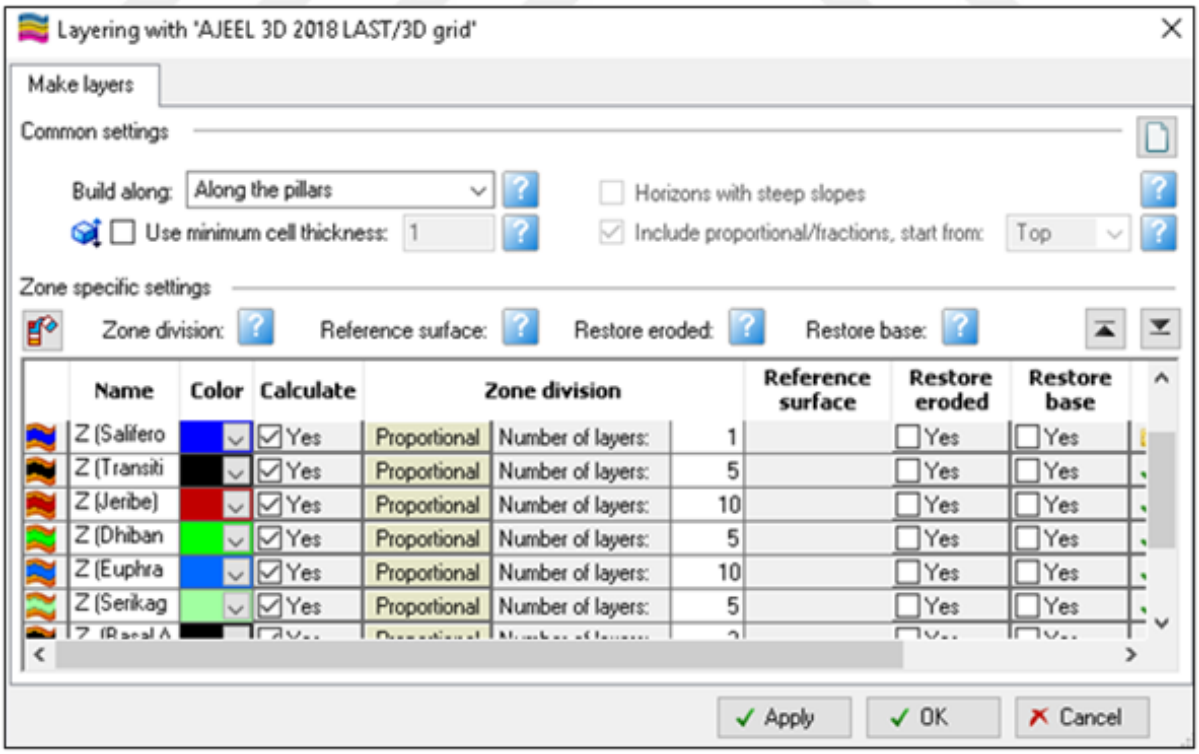
4- Kuyu loglarının zonlaması (Scale up Well logs): Bu aşamada çalışma alanındaki rezervuar kayaçlar zon şeklinde bulunur ve bu zonlar ne kadar az olursa, o kadar fazla gerçekci sonuçlar elde edilir (Şekil. 7.23).



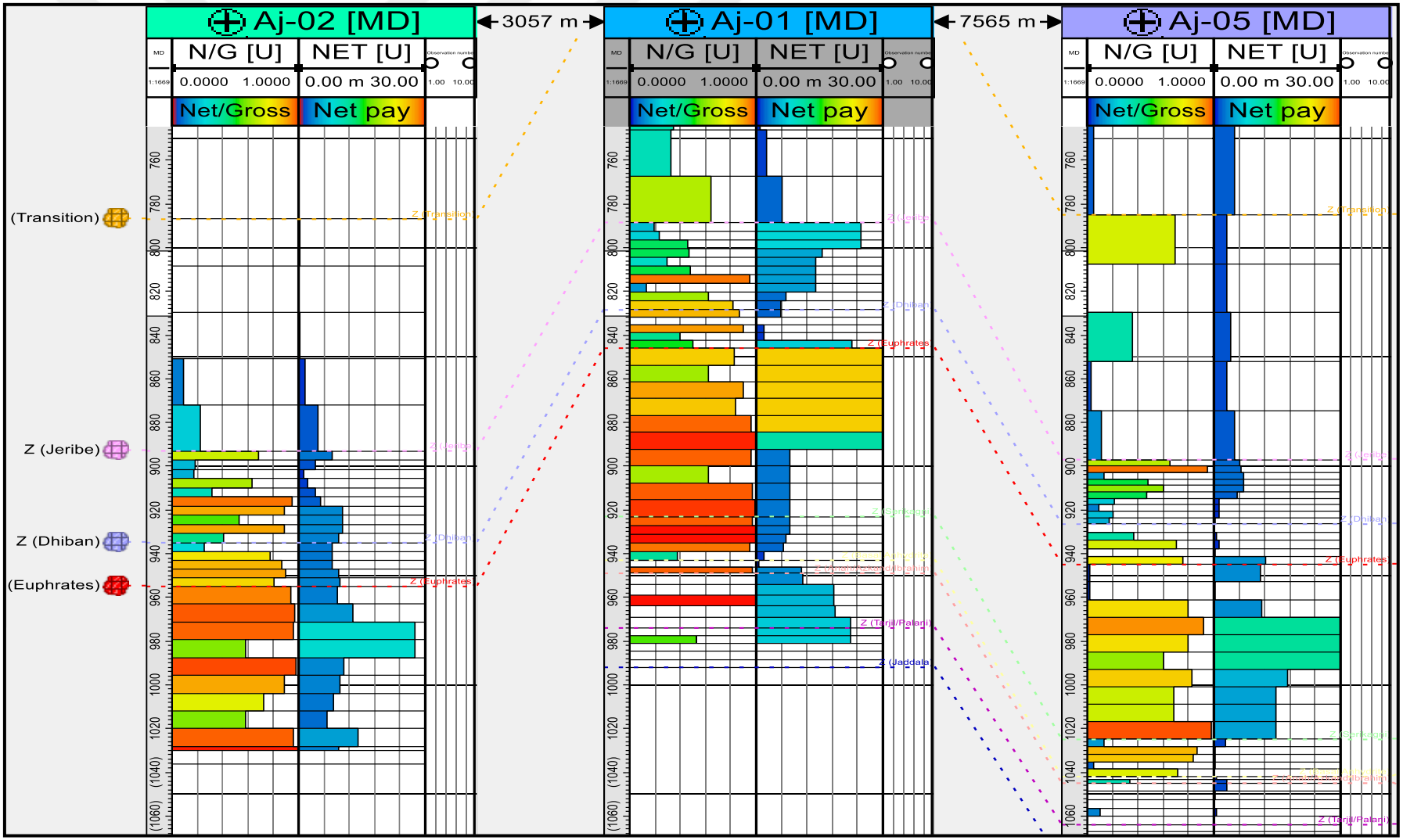
Şekil. 7.20. Ajeel petrol sahasının rezervuarının 3D Grid modeli



Şekil. 7.21. Ajeel petrol sahasının rezervuar kayaçlarının tabakalaması (Layering)



Şekil. 7.22. Ajeel petrol sahasının rezervuarının tabakalamasının son aşaması

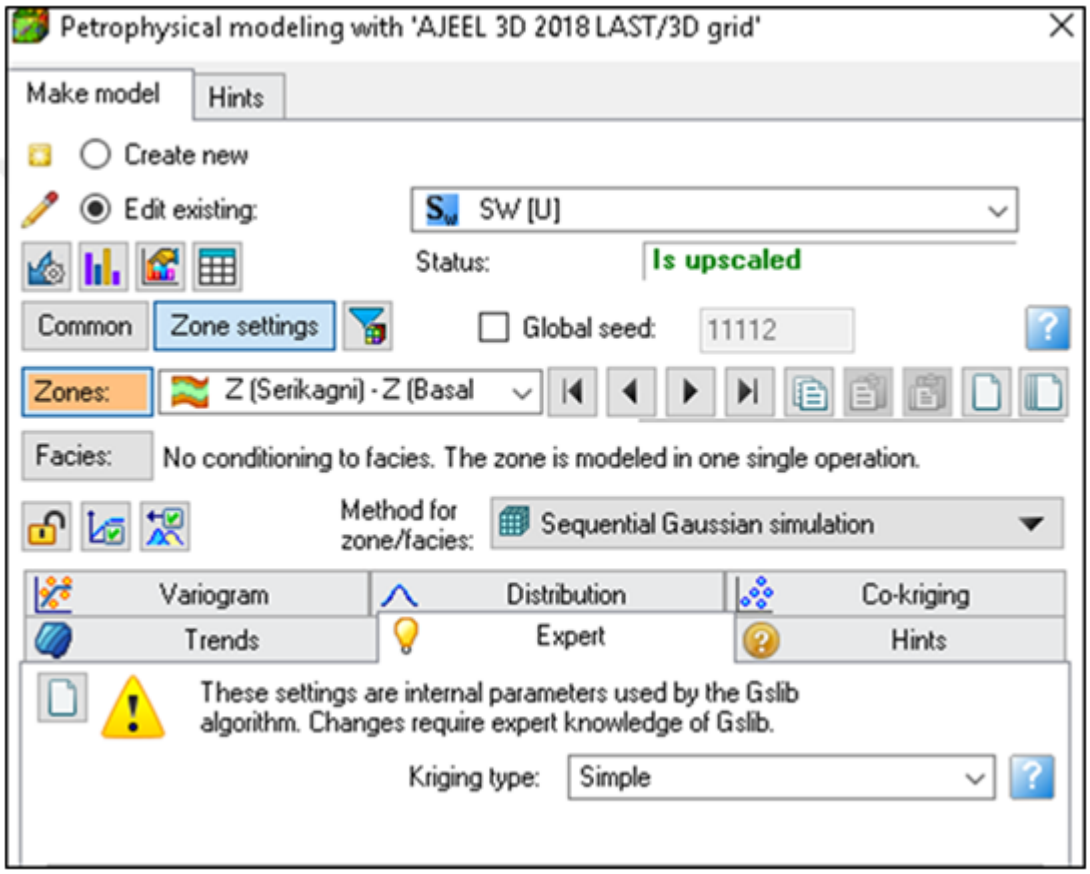


Şekil. 7.23. Ajeel petrol sahasının kuyu loglarının zonlaması (Scale up Well logs)

7.3.2. Ajeel petrol sahasının 3D petrofiziksel özellik modelleri

7.3.2.1. Fasiyes modeli

Fasiyes modellemesi, önemli aşamalardan birisi olup, çalışma alanın litolojik dağılımını gösterir. Formasyonların litolojisini iki ve üç boyutlu bir şekilde belirlemek için fasiyes ortalaması kullanılmıştır. Ardışık gösterge (Sequential İndicator) simülasyon metodu (Şekil 7.24), fasiyes modellerini gerçekleştirmek için uygulanmıştır.

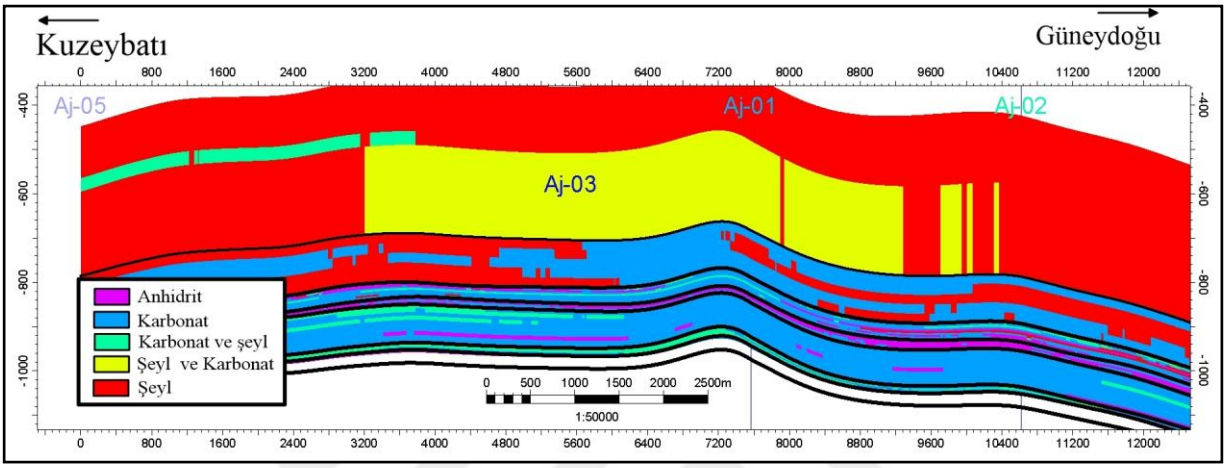


Şekil. 7.24. Ajeel petrol sahasında uygulanan Sequential İndicator simülasyon metodu

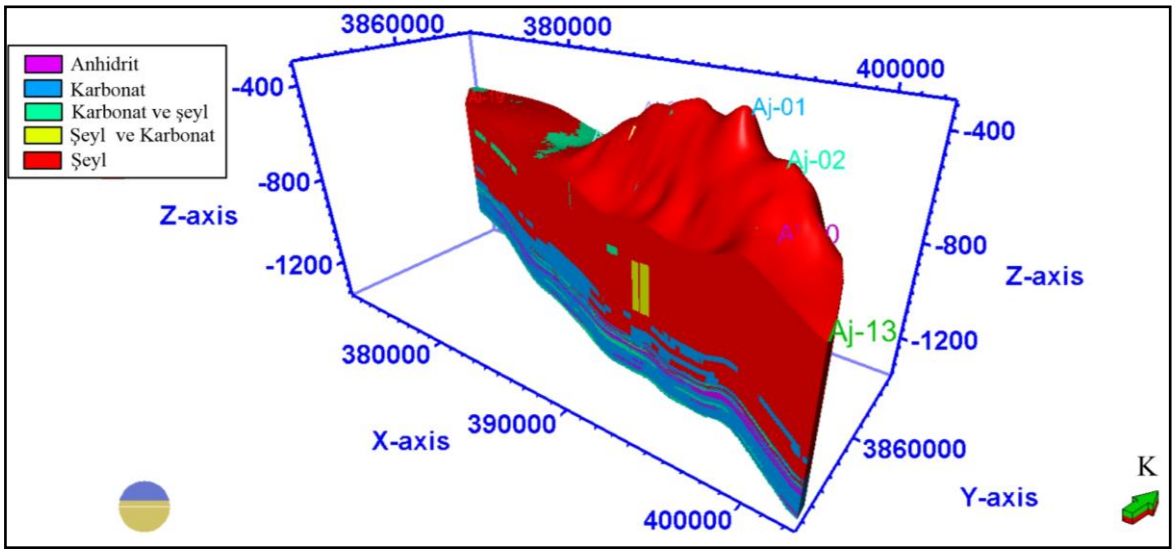
Ajeel petrol sahasına ait kuyu lokasyonlarının da ölçekli bir şekilde gösterildiği rezervuar kayaçları için iki ile üç boyutlu fasiyes (litoloji) modelleri Şekil 7.25 ve Şekil 7.26 gösterilmiştir. Fasiyes haritalarının hazırlanmasında büyük ölçüde kuyu-log sonuçlarından faydalanılmıştır. Bu tip modeller, incelenen petrol-kuyuları modellenmesine büyük ölçüde ışık tutucu niteliğindedir. İlaveten, çalışılan Ajeel

petrol sahadaki kuyulara ait kesilen formasyonlar ve derinlikleri de çizilmiştir (Şekil 7.25, 7.26).

Yapılan 3D fasiyes modellerine (Şekil 7.25, 7.26) göre Ajeel petrol sahasındaki rezervuar kayaçlar, esas olarak kireçtaşı (karbonat) kayaçlarından oluşmaktadır, örtü kayaçlar ise şeyl, anhidrit ve bir miktar kireçtaşlarından oluşmaktadır.



Şekil. 7.25. Çalışma alanın fasiyes enine kesiti



Şekil.7.26. Çalışma alanının 3D fasiyes modeli

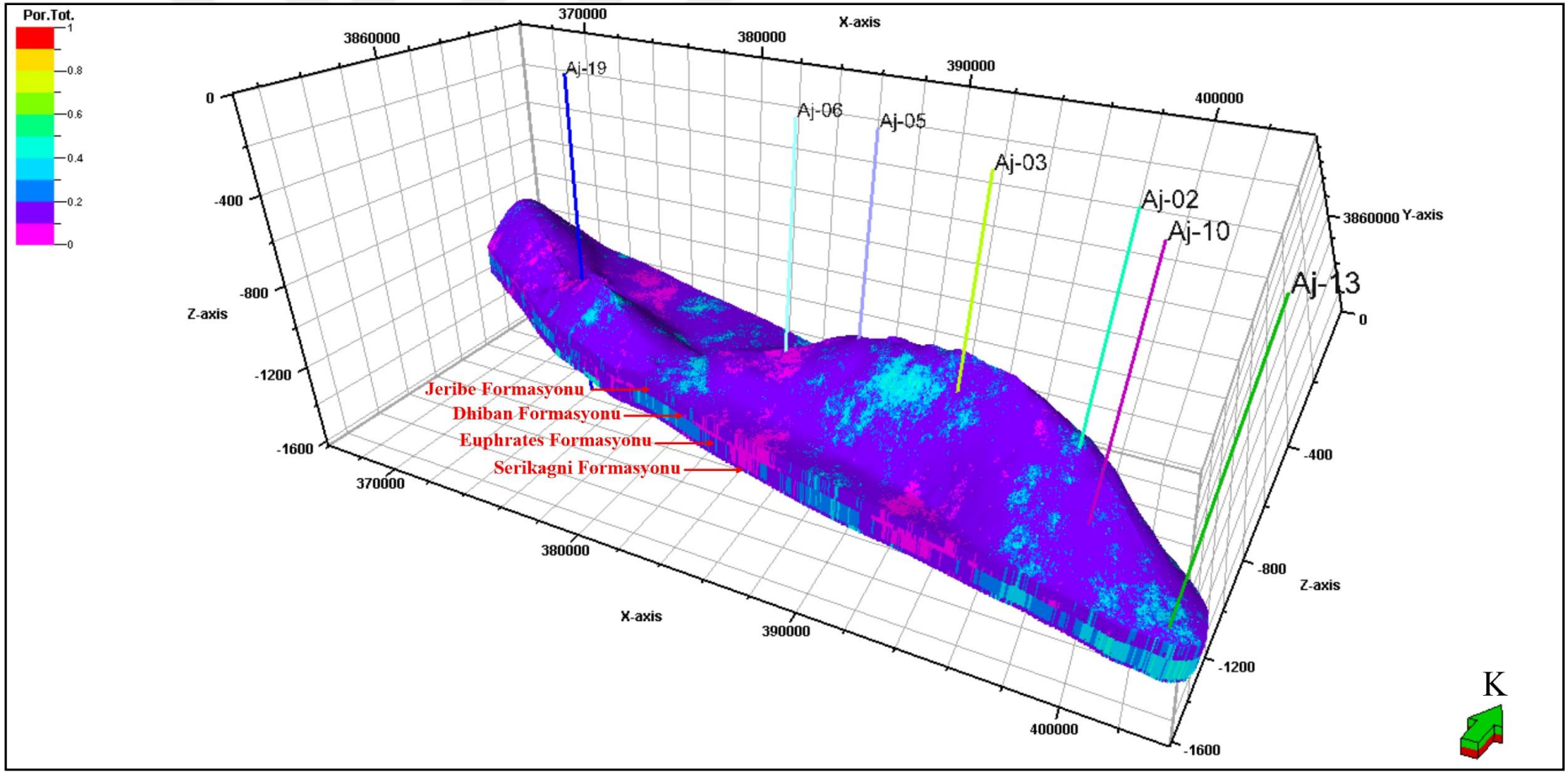
7.3.2.2. Ajeel petrol sahasının 3D petrofiziksel modelleri

Petrofiziksel modelleri tamamlamak için yapılan çalışmalardan elde edilen farklı sonuçlar kullanılmıştır, bunlar: gözeneklilik (porozite; PHIT, PHIE), su (Sw) ve hidrokarbon (Sh) doygunluğu, kalınlık (h), geçirgenlik (k), formasyon sıcaklığı (Tf), basınç ve litoloji (Schlumberger, 1989).

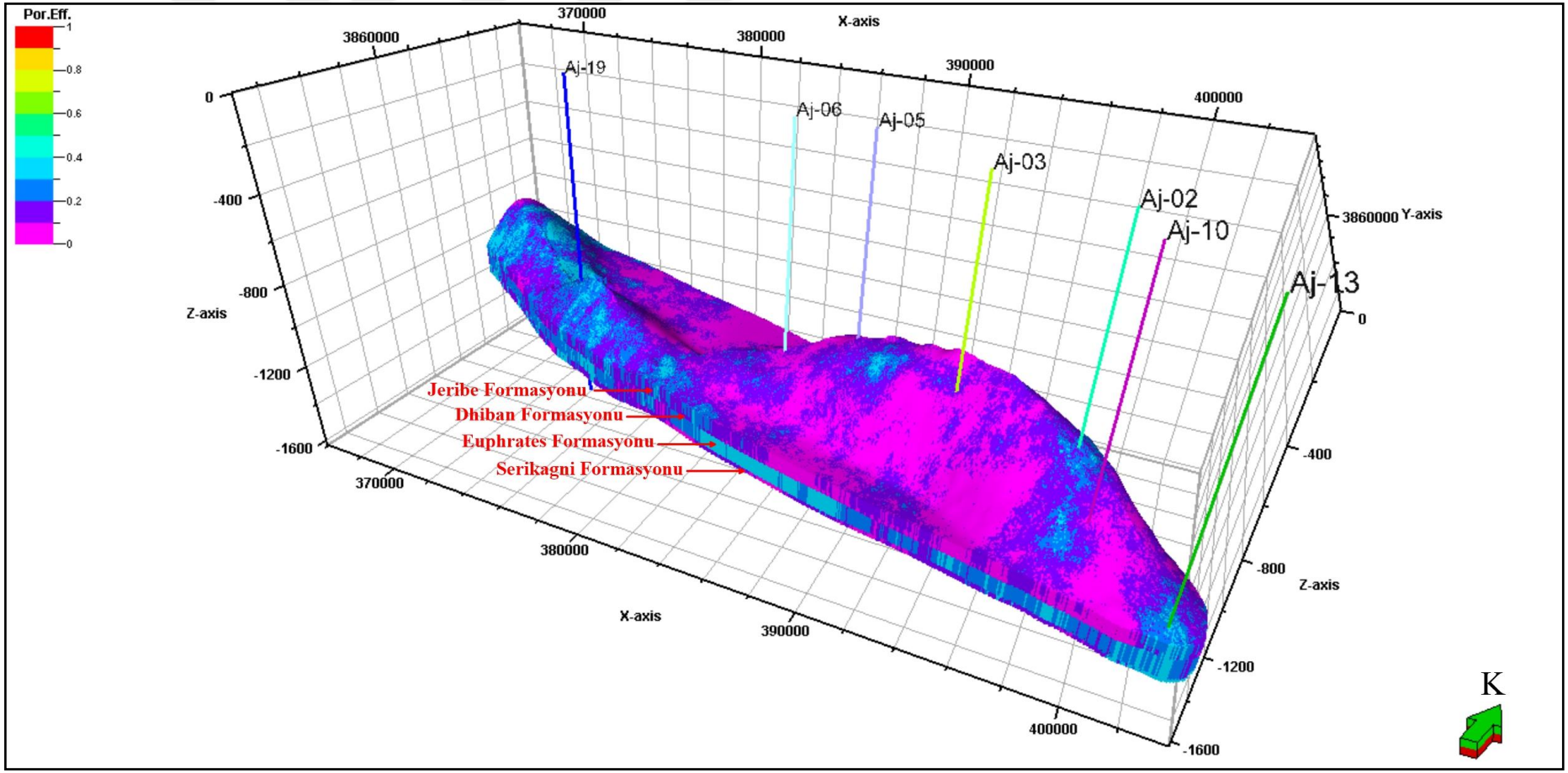
Ajeel petrol sahasına ait kuyu lokasyonlarının da ölçekli bir şekilde gösterildiği rezervuar kayaçları için Petrel 2015, yazılım programı kullanarak üç boyutlu petrofiziksel modeller çizilmiş ve aşağıda sunulmuştur (Şekil. 7.27, 7.28, 7.29, 7.30 ve 7.31).

Aşağıdaki şekillerde de görüldüğü gibi kuzey ve kuzeydoğu kısmında bulunan kuyulara doğru gözeneklilik dağılımında yükseliş kaydedilmiştir (Şekil 7.27; Şekil 7.28). Aşağıdaki modellerin renk skalasında (Şekil 7.27; 7.28) görüldüğü gibi pembe renkle gösterilen alanlar düşük poroziteye (≤ 0.1 %) sahip zonlardır, mor ve mavi renklere doğru porozite değerlerinde bir artış (≥ 0.2 %) görülmektedir. Açık mavi renkle gösterilen alanlar ise en yüksek porozite değerlerine sahip (> 0.25 %) zonlardır.

Petol kuyuları açısından değerlendirecek olursak, seçilen kuyularda (AJ-1, AJ-2, AJ-3, AJ-5 ve AJ-6) görüldüğü gibi, özellikle Euphrates ve jeribe zonlarında gözeneklilik değerlerinde bir artış göze çarpmaktadır ve kuzey-kuzeydoğu yönüne doğru yüksek porozite içeren kuyular (AJ-1, AJ-2, AJ-3, AJ-5 ve AJ-6 ve AJ-13) yer almaktadır. Bu kuyularda, yukarıdaki şekillerde de (Şekil 7.15; 7.16; 7.17; 7.18) görüldüğü gibi, rezervuar kayaçların yüksek miktarda dolotaşı ve dolomitleşmiş kireçtaşı içerdikleri tesbit edilmiştir.



Şekil. 7.27. Rezervuar kayçlara ait üç boytlu (3D) toplam gözeneklilik (PHIT) dağılım modeli



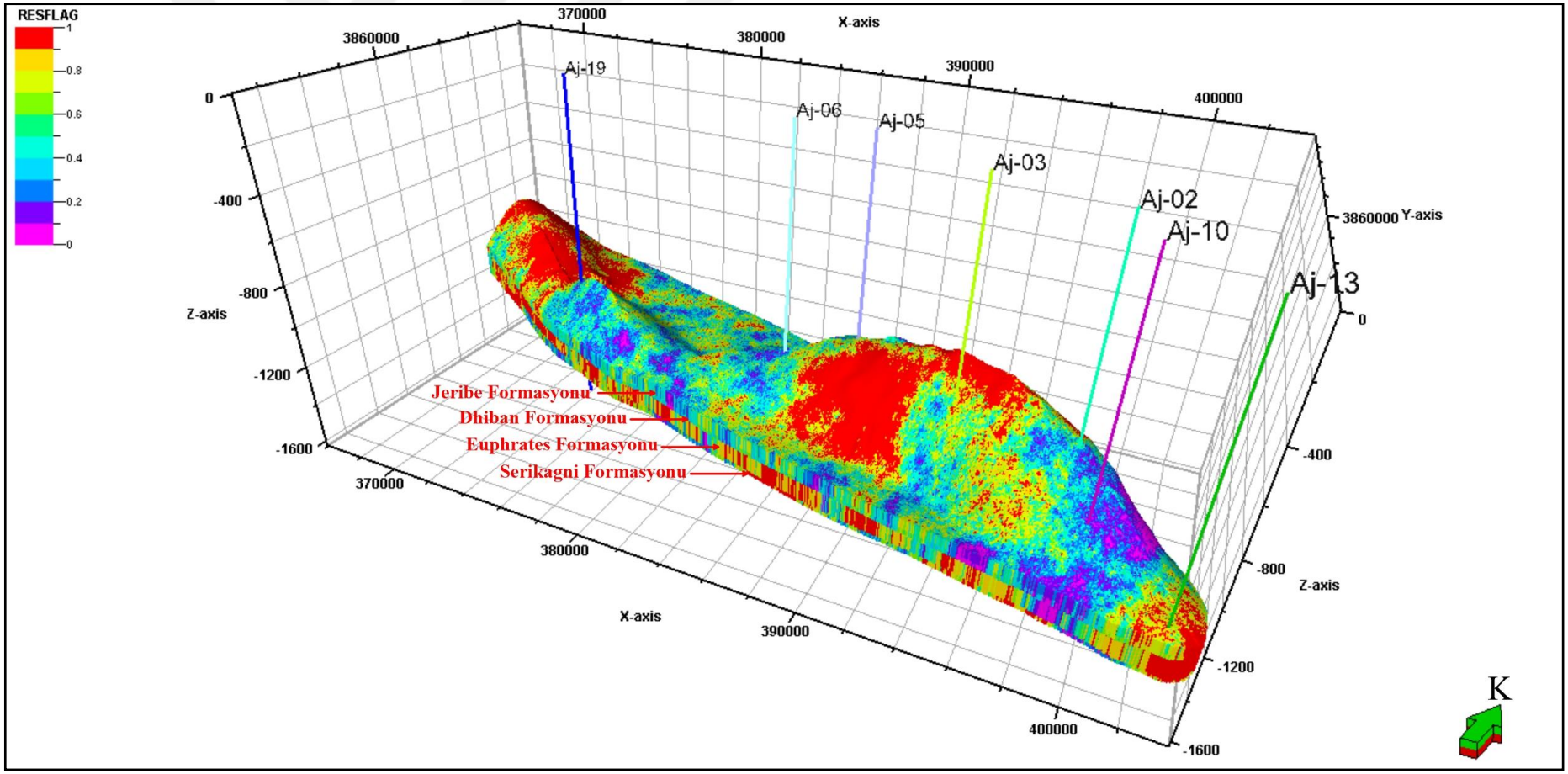
Şekil. 7.28. Rezervuar kayçlara ait üç boytlu (3D) efektif gözeneklilik (PHIE) dağılım modeli

Bu çalışmada, incelenen alanın petrol rezerv kolunu açısından inceleyecek olursak aşağıdaki 3D modelerde görüldüğü üzere incelenen tüm formasyonlar, hidrokarbon rezerv açısından zengin kayaçlardan sayılmaktadırlar (Şekil 7.29; Şekil 7.30).

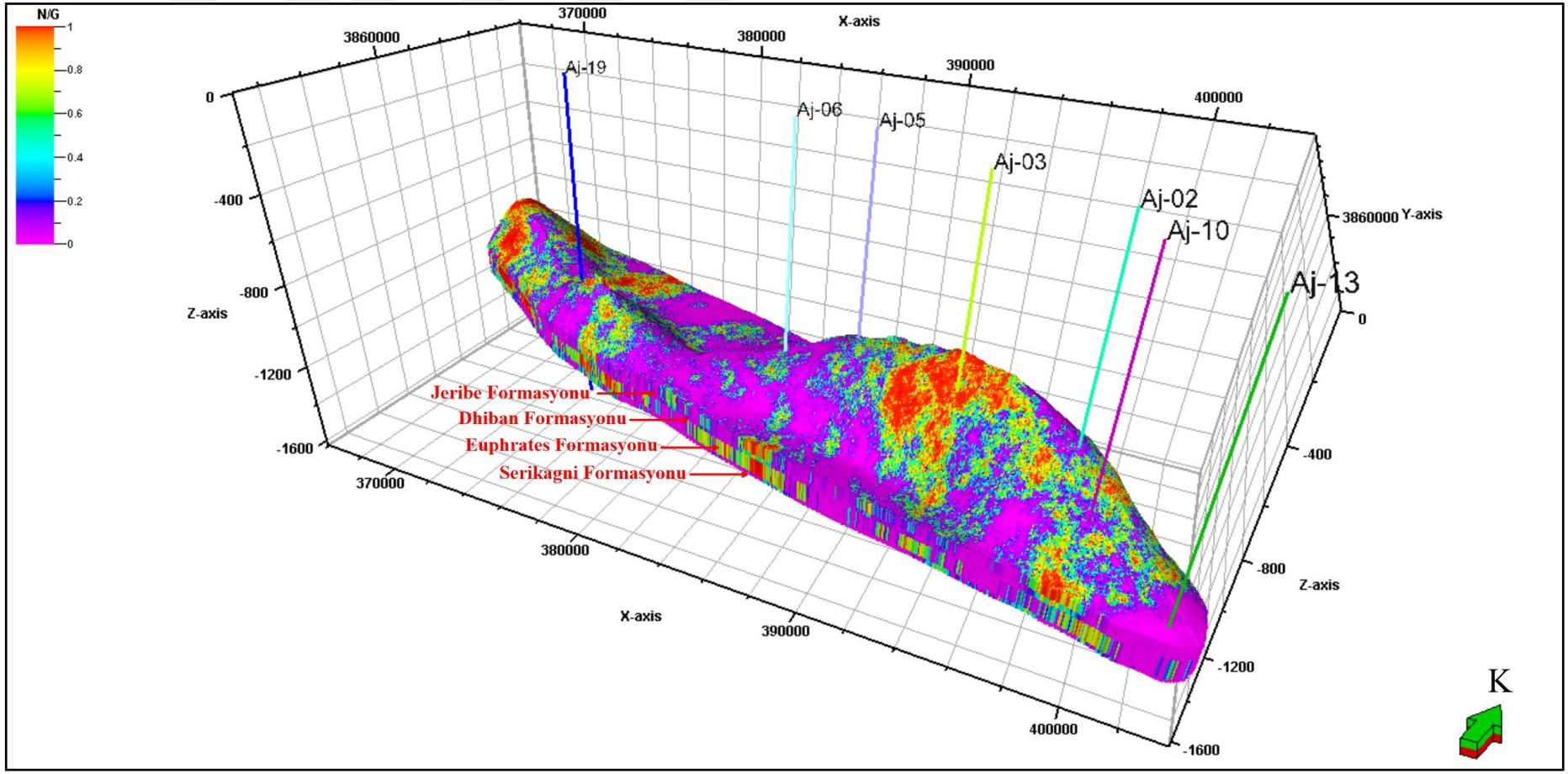
Şekil 7.29 renk skalasında görüldüğü gibi pembe ile mor renkle gösterilen rezerv açısından zayıf alanlardır ve kuyu sarı ile koyu kırmızı renklere doğru yüksek verimli alanlar kabul edilmektedir.

İlaveten, rezervuar kayaç model (Şekil 7.30) skalasında gösterilen toplam rezerv/net (N/G) verime göre, pembe ile mor renkle gösterilen alanlar az/veya hidrokarbon içermeyen alanlardır, ancak koyu sarı ile koyu kırmızı renkler, yüksek petrolü alanları temsil eden alanlardır (Şekil 7.30).

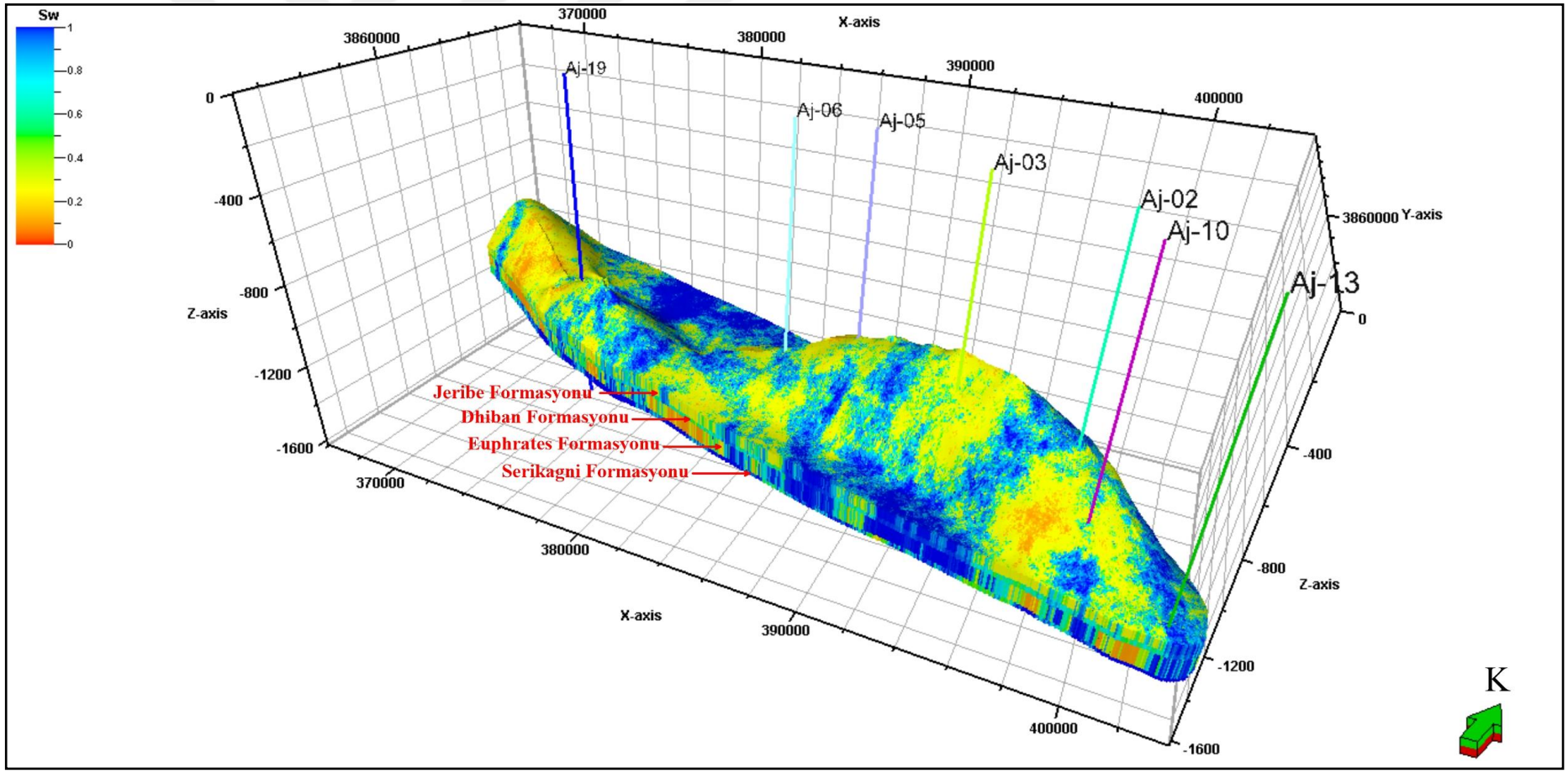
Petrol kuyularının batıya doğru özellikle AJ-19 kuyu civarı, kısmen hidrokarbon içeren alanları göstermektedir, fakat AJ-10 kuyusu, çok az hidrokarbon içeren kuyu olmakta ve kuzeydoğu (AJ-13) saha yapısının dalma yönüne doğru incelenen jeribe, Dhiban ve Euphrates formasyonlarının petrol-su kontağı (OWC=1150) altında bulundukları görülmektedir (Şekil 7.31), bu sebeple AJ-13 kuyusunda (Şekil 7.31) görüldüğü gibi, rezervuar kayaçlarda hidrokarbon tespit edilememektedir ve su ortalama (Sw) doygunluğu 0.96-1 arasında değişmektedir (Çizelge 7.2). Renk skalasında görüldüğü gibi OWC altında bulunan kayaçların yüksek su içeriği (Sw) koyu mavi renkle görülmektedir ve düşük su içeren alanlar ise açık kırmızı ile sarı renkle olarak göze çarpmaktadır (Şekil 7.31).



Şekil. 7.29. Rezervuar kayçlarına ait üç boytlu (3D) toplam rezerv dağılım modeli



Şekil. 7.30. Rezervuar kayaçlarına ait üç boytlu (3D) Net/ Gross dağılım modeli



Şekil. 7.31. Rezervuar kayçlarına ait üç boytlu (3D) su doygunluğu (Sw) dağılım modeli

7.4. Rezervuar Kayaçların Petrol Rezerv Hacmi

Rezervuar kayaçlar içinde bulunan hidrokarbon miktarını hesaplama aşaması rezerv hacmi olarak adlandırılır. Çalışma alanının incelenmesi ve geliştirmesi için petrol rezerv hacmi hesaplamıştır ve bu aşama önemli aşamalardan birisidir.

Ajeel petrol sahası için yapılmış olan farklı petrofiziksel hesaplamalar ve çizilen sinerjik kuyu-loglar (CPI) da görüldüğü gibi, incelenen kuyular AJ-13 kuyu haricinde diğer 7 kuyunun yüksek hidrokarbon içerdikleri saptanmış ve bunlara ait toplam petrollerin rezerv hacim [STOIIP] hesaplamaları yapılmıştır (Çizelge 7.3; Şekil 7.32).

Rezerzvuar kayaçlardaki petrollerin toplam rezerv hacmini, petrol hacmi (STOIIP) olarak gösterecek olursak:

$$STOIIP = 7758\times \text{GRV} \times NTG \times \phi \times (1-Sw)\times 1 / Bo \qquad (7.21)$$

Denkleminde verilir ve burada,

7758 = Acre-ft, varile; dönüşüm faktörü (conversion factor: acre-ft to barrels)

GRV = Kayaçların gros hacmi.

NTG = Net /Gross oranı.

ϕ = Rezervuar kayaçların porozitesi.

Sw = Su doygunluğu.

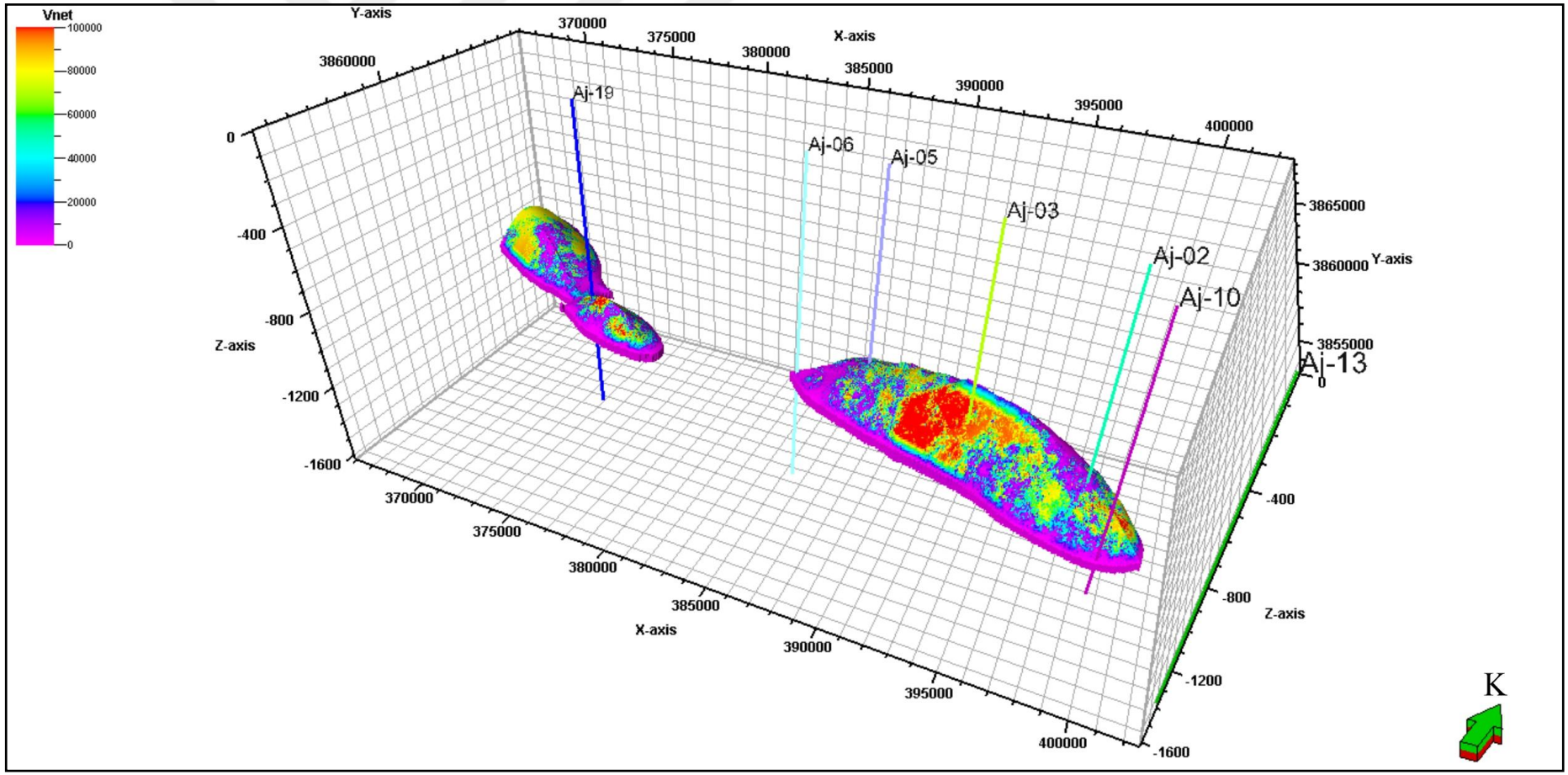
Bo = Toplam hidrokarbon hacmi

Yapılan incelemeler sonucunda elde edilen verilere göre ve geçmiş ünitelerde açıklandığı gibi Miyosen formasyonlarının yüksek toplam (PHIT=%37.7'a varan) ve efektif poroziteleri (PHIE=%0.30'a varan) içerdikleri ve bu kayaçların petrollü oldukları tespit edilmiştir.

Ayrıca, hesaplanan değerlere göre ve aşağıdaki şekilde (Şekil 7.32) görüldüğü gibi, Ajeel petrol sahasındaki Miyosen yaşlı kayaçların petrol açısından zengin oldukları ve yüksek hidrokarbon (599 Milyon-varil) içerdikleri belirlenmiştir (Çizelge 7.3).

Çizelge 7.3 Rezervuar kayaçların toplam ve net rezervuar miktarı ve petrolün rezerv hacmi.

Zonlar	Bulk hacim [*10^6 m^3]	Net hacim [*10^6 m^3]	Por hacimi [*10^6 m^3]	STOIIP [*10^6 sm^3]
Jeribe-Dhiban	3357	1750	283	151
Dhiban-Euphrates	1262	378	45	16
Euphrates-Serikagni	4032	3034	711	428
Serikagni-Anah	523	125	29	4
Toplam	9174	5287	1068	599



Şekil. 7.32. Rezervuar kayaçlarına ait üç boytlu (3D) rezerv hacminin dağılım modeli

8. REZERVUAR KAYAÇLARIN İNORGANİK JEOKİMYASAL ANALİZİ

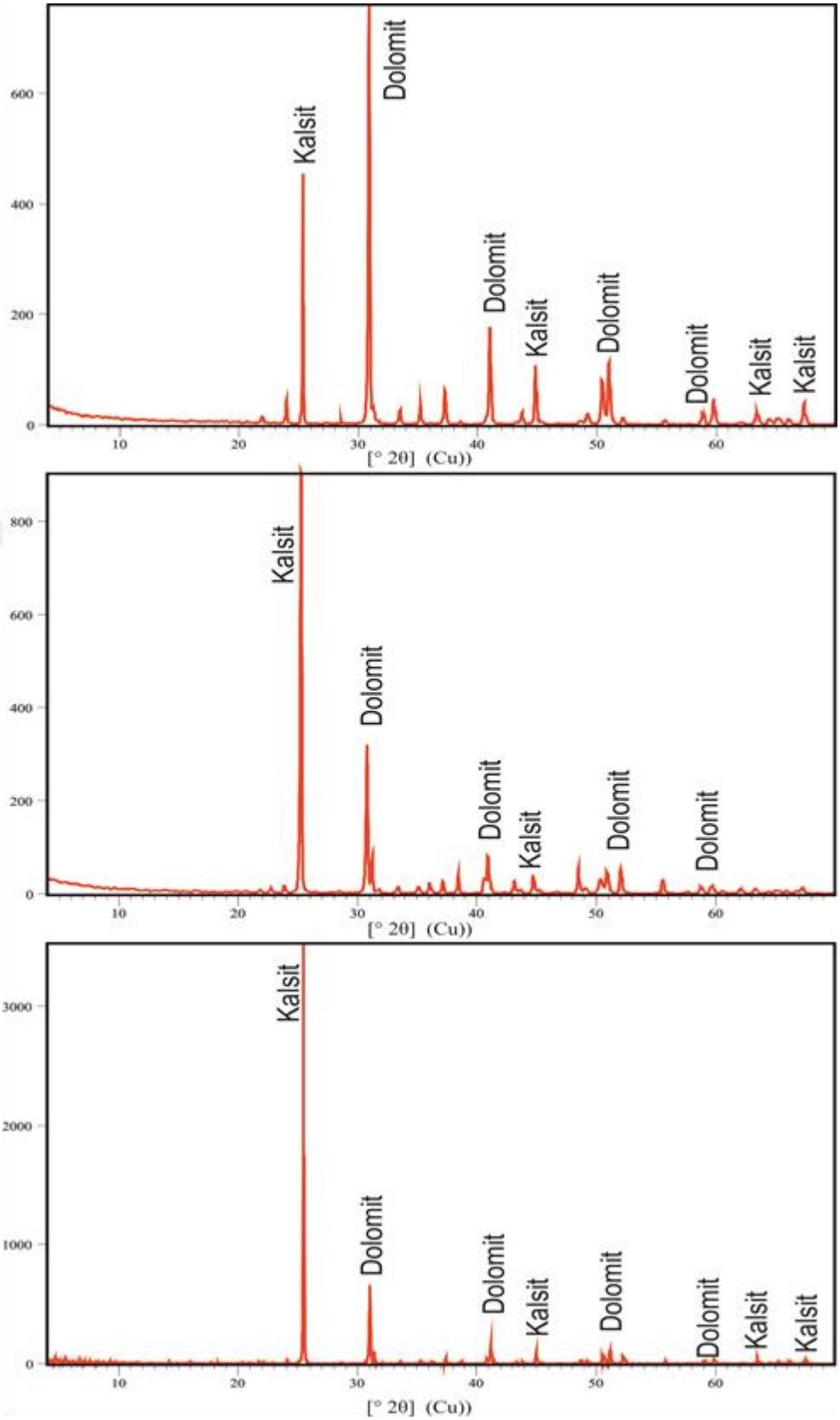
Petrol sistemi çalışmalarında rezervuar kayaçlardaki hidrokarbon üretimi yaklaşımına ilişkin katkısı bulunulabilir. Bu kapsamda, Ajeel-3 ve Ajeel-6 petrol kuyularında (Ajeel petrol sahası) kesilmiş Miyosen yaşlı kayaçlara ait toplam 7 adet örneğin tüm-kayaç X–Işın difraktogram (XRD) çekimleri ve X–Işın floresan analizleri yapılarak, bu kayaçların mineralojik ve jeokimyasal özelliklerinin belirlenmesi amaçlanmıştır.

8.1. Rezervuar Kayaçların X–Işın (XRD) Tanımlamaları ve Sonuçları

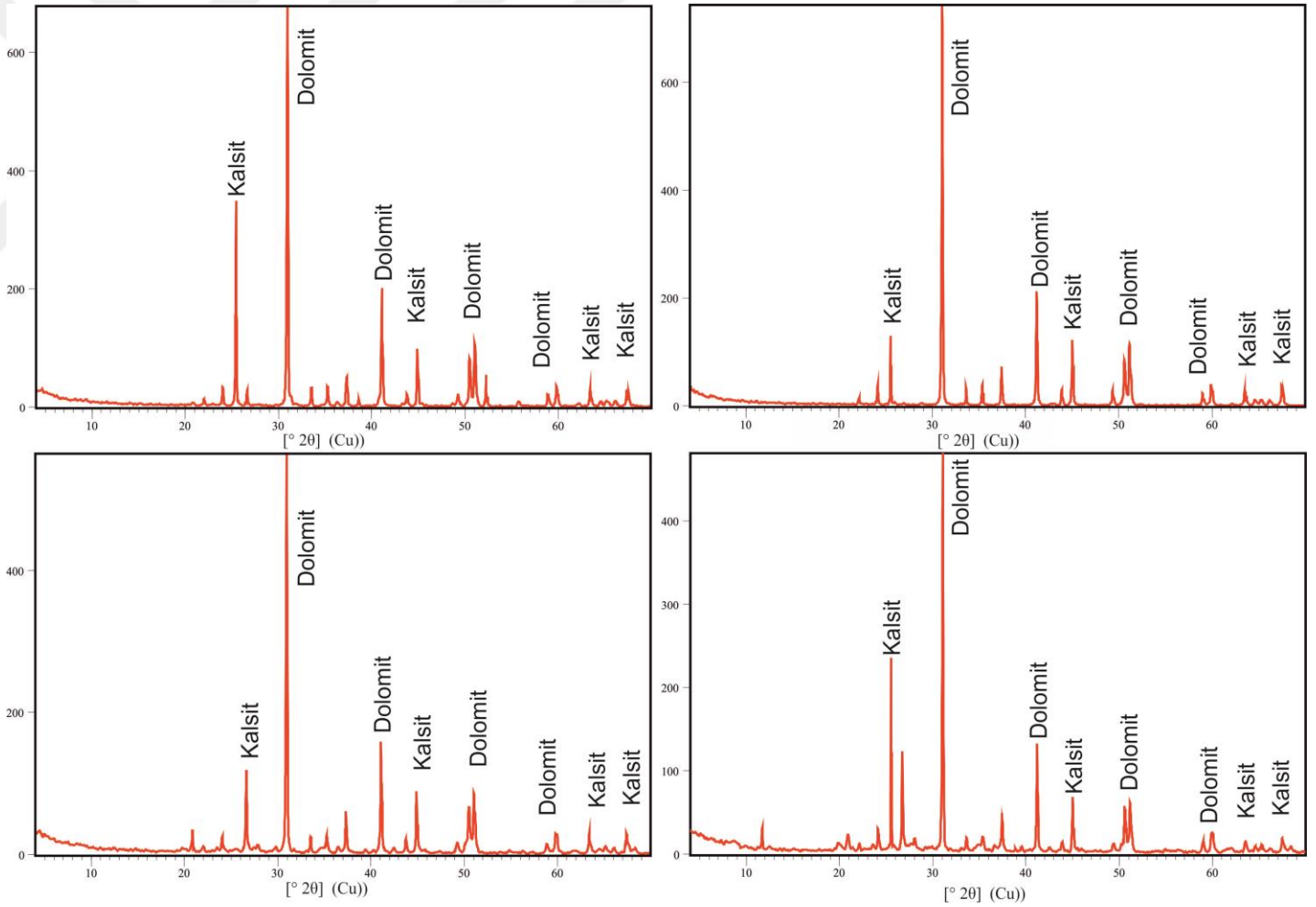
Bu çalışmada, Miyosen rezervuar kayaçlarının mineral tiplerini belirlemek için X-ışın (XRD) difraktogramı kullanılmıştır. Bu kapsamda, Pei ve Chen, (1977) tarafından önerilen standart pik tanımlanmaları ve analiz edilen örneklerde bulunan minerallerin sınıflandırılmasında yardımcı olan pik yansımaları ve ASTM değerleri Çizelge 8.1'de sunulmuştur.

Çizelge 8.1. Mineral sınıflandırılması için kullanılan standart pik yansımaları (Chao, 1969; Pei ve Chen, 1977).

Mineral	**2Θ**	**Yoğunluk %**	**D (Å)**	**ASTM** (Chao, 1969)
Kalsit	29.4	100	3.04	5-586
	39.34	20	2029	
	43.07	20	2.1	
Dolomit	30.9	100	2.89	11-78
	41.22	30	2.19	
	51.14	20	1.78	
Anhidrit	25.4	100	3.5	5-628
	31.38	30	2.85	
	38.64	20	2.33	
	45.48	50	1.99	
Halit	31.7	100	2.82	5-628
	45.48	50	3.26	
	56.5	20	1.62	
Kuvars	26.6	100	3.34	5-490
	20.85	30	4.26	
	50.21	17		
Albit	27.9	100	4.19	9-466
Kaolinit	12.3	100	7.14	6-221
	24.87	100	3.58	
Illit	8.8	100	10.1	2-462
	17.8	40	5	



Şekil 8.1. Ajeel-3 sondaj kuyusundaki örneklerin X-ışını dağılımı (10-70 2Θ), Ajeel petrol sahası, kuzeybatı Mezopotamya havzası, Irak



Şekil 8.2. Ajeel-6 sondaj kuyusundaki örneklerin X-ışını dağılımı (10-70 2Θ), Ajeel petrol sahası, kuzeybatı Mezopotamya havzası, Irak

Bu amaçla kullanılan Cu-Kα radyasyon dalga-boyları ve ASTM kartlardan sağlanan d-aralığa (Å) ve 2θ değerlere göre rezervuar kayaçlardaki mineraller tespit edilmiştir.

Analiz edilen örneklere ait XRD çekimleri Şekil 8.1; 8.2'de gösterilmektedir. X-ışın çekimlerinden elde edilen mineral oranları Çizelge 8.2'de sunulmuştur.

Ajeel-3 ve Ajeel-6 petrol kuyularından elde edilen örneklerdeki mineral oranlarını (Çizelge 8.2) esas alırsak, Şekil 8.3'de görüldüğü gibi, incelenen örneklerin mineral bollukları sırasıyla dolomit, kalsit ve anhidrit şeklinde görülür.

Örneklerde dolomit %16.3-91.2, kalsit %4.8-74.25 ve anhidrit %3.7-9.5 arasında değişmektedir (Çizelge 8.2). Bu örneklerin mineral oranları, sığ denizel ortamları işaret etmekte olup, Miyosen istifinin denizel transgresyon ile başladığı da belirlenmiştir.

8.2. Ana Oksitlerin Dağılımı ve Önemi

Tüm kayaçların orjinal jeokimyasal kompozisyonları, çökelme ortam koşulları ve post-diagenetik süreçlerden etkilemektedir.

Karbonat kayaçlarda bulunan ana oksitler, paleo-ortamların belirlenmesi için yaygın olarak kullanılmıştır. Ajeel petrol (Ajeel-3, Ajeel-6) kuyularından kesilmiş Jeribe, Dhiban, Euphrates, Serikagni formasyonlarına ait örneklerlerin ana oksit değerleri Çizelge 8.4'de verilmiştir.

İncelenen örneklerde SiO_2 %0.02-0.18, Al_2O_3 %0.04-0.19, Fe_2O_3 %0.01-0.19, CaO %19.7-79.45, MgO %19.63-73.51, MnO %0.03-0.05, Na_2O %0.03-0.26, K_2O %0.01-0.03, P_2O_5 %0.01-0.03, SO_3 %0.2-19.513 ve Ca/Mg oranı %0.27-5.58 arasındadır (Çizelge 8.4). Ajeel-3 ve Ajeel-6 kuyularda, incelenen örneklerin SiO_2, Al_2O_3, TiO_2, Fe_2O_3, MnO ve Cl değerleri düşük olarak görülmektedir. MgO ve CaO oksit değerlerinin, bazı seviyelerde nispi olarak yüksek olması (Çizelge 8.4), incelenen kayaç örneklerinin karbonat açısından zengin olduğunu yansıtır. Bununla birlikte, CaO değerleri %19.7-79.45 arasında değişmekte ve ortalama %53.45 ile diğer karbonat kayaçlardan nispeten yüksek (%42.3) değerlerdedir (Turekian ve Wedepohl, 1961). Bu nedenle Serikagni, Euphrates, Jeribe ve Dhiban formasyonlarının esas olarak dolotaşı ve dolomitik kireçtaşından oluştukları gözlenmiştir.

Ayrıca, CaO oranlarının sığ lagün ortamlarında %31.1´den fazla, orta ramp ortamlarında %43.9´den fazla ve dış ramp ortamlarında %49.1´den fazla olduğunu gösterilmiştir. Bununla birlikte, MgO oranının karasal (sığ deniz) ortamlara doğru arttığını belirlenmiştir (Anan ve

Wanas, 2015). Kayaçlarda kükürtün (SO_3) varlığı, kalsitin pirit ile kısmen replasesi sonucu olabileceğini göstermektedir. Bu da orta ve/veya dış ramp ortamlarını gösterir (Afify ve ark., 2019), bu sonuçlara göre çalışma alanındaki rezervuar kayaçları, sığ denizel (lagün) ortamda çökelmiştir.

Genel olarak, Karbonat kayaçların Ca/Mg oranı çökelme ortamın sıcaklığını yansıtır (Chave, 1952). İncelenen örneklerin Ca/Mg oranlarına göre (Çizelge 8.3; Çizelge 8.4) ve N-D diyagramında görüldüğü gibi Miyosen yaşlı kayaçlar dolomitik kireçtaşı ve dolotaşından oluşmuşlardır (Şekil 8.3). Ayrıca, yüksek Ca/Mg oranı (>50), canlı organizmalar için normal tuzluluğa (denizel ortamları) işaret ederken, düşük Ca/Mg oranları <50, orta ve yüksek tuzlu ortamları göstermektedir. Karbonatlarda Na_2O bulunması, tuzluluk, biyolojik faktörler, su derinliği ve mineraloji gibi birçok faktörlerden etkilenmektedir (Abou El-Anwar ve ark., 2018; Morrison ve Brand, 1986; Prasada Rao ve Adabi, 1992; Ramadan ve Zalamah, 2013). Analiz edilen örneklerin düşük Ca/Mg ve Na_2O oranlarına göre (Çizelge 8.4), Miyosen kayaçlarının sığ ve normal ile orta tuzlu denizel ortamlarda çökeldiği belirlenmiştir. Karbonat kayaçlarındaki Potasyum oksit (K_2O) yüksek değerleri, kil ve feldspat gibi diğer minerallerin varlığını işaret etmektedir (Schwartz, 1980). K_2O sürekli olarak karasal ortamlara doğru artar (Turekian ve Wedepohl, 1961). İncelenen kayaçlardaki K_2O oranı, diğer karbonat kayaçlardan daha az (%0.65) değerlerde olduğundan (Çizelge 8.4) bu kayaçların denizel kökenli olduklarını belirtir.

Çizelge 8.3. Karbonat çökellerinin Ca/Mg oranına göre sınıflandırılması (Chilingar, 1956)

Ca/Mg oranı	Kayaç tipi
1.5 – 1.7	Dolomit
1.7 – 2.0	Kalsiyan dolomit
2 – 16.0	Dolomittik kireçtaşı
> 66.0	Kireçtaşı

Çizelge 8.2. Miyosen rezervuar örneklerinin mineral bileşenlerinin yüzdeleri, kuzeybatı Mezopotamya Havzası, Irak.

Alan	Örnek no.	Kuyu	Derinlik (m)	Yaş	Formasyon	Karbonat		Evaporit		Diğer mineraller			
						Kalsit (%)	Dolomit (%)	Anhidrit (%)	Halit (%)	Kuvars (%)	Albit (%)	Kaolinit (%)	Illit (%)
Ajeel petrol sahası	1	AJ-3	759	Miyosen	Jeribe	14.6	75.4	9.5		-	-	-	-
	2		762		Jeribe	35	65	-	-	-	-	-	-
	3		764		Jeribe	64.8	34.2	-	-	-	-	-	-
	4	AJ-6	758		Dhiban	37.63	54.37	7.38	-	-	-	-	-
	5		760		Euphrates	4.8	91.2	3.7	-	-	-	-	-
	6		761		Euphrates	83.7	16.3		-	-	-	-	-
	7		765		Serikagni	74.25	25.75	-	-	-	-	-	-

Çizelge 8.4. Ajeel-3 ve Ajeel-6 kuyularından kesilmiş Miyosen kayaç örneklerinin majör minerallerinin oranı, Ajeel petrol sahası, kuzeybatı Mezopotamya Havzası-Irak.

Örnek no	Kuyu	Derinlik (m)	Formasyon	Yaş	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	MnO	MgO	CaO	Na_2O	K_2O	P_2O_5	SO_3^{-2}	Cl^{-1}	Ca/Mg oranı	Toplam
1	AJ-3	759	Jeribe	Miocene	0.02	0.19	–	0.19	–	46.77	32.77	0.15	0.02	0.01	19.51	–	0.70	99.63
2		762	Jeribe		0.04	0.08	0.02	0.02	–	32.74	64.46	0.07	0.01	0.02	0.2	0.1	1.97	99.73
3		764	Jeribe		0.03	–	–	0.02	–	19.63	66.65	0.03	–	–	9.53	–	3.40	99.29
4	AJ-6	758	Dhiban		0.18	–	–	0.08	–	35.68	43.61	0.26	0.01	–	12.6	–	1.22	93.64
5		760	Euphrates		0.12	0.07	–	0.01	–	73.51	19.7	0.13	0.01	0.02	5.74	–	0.27	99.58
6		761	Euphrates		0.08	0.04	–	0.02	0.05	27.5	67.51	0.1	0.01	0.01	1.78	–	2.45	99.55
7		765	Serikagni		0.07	0.1	–	0.01	0.03	14.25	79.45	0.12	0.03	0.02	0.29	–	5.58	99.95
Average					0.08	0.10	–	0.05	–	35.73	53.45	0.12	0.02	7.09	7.09	–	2.23	

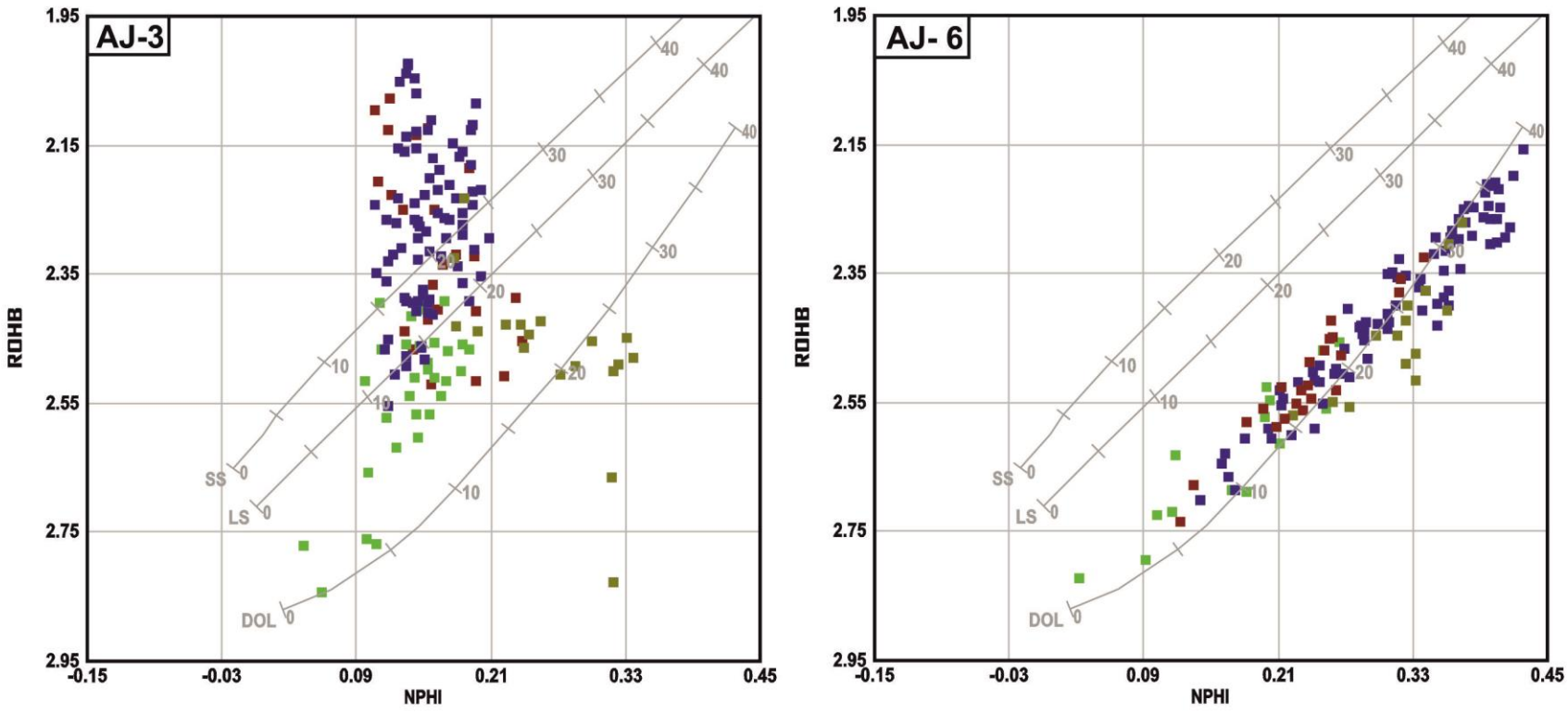
Çizelge 8.5. Ajeel-3 ve Ajeel-6 kuyularından kesilmiş Miyosen kayaç örneklerinin majör mineralleri arasındaki korelasyon katsayılarını (r^2) gösteren çizelge, Ajeel petrol sahası, kuzeybatı Mezopotamya Havzası-Irak.

	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MgO	CaO	Na_2O	K_2O	P_2O5	SO_3^{-2}
SiO_2	1.00								
Al_2O_3	0.78	1.00							
Fe_2O_3	0.87	0.91	1.00						
MgO	0.29	0.09	0.22	1.00					
CaO	-0.33	-0.33	-0.47	-0.94	1.00				
Na_2O	0.78	0.64	0.44	0.29	-0.46	1.00			
K_2O	-0.39	0.50	0.15	-0.47	0.39	-0.09	1.00		
P_2O5	0.38	-0.31	-0.64	0.07	0.10	-0.33	0.10	1.00	
SO_3^{-2}	-0.01	0.85	0.88	0.30	-0.59	0.43	0.00	-0.57	1.00

İncelenen örneklerin korelasyon katsayısına bakacak olursak, SiO_2 elementi Na_2O ile orta pozitif ilişki ve MgO, P_2O_5 mineralleri ile zayıf pozitif ilişki görülmektedir (Çizelge 8.5). Bununla birlikte, SiO_2 elementi Al_2O_3, CaO, MgO ve K_2O arasındaki negatif korelasyonlara göre denizel kökenli karbonat ve nadir karasal girdisi tespit edilmiştir.

Aluminyum (Al_2O_3) elementinin TiO_2, Fe_2O_3 ve P_2O_5 ile pozitif ilişkisi, kil içeren ortamları gösterir (Krekeler ve Kearns, 2009; Murray ve ark., 1992). Analiz edilen örneklerde Al_2O_3 elementi Fe_2O_3, Na_2O, K_2O ve SO_3 arasındaki pozitif korelasyon katsayısına göre denizel kökenli, karbonat açısından zengin ve az kil içeren kayaçları göstermektedir. Bununla birlikte Fe_2O_3 elementi Na_2O, K_2O ve P_2O_5 düşük korelasyon katsayısına dayanarak denizel çökelme ortamlarını göstermektedir ve karasal kökenli killi materyal ile karbonat kayaçlara getirildiğini göstermektedir. Bu nedenle, Miyosen zonlarındaki düşük Fe_2O_3 içeriği, denizel lagün (indirgen) ortamları işaret etmektedir.

MgO ve CaO elementlerinin diğer mineraller ile negatif veya zayıf pozitif korelasyon katsayısına (Çizelge 8.5) göre denizel kökenli, karbonat kayaçları göstermektedir.



Formasyon	Derinlik	Ca/Mg	Kayaç tipi
Jeribe	867	0.70	Dolomit
	871	3.31	Dolomitik kireçtaşı
	880	4.96	Dolomitik kireçtaşı
Dhiban	1075	2.11	Dolomitik kireçtaşı
Euphrates	760	0.59	Dolomit
	1125	2.68	Dolomitik kireçtaşı
Serikagni	1170	2.77	Dolomitik kireçtaşı

Şekil 8.3. Ajeel petrol (AJ-3 ve AJ-6) kuyularına ait Ca/Mg mineral Oranları ve kuyu log N-D değerlerin arasındaki ilişkiyi gösteren diyagram

9. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

9.1. Sonuçlar

Kuzey petrol şirketi (NOC) tarafından Ajeel petrol sahasında (Mezopotamya havzası kuzeybatısı, Tikrit) açılan AJ-8, AJ-12 petrol kuyularında kesilmiş olan Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının jeokimyasal özellikleri ve bu birimlerin hidrokarbon kaynak-kayaç olabilme özelliklerin belirenmesi ve AJ-1, AJ-2, AJ-3, AJ-5, AJ-6, AJ-10, AJ-13 ve AJ-19 petrol kuyularında kesilmiş olan Serikagni, Euphrates, Dhiban ve Jeribe rezervuar kayaçlarının petrofiziksel-jeokimyasal araştırılması ve "Ajeel petrol sahasının (Tikrit-Irak) petrol sistemi parametrelerinin incelenmesi" olarak adlandırılan bu çalışmadan elde edilen sonuçlar aşağıda verilmiştir:

1. İncelenen Orta Jura-Erken Kretase yaşlı kaynak kayaç örnekleri için gerçekleştirilmiş piroliz (Rock-Eval)-TOC analizleri, Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının toplam organik karbon değerleri %1.0 wt ile %22.5 wt arasında değiştiğinden bu kayaçların organik madde bakımından zengin oldukları ve çok iyi ile mükemmel petrol potansiyeline sahip oldukları görülmüştür. S_2-TOC kerojen tipi sınıflama diyagramında Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarındaki değişken organik madde bolluğu ve iki kerojen eğilimi tespit edilmiştir, bunlar: Tip-II (petrol eğilimli) denizel kerojenlerden kaynaklanır ve Tip-II/III (petrol-gaz eğilimli) kerojen denizel ve karasal organik maddeden üretilmiştir. Ayrıca, S_1-TOC diyagramına göre alınan tüm örneklerin yerli hidrokarbonlar (denizel) olduğu belirlenmiştir.

2. Kerojen tipinin belirlenmesinde kullanılan HI ve OI değerleri Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara bitümlü örnekleri için 75-457 mg HC/g TOC ve 3.6-442 mg CO_2/g TOC olarak tespit edilmiştir. Bu HI ve OI değerleri ve HI-OI kerojen tipi diyagramına göre Orta Jura-Alt Kretase kaynak kayaçların Tip-II, Tip-II/III kerojen ve Tip-III kerojen içerdikleri, petrol ve gaz üretme potansiyellerinin (Tip-II kerojen) yüksek olduğu belirlenmiştir.

3. S_2/S_3 değerleri Sargelu Formasyonu örnekleri için 0.31-76.25 arasında değişmekte olup, Tip-I-II petrol ve Tip-III (gaz-petrol) karışık krojen tiplerini temsil etmektedir, Naokelekan Formasyonu örnekleri için 2.05-42.20 arasındadır ve Tip-I-II, Tip-I/II ve Tip-III (gaz-petrol karışık), Chia Gara Formasyonu örnekleri için 1.53- 26.72

arasındadır ve Tip-I ve Tip-III (petrol gaz karışık) üretme potansiyeline sahip olduklarını göstermektedir.

4. Olgunlaşma düzeyleri için önemli parametre olan PI (0.06-0.52 mg/g) ve GP (1000-73004 mg/g) değerleri, incelenen Sargelu Formasyonunda orta-iyiye değişen kaynak kaya potansiyeli sergilerken, aksine Naokelekan Formasyonu örneklerinde, iyi kaynak kaya potansiyeline sahiptir ve Chia Gara Formasyonu örnekleri ise, orta-iyiden-zayıfa değişen petrol potansiyeline sahip olarak belirlenmiştir. İncelenen örneklerin Tmax ile ilişkilendirilmiş üretim indeksi (PI) ve Jenetik potansiyel (GP) sınıflama diyagramlarında Sargelu ve Naokelekan formasyonlarının olgun ve petrol penceresine girdiklerini, Chia Gara Formasyonunun ise sadece alt ve orta kısımlarının petrol penceresi zonunda olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, n-alkanlar, asiklik izoprenoidler, terpanların ve steranların biyomarker değerleri, bu kaynak kayaçların petrol ve gaz üretme potansiyellerinin (Tip-II kerojen) yüksek olduğu belirlenmiştir. İncelenen örneklerin CPI değerleri 0.83-1.04 arasında değişmektedir ve CPI'in 1'e yakın olduğu tespit edilmiştir, bu CPI değerleri örneklerin ısısal olarak olgun olduğunu ve indirgen denizel ortamdaki oluşumu işaret etmektedir.

5. Kaynak kayaç ve petrol örneklerinde duraylı karbon izotop miktarı (δC^{13}_{SAT} ve δC^{13}_{ARO}) kayaç ekstraktı için ‰-25.6 ile -28.6 ve ‰-25.7 ile -28.3 arasında değişmektedir. Çalışılan petrollere ait doymuş δC^{13} değerleri ‰-27 ile -27.4 ve aromatik -27.3 ile -27.4 arasında değişmekte olup, petrollerin karbonat açısından zengin kaynak kayaçlardan türediğine işaret etmektedir. CV değerleri -1.16 ile -4.79 arasında değişmekte olup (<-0.47) petrollerin kaynak kayasının denizel ortamda çökelmiş karbonat litolojili ve algli kaynak kayaçlar olduğunu göstermektedir.

6. Ajeel petrol sahasında Sargelu, Naokelekan, Chia Gara bitümlü kayaçlarına ait Pr/Ph izoprenoit oranları 0.39 ile 1.15 olup, gözlenen yüksek Ph değerleri veya ölçülen düşük Pr/Ph oranları, kaynak kayaçların anoksik (indirgen) koşullar altında çökeldiğini göstermektedir. Çökelme ortamının diğer bir indeksi olan Gammaseran, C_{35} Homohopan, C_{31}/C_{30} Hopan, 30-Norhopan/hopan ve Ts/Tm oranları incelenen örnekler için sırasıyla 0.02-0.27, 0.59-1.14 Homohopan, 0.19-0.58, 1.66-2.71 ve 0.70-4.30 olarak

hesaplamıştır. Bu oranlar; Orta Jura-Alt Kretase istiflerinin indirgen normal tuzlu denizel koşullarda çökeldiğini belirtmektedir.

7. İncelenen örneklerde C_{19}/C_{23}, C_{22}/C_{21}, C_{24}/C_{23} ve C_{26}/C_{25} trisiklik terpanların'ın sınıflama diyagramları, Ajeel petrol sahası içindeki örneklerinin egemen olarak denizel ortamda depolandığını göstermiştir, bu örneklerin ihmal edilebilir miktarlarda kil ve bol miktarda denizel karbonat içerdiğini göstermektedir. Ayrıca, $C_{24}TT/C_{26}$ tetrasiklik terpan oranları 5.10 ve 18.09 arasındadır. Bu sonuçlar; anoksik denizel karbonat ve karbonatlı şeyl içeriğini doğrulamaktadır.

8. C_{27} normal sterollerin yüksek oranları, denizel kökenli organik kaynakların (planktonik/algler ve bakteriyal) fazla katkısı hakkında tartışmalar devam etmekte birlikte C_{29} sterollerin yüksek oranları ise karasal kökenli bitkilere işaret etmektedir. İncelenen kaya örneklerinde C_{27}-C_{29} normal steranlerin $C_{27}>C_{29}>C_{28}$ olması formasyonların karışık ile bol miktarda denizel depolama ortamından alındığını göstermektedir. Ayrıca petrol örneklerinde C_{28} (%8.30–22.17) oranına göre yüksek ölçüde C_{27} (%25.77–46.85) ve C_{29} (%38.68–60.12) olduğu hesaplanmıştır, C_{27}-C_{29} düzenli steranler, çoğu petrol ve kaynak kayaç örneklerinde nispeten tutarlıdır. Bu sonuçlar: Paleojen-Neojen kayaçlarından üretilen tüm petrollerin oluşumunda başlıca yüksek planktonik/algal, daha az bakteriyel organik maddelerin egemen olduğu ve çok az miktarda karasal bitkilerin katkısının olduğunu göstermektedir. Bununla birlikte, GCMS/MS m/z 217 kütle kromatogramlardan hesaplanan C_{28}/C_{29} steranlerin ve diasteran/steran oranları incelenen örneklerde 0.48-0.64 arasında olup, diasteran/steran steranlerin oranları ise 0.12 den 0.78'e kadar değiştiğini göstermekte ve denizel karbonatın bolluğunu ile yüksek algal/planktonik organik madde içeriğini doğrulamaktadır.

9. Organik maddelerin termal olgunluğu hakkında bilgi sağlayan Ts/ (Ts+Tm), Moretan/hopan ve C_{29} steran 20S/(20S+20R) ve ββ/(ββ+αα) oranları sırasıyla 0.40-0.82, 0.08-0.11, 0.27-0.44 ve 0.34 ile 0.52 olarak hesaplanmış olup, bu değerlere göre incelenen örneklerin tümü olgunlaşmış organik madde içerdiğini ve erken olgun ile olgun kaynak kayaçları göstermektedir. Rock-Eval analizinde Tmax değerleri Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonları için sırasıyla 428-443°C,439-445 °C ve 437-448 °C olarak tespit edilmiştir. Bu değerlere göre incelenen örneklerin petrol türüm

penceresine girdiklerini ve olgunlaşmış kaynak özelliğini taşıdıklarını doğrulamaktadır. Ayrıca, asiklik izoprenoidler, terpanlar ve steranların biyomarkerları, bu kaynak kayaçların petrol ve gaz üretme potansiyellerinin (Tip-II kerojen) yüksek olduğunu göstermektedir.

10. Petrol özelliğinin belirlenmesinde önemli parametrelerden birisi olan API° değerleri, elde edilen petrol örneklerde 31-33° arasında değişmektedir. Bu örneklerde, sülfür (%S) içeriğinin %2.61 - %2.87'ye kadar yükseldiği görülmektedir. Tersiyer yaşlı (Euphrates, Dhiban ve Jeribe) rezervuar kayaçlardan üretim yapılan ham petrol örneklerinin yüksek API-sülfür içeriği, asidik petrol olduğunu ve indirgen (denizel) koşullar altında biriken karbonat açısından zengin (II-S kerojen) kaynak kayaçlardan türetildiğini göstermektedir. Bu tip II-S kerojenleri içeren kaynak kayaçlar, petrol penceresinin erken olgunlaşma seviyesinde petrol türetebileceğini düşündürmektedir.

11. İncelenen örneklerin doymuş fraksiyonu (>%50) aromatik fraksiyonlardan fazla olduğu (%20.40-%29.7) belirlenmiş, reçine ve asfalt fraksiyonların oranları ise %2.50 ile 20.72 ve %1.0 ile 6.2 olarak kaydedilmiştir. Doymuş ve aromatik yüksek oranlar, ham petrollerin biyolojik olarak bozunmadığını gösterir. Ayrıca, ham petrol örneklerine ait doymuş, aromatik hidrokarbonlar ve NSO diyagramı parafinik petrol olduğunu göstermektedir. Ham petrol örneklerinin tekdüze kompozisyonu, analiz edilen kaynak (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonları) kayaç örnekleri ile tutarlı olup, petrollerin birden fazla kaynaktan türetildiğini göstermektedir.

12. Çalışma alanına (Ajeel-8 ve Ajeel-12) ait 1-D petromod gömülme ve termal jeolojik modelleri, Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara formasyonlarının sırasıyla 3105-3444, 3223-3510 ve 3328-3610 metre derinliklere kadar gömüldüğünü göstermektedir. Her iki kuyuda yapılmış olan gömülme tarihçe modelleri, Orta-Geç Kretase ve Paleojen-Neojen dönemlerinde önemli erozyon olaylarının olduğunu ve yaklaşık 1500 m kalınlıkta sedimentin aşındırıldığını ortaya çıkarmiştır. Ayrıca, Ajeel-8 ve Ajeel-12 kuyularına ait olgunluk modelleri, organik açısından zengin kaynak kayaçlarının erken Miyosen'de (~20 Ma) vitrinit yansıması değerlerinin (%VR) %71'den 79'a kadar yükseldiğini ve günümüze kadar devam ettiğini göstermektedir. Bununla birlikte bu modeller, organik madde açısından zengin formasyonlar (Sargelu, Naokelekan ve Chia Gara) petrol üretim penceresinde olduklarını göstermektedir. Sonuç olarak incelenen

Sargelu, Naokelekan ve alt ile orta Chia Gara formasyonlarının termal olarak olgun kaynak kayaç oldukları belirlenmiştir.

13. Ajeel petrol (AJ-12 ve AJ-8 kuyuları) sahasındaki, Sargelu, Naokelekan, Gotnia ve Chia Gara kaynak kayaç örneklerinin amorf organik madde (AOM), fitoklastlar ve palinomorflarının kantitatif ve kalitatif analizinde, incelenen örneklerde AOM oranları genel olarak %69-%99 arasında değişmektedir, fitoklast ve palinomorf oranları ise %0 dan %24e kadar yükseldiği gözlenmiştir. Fitoklast ve karasal palinomorf bulgusunun düşük oranda bulunması, denizel kökenli organik madde içeriğini ve iki tip palinofasiyes (PF-1 ve PF-2) ortamlarını yansıtmaktadır.

Bu örneklerin AOM-Fitoklast-Palinomorf bileşimleri ve petrol türüm potansiyeli AFP üçgen diyagramında, Sargelu, Naokelekan ve Gotnia istflerinin suboksik-anoksik koşullar altında çökeldiklerini ve Tip-II kerojen alanına düştüğü, hidrokarbon türeten petrol penceresi zonuna düştükleri tespit edilmiştir. Ayrıca, Chia Gara Formasyonunun esas olarak suboksik-anoksik ve distal disoksik-oksik, Tip-II (petrol eğilimli) kerojen alanına düştüğü görülmektedir. Sonuç olarak, Orta Jura-Alt Kretase kaynak kayaç istiflerinin, Mezopotamya havzasında termal olarak olgunlaşmış kayaçlar oldukları ve ham petrol türettiklerini ve ana kaynak kayaçları temsil ettikleri tespit edilmiştir.

14. Kuyu-loglarından yapılmış olan petrofiziksel hesaplamalar, rezervuar (Jeribe, Dhiban, Euphrates, Serikagni) kayaçların AJ-13 kuyu hariç, diğer yedi kuyunun tamamının yüksek petrol içerdikleri ve Petrol hacmi; 599 milyon varil olduğu belirlenmiştir. Ortalama hidrokarbon kolonu kalınlığı ≥ 147.00 metredir. Su doygunluğu (Sw) ortalama değerleri 0.09-1 arasında değişmektedir. İlaveten, rezervuar kayaçların toplam porozite (PHIT) ve efektif porozite (PHIE) ortalama değerleri, 0.05 ile 0.41 ve 0.03 ile 0.30 arasında değişmektedir.

Rezervuar kayaçların belirlenmesi için önemli bir parametre olan nötron porozite-yoğunluk (N-D) diyagramıyla, Ajeel petrol sahasındaki rezervuar kayaçların genel olarak dolotaşı, dolomitleşmiş kireçtaşı ve kireçtaşından oluştukları belirlenmiştir. Ayrıca, Paleojen-Neojen formasyonları arasındaki dokanakların uyumlu olduğu, fakat Serikagni ve Anah formasyonları arasında erozyonun varlığı tespit edilmiştir. Euphrates ve Jeribe formasyonları, Dhiban evaporit birimleri ile ayrılırlar. Anhidrit tabakaları düşük gamma-ışın tepkisi ve yaklaşık %2 nötron gözenekliliği ve 2.98 gm/cc densite kuyu logları ile tespit edilmiştir. Ayrıca, bu kuyulardaki Jeribe, Dhiban, Euphrates ve

Serikagni formasyonlarına ait hesaplanan şeyl hacmi, gözeneklilik, geçirgenlik, su ve hidrokarbon doygunluğu dağılımlarının üç boyutlu haritaları, Ajeel petrol sahasının kuzey (antiklinal) ve kuzeydoğu yönüne doğru yüksek hidrokarbona sahip olduğunu, batıya doğru özellikle AJ-19 kuyusuna doğru, kısmen hidrokarbon içeren alanların bulunduğunu göstermektedir. Fakat AJ-10 kuyusu çok az hidrokarbon içeren kuyu olup, kuzeydoğu (AJ-13) saha yapısının dalma yönüne doğru incelenen jeribe, Dhiban ve Euphrates formasyonları petrol-su kontağı (OWC=1150) altında bulundukları görülmüştür.

15. Ajeel-3 ve Ajeel-6 petrol kuyulardan elde edilen örneklerde mineral bileşenlerin oranları dolomit %16.3-91.2, kalsit %4.8-74.25 ve anhidrit %3.7-9.5 arasında değişmektedir. Bu oranlar esas alındığında, sığ denizel ortamları temsil eden bu istifin denizel transgresyon ile başladığı belirlenmiştir. Paleo-ortamların belirlenmesi için önemli olan majör elementlerin oranları, SiO_2 %0.02-0.18, Al_2O_3 %0.04-0.19, Fe_2O_3 %0.01-0.19, CaO %19.7-79.45, MgO %19.63-73.51, MnO %0.03-0.05, Na_2O %0.03-0.26, K_2O %0.01-0.03, P_2O_5 %0.01-0.03, SO3 %0.2-19.513 ve Ca/Mg oranı %0.27-5.58 arasında değişmektedir. Ajeel-3 ve Ajeel-6 kuyularında, incelenen örneklerin düşük SiO_2, Al_2O_3, TiO_2, Fe_2O_3, MnO ve Cl değerleri, bununla birlikte, MgO ve CaO elementlerin yüksek oranlarda olması, incelenen kayaç örneklerinin karbonat açısından zengin olduğunu ve sığ denizel (normal-orta tuzlu) ortamda çökeldiğini göstermektedir. Ca/Mg oranları ve NPHI-RHOB diyagramına göre, incelenen örneklerin mineral bollukları sırasıyla dolomit, kalsit ve anhidrit şeklindedir.

9.2. Öneriler

Hidrokarbonların göç tarzlarını izlemek ve alandaki fay uzantıları hakkında ayrıntılı bilgi elde etmek için kuzey ve kuzeydoğu Irak bölgesinde bulunan çalışma alanı ve diğer petrol sahalarının, detaylı sismik incelemelerinin yapılması ve sismik Seg-y dijital dosya kesitlerinin hazırlanmasını öneririz. Bu nedenle, bu bölgelerde daha doğru sondaj operasyon modelleri oluşturulması için, çalışma alanın hidrodinamik durumu ve kuzey/kuzeybatı Mezopotamya Havzasında bulunan diğer yapılar hakkındaki bilgilerin artırılmasına katkı sağlayacağını düşünmekteyiz.

Ayrıca, Mezopotamya Havzasının kuzey Irak'tan Kuveyt bölgelerine uzanan güney zonlarındaki petrol sahalarının incelenmesi ve hidrokarbon oluşumu, göçü ve

birikim zamanının belirlenmesi için detaylı jeokimyasal çalışmalar yapılmasını ve bunların mevcut çalışma sonuçlarıyla korelasyon edilmesini de tavsiye ederiz.

KAYNAKLAR

Abeed, Q., Al-Khafaji, A., Littke, R., 2011. Source rock potential of the upper jurassic - lower cretaceous succession in the southern mesopotamian basin, southern Iraq. J. Pet. Geol. 34, 117–134. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2011.00497.x

Abeed, Q., Leythaeuser, D., Littke, R., 2012. Geochemistry, origin and correlation of crude oils in Lower Cretaceous sedimentary sequences of the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. Org. Geochem. 46, 113–126. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.02.007

Abohajar, A., Littke, R., Schwarzbauer, J., Weniger, P., Boote, D.R.D., 2015. Biomarker characteristics of potential source rocks in the Jabal Nafusah area, NW Libya: Petroleum systems significance. J. Pet. Geol. 38, 119–155. https://doi.org/10.1111/jpg.12603

Abou El-Anwar, E.A., Mekky, H.S., Abd El Rahim, S.H., 2018. Mineralogy, geochemistry, petrography, and depositional environment of Gebel El-Qurn, Early Eocene, West Luxor, South Egypt. Bull. Natl. Res. Cent. 42, 7. https://doi.org/10.1186/s42269-018-0008-3

Afify, A.M., Osman, R.A., El Qot, G.M., Ahmed, S.M., 2019. Contribution to the stratigraphy and sedimentology of the Upper Jurassic--lower Eocene succession of the Mitla--El Giddi stretches, west Central Sinai, Egypt. J. African Earth Sci. 152, 48–68.

Ajikumar, P.K., Tyo, K., Carlsen, S., Mucha, O., Phon, T.H., Stephanopoulos, G., 2008. Terpenoids: opportunities for biosynthesis of natural product drugs using engineered microorganisms. Mol. Pharm. 5, 167–190.

Al Ahmed, A.A.N., 2013. Determination and applications of chemical analysis to evaluate Jurassic hydrocarbon potentiality in Northern Iraq. Arab. J. Geosci. 6, 2941–2949. https://doi.org/10.1007/s12517-012-0592-8

Al-Ameri, T.K., Al-Musawi, F.A., 2011. Hydrocarbon generation potential of the uppermost Jurassic—basal Cretaceous Sulaiy formation, South Iraq. Arab. J. Geosci. 4, 53–58. https://doi.org/10.1007/s12517-009-0064-y

Al-Ameri, T.K., Al-Nagshbandi, S.F., 2015. Age assessments and palynofacies of the Jurassic oil source rocks succession of North Iraq. Arab. J. Geosci. 8, 759–771. https://doi.org/10.1007/s12517-013-1245-2

Al-Ameri, T.K., Naser, M.E., Pitman, J., Zumberge, J., Al-Haydari, H.A., 2010. Programed oil generation of the Zubair Formation, Southern Iraq oil fields: results from Petromod software modeling and geochemical analysis. Arab. J. Geosci. 4, 1239–1259. https://doi.org/10.1007/s12517-010-0160-z

Al-Ameri, T.K., Zumberge, J., 2012. Middle and Upper Jurassic hydrocarbon potential of the Zagros Fold Belt, North Iraq. Mar. Pet. Geol. 36, 13–34. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.04.004

Alavi, M., 2004. Regional Stratigraphy of the Zagros Fold-Thrust Belt of Iran and its Proforeland Evolution. Am. J. Sci. JANUARY 304. https://doi.org/10.2475/ajs.304.1.1

Al-Badry, A.M.S., 2005. Stratigraphy and geochemistry of Jurassic formations in selected sections - North Iraq. Thesis 1–210.

Al-baldawi, B.A., 2015. Building A 3D Geological model Using Petrel Software for Asmari Reservoir , South Eastern Iraq 56, 1750–1762.

Al-beyati, F.M., Kadhim, L.S., Haseeb, M.T., Mahdi, A.Q., 2017. Hydrocarbon source potential of the Upper Jurassic Naokelekan Formation , Northwestern Zagros Basin , Northern Iraq : An organic geochemical approach. Kirkuk Univ. J. / Sci. Stud. (

KUJSS) 12, 43–58.
Alexander, R., Kagi, R.I., Woodhouse, G.W., 1981. Geochemical correlation of Windalia oil and extracts of Winning Group (Cretaceous) potential source rocks, Barrow Subbasin, Western Australia. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 65, 235–250.
Al-Khafaji, A.J., Hakimi, M.H., Ibrahim, E.-K., Najaf, A.A., Al Faifi, H., Lashin, A., 2020. Organic geochemistry of oil seeps from the Abu-Jir Fault Zone in the Al-Anbar Governorate, western Iraq: Implications for early-mature sulfur -rich source rock. J. Pet. Sci. Eng. 184, 106584. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106584
Al-Khafaji, A.J., Hakimi, M.H., Najaf, A.A., 2018. Organic geochemistry characterisation of crude oils from Mishrif reservoir rocks in the southern Mesopotamian Basin, South Iraq: Implication for source input and paleoenvironmental conditions. Egypt. J. Pet. 27, 117–130. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2017.02.001
Allen, P.A., Allen, J.R., 2013. Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment. John Wiley & Sons.
Al-Marsomy, S.W., Al-Ameri, T.K., 2015. Petroleum System Modeling of Halfaya Oil Field South of Iraq. Iraqi J. Sci. 56, 1446–1456.
Alobaidi, D.A., 2016. Permeability Prediction in One of Iraqi Carbonate Reservoir Using Hydraulic Flow Units and Neural Networks. Iraqi J. Chem. Pet. Eng. 17, 1–11.
Alsharhan, A.S., Nairn, A.E.M., 1997. Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East. Elsevier.
Al-Zaidy, A.A.H., 2013. Geohistory analysis and basin development of the Neogene succession, NE Iraq. Arab. J. Geosci. 6, 2483–2500. https://doi.org/10.1007/s12517-011-0515-0
Ameen, M.S., 1992. Effect of Basement Tectonics on Hydrocarbon Generation, Migration, and Accumulation in Northern Iraq. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 76, 356–370. https://doi.org/10.1306/BDFF87FE-1718-11D7-8645000102C1865D
Anan, T., Wanas, H., 2015. Dolomitization in the Carbonate Rocks of the Upper Turonian Wata Formation, West Sinai, NE Egypt: Petrographic and Geochemical Constraints. J. African Earth Sci. 111, 127–137. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2015.07.015
Aqrawi, A.A.M., Horbury, A.D., Sadooni, F.N., Goff, J.C., 2010. The Petroleum Geology of Iraq. Scientific Press.
Aquino Neto, F.R., Trendel, J.M., Restle, A., Connan, J., Albrecht, P.A., 1983. Occurrence and formation of tricyclic and tetracyclic terpanes in sediments and petroleums, in: Al., B.M. et (Ed.), Advances in Organic Geochemistry 1981. Wiley, Chichester, pp. 659–676.
Archie, G.E., 1941. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Trans. AIME 146, 54–62. https://doi.org/10.2118/942054-g
Asquith, G., Krygowski, D., 2004. Basic Well Log Analysis, Second. ed. American Association of Petroleum Geologists.
Asquith, G.B., Gibson, C.R., 1982. Basic well log analysis for geologists. Amer Assn of Petroleum Geologists.
Badics, B., Aqrawi, A., 2015. Geochemical characterisation, volumetric assessment and shale-oil/gas potential of the Middle Jurassic–Lower Cretaceous source rocks of NE Arabian Plate. Geoarabia -Manama- 20, 99–140.
Bai, H., Pang, X., Kuang, L., Pang, H., Wang, X., Jia, X., Zhou, L., Hu, T., 2016.

Hydrocarbon expulsion potential of source rocks and its influence on the distribution of lacustrine tight oil reservoir, Middle Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin, Northwest China. J. Pet. Sci. Eng. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.09.053

Baskin, D.K., Peters, K., 1992. Early Generation Characteristics of a Sulfur-Rich Monterey Kerogen. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 76, 1–13.

Batten, D., 1996. Palynofacies and palaeoenvironmental interpretation.

Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F., Espitalie, J., 1997. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. Org. Geochem. 26, 321–339.

Bellen, R.C. van, Dunnington, H. V, Wetzel, R., 1959. Lexique stratigraphique international: Asie. 10.a. Iraq, III. ed.

Berberian, M., King, G.C.P., 1981. Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. Can. J. Earth Sci. 18, 210–265.

Berner, R.A., Leeuw, J.W. De, Spiro, B., Murchison, D.G., Eglinton, G., 1985. Sulphate Reduction, Organic Matter Decomposition and Pyrite Formation [and Discussion]. Philos. Trans. R. Soc. London. Ser. A, Math. Phys. Sci. 315, 25–38.

Beydoun, Z.R., 1991. Arabian plate hydrocarbon geology and potential. A plate tectonic approach, 6th ed, AAPG Studies in Geology. The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma. https://doi.org/https://doi.org/10.1306/St33533

Bhatt, A., Helle, H.B., 2010. Determination of facies from well logs using modular neural networks. Pet. Geosci. 8, 217–228. https://doi.org/10.1144/petgeo.8.3.217

Bordenave, M.L., 1993. Applied petroleum geochemistry.

Boreham, C.J., Hope, J.M., Hartung-Kagi, B., 2001. Understanding source, distribution and preservation of Australian natural gas: a geochemical perspective. APPEA J. 41, 523–547.

Bostick, N.H., 1971. Thermal alteration of clastic organic particles as an indicator of contact and burial metamorphism in sedimentary rocks. Geosci. Man 3, 83–92. https://doi.org/10.1080/00721395.1971.9989712

Bowen, D.G., 2003. Formation Evaluation and Petrophysics 273.

Buday, T., 1980. The Regional Geology of Iraq, Journal of Chemical Information and Modeling. Geological Survey of Iraq, Baghdad. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004

Buday, T., Jassim, S.Z., 1987. The Regional geology of Iraq, vol. 2: Tectonism, Magmatism and Metamorphism. GEOSURV, Baghdad, 352pp.

Cannon, S., 2015. Petrophysics: a practical guide. John Wiley & Sons.

Carvalho, M., 2001. Paleoenvironmental reconstruction based on palynological and palynofacies analyses of the Aptian-Albian succession in the Sergipe Basin, northeastern Brazil.

Chao, G.Y., 1969. 2 Theta (Cu) Table for Common Minerals, Geological paper. Carleton University. Department of Geology, Bloomington, Indiana.

Chave, K.E., 1952. A solid solution between calcite and dolomite. J. Geol. 60, 190–192.

Chilingar, G. V, 1956. Relationship Between Ca/Mg Ratio and Geologic Age1. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 40, 2256–2266. https://doi.org/10.1306/5CEAE577-16BB-11D7-8645000102C1865D

Clark, J.P., Philp, R.P., 1989. Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin, Alberta. Bull. Can. Pet. Geol. 37, 401–416.

Clayton, C., 1991. Carbon isotope fractionation during natural gas generation from kerogen. Mar. Pet. Geol. 8, 232–240.
Collister, J.W., Wavrek, D.A., 1996. δ13C compositions of saturate and aromatic fractions of lacustrine oils and bitumens: evidence for water column stratification. Org. Geochem. 24, 913–920.
Combaz, A., 1964. Les palynofaciès. Rev. Micropaléontologie 7, 205–218.
Connan, J., Bouroullec, J., Dessort, D., Albrecht, P., 1986. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach. Org. Geochem. 10, 29–50.
Connan, J., Cassou, A. ~M., 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. \gca 44, 1–23. https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8
Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E., 2004. A new approach to interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment. Org. Geochem. 35, 1461–1477.
Darling, T., 2005. Well Logging and Formation Evaluation. Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7883-4.X5000-1
Darwin V. Ellis, J.M.S., 1989. Using geophysical logs to estimate porosity, water resistivity and intrinsic permeability, United States Geological Survey Water-Supply paper 2321. Springer Science and Business Media. https://doi.org/GB1001.72.G44J67
Dembicki, H., 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 93, 341–356. https://doi.org/10.1306/10230808076
Dewan, J.T., 1983. Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation. PennWell Books.
Didyk, B.M., Simoneit, B.R.T., Brassell, S.C., Eglinton, G., 1978. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. Nature 272, 216–222. https://doi.org/10.1038/272216a0
Doveton, J.H., 1999. Basics for Oil & Gas Log Analysis. https://doi.org/10.1378/chest.77.1.94
Dresser Atlas, 1979. Log Interpretation Charts. Dresser Atlas, Dresser Industries.
Dunnington, H. V, 1959. Mesozoic and Paleozoic: In:Mesozoic and Paleozoic: In: van Bellen, RC, Dunnington, HV, Wetzel, R. and Morton, DM, 1959; Lexique Stratigraphique International III Asie, Dunnington, HV, Wetzel, R. and Morton, DM, 1959; Lexique Stratigraphique International , in: International Geological Congress Commission on Stratigraphy, Paris. 333p.
Dunnington, H. V, 2005. Generation, migration, accumulation, and dissipation of oil in Northern Iraq. GeoArabia 10, 39–84.
Dunnington, H. V., 1967. Stratigraphical Distribution of Oilfields in Iraq-Iran-Arabia Basin.
Dunnington, H.V., 1958. Generation, migration, accumulation, and dissipation of oil in northern Iraq: Middle East.
Durand, B., 1980. Sedimentary organic matter and kerogen. Definition and quantitative importance. Kerogen, Insoluble Org. Matter from Sediment. Rocks. Tech. Paris 13–34.
El Atfy, H., Abeed, Q., Uhl, D., Littke, R., 2016. Palynology, palynofacies analysis, depositional environments and source rock potential of Lower Cretaceous successions in southern Iraq. Mar. Pet. Geol. 76. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.032

El Diasty, W.S., El Beialy, S.Y., Mahdi, A.Q., Peters, K.E., 2016. Geochemical characterization of source rocks and oils from northern Iraq: Insights from biomarker and stable carbon isotope investigations. Mar. Pet. Geol. 77, 1140–1162. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.07.019

El Diasty, W.S., El Beialy, S.Y., Peters, K.E., Batten, D.J., Al-Beyati, F.M., Mahdi, A.Q., Haseeb, M.T., 2018. Organic geochemistry of the Middle-Upper Jurassic Naokelekan Formation in the Ajil and Balad oil fields, northern Iraq. J. Pet. Sci. Eng. 166, 350–362. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.031

Ellis, D. V., Singer, J.M., 2008. Well Logging for Earth Scientists, 2nd ed. Springer Science and Business Media.

English, J., Lunn, G., Ferreira, L., Yacu, G., 2015. Geologic Evolution of the Iraqi Zagros, and its Influence on the Distribution of Hydrocarbons in the Kurdistan Region. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 99, 231–272. https://doi.org/10.1306/06271413205

Enikanselu, P.A., Adekanle, A., 2008. A Fortran Programme for Computing Formation (Connate) Water Resistivity from Spontaneous Potential Logs 3, 172–177.

Espitalié, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Première partie. Rev. Inst. Fr. Pét. 40, 563–579. https://doi.org/10.2516/ogst:1985035

Espitalié, J., Deroo, G., Marquis, F., 1986. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Troisième partie. Rev. Inst. Fr. Pét. 41, 73–89. https://doi.org/10.2516/ogst:1986003

Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B., Mennig, J.J., Leplat, P., others, 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration, in: Offshore Technology Conference.

Faqi, A., 2016. The role of the Baluti Formation within Triassic petroleum systems in Kurdistan: Akre-Bijeel Block, Gara and Ora anticlines: an organic geochemical and basin modelling approach. University of Aberdeen.

Gastaldo, R., Huc, A., 1992. Sediment Facies, Depositional Environments, and Distribution of Phytoclasts in the Recent Mahakam River Delta, Kalimantan, Indonesia. Palaios 7, 574–590. https://doi.org/10.2307/3514870

Gharib, A.F., Özkan, A.M., Hakimi, M.H., Zainal Abidin, N.S., Lashin, A.A., 2021. Integrated geochemical characterization and geological modeling of organic matter-rich limestones and oils from Ajeel Oilfield in Mesopotamian Basin, Northern Iraq. Mar. Pet. Geol. 126, 104930. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.104930

Grantham, P.J., Wakefield, L.L., 1988. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. Org. Geochem. 12, 61–73. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5

Gülbay, R.K., Korkmaz, S., 2008. Organic Geochemistry, Depositional Environment and Hydrocarbon potential of the tertiary oil shale deposits in Nw Anatolia, Turkey. Oil Shale 25, 444.

Hakimi, M., Al Ahmed, A., Abdula, R., Mohialdeen, I., 2017. Generation and expulsion history of oil-source rock (Middle Jurassic Sargelu Formation) in the Kurdistan of north Iraq, Zagros folded belt: Implications from 1D basin modeling study. J. Pet. Sci. Eng. 162. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.013

Hakimi, M.H., Abdullah, W.H., Mohialdeen, I.M.J., Makeen, Y.M., Mustapha, K.A., 2016. Petroleum generation characteristics of heterogeneous source rock from Chia Gara formation in the Kurdistan region, northern Iraq as inferred by bulk and

quantitative pyrolysis techniques. Mar. Pet. Geol. 71, 260–270. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.01.003
Hakimi, M.H., Najaf, A.A., Abdula, R.A., Mohialdeen, I.M.J., 2018. Generation and expulsion history of oil-source rock (Middle Jurassic Sargelu Formation) in the Kurdistan of north Iraq, Zagros folded belt: Implications from 1D basin modeling study. J. Pet. Sci. Eng. 852–872. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.013
Halliburton, 2001. Basic Petroleum Geology and Log Analysis. Halliburton 80.
Handhel, A.M., 2009. Prediction of Reservoir Permeability From Wire Logs Data Using Artificial Neural Networks. Iraqi J. Sci. 50, 67–74.
Hantschel, T.H., Kauerauf, A., 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum System Modeling, in: Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer, Berlin, Heidelberg, p. 476. https://doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9
Harland, W.B., Armstrong, R.L., Cox, A. V, Craig, L.E., Smith, A.G., Smith, D.G., 1990. A geologic time scale 1989. Cambridge University Press.
Hayes, J.M., 1993. Factors controlling 13C contents of sedimentary organic compounds: principles and evidence. Mar. Geol. 113, 111–125.
Hessami, K., Koyi, H.A., Talbot, C.J., Tabasi, H., Shabanian, E., 2001. Progressive unconformities within an evolving foreland fold--thrust belt, Zagros Mountains. J. Geol. Soc. London. 158, 969–981.
HLS, 2007. Basic Log Interpretation. HLS Asia Ltd.
Horn, M.., 2003. Selected Features of Giant Fields, Using Maps and Histograms. AAPG Bull.; (United States) 1868, 78, 340 p.
Howladar, M.I.M. and M.F., 2012. Prediction of formation water resistivity from rwa analysis of titas gas field using wireline log data Prediction of formation water resistivity from R wa analysis of Titas gas field using wireline log data.
Huang, W.-Y., Meinschein, W.G., 1979. Sterols as ecological indicators. Geochim. Cosmochim. Acta 43, 739–745. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6
Hughes, W.B., Holba, A.G., Dzou, L.I.P., 1995. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. Geochim. Cosmochim. Acta 59, 3581–3598. https://doi.org/s10.1016/0016-7037(95)00225-O
Hunt, J.M., 1996. Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd ed. W.H. Freeman.
Hutton, A.C., Cook, A.C., 1980. Influence of alginite on the reflectance of vitrinite from Joadja, NSW, and some other coals and oil shales containing alginite. Fuel 59, 711–714.
Hutton, A.C., Kantsler, A.J., Cook, A.C., McKirdy, D.M., 1980. Organic matter in oil shales. APPEA J. 20, 44–67.
Hutton, M., 1980. Metal contamination of feral pigeons Columba livia from the London area: part 2—biological effects of lead exposure. Environ. Pollut. Ser. A, Ecol. Biol. 22, 281–293.
Inteq, B.H., 1999. Petroleum Geology, Science. Thorne Houston, New York. https://doi.org/10.1126/science.141.3577.282
Jarvie, D.M., Hill, R.J., Pollastro, R.M., 2005. Assessment of the gas potential and yields from shales: The Barnett Shale model. Oklahoma Geol. Surv. Circ. 110, 37–50.
Jassim, S.Z., Goff, J.C., 2006. Geology of Iraq, 1st ed, Printing, Mosul, Iraq. DOLIN, s.r.o., distributed by Geological Society of London. https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2
John, B. St., Bally, A., Klemme, H., 1984. Sedimentary Provinces of the World—

Hydrocarbon Productives and Non-productive. Am. Assoc. Pet. Geol.
Killops, S.D., Frewin, N.L., 1994. Triterpenoid diagenesis and cuticular preservation. Org. Geochem. 21, 1193–1209.
Krekeler, M.P.S., Kearns, L.E., 2009. A new locality of palygorskite-rich clay from the southeastern Yucatán: a potential material source for environmental applications. Environ. Geol. 58, 715–726.
Krygowski, D., 2003. Guide to Petrophysical Interpretation.
Krygowski, G.A. and D., 2004. Basic Well Log Analysis (Second Edition), Second Edi. ed.
Lachenbruch, A.H., 1970. Crustal temperature and heat production: Implications of the linear heat-flow relation. J. Geophys. Res. 75, 3291–3300. https://doi.org/https://doi.org/10.1029/JB075i017p03291
Langford, F.F., Blanc-Valleron, M.-M., 1990. Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolizable hydrocarbons vs. total organic carbon. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 74, 799–804.
Lijmbach, W.M., 1975. SP (1) On the Origin of Petroleum. 9th World Pet. Congr. 2, 14.
Lillis, P., 2018. Application of Oil Gravity and Sulfur Content Relationships to Oil Typing and Source Rock Kinetics.
Liu, H., 2017. Principles and Applications of Well Logging, Second Edi. ed. Springer, Chengdu, Sichuan, China.
Mackenzie, A.S., Patience, R.L., Maxwell, J.R., Vandenbroucke, M., Durand, B., 1980. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France—I. Changes in the configurations of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. Geochim. Cosmochim. Acta 44, 1709–1721. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90222-7
McKirdy, D.M., Aldridge, 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. Wiley Chichester, pp. 99–107.
Mckirdy, D.M., Emmett, J.K., Aldridge, A.K., 2001. Hydrocarbon Genesis and Organic Facies in Cambrian Carbonates of the Eastern Officer Basin , South Australia 5.
McKirdy, D.M., Kantsler, A.J., Emmett, J.K., Aldridge, A.K., 1984. Hydrocarbon Genesis and Organic Facies in Cambrian Carbonates of the Eastern Officer Basin, South Australia, in: Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. American Association of Petroleum Geologists. https://doi.org/10.1306/St18443C2
Mello, M.R., Telnaes, N., Gaglianone, P.C., Chicarelli, M.I., Brassell, S.C., Maxwell, J.R., Close, C., Janeiro, R. De, 1988. Organic geochemical characterisation of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins. Org. Geochem. 13, 31–45. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90023-X
Mendonça Filho, J., Menezes, T., J.O., M., Oliveira, A., Silva, T., Franco, N., Da Silva, F., 2012. Organic Facies: Palynofacies and Organic Geochemistry Approaches, in: Geochemistry - Earth's System Processes. pp. 211–248. https://doi.org/10.5772/47126
Meyers, P.A., Snowdon, L.R., 1993. Types and Thermal Maturity of Organic Matter Accumulated During Early Cretaceous Subsidence of the Exmouth Plateau, Northwest Australian Margin: Chapter 8.
Mohialdeen, I.M.J., Raza, S.M., 2013. Inorganic geochemical evidence for the depositional facies associations of the Upper Jurassic Chia Gara Formation in NE Iraq. Arab. J. Geosci. 6, 4755–4770. https://doi.org/10.1007/s12517-012-0716-1

Moldowan, J.M., Fago, F.J., Carlson, R.M.K., Young, D.C., an Duvne, G., Clardy, J., Schoell, M., Pillinger, C.T., Watt, D.S., 1991. Rearranged hopanes in sediments and petroleum. Geochim. Cosmochim. Acta 55, 3333–3353. https://doi.org/10.1016/0016-7037(91)90492-N

Moldowan, J.M., Seifert, W.K., Gallegos, E.J., 1985. Relationship Between Petroleum Composition and Depositional Environment of Petroleum Source Rocks1. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 69, 1255–1268. https://doi.org/10.1306/AD462BC8-16F7-11D7-8645000102C1865D

Monicard, R.P., 1980. Fluid Saturation of Reservoir Rocks and Capillary Properties, in: Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis. Springer Netherlands, Dordrecht, pp. 85–126. https://doi.org/10.1007/978-94-017-5016-5_4

Moore, C.H., 2001. Carbonate Reservoirs. Carbonate Reserv. Porosity Evol. Diagenes. a Seq. Stratigr. Framew. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004

Morrison, J.O., Brand, U., 1986. Paleoscene# 5. Geochemistry of Recent Marine Invertebrates. Geosci. Canada 13.

Murray, R.W., Buchholtz Ten Brink, M.R., Gerlach, D.C., Price Russ, G., Jones, D.L., 1992. Rare earth, major, and trace element composition of Monterey and DSDP chert and associated host sediment: Assessing the influence of chemical fractionation during diagenesis. Geochim. Cosmochim. Acta 56, 2657–2671. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90351-I

Orr, W.L., 1986. Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils. Org. Geochem. 10, 499–516.

Orr, W.L., 2001. Evaluating kerogen sulfur content from crude oil properties: Cooperative Monterey organic geochemistry study. Monterey Form. from Rocks to Mol. 348–367.

Ourisson, G., Albrecht, P., Rohmer, M., 1979. The hopanoids: palaeochemistry and biochemistry of a group of natural products. Pure Appl. Chem. 51, 709–729.

Ourisson, G., Albrecht, P., Rohmer, M., 1984. The microbial origin of fossil fuels. Sci. Am. 251, 44–51.

Pei, Y., Chen, P.E.I.Y., 1977. Table of key lines in X-ray powder diffraction patterns of minerals in clays and associated rocks. Geol. Pap. 69, 35.

Peters, K.E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 70. https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D

Peters, K.E., Cassa, M., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. AAPG Mem. 60.

Peters, K.E., Moldowan, J.M., 1993. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, New Jersey.

Peters, K.E., Moldowan, J.M., Sundararaman, P., 1990. Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous members. Org. Geochem. 15, 249–265. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90003-I

Peters, K.E., Walters, C., Moldowan, J., 2005. The Biomarker Guide, Cambridge, UK: Cambridge University Press, January 2005. Cambridge University Press, Cambridge, UK. https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868

Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 1993. The Biomarker Guide Vol. II. https://doi.org/10.1002/pssb.201000856

Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2007. The biomarker guide: Volume 2, Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history. Cambridge University Press.

Philip, I.O., Christopher, I.A., Pius, E.A., 2017. Simulation of Vital Petro- physical

Parameters from SP LOGs Using Designed Computer Programme ; None Conventional Approach 3, 2–5.
Picha, F.J., Peters, K.E., 1998. Biomarker oil-to-source rock correlation in the Western Carpathians and their foreland, Czech Republic. Pet. Geosci. 4, 289–302.
Pitman, J.K., Franczyk, K.J., Anders, D.E., 1987. Marine and nonmarine gas-bearing rocks in Upper Cretaceous Blackhawk and Neslen formations, eastern Uinta Basin, Utah: sedimentology, diagenesis, and source rock potential. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 71, 76–94.
Pitman, J.K., Steinshouer, D., Lewan, M., 2004. Petroleum generation and migration in the Mesopotamian Basin and Zagros fold belt of Iraq: Results from a basin-modeling study. GeoArabia 9, 41–72.
Poole, C.F., Kollie, T.O., Poole, S.K., 1992. Recent advances in solvation models for stationary phase characterization and the prediction of retention in gas chromatography. Chromatographia 34, 281–302. https://doi.org/10.1007/BF02268359
Powell, T., McKirdy, D., 1973. Relationship between Ratio of Pristane to Phytane, Crude Oil Composition and Geological Environment in Australia. Nature 243, 37–39. https://doi.org/10.1038/physci243037a0
Prasada Rao, C., Adabi, M.H., 1992. Carbonate minerals, major and minor elements and oxygen and carbon isotopes and their variation with water depth in cool, temperate carbonates, western Tasmania, Australia. Mar. Geol. 103, 249–272. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0025-3227(92)90019-E
Ramadan, F.S., Zalamah, A.A., 2013. Sedimentological and geochemical evidence to elucidate an evaporitic–carbonate paleoenvironment, Middle Miocene Red Sea coast, Egypt. Arab. J. Geosci. 6, 1703–1716. https://doi.org/10.1007/s12517-011-0465-6
Rider, M.H., 1996. The Geological Interpretation of Well Logs. Gulf Publishing.
Rigby, D., Smith, J.W., 1981. An isotopic study of gases and hydrocarbons in the Cooper Basin. APPEA J. 21, 222–229.
Rodrigues, B., Silva, R.L., Mendonça Filho, J.G., Comas-Rengifo, M.J., Goy, A., Duarte, L. V, 2020. Kerogen assemblages and δ13CKerogen of the uppermost Pliensbachian–lower Toarcian succession of the Asturian Basin (northern Spain). Int. J. Coal Geol. 229, 103573.
Rohmer, M., 1987. The hopanoids, prokaryotic triterpenoids and sterol surrogates. Surf. Struct. Microorg. their Interact. with Mamm. host 227–242.
Rullkötter, J., Marzi, R., 1988. Natural and artificial maturation of biological markers in a Toarcian shale from northern Germany. Org. Geochem. 13, 639–645.
Rullkötter, J., Spiro, B., Nissenbaum, A., 1985. Biological marker characteristics of oils and asphalts from carbonate source rocks in a rapidly subsiding graben, Dead Sea, Israel. Geochim. Cosmochim. Acta 49, 1357–1370. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0016-7037(85)90286-8
Sachse, V.F., Wenke, A., Littke, R., Jabour, H., Kluth, O., Zühlke, R., 2016. 2D petroleum system analysis of the Tarfaya Basin, on-offshore Morocco, North Africa. Mar. Pet. Geol. 77, 1108–1124. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.08.006
Sachsenhofer, R., Bechtel, A., Gratzer, R., Rainer, T., 2015. Source rock maturity, hydrocarbon potential and oil - source-rock correlation in well Shorish-I, Erbil province, Kurdistan region, Iraq. J. Pet. Geol. 38. https://doi.org/10.1111/jpg.12617
Scalan, E.S., Smith, J.E., 1970. An improved measure of the odd-even predominance in

the normal alkanes of sediment extracts and petroleum. Geochim. Cosmochim. Acta 34, 611–620.
Schlumberger, 1972. Schlumberger log interpretation principles, 1st ed. Schlumberger Limited.
Schlumberger, 1989. Interpretation Principles/ Applications, Interpretation A Journal Of Bible And Theology. Schlumberger Educational Services.
Schlumberger, 1991. Log Interpretation Principles/applications. Schlumberger Educational Services.
Schlumberger, 2009. Log Interpretation Charts. Schlumberger Ltd. 310. https://doi.org/09-FE-0058
Schlumberger, 2010. Petrel Introduction G & G Manual. Schlumberger Limited, Houston.
Schön, P.D.J., 2015. Basic Well Logging and Formation Evaluation, 1st ed.
Schwartz, W., 1980. K. H. Wedepohl (Editor), Handbook of Geochemistry, Vol. II/5. XXXII + 1546 S., 266 Abb. 576 Tab. Berlin—Heidelberg—New York 1978. Springer-Verlag. DM 690,00. Z. Allg. Mikrobiol. 20, 364. https://doi.org/https://doi.org/10.1002/jobm.19800200529
Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1978. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. Geochim. Cosmochim. Acta 42, 77–95. https://doi.org/10.1016/0016-7037(78)90219-3
Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1980. The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry. Phys. Chem. Earth 12, 229–237. https://doi.org/10.1016/0079-1946(79)90107-1
Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1981. Paleoreconstruction by biological markers. Geochim. Cosmochim. Acta 45, 783–794. https://doi.org/10.1016/0016-7037(81)90108-3
Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1986. Use of biological markers in petroleum exploration. Methods geochemistry Geophys. 24, 261–290.
Selley, R.C., 1998. Elements of petroleum geology. Gulf Professional Publishing.
Shalaby, M., Hakimi, M., Abdullah, W., 2011. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation modeling of the Jurassic source rocks in the Shoushan Basin, north Western Desert, Egypt. Mar. Pet. Geol. - MAR Pet. GEOL 28, 1611–1624. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.07.003
Shalaby, M.R., Hakimi, M.H., Abdullah, W.H., 2013. Modeling of gas generation from the Alam El-Bueib formation in the Shoushan Basin, northern Western Desert of Egypt. Int. J. Earth Sci. 102, 319–332. https://doi.org/10.1007/s00531-012-0793-0
Shanmugam, G., 1985. Significance of Coniferous Rain Forests and Related Organic Matter in Generating Commercial Quantities of Oil, Gippsland Basin, Australia1. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 69, 1241–1254.
Sharland, P., Casey, D.M., Davies, R., Simmons, M., Sutcliffe, O., 2004. Arabian Plate Sequence Stratigraphy – revisions to SP2. Geoarabia -Manama- 9, 199–214.
Sharland, P.R., Casey, D.M., Davies, R.B., Simmons, M.D., Sutcliffe, O.E., others, 2001. Arabian plate sequence stratigraphy. Gulf PetroLink Bahrain.
Sherkati, S., Letouzey, J., 2004. Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), Iran. Mar. Pet. Geol. 21, 535–554.
Shokir, E.M.E.M., Alsughayer, A.A., Al-Ateeq, A., 2006. Permeability estimation from well log responses. J. Can. Pet. Technol. 45, 41–46. https://doi.org/10.2118/06-11-05
Singh, S., 2008. Permeability Prediction Using Artificial Neural Network (ANN): A

Case Study of Uinta Basin. SPE Annu. Tech. Conf. 1–8. https://doi.org/10.2118/99286-stu

Sinninghe Damsté, J.S., Kenig, F., Koopmans, M.P., Köster, J., Schouten, S., Hayes, J.M., de Leeuw, J.W., 1995. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification. Geochim. Cosmochim. Acta 59, 1895–1900. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00073-9

Sissakian, V., Fouad, S., 2015. Geological map of Iraq, scale 1: 1000 000, 4 th edittion, 2012 11, 9–16.

Sissakian, V.K., Fouad, S.F., 2000. Geological map of Iraq. Scale 1, 0.

Sissakian, V.K., Fouad, S.F., 2012. Geological map of Iraq, scale 1: 1000000. Iraq Geol. Surv. Publ. Baghdad, Iraq.

Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. AAPG Bull.; (United States) 68:1, 31–49. https://doi.org/a10.1306/AD460963-16F7-11D7-8645000102C1865D

Spigolon, A.L.D., Lewan, M.D., de Barros Penteado, H.L., Coutinho, L.F.C., Mendonça Filho, J.G., 2015. Evaluation of the petroleum composition and quality with increasing thermal maturity as simulated by hydrous pyrolysis: A case study using a Brazilian source rock with Type I kerogen. Org. Geochem. 83–84, 27–53. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.03.001

Summons, R.E., Thomas, J., Maxwell, J.R., Boreham, C.J., 1992. Secular and environmental constraints on the occurrence of dinosterane in sediments. Geochim. Cosmochim. Acta 56, 2437–2444. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90200-3

Sweeney, J.J., Burnham, A.K., 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 74, 1559–1570. https://doi.org/10.1306/0c9b251f-1710-11d7-8645000102c1865d

ten Haven, H.L., de Leeuw, J.W., Rullkötter, J., Damsté, J.S.S., 1987. Restricted utility of the pristane/phytane ratio as a palaeoenvironmental indicator. Nature 330, 641–643. https://doi.org/10.1038/330641a0

Thompson, C.L., Dembicki, H., 1986. Optical characteristics of amorphous kerogens and the hydrocarbon-generating potential of source rocks. Int. J. Coal Geol. 6, 229–249. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0166-5162(86)90003-0

Tiab, D., Donaldson, E.C., 2004. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, Second edi. ed. Gulf Professional Publishing, New York.

Tiab, D., Donaldson, E.C., 2015. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Gulf professional publishing.

Tissot, B., Espitalie, J., 1975. L'evolution thermique de la matière organique des sédiments: applications d'une simulation mathématique. Potentiel pétrolier des bassins sédimentaires de reconstitution de l'histoire thermique des sédiments. Rev. l'Institut Fr. du Pet. 30, 743–778.

Tissot, B., Welte, D., 1984. Petroleum Formation and Occurrence, 2nd ed, Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg-New York-Tokyo. https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6_5

Tissot, B.P., Welte, D.H., 2013. Petroleum Formation and Occurrence, 2nd ed. Springer Berlin Heidelberg.

Tittman, J., 1987. 19. Geophysical Well Logging 24.

Traverse, A., 2007. Paleopalynology: Second Edition, Topics in Geobiology. Springer Netherlands.

Traverse, A., 2009. Paleopalynology: Second Edition, Topics in Geobiology. Springer

Netherlands.
Tschudy, R.H., 1961. Palynomorphs as Indicators of Facies Environments in Upper Cretaceous and Lower Tertiary Strata, Colorado and Wyoming, in: Symposium on Late Cretaceous Rocks, Wyoming and Adjacent Areas; 16th Annual Field Conference Guidebook. pp. 53–59.
Turekian, K.K., Wedepohl, K.H., 1961. Distribution of the elements in some major units of the earth's crust. Geol. Soc. Am. Bull. 72, 175–192.
Tyson, R. V, 1993. Palynofacies Analysis, Applied Micropalaeontology. Springer Dordrecht, Dordrecht. https://doi.org/10.1007/978-94-017-0763-3_5
Tyson, R. V, 1995. Sedimentary Organic Matter: Organic Facies and Palynofacies, Topics in the Earth Sciences; 8. Springer Netherlands.
Tyson, R. V, 2012. Sedimentary Organic Matter: Organic facies and palynofacies. Springer Netherlands.
Verma, A.K., Cheadle, B.A., Routray, A., Mohanty, W.K., Mansinha, L., 2014. Porosity and Permeability Estimation using Neural Network Approach from Well Log Data. GeoConvention Vis. Conf. 41276, 1–6.
Volkman, J., 2003. Sterols in microorganisms. Appl. Microbiol. Biotechnol. 60, 495–506. https://doi.org/10.1007/s00253-002-1172-8
Waples, D.W., 1985. Geochemistry in Petroleum Exploration, Tertiary Level Biology. Springer Netherlands.
Waples, D.W., 2013. Geochemistry in Petroleum Exploration, Tertiary Level Biology. Springer Netherlands.
Waples, D.W., Machihara, T., 1991. Biomarkers as Organic-Facies Indicators: Chapter 5.
Welte, D.H., Horsfield, B., Baker, D.R., 2012. Petroleum and Basin Evolution: Insights from Petroleum Geochemistry, Geology and Basin Modeling. Springer, Berlin Heidelberg.
Welte, D.H., Waples, D.W., 1973. Über die Bevorzugung geradzahliger n-Alkane in Sedimentgesteinen. Naturwissenschaften 60, 516–517.
Welte, H., Yükler, M., 1981. Petroleum origin and accummulation in basin evolution- a quantitative model. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 65, 1387–1396.
Wetzel, R., 1950. Stratigraphy of the Amadiya region. MPC. Report, INOC Library, No.
Worthington, P.F., 1993. The uses and abuses of the Archie equations, 1: The formation factor-porosity relationship. J. Appl. Geophys. 30, 215–228.
Wygrala, B., 1989. Integrated study of an oil field in the southern Po basin, northern Italy.
Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., Gardner, G.H.F., 1958. an Experimental Investigation of Factors Affecting Elastic Wave Velocities in Porous Media. Geophysics 23, 459–493. https://doi.org/10.1190/1.1438493
Wyllie, M.R.J., Rose, W.D., 1950. Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data. J. Pet. Technol. 2, 105–118. https://doi.org/10.2118/950105-G
Zeinalzadeh, A., Moussavi-harami, R., Mahboubi, A., 2015. Basin and petroleum system modeling of the Cretaceous and Jurassic source rocks of the gas and oil reservoirs in Darquain field, south west Iran. J. Nat. Gas Sci. Eng. 26, 419–426. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.041
Zhang, X., He, J., Zhao, Y., Wu, H., Ren, Z., 2017. Geochemical Characteristics and Origins of the Crude Oil of Triassic Yanchang Formation in Southwestern Yishan Slope, Ordos Basin. Int. J. Anal. Chem. 2017, 6953864.

https://doi.org/10.1155/2017/6953864
Zinszner, B., Pellerin, F.-M., 2007. A geoscientist's guide to petrophysics. Editions Technip.
Zumberge, J., Russell, J., Reid, S., 2005. Charging of Elk Hills reservoirs as determined by oil geochemistry. Aapg Bull. - AAPG BULL 89, 1347–1371. https://doi.org/10.1306/05100504003
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.

EKLER

EK-1 M/Z 191 (I) ve 217 (II) pik açıklamaları

(I) Pik *no*.	Bileşik	Kısaltmalar
Ts	18α(H),22,29,30-trisnorneohopan	Ts
Tm	17α(H),22,29,30-trisnorhopan	Tm
29	17α,21β(H)-nor-hopan	C_{29} hop
30	17α,21β(H)-hopan	Hopane
30M	17 β,21α (H)-Moretan	C_{30}Mor
31S	17α,21β(H)-homohopan (22S)	C_{31}(22S)
31R	17α,21β(H)-homohopan (22R)	C_{31}(22R)
32S	17α,21β(H)-homohopan (22S)	C_{32}(22S)
32R	17α,21β(H)-homohopan (22R)	C_{32}(22R)
33S	17α,21β(H)-homohopan (22S)	C_{33}(22S)
33R	17α,21β(H)-homohopan (22R)	C_{33}(22R)
34S	17α,21β(H)-homohopan (22S)	C_{34}(22S)
34R	17α,21β(H)-homohopan (22R)	C_{34}(22R)
35S	17α,21β(H)-homohopan (22S)	C_{35}(22S)
35R	17α,21β(H)-homohopan (22R)	C_{35}(22R)

(II) Pik *no*.	Bileşik	Kısaltmalar
a	13β,17α(H)-Diasteran 20S	Diasteran
b	13β,17α(H)- Diasteran 20R	Diasteran
c	13α,17β(H)- Diasteran 20S	Diasteran
d	13α,17β(H)- Diasteran 20R	Diasteran
e	5α,14α(H), 17α(H)- Diasteran 20S	ααα20S
f	5α,14β(H), 17β(H)- Diasteran 20R	αββ20R
g	5α,14β(H), 17β(H)- Diasteran 20S	αββ20S
h	5α,14α(H), 17α(H)- Diasteran 20R	ααα20R