

**ANKARA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**KUYU VERİLERİYLE BALUTİ FORMASYONUNUN
(MUSUL/KUZEY IRAK) ORGANİK JEOKİMYASAL
ÖZELLİKLERİNİN İNCELENMESİ**

Ali BAYRAKTAR

JEOLojİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**ANKARA
2014**

Her hakkı saklıdır

TEZ ONAYI

Ali BAYRAKTAR tarafından hazırlanan “**Kuyu Verileriyle Balutı Formasyonunun (Musul/Kuzey Irak) Organik Jeokimyasal Özelliklerinin İncelenmesi**” adlı tez çalışması 11.07.2014 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Ankara Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı’nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

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

Jüri Üyeleri :

Başkan : Prof. Dr. Erdoğan TEKİN
Ankara Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

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

Üye : Yrd. Doç. Dr. Berna YAVUZ PEHLİVANLI
Bozok Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi
Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Yukarıdaki sonucu onaylarım

Prof.Dr. İbrahim DEMİR
Enstitü Müdürü

ETİK

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

11.07.2014

Ali BAYRAKTAR

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

KUYU VERİLERİYLE BALUTİ FORMASYONUN (MUSUL/KUZEY IRAK) ORGANİK JEOKİMYASAL ÖZELLİKLERİNİN İNCELENMESİ

Ali BAYRAKTAR

Ankara Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Jeoloji Mühendisliği Anabilim dalı

Danışman: Prof. Dr. Ali SARI

Kuzey Irak Musul bölgesi civarında dağılım gösteren Baluti Formasyonu disoksik ve anoksik özellikli depolanma koşullarında çökelmiş olup, incelenen kayaçların bir örnek dışında (BT-2/2902, TOC % wt 11.45) organik karbon değerleri 0.48 – 1.90 arasında değişmekte olup ortalama % wt 0.84'dir. Petrol türeten kayaçların ortalama % wt 0.5'ten yüksek olan TOC değerleri ekonomik olarak kabul edildiğinde örneklerin orta kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir. Ayrıca incelenen örneklerin Piroliz analizleri (S_1 , S_2 , S_3 , T_{max} , PI, HI ve OI), bölgeden alınan petrol örneği için Gaz Kromatografi (GC) analizi yapılmış olup, incelenen örneklerin organik madde tipleri, organik maddenin olgunlukları ve hidrokarbon türüm potansiyelleri belirlenmiştir. Çalışılan örneklerin genel olarak kerojen tiplerinin Tip III olduğu ve gaz & bir miktar petrol üretme potansiyeline sahip oldukları belirlenmiştir. Olgunluk verileri olan T_{max} , PI (Üretim İndeksi) parametreleri neticesinde Musul civarı örneklerinin erken olgun seviyelerde oldukları tespit edilmiştir. İncelenen örneklere ait belirlenen S_1 türü hidrokarbonlara göre ise bölgede herhangi bir organik kirliliğin olmadığı tespit edilmiştir.

Temmuz 2014, 147 sayfa

Anahtar Kelimeler: Organik Jeokimya, Şeyl, HI, Kerojen, Organik Karbon, PetroMod

ABSTRACT

Master Thesis

INVESTIGATION OF ORGANIC GEOCHEMICAL PROPERTIES OF THE BALUTI FORMATION (MOSUL/NORTHERN IRAQ) WITH WELL DATA

Ali BAYRAKTAR

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

Supervisor: Prof. Dr. Ali SARI

Baluti Formation which is shown distributed around Mosul area in North Iraq is accumulated in disoxic and anoxic deposition conditions, the values of organic carbon ranged from 0.48 – 1.90 have an average 0.84 % wt except of one sample (BT-2/2902, TOC 11.45 % wt) of studied rocks. When TOC values of oil generating rocks more than 0.5 % wt were economically considered, the samples were shown a medium source rock potential. Moreover Pyrolysis analysis (S_1 , S_2 , S_3 , T_{max} , PI, HI ve OI), Gas Chromatography (GC) analysis for oil sample taken from the area were done, and organic matter types, maturities of organic matter and hydrocarbon potentials of studied samples were determined. Studied samples are generally type III kerogen and have gas and a bit of oil production potential. According to T_{max} , PI (Production Index) parameters (maturity values) samples of around Mosul were determined that they have early mature degree. Determined S_1 type hydrocarbon shows that no organic contamination is present in the area.

July 2014, 147 pages

Key Words: Organic Geochemistry, Shale, HI, Kerogen, Organic Carbon, PetroMod

TEŞEKKÜR

2011–2014 yılları arasında Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı’nda yüksek lisans tezi olarak hazırladığım bu çalışmayı yöneten ve araştırmalarımın her aşamasında bilgi, öneri ve yardımlarını esirgemeyerek akademik ortamda olduğu kadar beşeri ilişkilerde de engin fikirleriyle yetiştirme ve gelişmeye katkıda bulunan değerli danışman hocam Sayın Prof. Dr. Ali SARI (Ankara Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı)’ ya en derin teşekkürlerimi sunarım.

Kerkük’te tez çalışmam sırasında bilimsel anlamda gelişmemde önemli katkılarda bulunan, yetiştirme ve gelişmemde katkı sağlayarak beni yönlendiren ve bütün prosedür işlemlerde bana yol gösteren değerli eş danışman hocam Sayın Doç. Dr. Fawzi M.Omar ALBEYATİ (Kerkük Teknik Koleji) ’ye en derin teşekkürlerimi sunmayı bir vefa borcu bilirim.

Kuzey Irak Petrol Şirketi Jeoloji departmanında bulunan Sn. Abbas A.Musa’ya, Sn. Sabah H.Muhammed’e, Sn. Fazıl A.N. AL-NAKİB’e, Sn. Wedad N.Abdulrezzak’a, Sn. Nuher K.Cabbar’a, özellikle yazılımları kullanma ve öğretimde yardımlarını esirgemeyen kardeşim Sn. Çetin Cemal’a ve departmanda bulunan diğer arkadaşlara, çalışmam boyunca yardımlarını esirgemeyen tüm arkadaşlarıma, bu çalışmanın her aşamasında yanımda olan, çalışma boyunca birçok fedakarlık gösteren, karşılaştığım zorlukları ve sıkıntıları benimle paylaşan, başta beni yetiştirip bugünlere getiren annem Emel BAYRAKTAR, babam Aydın BAYRAKTAR, ablam Nur BAYRAKTAR, eşi Emin ALDABBAĞ ve diğer kardeşlerim Meral BAYRAKTAR, Murat BAYRAKTAR ve Esen BAYRAKTAR olmak üzere tüm aileme sonsuz şükranlarımı sunarım.

Ali BAYRAKTAR

Ankara, Temmuz 2014

İÇİNDEKİLER

TEZ ONAY SAYFASI	
ETİK	i
ÖZET	ii
ABSTRACT	iii
TEŞEKKÜR	iv
SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ	viii
ŞEKİLLER DİZİNİ	x
ÇİZELGELER DİZİNİ	xii
FOTOĞRAFLAR DİZİNİ	xiv
1. GİRİŞ	1
1.1 Çalışma Amacı.....	2
1.2 İnceleme Alanın Konumu.....	2
1.3 Materyal ve Yöntemler	4
1.3.1 Çalışılan kuyuların Log Plot 7 verileri.....	5
1.3.1.1 Gama Ray Logu (GR).....	5
1.3.1.2 Neutron Logu (CNL).....	5
1.3.1.3 Yoğunluk (Densite) Logu (FDC).....	5
1.3.1.4 Sonik logu.....	6
1.3.2 Çalışılan kuyular	6
1.3.2.1 Kuyular	6
1.3.2.1.1 Jabal Kand (J.KD-1)	6
1.3.2.1.2 Ain Zala (AZ-29).....	6
1.3.2.1.3 Butmah (BT-2).....	7
1.3.2.1.4 Butmah (BT-15)	7
1.3.2.1.5 Qara Chuq (QC-2).....	7
1.3.2.1.6 Alan (AL-1)	8
1.3.2.1.7 Alan (AL-2)	8
1.3.2.1.8 Atshan (AT-1)	9
1.3.2.1.9 İbrahim (IB-1).....	9
1.3.2.2 Ham Petrol.....	10
1.3.3 Arazi çalışmaları	10
1.3.4 Laboratuvar çalışmaları.....	10
1.3.4.1 Kayaçta yapılan incelemeler	11
1.3.4.1.1 Piroliz analizleri	11
1.3.4.1.2 Organik fasiyes incelemeleri	12
1.3.4.2 Petrolde yapılan incelemeler	15
1.3.4.2.1 Gaz kromatografi analizi (GC)	15
1.4 Önceki çalışmalar	16
2. GENEL JEOLOJİ.....	18
2.1 Bölgesel Jeoloji	18
2.2 Stratigrafi.....	23
2.2.1 Harur Formasyonu (Erken Karbonifer).....	25
2.2.2 Chia Zairi Formasyonu (Geç Permiyen).....	25
2.2.3 Mirga Mir Formasyonu (Erken Triyas)	25
2.2.4 Beduh Formasyonu (Erken Triyas).....	26

2.2.5 Geli Khana Formasyonu (Orta Triyas)	27
2.2.6 Kurra Chine Formasyonu (Geç Triyas)	27
2.2.7 Baluti Formasyonu (Geç Triyas-Resiyen).....	27
2.2.8 Butmah Formasyonu (Erken Jura)	29
2.2.9 Adaiyah Formasyonu (Erken Jura)	29
2.2.10 Mus Formasyonu (Erken Jura)	30
2.2.11 Alan Formasyonu (Erken Jura).....	30
2.2.12 Sargelu Formasyonu (Orta Jura)	31
2.2.13 Najmah Formasyonu (Geç Jura)	32
2.2.14 Barsarin Formasyonu (Geç Jura).....	32
2.2.15 Garagu Formasyonu	32
2.2.16 Alt Sarmord Formasyonu (Erken Kretase).....	33
2.2.17 Alt Qamchuqa Formasyonu (Erken Kretase)	34
2.2.18 Üst Sarmord Formasyonu (Erken Kretase)	34
2.2.19 Üst Qamchuqa Formasyonu (Erken Kretase).....	34
2.2.20 Jawan Formasyonu (Erken Kretase)	35
2.2.21 Mauddud Formasyonu (Erken Kretase).....	35
2.2.22 Dokan Formasyonu (Geç Kretase)	36
2.2.23 Ahmadi Formasyonu (Geç Kretase).....	36
2.2.24 Rumaila Formasyonu (Geç Kretase).....	36
2.2.25 Mishrif Formasyonu (Geç Kretase).....	37
2.2.26 Khasib Formasyonu (Geç Kretase)	37
2.2.27 Tanuma Formasyonu (Geç Kretase)	38
2.2.28 Sa'di Formasyonu (Geç Kretase).....	38
2.2.29 Mushorah Formasyonu (Geç Kretase).....	38
2.2.30 Hartha Formasyonu (Geç Kretase)	39
2.2.31 Shiranish Formasyonu (Geç Kretase)	39
2.2.32 Aqra Formasyonu (Geç Kretase).....	39
2.2.33 Aaliji Formasyonu (Paleosen)	40
2.2.34 Kolosh Formasyonu (Paleosen).....	41
2.2.35 Sinjar Formasyonu (Paleosen – Erken Eosen)	41
2.2.36 Khurmala Formasyonu (Paleosen–Erken Eosen).....	41
2.2.37 Avanah Formasyonu (Orta Eosen).....	42
2.2.38 Gercus Formasyonu (Orta Eosen).....	42
2.2.39 Pila Spi Formasyonu (Geç Eosen)	42
2.2.40 Jaddala Formasyonu (Orta–Geç Eosen).....	43
2.2.41 Fırat Formasyonu (Geç–Erken Miyosen)	44
2.2.42 Jeribe Formasyonu (Erken Miyosen).....	44
2.2.43 Alt Fars Formasyonu (Orta Miyosen).....	41
3. YERALTI JEOLJİSİ.....	45
3.1 Gama Ray Logu (GR).....	45
3.2 Neutron Logu (CNL).....	45
3.3 Yoğunluk (Densite) Logu (FDC).....	46
3.4 Sonik Logu	46
3.5 Kuyular	47
3.5.1 Butmah (BT–15) kuyusu	47
3.5.2 Qara Chuq (QC–2) kuyusu	54
3.5.3 Ain Zala (AZ–29) kuyusu	58

3.5.4 Jabal Kand (JK–1) kuyusu.....	61
4. ORGANİK JEOKİMYASAL İNCELEMELER	68
4.1 Organik Maddece Zengin Sedimanlar	68
4.2 Organik Jeokimyasal Analizlerin Uygulanması ve Yorumu	69
4.2.1 Karot/Kırıntı örneklerine ait piroliz analizleri	70
4.2.1.1 Toplam organik karbon miktarı (TOC)	72
4.2.1.2 Organik madde tipi	75
4.2.1.3 Organik maddenin ısısal olgunluğu.....	82
4.2.1.4 Hidrokarbon üretme potansiyeli	91
4.2.1.5 Organik fasiyes incelemeleri	102
4.2.2 Gaz kromatografi incelemeleri	105
5. JEOLÖJİK MODELLEME.....	113
5.1 Tartışma	125
5.1.1 Gömülme tarihçesi	125
5.1.2 Vitrit yansıma indeksi Ro%	126
5.1.3 Sıcaklık, termal iletkenlik ve basınç	127
5.1.4 Dönüşüm oranı	128
6. TARTIŞMA ve SONUÇLAR.....	129
KAYNAKLAR	136
ÖZGEÇMİŞ.....	147

SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ

µsec	Mikrosaniye
%	Yüzde
C	Karbon
CNL	Neutron Logu
CO	Karbon monooksit
CO ₂	Karbon dioksit
FDC	Yoğunluk Logu
g	Gram
H	Hidrojen
H/C	Hidrojen/Karbon
HC	Hidrokarbon
km	Kilometre
m	Metre
mg	Miligram
N	Azot
Ni	Nikel
O	Oksijen
O/C	Oksijen/Karbon
°C	Santigrad derece
Ph	Fitan (Phytane)
ppm	Parts per million
Pr	Pristan (Pristane)
Ro	Vitrinit yansıması
S	Kükürt
S1/TOC	Bitümen indeks
S2/S3	Hidrokarbon indeksi
Tmax	Maksimum sıcaklık
V	Vanadyum

Kısaltmalar

BGB	Batı, Güney Batı
CPI	Karbon tercih indeksi (Carbon Preference Index)
DKD	Doğu, Kuzey Doğu
GB	Güney Batı
GC	Gaz Kromatografi (Gas Chromatography)
GD	Güney Doğu
GR	Gama Ray
HI	Hidrojen İndeks
KB	Kuzey Batı
KD	Kuzey Doğu
MPS	Musul Petrol Sahası
NOC	Kuzey Irak Petrol Şirketi (North Oil Company)
OI	Oksijen İndeks
OM	Organik Madde
PC	Piroliz edilebilen karbon
PI	Üretim İndeksi (Production Index)
PY	Potansiyel Verim (Potential Yield)
RC	Razidüel Karbon
RTKB	Rotary Table Kelly Boshing
TOC	Toplam organik karbon
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TR	Dönüşüm Oranı (Transformation Ratio)
UV	Ultraviolet radiation (mor ötesi ışınları)

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1 Çalışma sahasını gösteren Kuzey Irak haritası (Othman 1990).....	3
Şekil 1.2 Geç Triyas sediman dağılımı gösteren Irak haritası (Jassim ve Goff 2006).....	4
Şekil 1.3 Organik fasiyesler ve çökelme ortamları arasındaki ilişkinin şematik gösterimi (Altunsoy ve Özçelik 1993).....	13
Şekil 2.1 Irak'ın jeoloji haritası Türkçeleştirilmiş (Jassim vd. 1987)	20
Şekil 2.2 Irak'ın yapısal kuşakları Türkçeleştirilmiş (Jassim vd. 1987)	21
Şekil 2.3 Irak ve çevre ülkelerin stratigrafik korelasyonu	23
Şekil 2.4 Geç Permiyen-Liyas büyük sekansların stratigrafik korelasyonu (Jassim vd. 2006).....	26
Şekil 2.5 Jura büyük sekansların stratigrafik korelasyonu	31
Şekil 2.6 Jura-Kretase büyük sekansların stratigrafik korelasyonu	33
Şekil 2.7 Kretase-Paleosen büyük sekansların stratigrafik korelasyonu.....	37
Şekil 2.8 Tersiyer büyük sekansların stratigrafik korelasyonu	40
Şekil 2.9 Tersiyer-Kuvaterner büyük sekansların stratigrafik korelasyonu.....	43
Şekil 3.1 Butmah–15 kuyusunun litolojik fasiyesi	54
Şekil 3.2 Qara Chuq–2 kuyusunun litolojik fasiyesi.....	58
Şekil 3.3 Ain Zala–2 kuyusunun litolojik fasiyesi.....	61
Şekil 3.4 Jabal Kand–1 kuyusunun litolojik fasiyesi	65
Şekil 3.5 Baluti formasyonun (Ain Zala–29, Butmah–2, Jabal Kand–1 ve Qara Chuq–2) kuyularına göre korelasyon.....	67
Şekil 4.1 Karbon çevrimi (http://www.disc.sci.gsfc.nasa.gov 2012).....	68
Şekil 4.2 Organik madde korunumu (Arthur ve Sageman 1994'den türkçeleştirilmiştir)	69
Şekil 4.3 Bölgeye ait örneklerin derinlikle ilişkilendirilmiş TOC içeriğindeki değişimlerine bağlı kaynak kaya gelişimi (Maky ve Ramadan 2008).....	74
Şekil 4.4 Koloni halindeki algler, <i>Botryococcus braunii</i> , İskoçya Permiyen'i mikroskopik görüntüsü (Durand 1980)	75
Şekil 4.5 Süngerimsi organik madde, Avustralya Kretase'si mikroskopik görüntüsü (Durand 1980)	76
Şekil 4.6 Odunsu kalıntı, Kuzey Tersiyer'i mikroskopik görüntüsü (Durand 1980).....	76
Şekil 4.7 Tip IV Kerojen mikroskopik görüntüsü (Durand 1980)	77
Şekil 4.8 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HI–OI diyagramındaki konumları (Éspitalié vd. 1977)	79
Şekil 4.9 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HI–Tmax diyagramındaki konumları (Hunt 1995, Mukhopadhyay vd. 1995)	80
Şekil 4.10 Kuzey Irak Musul bölgesine ait kayaç örneklerinin HI sınır değerleriyle ilişkilendirilmiş S ₂ – TOC grafiğindeki konumları (Langford ve Blanc–Valleron 1990).....	80
Şekil 4.11 İncelenen örneklerin derinlik (m) ile ilişkilendirilmiş T _{max} (°C) değerlerine göre olgunlukları.....	86
Şekil 4.12 İncelenen örneklerin derinlikle (m) ilişkilendirilmiş üretim indeksi diyagramı	88
Şekil 4.13 İncelenen örneklerin derinlikle (m) ilişkilendirilmiş S ₂ /S ₃ grafiği	90
Şekil 4.14 İncelenen örneklerin PI – T _{max} (°C) diyagramındaki konumları (Ghori 2000)	90

Şekil 4.15 İncelenen örneklerle ait kalınlıkla ilişkilendirilmiş S_1/TOC (bitümen indeks) diyagramı (Hunt 1996'dan değiştirilerek)	93
Şekil 4.16 İncelenen örneklerin S_2 ve TOC değerlerine dayanan kaynak kaya potansiyelleri (Ghori 2000).....	94
Şekil 4.17 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HI (mg HC/g kaya) – TOC (wt %) diyagramına göre konumları, değiştirilerek (Jackson vd. 1985)	96
Şekil 4.18 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HC (ppm) – TOC (wt %) diyagramına göre konumları (Wehner, 1989)	97
Şekil 4.19 İncelenen örneklerin PY–TOC diyagramındaki konumları (Ghori 2002)	99
Şekil 4.20 Bölgeye ait karot/kırıntı örneklerinin S_1 (mg HC/ g kaya) – TOC (wt %) diyagramındaki konumları (Hunt, 1995)	99
Şekil 4.21 İncelenen örneklerin RC (%) – TOC (%) diyagramındaki konumları (English vd. 2004)	100
Şekil 4.22 İncelenen örneklerin PC (%) – TOC (%) diyagramındaki konumları	101
Şekil 4.23 Bitki kalıntısı, organik kayaç mikroskopik görüntüsü (İrlanda Liyas'ı Durand 1980).....	105
Şekil 4.24 Psilophytale sporu, Emphanisporites, Libya Alt Devoniyen'i mikroskopik görüntüsü (Durand 1980)	105
Şekil 4.25 SF-43 petrol örneğine ait gaz kromatogramı	106
Şekil 4.26 İncelenen SF-43 petrol örneğini paleoredoks işaretçilerine göre değerlendirmesini gösteren grafik (Kholodov ve Nedumov 1991, Hatch ve Leventhal 1992, Jones ve Manning 1994, Wignall 1994, Kimura ve Watanabe 2001).....	108
Şekil 4.27 İncelenen örneğin S (%) – Pr / Ph diyagramındaki konumu (Chung vd. 1992)	109
Şekil 4.28 İncelenen örneklerin Pr/Ph – CPI diyagramındaki konumları (Akinlua ve Smith 2009)	111
Şekil 4.29 İncelenen petrol örneğinin olgunlaşma düzeyi ile ilişkilendirilmiş Pr/Ph–CPI diyagramındaki konumu (Akinlua vd. 2007'den değiştirilerek)	111
Şekil 4.30 İncelenen örneklerinin Pr/n–C17–Ph/n–C18 diyagramındaki konumları (Petersen vd. 2001).....	112
Şekil 5.1 Baluti Formasyonun modelleme şeması	114
Şekil 5.2 (AL–1) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	116
Şekil 5.3 (AL–2) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	117
Şekil 5.4 (AT–1) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	118
Şekil 5.5 (BT–2) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	119
Şekil 5.6 (BT–15) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	120
Şekil 5.7 (JK–1) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	121
Şekil 5.8 (QC–2) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	122
Şekil 5.9 (AZ–29) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	123
Şekil 5.10 (IB–1) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri	124
Şekil 5.11 (BT – 2 ve QC – 2) Kuyuları için HC dönüşüm oranı modeli.....	128

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 1.1 Organik fasiyeslerin genelleştirilmiş mikroskobik ve jeokimyasal karakteristiklerinin özeti (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987).....	14
Çizelge 1.2 Organik fasiyesler ve ortamsal faktörler arasındaki ilişki (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987).....	15
Çizelge 2.1 Formasyonların kuyulardaki konumları.....	24
Çizelge 3.1 Butmah–15 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri.....	48
Çizelge 3.2 Qara Chuq–2 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri.....	55
Çizelge 3.3 Ain Zala–29 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri	59
Çizelge 3.4 Jabal Kand–1 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri	62
Çizelge 3.5 Baluti formasyonun kuyulardaki üst ve alt sınır derinlikleri	66
Çizelge 4.1 Musul bölgesine ait Butmah–2 ve Qara Chuq–2 kuyularının karot/kırıntı örneklerinin Rock-Eval Piroliz Analizi sonuçları.....	71
Çizelge 4.2 Çeşitli araştırmacılara göre TOC sınır değerleri ve kaynak kaya petrol potansiyeli sınıflaması	72
Çizelge 4.3 Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin TOC > 0.5 Rock-Eval Piroliz Analizi sonuçları	73
Çizelge 4.4 Kuzey Irak Musul bölgesi karot/kırıntı örneklerine ait toplam organik madde miktarları ve kaynak kaya potansiyelleri	73
Çizelge 4.5 Kerojen tiplerinin kaynağı ve karakteristikleri (Wignall 1994, Potter vd. 2005)	77
Çizelge 4.6 Peters ve Cassa'ya (1994) göre HI sınır değerlerine ilişkin kerojen ve HC tipleri	78
Çizelge 4.7 İncelenen örneklerin HI değerlerine göre kerojen ve hidrokarbon tipleri.....	79
Çizelge 4.8 S ₂ /S ₃ parametresine göre organik madde tipi (Peters ve Cassa 1994)	81
Çizelge 4.9 Bölgeye ait örneklerin S ₂ /S ₃ parametresine göre kerojen tipleri (Peters ve Cassa 1994).....	81
Çizelge 4.10 Çeşitli araştırmacılara göre olgunlaşma dereceleri (Éspitalié vd. 1984, Éspitalié vd. 1985, Peters ve Cassa 1994).....	84
Çizelge 4.11 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin T _{max} (°C) değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma dereceleri (Éspitalié vd. 1985).....	85
Çizelge 4.12 Üretim İndeksi (PI) sınır değerlerine göre olgunlaşma düzeyi (Peters ve Cassa, 1994).....	87
Çizelge 4.13 İncelenen örneklerinin PI değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma düzeyleri (Peters ve Cassa 1994).....	87
Çizelge 4.14 S ₂ /S ₃ parametresine göre organik maddenin olgunlaşma seviyesi ve hidrokarbon potansiyeli (Peters 1986 ve Clementz vd. 1979).....	88
Çizelge 4.15 Kuzey Irak Musul bölgesine ait taş örneklerinin S ₂ /S ₃ değerleri ve buna ilişkin HC potansiyelleri	89
Çizelge 4.16 Kaynak kayaların petrol potansiyelini belirlemede kullanılan TOC (wt %) miktarları ve S ₁ , S ₂ hidrokarbon değerleri (Peters ve Cassa 1994)	92
Çizelge 4.17 İncelenen örneklerin S ₁ (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa 1994).....	93

Çizelge 4.18 İncelenen örneklerin S_2 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa 1994).....	94
Çizelge 4.19 S_2/S_3 parametresine göre organik maddenin hidrokarbon tipi (Peters 1986 ve Clementz vd. 1979).....	95
Çizelge 4.20 Bölgeye ait örneklerin S_2/S_3 parametresine göre hidrokarbon tipleri (Clementz vd. 1979, Peters 1986).....	95
Çizelge 4.21 Jenetik potansiyel ile kaynak kaya potansiyeli arasındaki ilişki (Tissot ve Welte 1978)	98
Çizelge 4.22 İncelenen örneklerin Jenetik Potansiyel değerleri ve buna ilişkin kaynak kaya potansiyelleri	98
Çizelge 4.23 Musul bölgesine ait incelenen örneklerin % RC değerleri	100
Çizelge 4.24 Bölgeye ait örneklerin % PC değerleri	101
Çizelge 4.25 Musul civarı bölgesine ait kırıntı/karot örneklerinin piroliz verileri	102
Çizelge 4.26 Organik fasiyeslerin genelleştirilmiş mikroskobik ve jeokimyasal karakteristiklerinin özeti (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987).....	103
Çizelge 4.27 Organik fasiyesler ve ortamsal faktörler arasındaki ilişki (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987).....	104
Çizelge 4.28 Musul bölgesine ait örneğin Pr/Ph değeri ve buna ilişkin redoks koşulu	107
Çizelge 4.29 Paleoredoks ortam işaretçileri.....	108
Çizelge 4.30 Musul bölgesi SF-43 petrol örneğinin ortalama değeri ve buna göre depolanma ortamının redoks koşulu.....	108
Çizelge 4.31 İncelenen örneklerin Pr/Ph ve % S değerleri.....	109
Çizelge 4.32 Karasal bitkiler ve denizel organizmalarda CPI'nın değerlendirmesi (Bray ve Evans 1961, Koons vd. 1965).....	110
Çizelge 4.33 İncelenen örnek için hesaplanan CPI değerleri.....	110
Çizelge 4.34 SF-43 petrol örneği için gaz kromatografi parametreleri.....	112
Çizelge 5.1 havza modelleme parametreleri	126

FOTOĞRAFLAR DİZİNİ

Foto 1.1 Rock-Eval VI cihazı	11
Foto 1.2 Agilent 6850 gaz kromatografi cihazı	15
Foto 1.3 Agilent 5975C gaz kromatografi ve kütle spektrometre cihazı	16

1. GİRİŞ

Sedimanter kayaçlar, özellikle yüksek oranda şeyl, killi kireçtaşı vb, içerdikleri organik madde (OM) en önemli unsurlarından biridir. Organik madde sedimanter havzalarda üretilen petrol ve gazın öncüsüdür. Sedimanter kayaçlardaki organik madde organik kimyacılar tarafından farklı metotlarla geniş bir şekilde incelenmiştir: birincisi normal ince kesitler içinde tanımlanabilir ve diğer bileşenleri ayırt edilebilir, ama bunun nedeni çoğunlukla açıklayıcı olarak ele alınamaz. İkincisi, palinolojik ince kesitlerden, örneğin çözünmemiş OM ekstrak edilip ince kesit yapılması. Bu tür bir araştırma sistematik palinolojide palinofasiyes ve paleoortam çalışmaları için çok hassastır. Üçüncüsü, organik petroloji; sedimanter organik maddenin kökeni, oluşumu, yapısı ve tarihi ile ilgilenir (Taylor vd. 1998).

OM'nin petrolojik incelemesi en iyi yöntem olup, normal yüksek ışık, UV veya mavi ışık kullanarak, cilalı bölümlerden geçmesidir. Bu yöntem, kömür maserallerin içyapısını özellikle bitki artıkları ile olanları, ayrıca çok zengin OM şeyl ve kireçtaşı için de, tanımlama, sınıflandırma ve gözlemlemek için mükemmeldir. Son yöntem organik jeokimyasal çalışmalarıdır. Organik jeokimya, organizma ve tek-yaşamlı organizmaların yeryüzünde sahip oldukları etkileri ve süreçleri incelemektedir. Organik jeokimya, karbon halkaları, iklim değişikliği ve okyanus süreçlerini anlamak için güncel sedimanları ve petrolün jeokimyasal kökenini ve kaynağını anlamak için eski sedimanları inceler. Petrol jeokimyası, petrolün kökeni, göçü, birikimi ve alterasyonu (petrol ve gaz) incelemek için kimya ilkelerin uygulaması olup ve bu bilgiyi petrolün keşfi ve çıkarılmasında kullanmaktır (Hunt 1996).

Bu çalışmada Irak'ta Baluti formasyonu içindeki OM organik jeokimyasal yöntemler ile detaylı olarak incelendi. Bu yöntemi kullanın veya bu yöneme odaklanmanın arkasındaki nedenler:

1. Bu yöntem, kaynak kaya ve petroldeki OM bileşiklerin yapısını belirlemede olanak sağlar bundan dolayı ikisinin arasında korelasyon amacıyla kullanılır. Aynı zamanda organik bileşiklerin detaylı incelemesi OM'nin kökeni, dağılımı ve olgunlaşma aşamasının daha iyi anlaşılması ve değerlendirilmesini sağlar. Baluti Formasyonunun

yaşı Resiyen olarak belirlenmiştir (Bellen vd. 1959). Bugüne kadar Baluti formasyonunun organik jeokimyası ile ilgili ayrıntılı bir çalışma yoktur.

2. Bu kaya biriminin seçilmesinin arkasındaki diğer nedeni OM zenginleştirmesi için iyi bir litolojik göstergesi olmasıdır. Jeolojik olarak kaya biriminin yaşı, Geç Triyas ve Erken Jura'dır ve sedimanter kayalarda OM zenginleşmesi için altı önemli dönemden biridir (Huc 1990, Beydoun 1998) ve tüm petrol kaynak kayalarının yaklaşık % 60 bu çağın çökellerinden oluşmaktadır (Kessels vd. 2003).

1.1 Çalışma Amacı

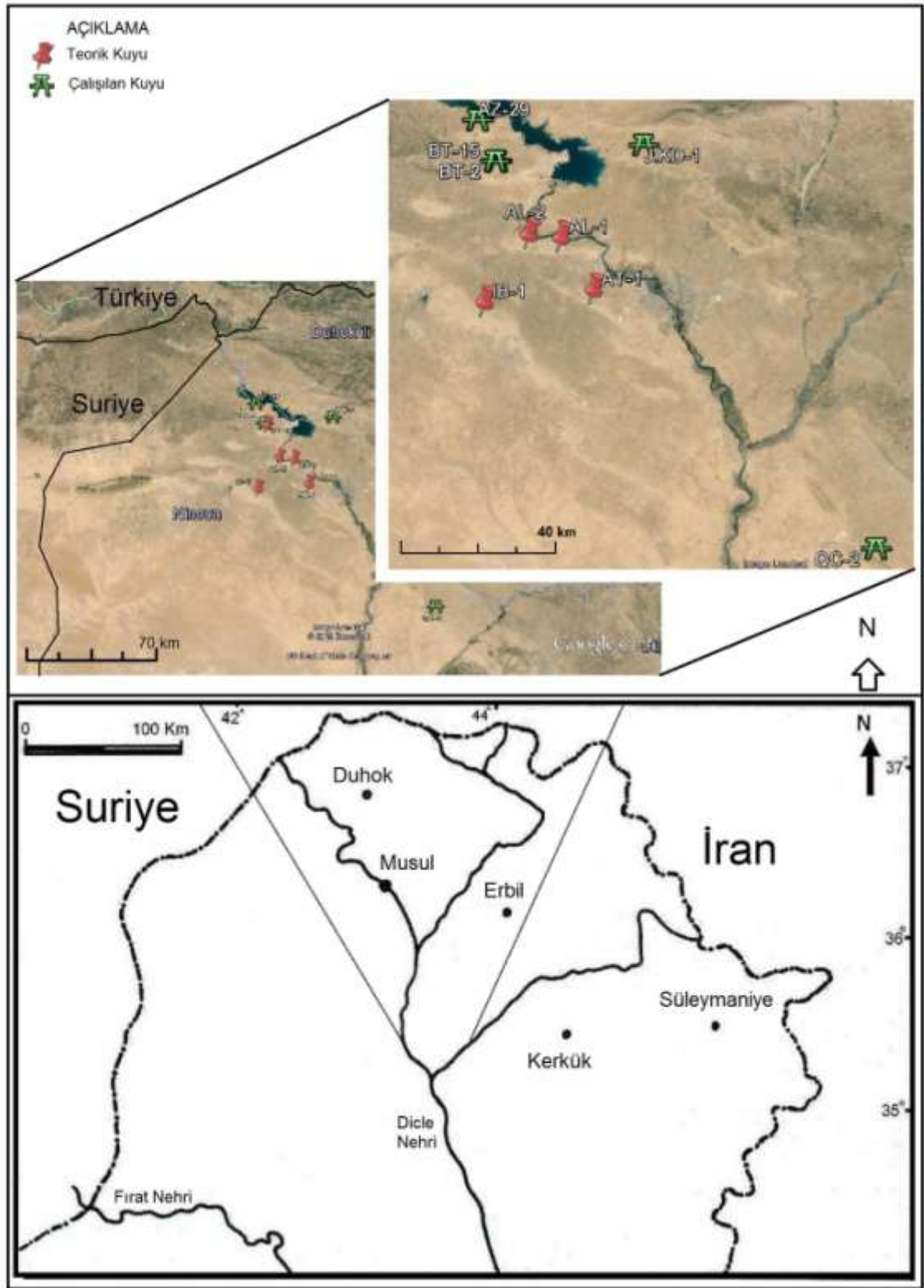
Bu çalışmanın temel amaçları şunlardır:

1. Baluti Formasyonu'nun hidrokarbon potansiyelinin belirlenmesi.
2. Çalışma bölgesinden alınan petrol örneğinin değerlendirilmesi.
3. Bu petrolerin kökenini anlamaya yönelik bazı biyomarkerleri kullanarak petrol–kaynak kaya korelasyonların uygulanması.

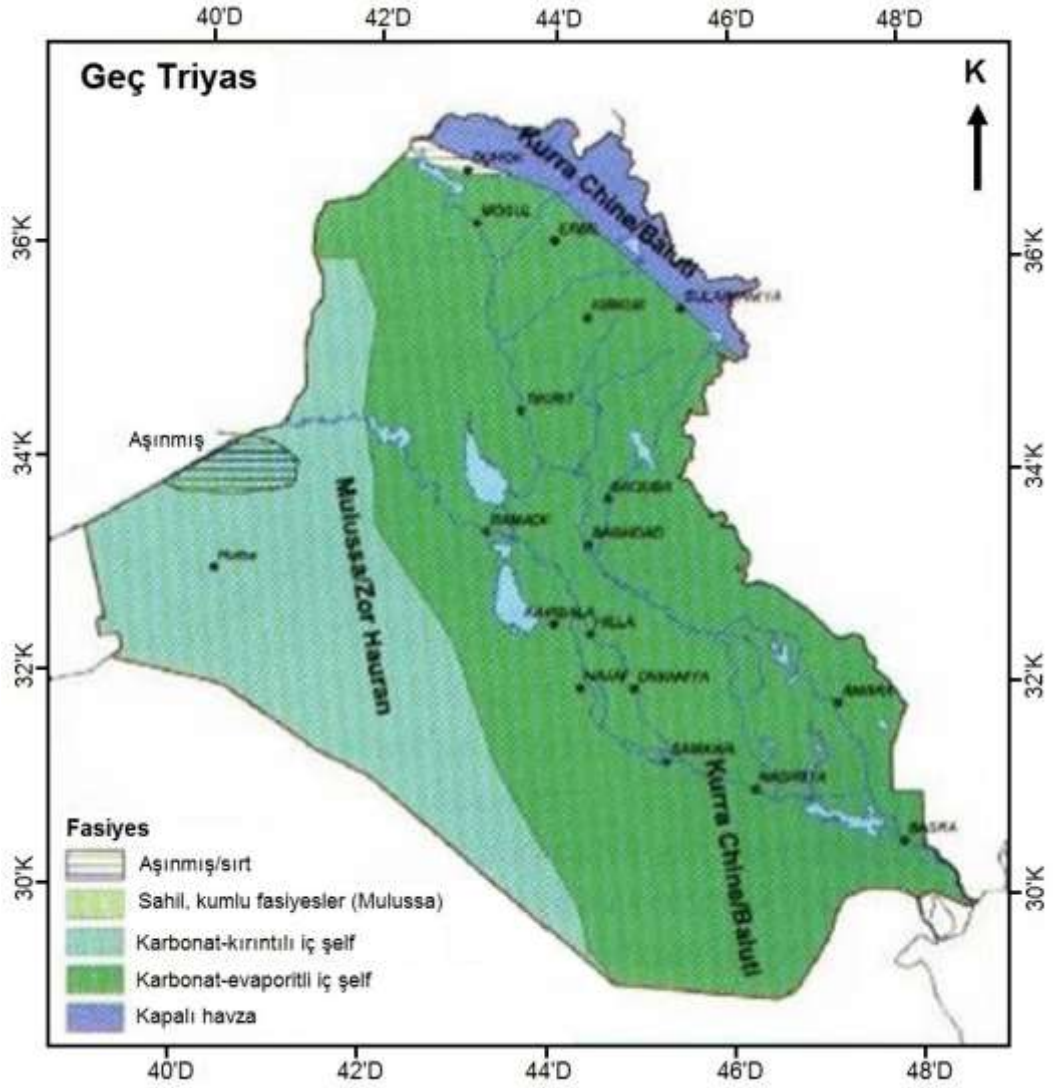
1.2 İnceleme Alanın Konumu

Baluti Formasyonunu detaylı incelemek için dokuz kuyu seçildi (Şekil 1.1). Formasyonun yeniden–incelenmesi stratigrafi, sedimantoloji ve jeokimya bakışı açısından depolanma koşulları ve hidrokarbon potansiyelini daha iyi anlamak için yardımcı olacaktır. Geç Triyas–Erken Jura harita paliofasiyes dağılımı, Baluti Formasyonunun Kurra Chine ve Mulussa Formasyonu ile ilişkilerini gösterir (Şekil 1.2). Baluti formasyonunun bölgesel dağılımı tamamen çözülmemiş olup, ileride ayrıntılı sedimantolojik araştırmalar gerekecektir.

Bölgede açılan kuyular, 1950'li yıllardan beri Irak Ulusal Petrol Şirketi ve Ulusal Arama Şirketi tarafından incelenmiştir.



Şekil 1.1 Çalışma sahasını gösteren Kuzey Irak haritası (Othman 1990)



Şekil 1.2 Geç Triyas sediman dağılımı gösteren Irak haritası (Jassim ve Goff 2006)

1.3 Materyal ve Yöntemler

Kerkük'te bulunan Kuzey Irak Petrol Şirketi'nden (NOC) Üst Triyas ve Erken Jura yaşlı Jeoloji departmanından Baluti formasyonuna ait (20) adet kırıntı/karot örneği alındı. Ayrıca şirketin bünyesinde bulunan Petrol departmanından da çalışma sahasına ait (1) adet ham petrol numunesi, tezimizin çalışma materyallerini oluşturmuştur.

Arazi ve laboratuvar da elde edilen veriler iki aşamada değerlendirildi. Birincisi veri hazırlama, ilgili kuyulara ait logların Didger 3 programı ile rakamlara çevrilmesi ve Log Plot 7 programı ile dizayn edilmesi. İkincisi elde edilen verilerin Excel programı ile

işlenmesidir. Ayrıca verilerin değerlendirilmesi ve yorumlanmasına yönelik çalışma alanı ile ilgili ulusal ve uluslar arası çeşitli literatürün taranması literatür bilgilerinin toplanması, arazi ve laboratuvar çalışmalarından elde edilen sonuçların yorumlanması, elde edilen verilerin çizelge ve şekillere aktarılarak yorumlamaların yapılması ve tez yazım aşaması büro çalışmalarını kapsamaktadır.

1.3.1 Çalışılan kuyuların Log Plot 7 verileri

İlgili kuyuların alınan log bilgileri Digder 3 programı ile işlendikten sonra Log Plot 7 programı ile dizayn edilmesini içerir. Kullanılan log bilgileri aşağıda yer almaktadır:

1.3.1.1 Gama Ray Logu (GR)

Gama ray logu formasyonun doğal radyoaktivitesini ölçer. Radyoaktif elementler genellikle şeyl ve killer içinde konsantre olduğu için sedimanter kayalarda formasyondaki şeyl miktarını yansıtır. Sedimanter kayalarda OM zenginliğinin bir göstergesidir.

1.3.1.2 Neutron Logu (CNL)

CNL (Compensated Neutron Log) logu temelde formasyon içine yüksek enerjili neutronlar gönderen bir kaynak ve bir formasyon içinde hidrojen atomlar ile çarpışarak enerji kaybeden bu neutronları sayan bir detektörden ibarettir. Neutron porozitesi formasyonun içerdiği hidrojen atomu yoğunluğu ile doğru orantılıdır.

1.3.1.3 Yoğunluk (Densite) Logu (FDC)

Yoğunluk logu temelde porozite bulunmasında kullanılır. Prensipte formasyon içine orta enerjili gamma ışınları gönderen bir kaynak ve bir çift detektörden ibarettir. FDC (Formation Density Compansenated) logundan formasyonun elektron yoğunluğu ölçülür.

1.3.1.4 Sonik loğu

En basit şekliyle, sonik aleti ses sinyalleri üreten bir kaynak ile bu sinyali formasyondan dönerken kaydeden bir alıcıdan ibarettir. Toplam gözeneği hesaplamak için kullanılır.

1.3.2 Çalışılan kuyular

Çalışma bölgesinden seçilen kuyular ve sahadan alınan petrol örneği aşağıda verilmiştir.

1.3.2.1 Kuyular

1.3.2.1.1 Jabal Kand (J.KD–1)

Kuzey Petrol Şirketi (NOC) tarafından 1981’de açılmış bir kuyudur. Baluti Formasyonu 54m kalınlıkta olup 2909 m’den 2963 m derinlik aralığı ile şeyl ve dolomitden oluşmaktadır. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile üst kontağı koyu renkli dolomitten oluşan Butmah Formasyonu ile ilişkilidir (NOC, 1981). Formasyonun alt kısmı üst kısmından daha fazla şeyl içerir.

Lokasyon:

Yükseklik: 406m RTKB

D	43° 04' 58.1327"	veya	D 328663	K 4059488
K	36° 39' 56.1126"			

1.3.2.1.2 Ain Zala (AZ–29)

Bu kuyuda Baluti Formasyonunun kalınlığı 41m olup 3484 – 3525m derinlik aralığındadır. Formasyon koyu kahverengi dolomit ve şeyl–marn araldanmasından oluşmaktadır. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile, üst kontağı Butmah Formasyonu ile ilişkilidir.

Lokasyon:

Yükseklik: 476.7m RTKB

D	42° 36' 17.7430"	veya	D 286130652	K 4067743395
---	------------------	------	-------------	--------------

K 36° 43' 52.8043"

1.3.2.1.3 Butmah (BT-2)

Musul Petrol Sahası'nın (MPS), KB Irak, en eski kuyularından bir tanesi olup 20 Aralık 1951'de Kuzey Petrol Şirketi (NOC) tarafından kazılmıştır. Bu kuyuda Baluti Formasyonunun kalınlığı 78.5 m olup 2902.5 m ile 2981 m derinlik aralığında görülür. Formasyon rekristalize kireçtaşı ve genellikle koyu, killi, yer yer anhidritik şeylden oluşmaktadır. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile, üst kontağı ise Butmah Formasyonu ile ilişkilidir.

Lokasyon:

Yükseklik: 577.7m RTKB

D 42° 39' 32.7153"

veya

D 290709

K 4057035

K 36° 38' 9.2426"

1.3.2.1.4 Butmah (BT-15)

Kuyu Butmah yükselim (ana) yapısının batısında bulunan kuzey blokun yanında yer almaktadır. 6 Eylül 1984'te Kuzey Petrol Şirketi tarafından Musul Petrol Sahasında (MPS) kazılan bir kuyudur. Bu kuyuda Baluti Formasyonunun tahmini kalınlığı 118.8m olup 2668.5 m ile 2790 m derinlik aralığında görülür. Formasyon kahverengi dolomit ve ara ara anhidritten oluşur. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile, üst kontağı Butmah Formasyonu ile ilişkilidir.

Lokasyon:

Yükseklik: 588m RTKB

D 42° 39' 15.4318"

veya

D 290279

K 4057017

K 36° 38' 8.3184"

1.3.2.1.5 Qara Chuq (QC-2)

Bu kuyuda Baluti Formasyonunun kalınlığı 59 m olup 2491 m ile 2550 m derinlik aralığındadır. Bu kuyuda Baluti Formasyonunun yeşil şeylerden oluşan gerçek fasiyesi

görülmedi. sondajda Formasyonun renginin koyu kahveden siyaha değişen şeylli kireçtaşı ve şeylden oluştuğu görüldü. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile, üst kontağı Butmah Formasyonu ile ilişkilidir.

Lokasyon:

Yükseklik: 799m RTKB

D 43° 43' 0.4138"

veya

D 383941

K 3954033

K 35° 43' 24.3671"

1.3.2.1.6 Alan (AL-1)

Musul Petrol Sahası'nın (MPS), KB Irak, en eski kuyularından bir tanesi olup 13 Aralık 1954 Kuzey Petrol Şirketi (NOC) tarafından kazılmıştır. Bu kuyuda Baluti Formasyonunun kalınlığı 69 m olup 2208 m ile 2277 m derinlik aralığındadır. Bu Formasyon tip kesitten ağırlıklı şeyl ve ardalanmalı kireçtaşı ve dolomit olarak tanımlandı. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile bağlı olup ve üst kontağı Butmah Formasyonu ile bağlıdır.

Lokasyon:

Yükseklik: 373.78m RTKB

D 42° 49' 36.2143"

veya

D 305264

K 4037433

K 36° 27' 44.6451"

1.3.2.1.7 Alan (AL-2)

Musul Petrol Sahası'nın (MPS), KB Irak, en eski kuyularından bir tanesi olup 11 Haziran 1960 Kuzey Petrol Şirketi (NOC) tarafından kazılmıştır. Bu kuyuda Baluti Formasyonunun kalınlığı 28.3 m olup 2291.5 m ile 2319.8 m derinlik aralığındadır. Formasyonun üstü, bazal dolomit Butmah Formasyonun altında ardalanmalı şeyl olarak görülür. Litolojik oluşumu ince rekristalize kireçtaşı, anhidrit ve kalkerli şeylden oluşur. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile bağlı olup ve üst kontağı Butmah Formasyonu ile bağlıdır.

Lokasyon:

Yükseklik: 372.2m RTKB

D 42° 44' 1.2096"
K 36° 28' 14.4605"

veya

D 296946

K 4038544

1.3.2.1.8 Atshan (AT-1)

Bu kuyuda Baluti Formasyonunun kalınlığı 56 m olup 1928 m ile 1984 m derinlik aralığındadır. Fakat bu kuyuda Baluti Formasyonunun ne üstü ne de altı arasında, Butmah No.2 ve Qalian kalınlıklarıyla karşılaştırıldığında rastgele seçilmiş aynı formasyon kısmından, güçlü korelasyon mümkün olmadığı görülür. Formasyon kristalize, kısmen detrital, kireçtaşı, kısmen oolitlik, kalkerli şeyl ile iç içe, şeyli kireçtaşı, dolomitik çizgiler ve yaygın anhidritten oluşur. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile bağlı olup ve üst kontağı Butmah Formasyonu ile bağlıdır.

Lokasyon:

Yükseklik: 456m RTKB

D 42° 55' 0.2097"

veya

D 313038

K 4023756

K 36° 20' 26.6227"

1.3.2.1.9 Ibrahim (IB-1)

Musul Petrol Sahası'nın (MPS), KB Irak, en eski kuyularından bir tanesi olup 17 Ekim 1956 Kuzey Petrol Şirketi (NOC) tarafından kazılmıştır. Bu kuyuda Baluti Formasyonunun kalınlığı 51 m olup 2625 m ile 2676 m derinlik aralığındadır. Bu kuyuda Baluti Formasyonu üst kontağındaki Butmah Formasyonu ile geçişli görünür. Bu Formasyon burada gri marn, marnlı kireçtaşı ile alt anhidrit ve buff dolomitize kireçtaşı ile gösterilir. Yumuşak anhidrit 21 m altında oluşmuş olup anhidrit ve bitüm ile dolan sert marnlı kireçtaşı ve dolomitik kireçtaşı ile iç içedir. Alt kontağı Kurra Chine Formasyonu ile bağlı olup ve üst kontağı Butmah Formasyonu ile bağlıdır.

Lokasyon:

Yükseklik: 456m RTKB

D 42° 36' 10.7951"

veya

D 284812

K 4021737

K 36° 18' 59.9317"

1.3.2.2 Ham Petrol

Ham petrol aşağıda verildiği gibi bir kuyudan alınmıştır:

Sfayya-43 (SF-43): (NOC, 2013)

Petrol örneği çalışma sahamız içerisinde yer alan 1792m derinlikte Gir Bir Formasyonundan alınmıştır.

Lokasyon:

D 42° 19' 16.0122" veya D 261 359.82 K 4088 980.56
K 36° 54' 59.9881"

1.3.3 Arazi çalışmaları

Arazi çalışmalarında Kerkük'te bulunan petrol sahası gezildi. Çalışılacak kuyuların arazideki lokasyonları incelendi. Kuzey Irak Petrol Şirketine (NOC) gidilerek Jeoloji ve Petrol departmanlarından tezin amacına uygun olan bütün materyallerin derlemesi ve toplanması şeklinde yapıldı. Jeoloji departmanından ilgili kuyuların karot/kırıntı örneklerin alınması, kuyulara ait final raporlarının incelemesi ve Petrol departmanından ise ham petrol örnekleri ve ayrıca ilgili kuyulara ait mevcut olan bütün log dataların alınması şeklinde yapıldı.

1.3.4 Laboratuvar çalışmaları

Laboratuvar çalışmaları kapsamında yapılan analizlerin kırıntı örneklerinin organik jeokimyasal analizleri Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) Araştırma Grubu Organik Jeokimya Laboratuvarları'nda ham petrol örneği ise Geomark Research, INC Houston–Texas'ta gerçekleştirilmiştir. Çalışma alanından derlenen örnekler üzerinde uygulanan yöntemlerin sınıflaması aşağıdaki gibidir.

1.3.4.1 Kayaçta yapılan incelemeler

1.3.4.1.1 Piroliz analizleri

Çalışma alanından Baluti formasyonundan organik maddece zengin olduğu düşünülen 20 örnek üzerinde, toplam organik karbon miktarının, organik madde tiplerinin ve olgunlaşmalarının belirlenmesi için Rock-Eval VI cihazı, IFP 160000 (Institut Français du Pétrole) standardı kullanılarak piroliz analizleri yapılmıştır (Foto 1.1). Bu analizle TOC (Toplam Organik Karbon), S_1 , S_2 , S_3 , T_{max} , HI (Hidrojen İndeks), OI (Oksijen İndeks), PI (Üretim İndeksi), RC (Rezidüel Karbon), PC (Piroliz Edilebilen Karbon) değerleri elde edilmiştir.



Foto 1.1 Rock-Eval VI cihazı

Kayacın küçük bir kısmı (100 mg), 3 dakika için 300°C Helyum atmosferi altında ısıtılır, sonra sıcaklık 25°C/dak'dan 600°C'e kadar artırılır. Isınma süresince gerçekleşen adımlar;

- Organik maddede bulunan serbest hidrokarbonlar, petrol ve gaz yaklaşık 300°C'de buharlaşır. 3 dakikalık aralıklar ile bu termo–buharlaşma pik verir. Bu pik, S_1 piki olarak adlandırılır ve mg HC/g kayaç olarak ifade edilir.
- 300 ile 600°C arasında, hem kayaçtaki kerojenin parçalanma süresince açığa çıkanlar hem de resin ve asfaltenler gibi ağır ekstrakt edilebilen bileşikler açığa çıkar. Bu hidrokarbonlar S_2 pikini oluşturur. S_2 , kayaçta mg HC/g kaya şeklinde ifade edilir.
- 300 ile 390°C arasında oksijen bileşikleri ayrışır ve CO_2 sonucu mg CO_2 /g kayaç olarak ifade edilen S_3 piki ölçülür.
- S_2 pikinin maksimum olduğu nokta maksimum sıcaklık olarak isimlendirilip, T_{max} °C ile ifade edilir.

- e. S_2 piki (C_R) kaydından sonra kalan organik karbon 600°C hava (veya oksijen) atmosferi altında oksidasyon ile ölçülür. Elde edilen CO_2 , S_4 pikidir, kayacda mg CO_2/g kayac olarak ifade edilir. Toplam organik karbon (TOC % ağırlık olarak ifade edilir) S_1 , S_2 ve S_4 'den otomatik olarak hesaplanır.

Ayrıca bu analizle elde edilen;

HI (Hidrojen İndeks) parametresi, kerojenin hidrojen zenginliğini gösteren bir parametre olup, S_2 (ppm) / TOC $\times 100$ ile ifade edilir.

OI (Oksijen İndeks) parametresi ise, kerojenin oksijen zenginliğini gösterir ve S_3 (ppm) / TOC $\times 100$ ile ifade edilir.

PI (Üretim İndeksi) parametresi, kayanın içinde hazır halde bulunan sıvı hidrokarbon oranını göstermekte olup, $S_1 / (S_1 + S_2)$ ile ifade edilmektedir.

RC (Rezidüel Karbon) parametresi, piroliz işlemi esnasında CO ve CO_2 'den elde edilen organik karbonun (wt %) toplamını gösterir. Rezidüel karbon aynı zamanda piroliz edilemeyen organik karbonu gösteren TOC bölümü olarak da tanımlanabilir (Johannes vd. 2006).

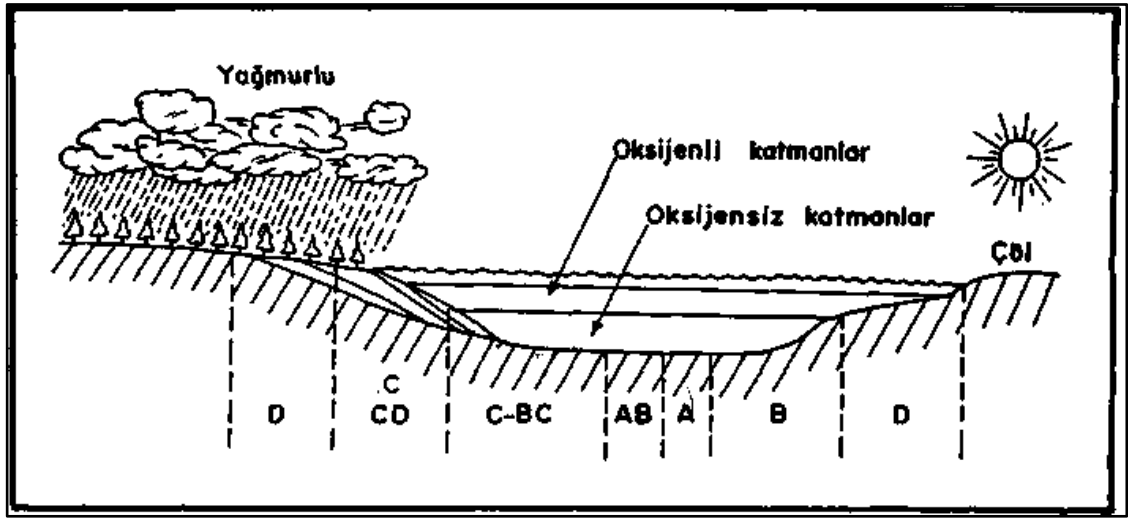
PC (Piroliz Edilebilen Karbon) parametresi ise, toplam organik karbonun piroliz edilebilen kısmı olarak tanımlanır.

1.3.4.1.2 Organik fasiyes incelemeleri

Organik fasiyes incelemeleri 20 adet örnek üzerinde, Rock-Eval piroliz analizi verileri (HI, OI, TOC), H/C, O/C atomik oranları ve egemen organik madde türlerine göre yapılmıştır.

Organik maddenin oluşumu, bileşimi ve diyajenez özellikleri (diyajenetik durumu) göz önüne alınarak, mikroskobik ve organik jeokimyasal özelliklerin temel veri olarak kullanılmasıyla (Rock-Eval piroliz analizleri (HI, OI, TOC), H/C, O/C atomik oranları

ve egemen organik madde türlerine göre) yedi ayrı organik fasiyes tanımlaması yapılmıştır. Bu fasiyesler A, AB, B, BC, C, CD ve D organik fasiyesidir (Jones 1987). Organik fasiyeslerin sınıflandırması yapılırken, kerojenin kimyasal özellikleri, maseral tipleri ve mikroskobik incelemelere göre organik fasiyes ayrılması yapılarak, her bir fasiyesin mikroskobik ve kimyasal özellikleri, çökelme ortamları ve örnekleri incelenerek birbirleriyle karşılaştırılmıştır.



Şekil 1.3 Organik fasiyesler ve çökelme ortamları arasındaki ilişkinin şematik gösterimi (Altunsoy ve Özçelik 1993)

Çizelge 1.1 Organik fasiyeslerin genelleştirilmiş mikroskobik ve jeokimyasal karakteristiklerinin özeti (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987)

ORGANİK FASİYES	%R ₀ = 0.5 deki H/C ORANI	PİROLİZ VERİLERİ			EGEMEN ORGANİK MADDE	KEROJEN TİPİ	SEDİMANTER YAPI
		HI, mg HC/g kaya	OI, mg HC/g kaya	TOC, (wt %)			
A	≥ 1.45	> 850	10 – 30	5(3) – 20+	Algal; amorf	Tip I	Laminalı
AB	1.35 – 1.45	650 – 850	20 – 50	3 – 10+	Amorf; çok az karasal	Tip I / Tip II	
B	1.15 – 1.35	400 – 650	30 – 80		Amorf, yaygın karasal	Tip II / Tip I	İyi tabakalı – laminalı
BC	0.95 – 1.15	250 – 400	40 – 80	3(1) – 3+	Karışık; bazen okside	Tip II / Tip III	Zayıf tabakalı
C	0.75 – 0.95	125 – 250	50 – 150	≤ 3	Karasal; bazen okside	Tip III / Tip II	Çok zayıf tabakalı – biyotülbasyonlu
CD	0.60 – 0.75	50 – 125	40 – 150+	< 0.5	Okside; taşınmış	Tip III / Tip IV	Masif; biyotülbasyonlu
D	≤ 0.60	< 50	20 – 200+		Yüksek okside; taşınmış	Tip IV	

Çizelge 1.2 Organik fasiyesler ve ortamsal faktörler arasındaki ilişki (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987)

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

1.3.4.2 Petrolde yapılan incelemeler

1.3.4.2.1 Gaz kromatografi analizi (GC)

Gaz kromatografi analizleri (GC), 1 adet örnek üzerinde, hidrokarbon bileşiklerinin genel dağılımlarını görmek, petrol ya da bitümün ilişkili olduğu sedimanın çökelme ortamı, organik madde tipi, ısısal olgunluğu ve biyoloji bozunma gibi özellikler hakkında bilgi sağlamak amacıyla, DCM (dichloromethane) çözücüsü ile seyreltilerek hazırlanmış, Agilent 6850 GC cihazında (Foto 1.2) ASTM D 5307-97 (Reapproved 2002)^{e1} metoduna uygun olarak yapılmıştır. Ayrıca gaz kromatogramlarında yararlanılarak farklı kökene sahip petrol ya da bitüm korelasyonları da yapılabilmektedir (Merrill 1991, Peters ve Moldowan 1993).



Foto 1.2 Agilent 6850 gaz kromatografi cihazı

Bir örnek için analiz süresi 170 dakikadır. 8 örnek kapasiteli otomatik ‘sampler’ kullanılmaktadır. Taşıyıcı gaz olarak; helyum, FID dedektörü için; hidrojen ve kuru hava kullanılmaktadır.

GC analiz sonuçları kullanılarak Pr (Pristan) / Ph (Fitan) oranı, izoprenoid/n–alkan oranı, Karbon Tercih İndeksi (CPI) indeksi hesaplanarak ve ayrıca n–alkan dağılımlarından yararlanarak yorumlamaya gidilmektedir.

Bu çalışmada;

$$CPI_{(16-24)} = (nC_{15} + nC_{17} + nC_{19} + nC_{21} + nC_{23}) / (nC_{16} + nC_{18} + nC_{20} + nC_{22} + nC_{24})$$
 formülü kullanmıştır (Bray ve Evans 1961).



Foto 1.3 Agilent 5975C gaz kromatografi ve kütle spektrometre cihazı

1.4 Önceki çalışmalar

Jeolojik çalışmalar, özellikle organik jeokimyasal çalışmalar Üst Triyas ve Triyas – Jura geçiş ile ilgili olanlar Irak'ta çok azdır. Bu çalışma Kuzey-Batı Musul bölgesi, Kuzey Irak, için ilk detaylı çalışmayı temsil eder. Bölge, jeolojik çalışmaları bakımından yoksundur.

Üst Triyas Baluti Formasyonu ilk kez Wetzel, 1950 tarafından tanıtıldı ve Morton, 1951 tarafından düzeltildi. Bu çalışmacıların (Wetzel ve Morton) tanımlamalarından sonra ve orijinal açıklaması yayımlandıktan bu yana herhangi bir değişiklik olmadı. Bununla birlikte, artık Formasyonun adı, çok farklı litolojiye sahip kaya birimleri için de kullanılmaktadır (Buday 1980a).

Al–Ameri vd. (1988) Irak'ın Batı çölünde Zor Horan ve Ubaid Formasyonların palinolojilerini çalıştı. Araştırmacılar Zor Horan Formasyonunun üst kısmının yaşını Resiyen, halbuki Ubaid Formasyonun alt kısmının yaşını Liyas olarak belirlediler. Ayrıca çalışmacılar, Zor Horan Formasyonunu göl ile kurak iklim ortamında ve Ubaid Formasyonunun ise göl ile gelgit altı ve nemli ortamda depolandığı ileri sürülmüştür.

Al–Ameri (1990), Irak'ın batı çölünde bulunan 5/8 kuyuda, Ga'ara ve Mulussa Formasyonlarından oluşan diziyi inceledi. Burada miospores kullanarak, Ga'ara için Orta Triyas yaşı ve Mulussa Formasyonu için Geç Triyas yaş olarak belirlenmiştir.

Nader (1996), KH 5/9 kuyusunda, Rutbah şehrinin kuzey batısı, batı Irak, Mulussa Formasyonun palinolojik çalışmasında, Formasyon yaşını Geç Karniyen olarak belirlemiştir.

Al–Kaysse (2000), Mityaha–1 kuyusunda, Kuzey Irak Musul kentinin güneybatısı, Butmah Formasyonunu inceledi. Formasyonu Noriyen – Liyas olarak saptadı.

Hanna (2007), Amadyia ilçesi, Kuzey Irak, (Üst Triyas) Baluti Formasyonu ve (Alt Jura) Sarki Formasyonu ile doğal dokunağını palinolojisini incelenmiştir.

Al–Ameri vd. (2009), Üst Triyas Baluti ve Kurra Chine Formasyonlarının palinizons ve hidrokarbon üretim potansiyelini inceledi. Baluti Formasyonu için distal deniz kıyısı ortamı ve Kurra Chine Formasyonu için lagün sınırı ortamını önerilmiştir.

2. GENEL JEOLojİ

2.1 Bölgesel Jeoloji

Kuzey Irak Bölgesi Zagros Orojenik Kuşağının hemen GB'sında yer almaktadır (Şekil 2.1). Irak'ın tektonik yapısı Bindirme Zonu, Kıvrımlanmış Bölge ve Kıvrımlanmamış Bölge olarak adlanan kuşaklardan oluşur. Bu kuşaklar Bolton 1958 tarafından detaylı çalışılmıştır.

Sürüklenim Zonu (bindirme ve kıvrımlanmış zonlar) Irak'ın kuzey ve kuzeydoğusunda bulunmaktadır ve yüksek Zagros Dağlarını oluşturmaktadır. Bu zonda yoğun bir volkanik faaliyet (gabrolar ve dolerit) ve (andezitler ve bazalt) etkili olmuştur. Bu zonun kayaları arasındaki fillitler, şist ve metabazalt (spilit) düşük düzeyde metamorfizmaya uğramıştır (Abdul-Wahab 1983).

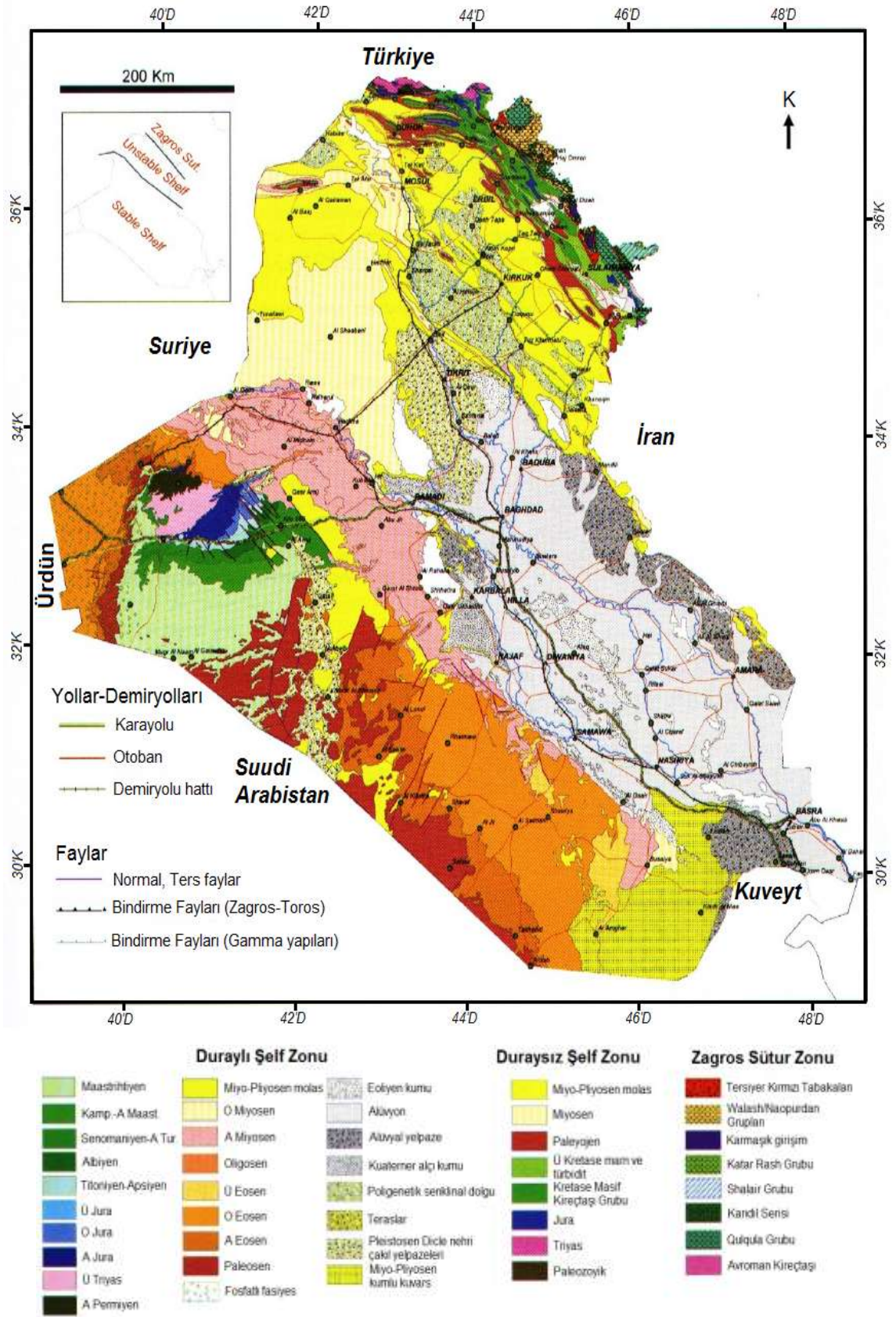
Kıvrımlanmış Bölge üç bölüm içermektedir (Şekil 2.2). Bunlar batıdan doğuya sırasıyla: Mezopotamya Bölgesi(Dördüncü zamana ait molas fasiyesindeki kayalar ve gömülü yapılar), Dağ Eteği (Kenar Kıvrımları) Bölgesi (Neojen dönemine ait molas fasiyesindeki birimler ve uzun antiklinal yapıları geniş senklinal yapıları) ve Aşırı/Şiddetli Kıvrımlanmış Bölge (Paleojen dönemine ait molas fasiyesindeki birimler ve harmonik kıvrımlanmış yapılardır).

Bu tektonik bölgeler uzunlamasına DKD-BGB uzanan hatlarla sınırlanmış bloklara bölünür (Jassim vd. 1999). Bu bloklar Geç Kretase döneminde aktif hale gelmiş ve genelde Kretase ve Tersiyer'deki sedimanter fasiyeslerini etkilemiştir (Numan 1997), (Şekil 2.2).

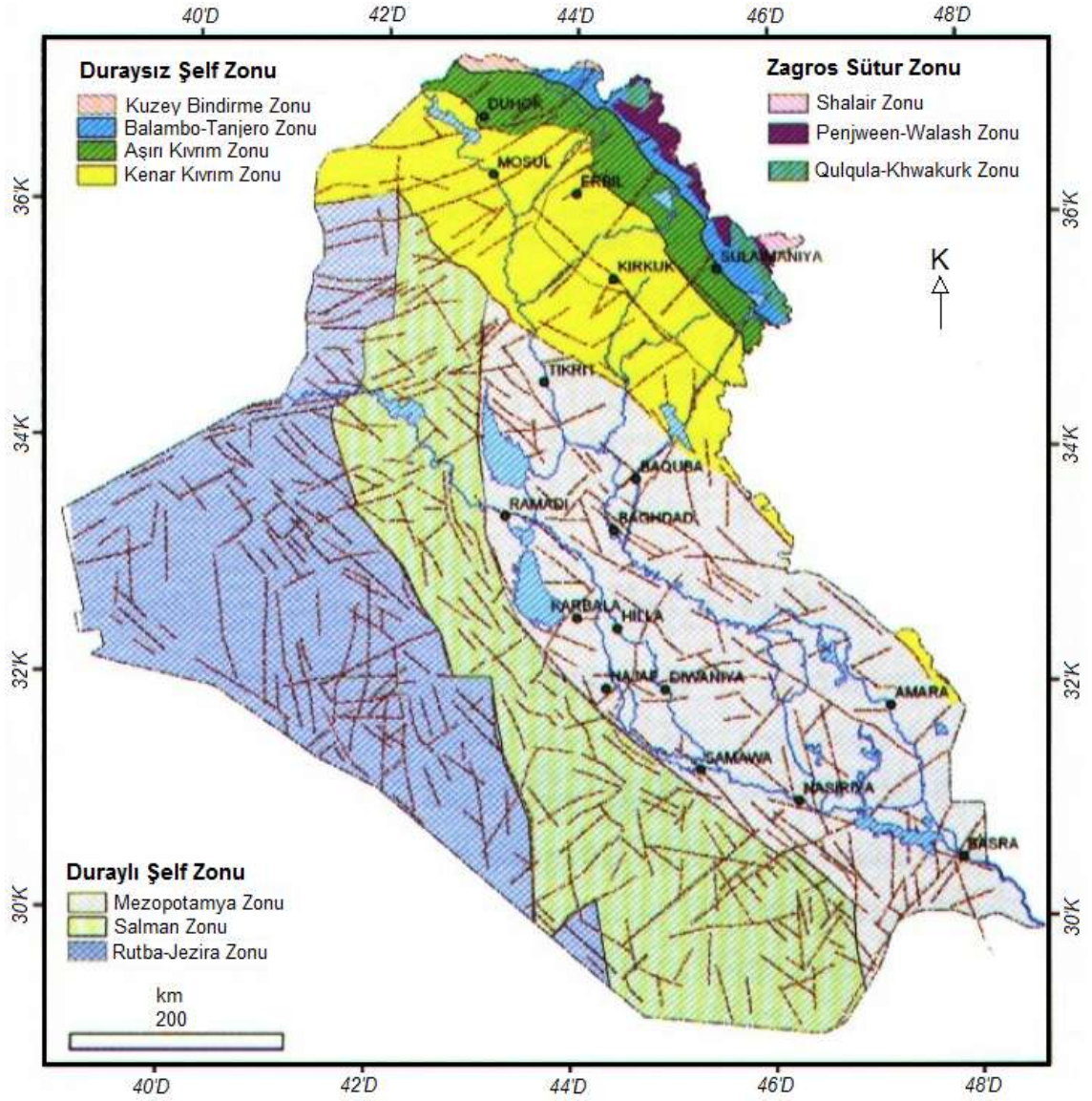
Bölgesel jeolojik konum bakımından Kuzey Irak bölgesinin Arap Levhasının kuzey uzantısında yer aldığı görülmektedir.

Arap Levhası Paleo–Tetis Okyanusu kıyısında Gondwana’nın uzun ve geniş kuzey pasif kenarını oluşturmaktadır (Şengör 1990, Beydoun 1991, Loosveld vd. 1996). Irak Arap Levhasının kuzeydoğusunu oluşturur ve güneye doğru kırıntılı çökeller ile paralel olarak uzanmaktadır (Husseini 1992, Beydoun 1997, Al–Fares vd. 1998).

Irak’ın stratigrafisi ve yapısal konumu Orta Doğu’nun ana jeolojik yapılarıyla yakından ilişkilidir. Irak Orta Doğu’nun büyük Fanerozoik birimleri arasındaki sınır bölgesinde, Afrika (Nubian–Arap) örtüsünün Arap parçası ve Alpin tektonik kuşağının Asya kısımları arasında yer almaktadır.



Şekil 2.1 Irak'ın jeoloji haritası Türkçeleştirilmiş (Jassim vd. 1987)



Şekil 2.2 Irak'ın yapısal kuşakları Türkçeleştirilmiş (Jassim vd. 1987)

Irak'ın bulunduğu platform iki temel bölüme ayrılır; Duraylı Şelf Zonu (kvrımlanmamış) ve Duraysız Şelf Zonu (kvrımlanmış) (Buday ve Jassim, 1987). Duraylı Şelf Zonu genelde bağl olarak ince bir sedimanter örtü ile karakterize edilir. Duraysız Şelf Zonu kalın ve kvırmlanmış çökellerle temsil edilir ve kuzeydoğuya doğru kvırmlanmanın ise şiddeti artar (Buday 1980b). Paleozoik'de bölgenin büyük bir kesimi Nubio-Arap şelfini sınırlayan kıta içine kadar uzanan sığ denizle kaplıdır. Şelfi kaplayan bu denizin yüzölçümü transgresyon ve regresyonlara bağl olarak değişmiştir. Paleozoik dönemi boyunca bölge güney yarımkürenin tropikal ve ılımlı enlemleri

boyunca yer almıştır (Beydoun 1991). Irak'ta, korunmuş Paleozoik istiflerinin kalınlığı mostra vermeyen veya kuyularda kesilmeyen infra-Kambriyen ve Kambriyen birimleri hariç 3 – 4 km'yi bulur (Numan 1997).

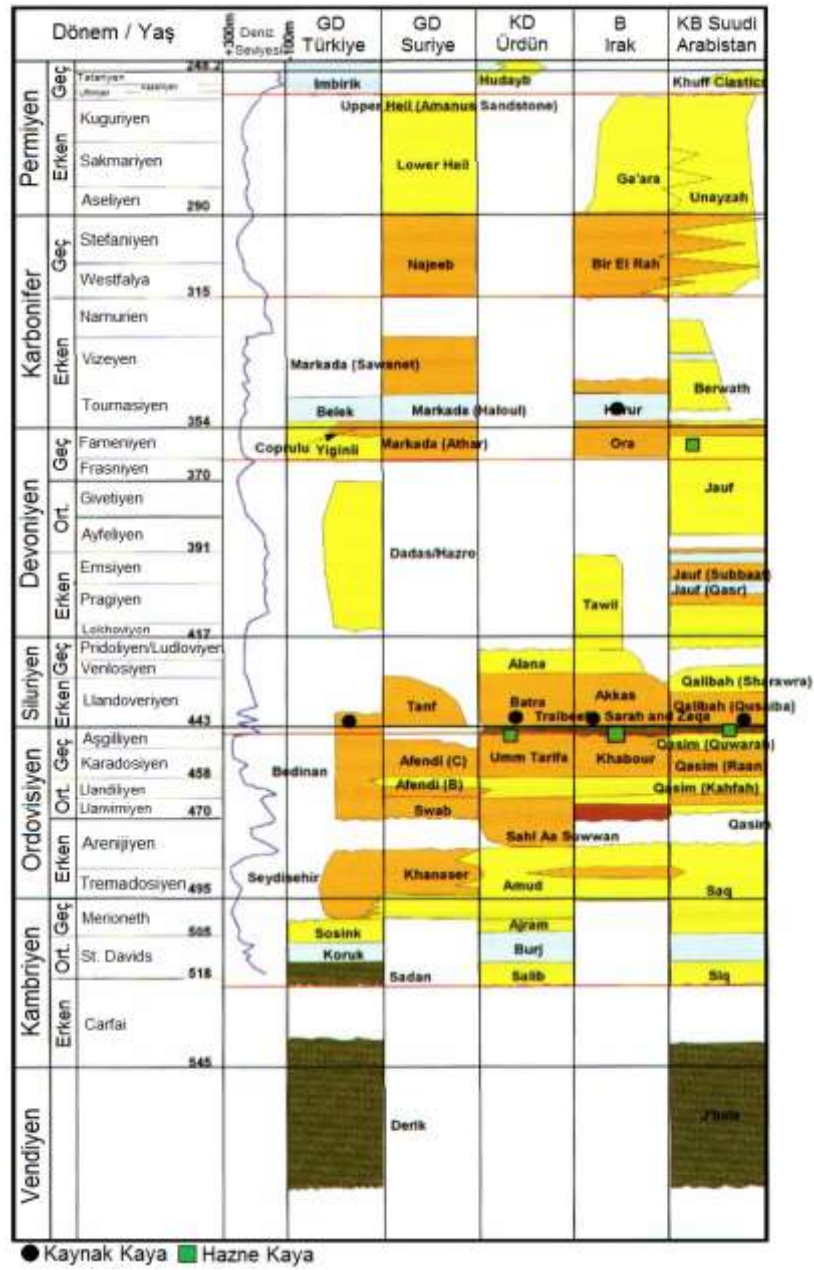
Geç Ordoviziyen ve Geç Siluriyen dönemlerindeki iki önemli diskordans Gondwana ile Hirnantiyen buzullaşma dönemi ve Orta Paleozoik'deki çökeltmedeki kesikliğe karşılık gelir. Orta-Karbonifer'deki ve Erken Permiyen'deki çökeltmedeki kesiklikler ise Hersiniyen tektoniğiyle ilişkilendirilmiştir (Van Bellen vd.1959, Buday 1980b, Numan 1997). Siluriyen döneminin sonuna kadar kırıntılı çökeller hakim olmuştur. Bunlar, Khabour ve Akkas formasyonlarının kalın kumtaşı ve şeylleriyle temsil edilir. İklima bağlı olarak, bölge daha sonra ağırlıklı olarak Devoniyen ile Orta ve Geç Permiyen'de ılıman koşullarda sahip olmuş ve esas olarak Harur ve Chia Zairi formasyonları karbonatlarının çökeltmesine yol açmışlardır (Beydoun 1991).

Irak'ın Kerkük bölgesinin daha genç dönem sedimantolojisi ve paleocoğrafyası kuzeydoğudaki Zagros Kuşağındaki mostralara ve güneybatıdaki çok sayıda petrol sahaları incelenerek saptanmıştır. Bu evrimin temel özellikleri Al-Shdidi vd. (1995) ve Sharland vd. (2001) tarafından özetlenmiştir. Geç Jura Hotriviyen döneminde, çökeltme ortamları dış şelf ile çanak konumunda olmuş ve yarı pelajik çökeller ve marn türü litolojilere sahip birimler çökelmiştir. Barremiyen'den Alt Apsiyen'e ve Albiyen'den Senomaniyen'e kadar iki sığlaşan üçüncü derece sekans neritik ve/veya dolomit karbonatları ve büyük bir uyumsuzlukla sonlanmıştır.

Bölgede derinleşme (proksimal-distal gidiş) KB-GD yönündedir. Bu birimleri üzerleyen Senomaniyen – Turoniyen yaşlı transgressif çökeller kalın derin deniz çökelleri olan Koniyasiyen ve Mestristiyen yaşlı birimlerle karşılaştırıldığında çoğunlukla yarı pelajik, ince ve kondansedir. Senoniyen yaşlı bu istif kuzeydoğudaki Zagros bölgesi ile güneybatıdaki Arap kratonu arasında gelişmiş derin çanakla ilgili olmalıdır. Bu derin çanaklar Orta Miyosen'e kadar, marnlı ve kırıntılı çökeller tarafından tedricen doldurulmuştur. Kretase istifi açık şelf serisi ile biter. Erken Paleojen'de özellikle Khabaz bölgesinde yarı pelajik çökelleri yaygındır. Ancak havza kenarında resifal birimler de çökelmiştir.

2.2 Stratigrafi

Bu kısımda Kuzey Irak bölgesinin stratigrafisi özet olarak tanıtılmıştır. Çalışma alanı bu bölgenin içinde bulunmaktadır. Seçilen kuyularda görülen formasyonların en yaşlısı Harur Formasyonundan başlayarak en genci Alt Faris Formasyonuna kadar tanıtılacaktır. Çizelge 2.1 seçilen kuyuların geçtiği formasyonları göstermektedir.



Şekil 2.3 Irak ve çevre ülkelerin stratigrafik korelasyonu

Çizelge 2.1 Formasyonların kuyulardaki konumları

YAŞ/ DÖNEM	Fm. Adı	Ain Zala-29	Butmah-15	Jabal Kand-1	Qura Chauq-2
Senozoik	Alt Fars	√	√	√	—
	Jeribe	√	—	—	—
	Fırat	—	—	—	—
	Jaddala	√	√	—	√
	Pila Spi	—	—	√	—
	Gercus	—	—	√	—
	Avanah	√	√	—	—
	Khurmala	—	—	√	—
	Sinjar	√	√	—	—
	Kolosh	—	—	√	—
	Aaliji	√	√	—	√
	Aqra	—	—	√	—
Mesozoik	Shiranish	√	√	√	√
	Hartha	—	—	—	√
	Mushorah	√	√	—	—
	Sa'di	—	—	—	√
	Tanuma	—	—	—	√
	Khasib	—	—	—	√
	Mishrif	—	—	—	√
	Rumail a	—	—	—	√
	Ahmadi	—	—	—	√
	Dokan	—	—	—	√
	Mauddud	√	—	—	—
	Jawan	—	—	—	√
	Üst Qamchuqa	—	√	√	—
	Üst Sarmord	—	√	√	√
	Alt Qamchuqa	—	—	—	√
	Alt Sarmord	√	—	—	√
	Garagu	—	—	√	√
	Barsarin	—	—	√	—
	Najmah	—	—	—	√
	Sargelu	—	√	√	√
	Alan	√	√	√	√
	Mus	√	√	√	√
	Adaiyah	√	√	√	√
	Butmah	√	√	√	√
	Baluti	√	√	√	√
	Kurra Chine	√	√	√	√
	Geli Khana	√	√	√	√
	Beduh	—	—	√	—
	Mirga Mir	—	—	√	—
Paleozoik	Chia Zairi	—	—	√	—
	Harur	—	—	√	—

2.2.1 Harur Formasyonu (Erken Karbonifer)

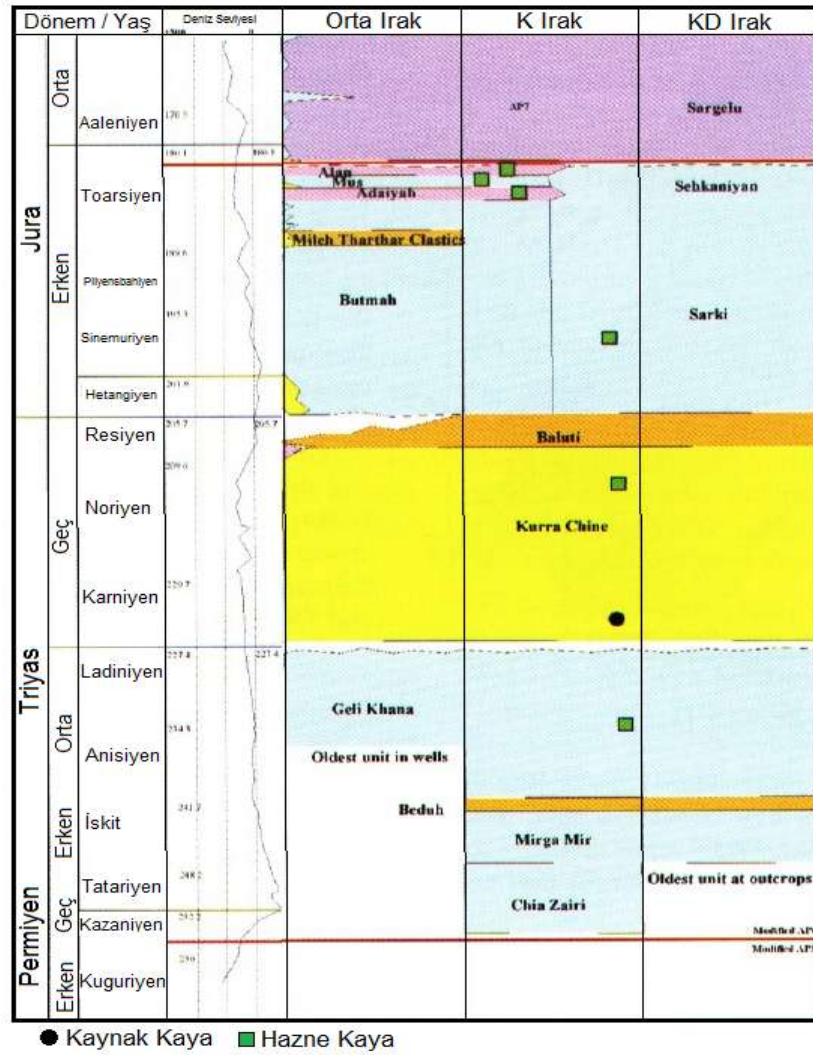
Harur Kireçtaşı Formasyonu tip bölgesinde 62 m kalın tabakalı kırıntılı kireçtaşları ile neritik deniz fasiyesinde (çoğunlukla resif ve resif önü) depolanan siyah kalkerli mikali şeylden oluşmaktadır. Formasyon Khlesia-1, Akkas-1, Jabal Kand-2 ve su K5-1 kuyularında kesildi. Tip kesitinde ve Khlesia-1 kuyusunda belirlenen fosil toplulukları yaşının Erken Karbonifer (Tournasiyen) olduğunu gösterir. Harur Formasyonu tip bölgesinde hemen üzerlediği Ora Formasyonu ile uyumludur. Formasyonun üstü Bir El Rah Formasyonu ile uyumsuzdur (Jassim vd. 2006). Şekil 2.3'te görüldüğü gibi Harur Formasyonu GD Türkiye'nin Suke Formasyonu (Altinli, 1966) veya Belek Formasyonu (Carter ve Tunbrige 1986) karbonatları ile eşdeğerdir.

2.2.2 Chia Zairi Formasyonu (Geç Permiyen)

Chia Zairi Formasyon kalınlığı tip kesitte 750 – 810 m arasındadır. Formasyon değişken ince tabakalı organik kırıntılı kireçtaşı, siyah mavi kireçtaşı, silisleşmiş kireçtaşı ile tabana yakın alanlarda siyah şeyl tabakalarından oluşur. Jabal Kand-1 kuyusunda 5126 – 5757 m, 631 m kalınlıkta, W Kifl-1 kuyusunda 5323 – 5823 m, 500 m kalınlıkta ve Diwan-1'de 5211 m derinliğinde görülür. Şekil 2.4'te görüldüğü gibi Kabul edilen formasyon yaşı fosil içeriğine göre Post-Kuguriyen Geç Permiyen ile Erken İskit'tir (Bellen vd. 1959, Haba vd. 1994).

2.2.3 Mirga Mir Formasyonu (Erken Triyas)

Mirga Mir Formasyonu 200 m kalınlıkta olup ince tabakalı gri, sarı, killi kireçtaşı ve şeyl ile bazı seviyelerde yeniden kristalleşmiş breşlerden oluşmaktadır. Kuyulardaki kalınlığı; K Irak Jabal Kand-1 165 m, merkez Irak güneyi W Kifl-'de 134 m ve G Irak Diwan-1'de 99 m'dir. Tip kesitte kaydedilen fosiller yaşının Erken Triyas (Verfeniyen) olduğuna işaret eder (Bellen vd. 1959). Şekil 2.4'te görüldüğü gibi Formasyonun daima altında Chia Zairi Formasyonu ve üstünde ise Beduh Formasyonu yer alır; her iki dokanağı da geçişlidir (Hamza ve Isaac 1971).



Şekil 2.4 Geç Permian-Lias büyük sekansların stratigrafik korelasyonu (Jassim vd. 2006)

2.2.4 Beduh Formasyonu (Erken Triyas)

Beduh Şeyli ilk olarak Wetzel (1950) tarafından Beduh köyü yakınındaki Kuzey Bindirme Zonunda 60m şeyl, marn, bazen siltli ve ince kireçtaşına bağlı arakatkılı kumtaşları damarları olarak tanıtıldı (Bellen vd. 1959). Formasyon geniş bir şekilde Irak'ta görülür. Kuyulardaki kalınlığı; Jabal Kand-1 kuyusunda K Irak 67 m, Atshan-1 kuyusunda 58 m, W Kifl-1 kuyusunda merkez Irak güneyi 65 m ve G Irak Diwan-1 kuyusunda 26 m'dır. Tipik bölgesinde saptanan fosiller yaşının Verfeniye olarak teyit eder (Bellen vd. 1959). Şekil 2.4'te görüldüğü gibi Üstündeki Geli Khana ve altındaki Mirga Mir Formasyonları ile dokanağı uyumlu ve geçişlidir.

2.2.5 Geli Khana Formasyonu (Orta Triyas)

Geli Khana Formasyonu Üst bölümü (200 m) koyu, masif dolomit üzerine kalın-katmanlı kireçtaşı, yarı dominant marn ve şeyl, Alt bölümü (375 m) mavimsi, grimsi ve sarımsı şeyl ve ince tabakalı kireçtaşıdan oluşur. Formasyon kalınlığı Ora'da 575 m ve Sirwan köyünde ise 450 – 575 m arasındadır. Görüldüğü kuyular; Jabal Kand-1 kuyusunda 781 m, Atshan-1 kuyusunda 460 m, Alan-1 kuyusunda 482 m, Mityaha-1 kuyusunda 385 m, W Kifl-1 kuyusunda 533 m ve Diwan-1 kuyusunda 510 m'dir. Bellen vd. (1959) tarafından saptanan fosiller'e göre Formasyon yaşı Şekil 2.4'te görüldüğü gibi tip kesitte Anisiyen ve Sirwan yakını kesitte ise Ladiniyen olarak belirlenmiştir.

2.2.6 Kurra Chine Formasyonu (Geç Triyas)

Kura Chine Formasyonu 850 m kalınlıkta olup monoton koyu kahve, siyah kireçtaşı, ince ve ince-tabakalı, kalın tabakalı kokuşmuş dolomitin tabakaları ile şeylden oluşmaktadır. Formasyonun yeraltındaki maksimum kalınlığı 1150 m ile Jabal Kand-1 kuyusundadır (Jassim vd. 2006); diğer kuyulardaki kalınlığı Atshan-1 kuyusunda 548m, Mtyaha-1 kuyusunda 1784 m, Khlesia-1 kuyusunda 1443 m, W Kifl-1 kuyusunda 1636m ve Diwan-1 kuyusunda 406m'dir. Kura Chine Formasyonu Geç Triyas (Resiyen) Serisinde en geniş dağılımı olan formasyondur. Şekil 2.4'te görüldüğü gibi Formasyonun alt dokanağı Orta Triyas Geli Khana Formasyonu ile uyumsuz olup üzerinde bulunan Baluti Formasyonu ile dokanağı uyumludur ve Baluti Formasyonunun ilk yeşil şeyl katmanının temelinde yer alır (Jassim vd. 2006).

2.2.7 Baluti Formasyonu (Geç Triyas-Resiyen)

Formasyon Kurra Chine Formasyonun ait olduğu aynı diziye aittir (Buday 1980b, Jassim vd. 2006). Bu Formasyon Irak'ın en tartışmalı formasyonları arasında yer almaktadır (Buday 1980b). Formasyon 1950 yılında Wetzel tarafından tanıtıldı ve 1951'de Morton tarafından düzeltildi (Bellen vd. 1959). Formasyon tipik bölgesinde esasen şeyl ağırlıklıdır ve yeşil olivin ile bazı mavimsi ve sarı renkler ile karakterize

edilir. Formasyon yeşil gri ve gri şeyl aralanmalı ince tabakalı dolomit yatakları, silisli, oolitik kireçtaşı ve rekristalize breş'ten oluşur (Bellen vd. 1959, Buday 1980b, Jassim vd. 2006).

Formasyon litolojisi Balambo – Tanjero ve Yüksek Kıvrım Zonlarının tip kesitleri ile özdeşdir. Güneydoğuda son mostra Shawry vadisi Ranya bölgesinde bulunur (Bolton 1958 ve Buday 1980b). Sirwan geçidinde Baluti Formasyon mostrasına benzeyen iki yeşil şeyl birimi vardır; formasyon içine alınacak kadar açık değildir. Irak'ın diğer bölgelerindeki kireçtaşı, anhidrit ve şeyl dizileri, genellikle Baluti şeyl Formasyonu olarak adlandırılır (Bellen vd. 1959) ancak yüksek şeyl oran eksikliği mostralarda görünür.

Formasyonun adı tip kesite yakın olan Baluti köyünden alınmıştır. Formasyonun taban ve alt kısmı bu bölgede yüzleği yoktur. Formasyonun Sarki köyünde (9 km Baluti köyün doğusunda) tamamlayıcı tip kesiti, toplam kalınlığı 58.5m olup üstteki 43.5m'si tip kesitte bulunan aralanmalarla benzerdir. Alt kısmı yeşil ve sarı-yeşil marn, şeyl, ince dolomit, yumuşak dokulu kireçtaşı ve yer yer breşten oluşmaktadır (Bellen vd. 1959). Formasyon kalınlığı mostrada 35 – 60 m arasında olup yeraltında 22 – 61 m arasındadır. Formasyon Jabal Kand-1, Ain Zala-29, Butmah-2, Qura Chuq-2, Butmah-15, Alan-1, Alan-2, Atshan-1, Ibrahim-1, Khlesia-1 ve W Kifl-1 kuyularında tespit edilmiştir. Diwan-1 kuyusunda, Formasyon Kurra Chine ve Butmah Formasyonları arasında tespit edilmemiştir. Formasyon batıya doğru inceler (Jassim vd. 2006).

Formasyonun hem alt sınırı Kura Chine hem de üst sınırı Butmah Formasyonları ile, Tharthar-1 kuyusu hariç, uyumlu ve geçişlidir (Bellen vd. 1959). Irak'ın bazı bölgelerinde (Ga'ara bölgesi, Batı Irak), Formasyonun üst dokanağının doğal uyumu belirsiz gibi görünür, nedeni de Trias - Liyas arasındaki kesinti ve dağılımdır, Suudi Arabistan ve güneybatı İran... vb Triyas - Liyas arasındaki kesinti iyi bilinir (Buday 1980b).

Fosiller nadir ve yaş tanımlayıcı değiller (Bellen vd. 1959), bu yüzden, Şekil 2.4'te görüldüğü gibi formasyonun yaşı kanıtlanan Üst Triyas Kurra Chine Formasyonu ve varsayılan Liyas yaşta üstteki Sarki formasyonu arasındaki stratigrafik konumuna göre belirlendi. Sonuç olarak, formasyonun yaşı Resiyen olarak düşünülmelidir (Bellen vd. 1959). Formasyonun litolojik özelliklerine göre lagün / evaporit ve nehir ağzı ortamlarda depolandığı kabul edilebilir (Jassim vd. 2006). Formasyon Irak batısındaki Zor Hauran Formasyonu ile bağlantılıdır (Buday 1980b). Formasyon Suriye'de Mulussa-F birimi ile eşdeğer olabilir (Jassim vd. 2006).

2.2.8 Butmah Formasyonu (Erken Jura)

Butmah formasyon ilk olarak 1953'te Butmah-2 kuyusunda 500 m olarak kesildi ve çoğunlukla karbonat birimi olarak tanıtıldı (Bellen vd. 1959). Formasyon litolojik olarak heterojendir. Üst 200 m'si tip bölgesinde oolitlik, pseudo-oolitik, kırıntılı kireçtaşı ile killi kireçtaşı katmanları, şeyl ve anhidritten, orta kısmı (180 m) oolitlik, pseudo-oolitik, killi ve dolomitik kireçtaşı ile şeyl katmanlarından ve Alt kısmı (120m) kireçtaşı ve anhidrit katmanlarından oluşmaktadır (Halliwell, 1959). Formasyonun kuyulardaki kalınlığı şöyledir; Butmah-2'de 500 m, Jabal Kand-1'de 481 m, Mityaha-1'de 285 m, Atshan-1'de 570 m, Ibrahim-1'de 448 m, Khlesia-1'de 162 m, Tharthar-1'de 494 m, W Kifl'de 460 m, Diwan-1'de 295 m ve Rumaila-172 kuyusunda 337 m'dir. Şekil 2.4'te görüldüğü gibi formasyonun yaşı Erken Jura olduğu görülmektedir.

2.2.9 Adaiyah Formasyonu (Erken Jura)

Adaiyah Formasyonu Adaiyah-1 kuyusunda 90 m kalınlıkta olup anhidrit nodulları içeren siyah kalkerli şeyl ve yeşilimsi marnlardan oluşur. İlk kez 1953'te Dunnington tarafından tanıtılmıştır (Bellen vd. 1959). Diğer kuyulardaki kalınlığı şöyledir; Sufaya-2A'da 128 m, Jabal Kand-1'de 106 m, Mityaha-1'de 29 m, Tharthar-1'de 29 m, Atshan-1'de 72 m, Alan-1'de 52 m, Butmah-2'de 52 m, Ibrahim-1'de 91 m, Tel Abtakh'de 108m, W Kifl-1'de 128 m ve Diwan-1 kuyusunda 104 m'dir. Fosiller Liyas (Geç Liyas muhtemel) yaşını destekler (Bellen vd. 1959). Şekil 2.4'te görüldüğü gibi Formasyonun

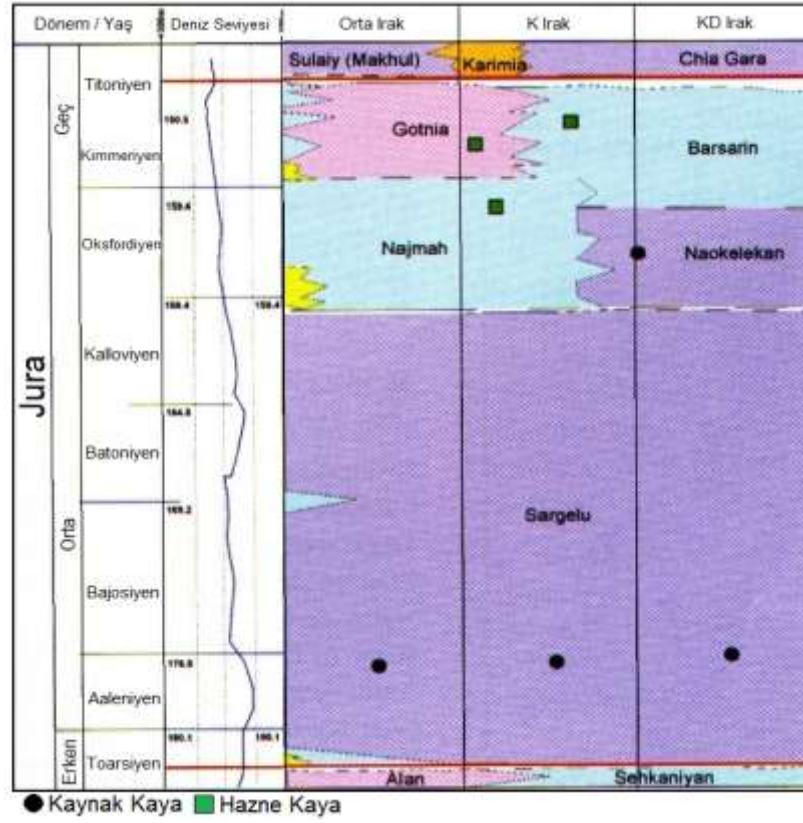
alt dokanağı Butmah Formasyonu ve üst dokanağı Mus Formasyonu ile geçişli ve uyumludur.

2.2.10 Mus Formasyonu (Erken Jura)

Mus (Kireçtaşı) Formasyonu 50 m kalınlıkta olup, üst kısımlarında cüzi rekrystalize, ara sıra dolomitize, pseudo-oolitik kireçtaşı, bazı organik kırıntılı ve killi kireçtaşından oluşur. Kaydedilen en yüksek kalınlık Irak GB Salman Zonu Diwan-1 kuyusunda 92m'dir. Başka yerde formasyonun kalınlığı 20 m (Sasan-1 kuyusu) ile 87 m (Jabal Kand-1 kuyusu) arasındadır. Mus Formasyonun saptanmış yaşı Geç Liyas'tır (muhtemelen Erken Toarsiyen). Şekil 2.4'te görüldüğü gibi Formasyonun dokanağı altındaki Adaiyah ve üstündeki Alan Formasyonları ile geçişli ve uyumludur.

2.2.11 Alan Formasyonu (Erken Jura)

Formasyon ilk olarak (1953)'te Dunnington tarafından Musul kuzeyi Alan-1 kuyusunda 87 m anhidrit tabakalı yarı hakim pseudo-oolitik kireçtaşı olarak tanıtıldı. Maksimum kalınlığı Makhul-2 kuyusunda 199 m'ye kadar ulaşır. Orta Jura Sargelu Formasyonu ve Liyas Mus Formasyonu arasında çökeldiğinden dolayı farz edilen yaşı Liyas'tır (Bellen vd. 1959). Şekil 2.5'te görüldüğü gibi hem üst Sargelu Formasyonu hem de alt Mus Formasyonu ile dokanakları uyumlu ve geçişlidir.



Şekil 2.5 Jura büyük sekansların stratigrafik korelasyonu

2.2.12 Sargelu Formasyonu (Orta Jura)

Sargelu Formasyonu tip kesidinde 115 m olup ince-tabakalı, siyah, bitümlü ve dolomitik kireçtaşı, siyah bitümlü şeyl ile ince siyah çört tabakalarından oluşur. Kuyulardaki Formasyon kalınlığı şöyledir; Sufaya A-2 kuyusunda 225 m, Jabal Kand-1 kuyusunda 150 m, Alan-1 kuyusunda 223 m, Najmah-29 kuyusunda 201 m, Butmah-2 kuyusunda 201 m, Adaiyah-1 kuyusunda 166 m, Atshan-1 kuyusunda 250 m ve Ibrahim-1 kuyusunda 88 m'dir. Faunaya dayanarak Sargelu Formasyon yaşı Bajosiye-Batoniyen'dir. Şekil 2.5'te görüldüğü gibi tip kesitte alt dokanağı Alan Formasyonu ile, Irak'ın K ve KD'sunda, genellikle geçişli ve uyumludur.

2.2.13 Najmah Formasyonu (Geç Jura)

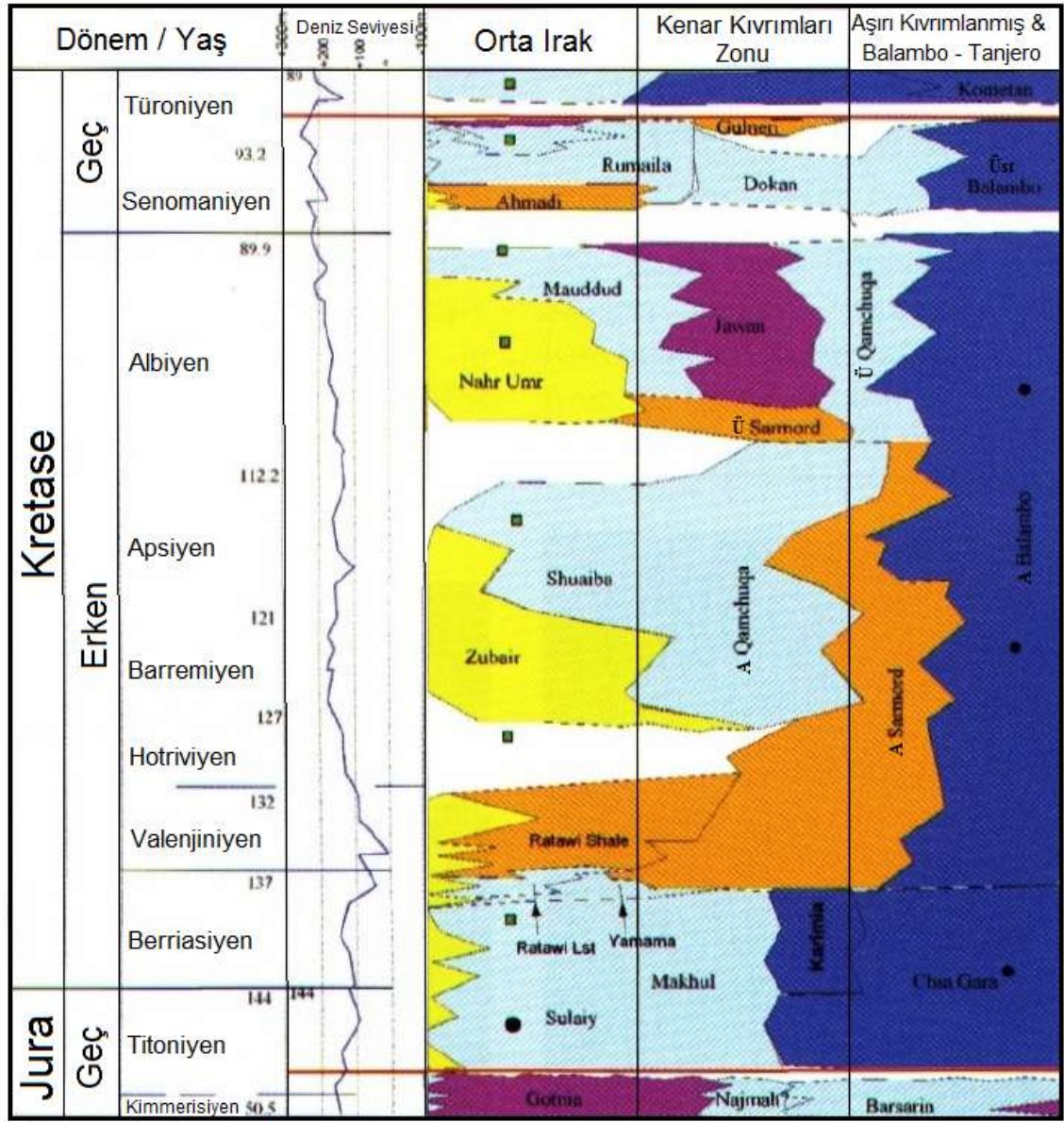
Formasyon 341 m kalınlığında olup litolojisi tabandan tavana şöyledir: **1)** İnce-taneli rekristalize kireçtaşı ile şeyl ve oolit, **2)** Oolitik kireçtaşı ile mikrofossil kalıntıları, **3)** İri taneli dolomit ile büyük zonlu dolomit kristalleri ve **4)** ince anhidrit ve kireçtaşıdır (Bellen vd. 1959). Şekil 2.5'te görüldüğü gibi Formasyonun tip kesitinde ve civar bölgede her iki dokanağı alt Sargelu ve üst Barsarin Formasyonları ile uyumsuzdur.

2.2.14 Barsarin Formasyonu (Geç Jura)

Formasyon kalınlığı 20 m olup kireçtaşı, dolomitik kireçtaşı (laminalı, biraz yumuşak dokulu, ara ara cörtlü) killi, breşleşmiş ve çapraz tabakalardan oluşur. Formasyon yer yer 60m kalınlığa ulaşır. Formasyonun yaşının Kimerisiyen–Erken Titoniye olması üstündeki Geç Titoniye yaşlı Chia Gara Formasyonu ve altındaki Oksfordiye–Kimerisiyen yaşlı Neokelekan Formasyon stratigrafik konumuna dayanır. Şekil 2.5'te görüldüğü gibi Formasyon dokanakları tip kesitte uyumlu görülür ancak Kuzey Bindirme Zonunda formasyon tabanı kırıntılı, demirli tabakalıdır (Hamza ve Isaac, 1971).

2.2.15 Garagu Formasyonu

Garagu Formasyonu üst ve alt kısımlarında; oolitik kumlu kireçtaşı ile marn ve kumtaşından ortasında ise organik kırıntılı kireçtaşından oluşur (Bellen vd. 1959). Formasyon kalınlığı Jabal Kand-1 kuyusunda 83 m'dir.



Şekil 2.6 Jura-Kretase büyük sekansların stratigrafik korelasyonu

2.2.16 Alt Sarmord Formasyonu (Erken Kretase)

Alt Sarmord Formasyonu 455 m kalınlığında, homojen kahverengi ve mavi marn ile killi kireçtaşlı tabakaları içermektedir. Kerkük kuyularında formasyon için Berriasien yaşı belirlenmiştir. Yüksek oranda kireçtaşı içeren birim, GB yönüne doğru Qamchuqa Formasyonu ile yanal geçişlidir. Kerkük alanında, Alt Sarmord Formasyonun alt sınırı

Chia Gara formasyonu ile geçişlidir. Şekil 2.6’da görüldüğü gibi Üst dokanağı ise Albiyen yaşlı Üst Qamchuqa Formasyonu ile uyumludur.

2.2.17 Alt Qamchuqa Formasyonu (Erken Kretase)

Alt Qamchuqa Formasyonu 62 m kalınlığında olup, kireçtaşı ve bazen kumlu, ince-taneli detritik kireçtaşı olarak ikiye ayrılır. Chatton ve Hart (1960) Formasyonu Barremiyen-Apsiyen yaşlı alt birim ve Albiyen yaşlı üst birim olarak ayırmışlardır.

Alt Qamchuqa Formasyonunun Aşırı/Şiddetli Kıvrımlanmış Zon’da ortalama kalınlığı 250-300 m dir. Maksimum kalınlığı 500 m’ye ulaşır. Şekil 2.6’da görüldüğü gibi Formasyonun alt dokanağı Alt Sarmord Formasyonu ile uyumludur. Kuzey Bindirme Zonu’nun Banik yakınında batı kısmı dışında Alt Qamchuqa Formasyonu uyumsuzlukla Garagu Formasyonunu üzerler.

2.2.18 Üst Sarmord Formasyonu (Erken Kretase)

Üst Sarmord Formasyonu Kenar Kıvrımları Zonunda marn ve neritik kireçtaşı tabakaları içerir. Formasyon çökelleri dolomitik kireçtaşları ve muhtemelen Apsiyen yaşlı dolomitlerden oluşur (Bellen vd. 1959). Üst Sarmord Formasyonun kuyulardaki kalınlığı, Kerkük-109 kuyusunda 169 m, Najma-29 kuyusunda 73 m, Qura Chuaq-1 kuyusunda 94 m ve Demir Dağ-1 kuyusunda 62 m’dir. Formasyonun yaşı Albiyen olarak saptanmıştır (Bellen vd. 1959). Şekil 2.6’da görüldüğü gibi Formasyonun doğusundaki alt dokanağı Alt Qamchuqa Formasyonu ile geçişli ve uyumludur, batıda ise Üst Sarmord Formasyonun üzerindeki Najma formasyonu ile uyumsuzdur. Formasyonun üst dokanağı genelde uyumlu ve geçişlidir.

2.2.19 Üst Qamchuqa Formasyonu (Erken Kretase)

Irak’ın kuzeydoğusundaki mostrada Üst Qamchuqa Formasyonu organik kırıntılı ve yerel killi kireçtaşları ile değişik derecede dolomitler içermektedir (Bellen vd. 1959). Kuzey Irak’ta Albiyen karbonatlarının kalınlığı 400 m ye ulaşmaktadır; yeraltında ise

formasyonun kalınlığı 50 – 250 m arasında değişmektedir. Formasyon yaşı Albiyen olarak belirlenmiştir (Bellen vd. 1959). Şekil 2.6’da görüldüğü gibi Üst Qamchuqa Formasyonun alt dokanağı uyumludur ve Nahr Umr, Alt Balambo veya Alt Sarmord formasyonları ile geçişlidir. Üst dokanağı ise yerel gelişmiş uyumsuzluklarla temsil edilir. Irak’ın orta K, K ve KD kısımlarında ise uyumsuzdur.

2.2.20 Jawan Formasyonu (Erken Kretase)

Jawan Formasyonu 176 m kalınlığında olup, killi ve kristalleşmemiş kireçtaşları, killi dolomit ve anhidrit içermektedir (Bellen vd. 1959). Formasyon Kerkük-117 kuyusunda 137 m, Makhul-1 kuyusunda 222 m Najmah-29 kuyusunda 150 m olarak kesilmiştir. Formasyonun yaşı Albiyen olarak kaydedilmiştir. Jawan Formasyonu Qalian-1 kuyusunda Najmah Formasyonu tarafından uyumsuzlukla örtülmektedir. Ayrıca Musul Yükselimi’nin GB sında Şekil 2.6’da görüldüğü gibi birçok kuyuda uyumsuzlukla Alt Qamchuqa Formasyonunu örter. Kerkük yakınında ise formasyon uyumlu olarak Üst Sarmord Formasyonunu üzerler. Jawan Formasyonu kapalı göl ortamında çökelmiştir (Templeton vd. 1956).

2.2.21 Mauddud Formasyonu (Erken Kretase)

Mauddud Formasyonu, Irak’ta Üst Qamchuqa Formasyonu ve birçok Alt Kretase formasyonlarını içerir. Kalınlık değeri yanal fasiyes değişimlerine ve erozyonal kesilmeye dayanır. Irak’ın KD’sunda yüzleklerde Qamchuqa Formasyonu organodetrit, kırıntılı, kısmi killi kireçtaşı ile değişken dereceli dolomitleşmeden oluşur (Bellen vd. 1959). Albiyen karbonatları K Irak’ta kalınlıkları 400 m kadar ulaşır. Mauddud Formasyonun yeraltında 50 – 250 m kalınlığı var. Şekil 2.6’da görüldüğü gibi Mauddud (“Üst Qamchuqa”) Formasyonun alt dokanağı Alt Sarmord Formasyonu ile uyumlu ve geçişlidir. Üst dokanağı Irak’ın K Merkez, K ve KD’sunda uyumsuzdur (Jassim vd. 1984).

2.2.22 Dokan Formasyonu (Geç Kretase)

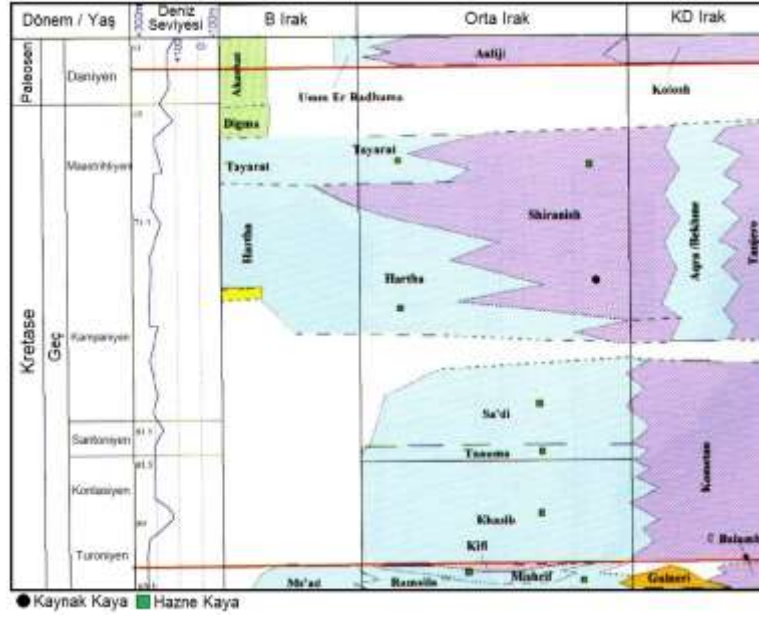
Formasyonun yeraltındaki kireçtaşları koyu gri ve çoğu kez killidir. Formasyonun güneydoğudaki Chemchemal kuyusundaki kalınlığı 150 m, daha batıda Kerkük, Bay Hasan, Demir Dağ ve Qara Chuaq alanlarında kalınlığı 5 – 30m arasındadır. Formasyon açık deniz ortamında çökelmiştir. Yaşı Senomaniyen olarak tespit edilmiştir (Şekil 2.6). Formasyonun hem alt Jawan formasyonu ile hem de üst Gulneri formasyonu ile dokanakları arazi kesitinde uyumsuzdur. Birim genelde Turoniyen yaşlı formasyonlar tarafından üzerlenir.

2.2.23 Ahmadi Formasyonu (Geç Kretase)

Ahmadi Formasyonu gri şeyl'den yeşil, yeşilimsi gri ve çikolata kahvesi şeyle geçişlidir. Ahmadi formasyonu 160m kalınlığa ulaşır. Şekil 2.6'da görüldüğü gibi Irak'ta Ahmadi Formasyonu Maaddud Formasyonu üzerine uyumsuz gelir. Formasyon genellikle Rumaila Formasyonu tarafından uyumlu ve geçişli olarak örtülür. Formasyonda bulunan fosiller yaşının Senomaniyen (muhtemelen Erken Senomaniyen) olduğunu destekler.

2.2.24 Rumaila Formasyonu (Geç Kretase)

Rumaila Formasyonu tip kesitinde genellikle 100 – 120 m kalınlıkta olup ince-taneli, marnlı, oligosteginal kireçtaşı ile marndan türeyen ince-taneli, kireçli kireçtaşından oluşur. Owen ve Nasr (1958)'de Formasyonun yaşını Senomaniyen-Turoniyen olarak belirlediler. Şekil 2.6'da görüldüğü gibi Formasyonun alt dokanağı Ahmadi Formasyonu ile uyumlu ve geçişlidir. Halbuki K'de, alt dokanak uyumsuzdur. G'de formasyon üstündeki Mishrif veya Kifl formasyonları ile uyumludur. Mezopotamya Zonunun K kısmında, formasyon üstündeki Turoniyen (Kometan) veya Senoniyen (Sa'di) formasyonları ile uyumsuzdur.



Şekil 2.7 Kretase-Paleosen büyük sekansların stratigrafik korelasyonu

2.2.25 Mishrif Formasyonu (Geç Kretase)

Mishrif Formasyonu heterojen formasyon olup organik kırıntılı kireçtaşları ile algal, rudistli ve mercan-resif kireçtaşları, limonitik tatlı su kireçtaşları ile kaplıdır (Bellen vd. 1959). Mishrif Formasyonu Rumaila ve Zubair sahalarındaki kalınlığı 270 m, Nahr Umr ve Majnoon sahalarında Irak-İran sınırında 435 m ve Abu Amud sahasında Kut ve Amara arasında ise 380 m'dir. Chatton ve Hart (1960 ve 1961)'de Formasyon yaşını Senomaniyen-Erken Turoniyen olarak belirlediler. Şekil 2.7'de görüldüğü gibi Formasyonun alt dokanağı genellikle uyumludur. Orta Irak'ta üst dokanağı uyumsuzdur.

2.2.26 Khasib Formasyonu (Geç Kretase)

Khasib Formasyonu Owen ve Nasr tarafından 1958'de Mezopotamya Zonu Zubair-3 kuyusunda tanıtıldı. Formasyonun alt bölümü (20 m) koyu gri, yeşilimsi gri şeyl ve gri, ince taneli, killi kireçtaşından oluşur. Üst kısmı (30 m) gri, ince taneli killi kireçtaşından oluşur (Bellen vd. 1959). Khasib Formasyonu Geç Turoniyen-Erken Kampaniyen Dizisinin en proksimal birimidir (Chatton ve Hart, 1961). Bellen vd. (1959) göre

formasyonun alt sınırı uyumsuz. Şekil 2.7’de görüldüğü gibi Üst sınırı Tanuma Formasyonu ile geçişlidir.

2.2.27 Tanuma Formasyonu (Geç Kretase)

Tanuma Formasyonu 30 m siyah, bölünebilir (piritik parçalı) şeyl, gri, makrokristalin, killi ve kırıntılı kireçtaşları (bazen glokonitli) ile yukarda oolitlik kireçtaşı tabakasından oluşur. Tanuma Formasyon kalınlığı Irak’ın GD’sunda 60m ulaşır ancak bütün yönlerde yüzleği bulunmaz. Nadir fosiller nedeniyle yaşı teşhis edilemiyor. Owen ve Nasr’a (1958) göre formasyon Geç Senoniyen, Bellen ve diğerlerine göre görülen fauna Geç Kampaniyen yaşını haklı gösteriyor. Chatton – Hart (1961) ve Ditmar – Irak-Sovyet Timi (1971) Turoniyen–Erken Kampaniyen yaşını iddia ettiler. Tanuma Formasyonu üzerlediği Khasib formasyonu ile genellikle uyumludur (Şekil 2.7). Formasyon üstündeki Sa’di Formasyonu ile uyumlu ve geçişlidir (Jassim vd. 2006).

2.2.28 Sa’di Formasyonu (Geç Kretase)

Sa’di Formasyonu 300m beyaz, kireçli, killi, globigerinal kireçtaşları ile yukarda iyi–gelişmiş 60 m kalınlıkta marn tabakasından oluşur. Formasyon Geç Turoniyen-Erken Kampaniyen Dizisinin en genç, en kalın ve en çok dağılımı olan formasyondur. Sa’di Formasyonu transgresif birim olup; sadece alt dokanağı Tanuma Formasyonu ile uyumlu ve geçişlidir. Diğer yandan, üzerine gelen birimler ile uyumsuzdur özellikle Rutba-Jezira Zona doğru uplift bölgesinde. Sa’di formasyonun üst dokanağı Hartha Formasyonu ile genellikle uyumsuzdur (Şekil 2.7).

2.2.29 Mushorah Formasyonu (Geç Kretase)

Mushorah Formasyonu, açık gri, ince tabakalı, globigerinalı-oligosteginalı kireçtaşı ile yerel silisleşmiş ve tabanında glokonili tabakalar içermektedir (Bellen vd. 1959). Ditmar ve Irak–Sovyet Timi (1971) göre Mushorah Formasyonu Kometan Formasyonun bir fasiyesi olarak kabul edilmiş, ikisi de Turoniyen transgresyonu sonrasındaki aşamalarda

çökelmişlerdir. Kometan ve Mushorah formasyonların birleşik kalınlıkları bazı kuyularda aşağıdaki gibidir: Kerkük-109'da 41 m, Kerkük-116'da 184m, Khabaz-11'de 28 m ve Mushorah fasiyesin kalınlığı Kara Chauq-1 kuyusunda 282 m'dir. Formasyonun yaşı Erken Kampaniyen olarak belirtilmiştir. Formasyonun alt dokanağı Albiyen-Senomaniyen formasyonları ile uyumsuzdur, üst sınırları da genelde uyumsuzdur (Şekil 2.7).

2.2.30 Hartha Formasyonu (Geç Kretase)

Hartha Formasyonu organik kırıntılı, glokonitli kireçtaşları; kireçtaşları lokal olarak güçlü dolomitize olmuş, ile gri, yeşil şeyl tabakalarından oluşur. Hartha formasyon Musul yakınlarında kalınlığı 100 – 200 m'dir. Formasyonun alt dokanağı genellikle uyumsuzdur (Şekil 2.7), çoğu kez temel konglomera ile işaretlenmiştir. G Irak'ta üst sınırı uyumlu ve formasyon pelajik sedimanlardan olan Shiranish Formasyon tarafından üzerlenir.

2.2.31 Shiranish Formasyonu (Geç Kretase)

Shiranish Formasyonunun ince killi kireçtaşı tabakaları mavi denizel marnlar tarafından örtülür (Owen ve Nasr, 1958; Bellen vd. 1959). Shiranish Formasyonunun mostra verdiği alanlardaki kalınlığı 225 m dir. Mostra alanı dışında kalınlık 100 ile 400 m arasındadır, Formasyonun en kalın kesiti 1500 m ile Sasan-1 kuyusunda görülmüştür. Formasyonun yaşı genelde Geç Kampaniyen ile Maastrichtiyen olarak belirlenmiştir. Şekil 2.7'de görüldüğü gibi Shiranish Formasyonu tip kesitin üstündeki Bekhma Formasyonu ile uyumludur, başka yerlerde bu formasyon alttaki daha yaşlı Kretase formasyonları ile uyumsuzdur.

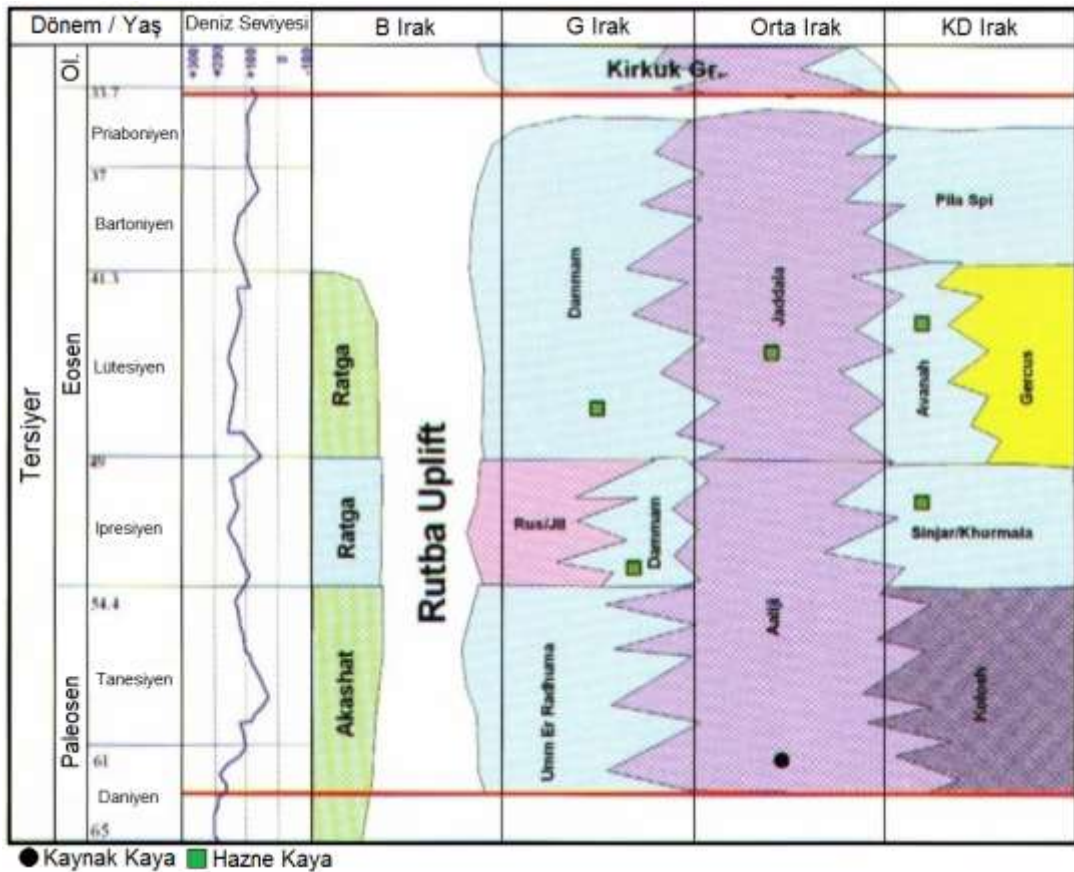
2.2.32 Aqra Formasyonu (Geç Kretase)

Aqra Formasyonu Lokal olarak dolomitleşmiş, silisleşmiş ve bitüm ile doygunudur. Aqra ve Bekhme formasyonların kalınlıkları tip kesitte 300 – 500 m (maksimum 1050 m) Bekhme Vadisi (KD Erbil) ve Dohuk arasındadır. Aqra Formasyonu yine Tanjero

Formasyonunu transgresif olarak üzerler. Bulunan fosiller Aqra Formasyon yaşının Maastrichtiyen olarak teyit eder. Bekhme Formasyonu Maaddud (Qamchuqa) Formasyonu ile temel konglomerayı uyumsuz olarak üzerler (Şekil 2.7). Aqra Formasyonun üst dokanağı Kretase-Tersiyer’de erozyonal durma sınırındır.

2.2.33 Aaliji Formasyonu (Paleosen)

Aliji Formasyonu gri ve hafif kahverengi killi marn, killi kireçtaşı ile bazen mikroskopik çört ve ender dağınık glokonit taneleri içermektedir. Formasyonun K ve KD’ya doğru siltli ve kumlu tabakalar içermektedir ve gitgide kırıntılı Kolosh Formasyonuna geçmektedir (Şekil 2.8). Formasyonun mostrada olduğu yerlerdeki kalınlığı 100 m’dir. Daha kalın kesitleri Irak’ın GD (350 m) ve KB’sında (470 m) görülmektedir. Formasyonun alt dokanağı bu alanda uyumsuzdur, Aaliji Formasyonu üst dokanağı olduğu alanda genelde uyumsuzdur.



Şekil 2.8 Tersiyer büyük sekansların stratigrafik korelasyonu

2.2.34 Kolosh Formasyonu (Paleosen)

Kolosh Formasyonu Tip kesidi yukarıdan şunlardan oluşur: **1)** 144 m kireçtaşı, marn **2)** 30 m kireçtaşları, **3)** 114 m kireçtaşı & şeyl, kırmızı şeyl & kumtaşları, **4)** 6 m kireçtaşı ve **5)** 410 m mavi şeyl ve yeşil kumdan oluşmuş olup Geç Paleosen-Erken Eosen'de görülürler. Kolosh Formasyonu tipik bölgesinde yaklaşık 400 m. Bu kalınlık Derbendikhan bölgesinde 1000 m kadar çıkar (Jassim vd. 1975). K Irak'ta formasyon kalınlığı Jabal Kand-1 kuyusunda 230 m ve Kerkük-117'de 318 m'dir.

Formasyon Üst Kretase tabakalarını uyumsuz olarak üzerler (Şekil 2.8). Bellen vd. (1959) Kolosh Formasyonun üst dokanağı uyumsuz olarak önerdi. Ancak, Kolosh'u üzerleyen Paleosen-Alt Eosen kireçtaşları (tip kesitinde) üst dokanağı uyumlu ve geçişlidir.

2.2.35 Sinjar Formasyonu (Paleosen – Erken Eosen)

Sinjar Kireçtaşı Formasyonu 176 m algal resif, lagünel miliolid, nummulitli sığ fasiyes kireçtaşından oluşur (Bellen vd. 1959). KD Irak Derbendikhan bölgesinde formasyon 120 m kalınlıktadır (Jassim vd. 1975). Formasyon yaşı, Bellen (1959) dayanarak, Paleosen-Erken Eosen'dir. Formasyon tipik bölgesi Sinjar'da Shiranish Formasyonunu uyumsuz olarak üzerler (Şekil 2.8). Ancak KD Irak'ta Kolosh Formasyonu ile geçişlidir. Üstündeki Khurmala Formasyonu ile uyumludur. Formasyon Jaddala Formasyonu tarafından cüzi uyumsuz olarak üzerlenir (Bellen vd. 1959).

2.2.36 Khurmala Formasyonu (Paleosen–Erken Eosen)

Khurmala Formasyonu 185 m kalınlıkta, dolomit (bazı kısımlarında) ve ince kristalleşmemiş kireçtaşları içermektedir. Formasyonun kalınlığı tip bölgesinde 185 m, Kerkük-117 kuyusunda 173 m, Taq Taq-1 kuyusunda 115 m ve Atshan-1 kuyusunda 262 m'dir. Şekil 2.8'de görüldüğü gibi Formasyonun alt dokanağı genelde geçişlidir;

altındaki formasyon ise genelde Kolosh Formasyonudur. Jabal Kand-1 kuyusunda formasyon uyumsuzlukla Üst Kretase Shiranish Formasyonunu üzerler.

2.2.37 Avanah Formasyonu (Orta Eosen)

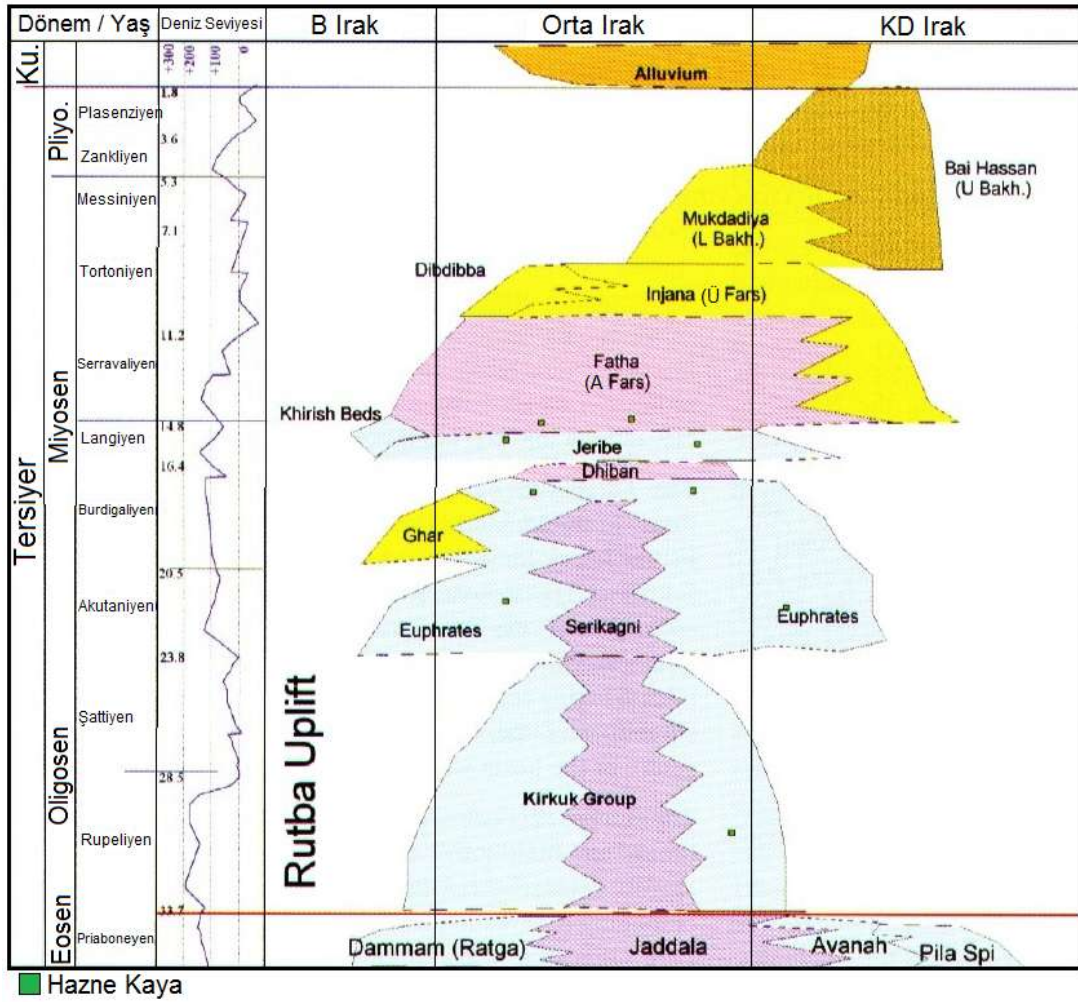
Avanah Formasyonu 210 m kalınlığındaki kireçtaşları, genelde dolomitize ve kristalleşmemiştir. Formasyonun alt dokanağı muhtemelen uyumsuzdur. Khurmala Formasyonun göl fasiyesinden Avanah Formasyonu sığ deniz fasiyese olan ani değişim muhtemelen bir transgresyon ile alakalı olmalıdır (Bellen vd. 1959). Şekil 2.8’de görüldüğü gibi Orta Miyosen çökelleri Avanah Formasyonu üzerinde genelde uyumsuzdur.

2.2.38 Gercus Formasyonu (Orta Eosen)

Gercus Formasyonu O Eosen uplift sırasında moloz depolanmasını içerir. Formasyon 850m kırmızı, mor şeyl, çamurtaşı, kumlu & grimsi marn, çakıllı kumtaşı ve konglomeradan oluşur. Formasyon yaşı faunadan belirlenemedi. Bellen vd.(1959) ve Ditmar & Irak-Sovyet Timi (1971) formasyon yaşı Orta Eosen olarak düşünüyorlar. Formasyonun alt dokanağı uyumsuz halbuki üstündeki Pila Spi Formasyon ile uyumlu ve geçişlidir (Şekil 2.8).

2.2.39 Pila Spi Formasyonu (Geç Eosen)

Formasyonun kalınlığı 100 – 200 m’dir. Pila Spi Formasyonun üst kısmı iyi tabakalı, katranlı ve kristalize kireçtaşları ile beyaz bantlar halindeki, kireçli marnlardan oluşur ve üste doğru çört nodülleri içerir. Alt kısmı sert tabakalı, gözenekli veya katranlı, kırılgan, fosilli, kireçtaşı ile alg veya kavrıkli bölümler içermektedir. Pila Spi Formasyonun alt dokanağı Irak’ın KD’sunda uyumlu ve geçişli olarak görünmektedir (Şekil 2.8). Üst sınırı boyunca ise uyumsuzdur (Jassim vd. 1975).



Şekil 2.9 Tersiyer-Kuvaterner büyük sekansların stratigrafik korelasyonu

2.2.40 Jaddala Formasyonu (Orta–Geç Eosen)

Jaddala Formasyonu Erken Eosen–Geç Eosen Serisi olarak Irak’ın batı ve orta alanlarında korumalı bir kıyı fasiyesini temsil etmektedir. 350 m kalınlığındaki killi ve arı kireçtaşları ile marnlardan oluşur (Bellen vd. 1959).

Formasyonun mostrada olduğu alanlarda alt dokanağı uyumsuzdur ve glokonitli oluşumuyla belirgindir (Bellen vd. 1959). Şekil 2.9’de görüldüğü gibi Formasyonun üst kısmı ise olduğu mostralarda uyumsuzdur; üstteki çökeller Kenar Kıvrımları Bölgesi’ndeki Kara Chuaq yapısı hariç Miyosen yaşındadır, kara Chuaq yapısında Oligosen yaşlı çökellerle örtülürler.

2.2.41 Fırat Formasyonu (Geç–Erken Miyosen)

Fırat Formasyonu 8 m kalınlıkta, kavrık ve kireçtaşı tabakalar içerir. Bazı yeraltı kesitlerinde kumtaşları ve anhidritler yer almaktadır (Bellen vd. 1959).

Formasyon genellikle kireçtaşı ile oolitik kireçtaşı, yerel olarak mercanlı şeylden oluşur. Bunlar çoğu kez kristalleşmemiş ve silisleşmemişlerdir. Genelde yeşil marn, killi kumtaşı, breş, çakıl taşı ve kireçtaşı tabakalar bulunmaktadır.

Şekil 2.9’de görüldüğü gibi Fırat Formasyonu Oligosen ve Eosen formasyonlarını genelde uyumsuz olarak örter. Formasyonun altında bulunan birim Serikagni Formasyonudur. Bu alt sınırı uyumludur.

2.2.42 Jeribe Formasyonu (Erken Miyosen)

Jeribe Formasyonu 70 m kalınlıkta kristalleşmemiş dolomitik, genellikle masif kireçtaşları tabakaları içermektedir (Tyracek ve Youbert, 1975).

Jeribe Formasyonu kalınlığı Kuzey Irak’ta Dicle Nehri boyunca 200 m, Kerkük yakınlarında 180 m, Badra alanında > 500 m ve Zagros Sütür Zonu yakınlarında 50–150 m ölçülmüştür. Şekil 2.9’de görüldüğü gibi Formasyonun altındaki Serikagni Formasyonu ile uyumsuz olduğu görülmektedir. Jeribe Formasyonu, üstündeki Alt Fars Formasyonu ile geçişlidir.

2.2.43 Alt Fars Formasyonu (Orta Miyosen)

Alt Fars Formasyonu Irak’ın en yaygın ve ekonomik öneme sahip olan bir formasyondur. Alt Fars Formasyonu İran’ın güneybatısındaki Fars ilinde tanıtılmıştır (Jassim vd. 1984).

Irak’taki Alt Fars Formasyonu daha bulunduğu ilk yıllarda jeologlar tarafından Anhidrit, alçıtaşı ve tuz ile ara tabakalı kireçtaşı ve marn başlıca litolojilerdir.

3. YERALTI JEOLJİSİ

Yer altı incelemeleri kapsamında elimizde detaylı kuyu verileri olan dört kuyuya (Ain Zala–29, Jabal Kand–1, Butmah–15 ve Qara Chuq–2) ait gama ray (GR), FDC, CNL ve sonik loglardan yararlanarak yoğunluk–sonik geçiş zamanı logları kesişmeleri ile kaynak kaya tanımlaması ve gözeneklik–direnc loglarından organik zengini pratik model yöntemlerini (Meyer B.L. ve Nederlof M.H., 1984; Passey Q.R vd., 1990) kullanarak Baluti Formasyonun yüksek organik madde içerdiği seviyeleri tespit edilmiştir. Yukarıdaki araştırmacılara göre sonik logu ve GR logu değeri arttığında ve FDC VE CNL logu değeri azaldığında kayacda organik madde içeriği artar. Bu yöntemin yararı piroliz analizinde kullanılacak Baluti formasyonun organik içerikli karot/kırıntı seçiminde örneklendirme işlemini kolaylaştırmaktır. Her dört kuyu için detaylı litolojik fasiyes incelemeleri yapılmıştır ve bölümün sonunda gösterilmiştir.

3.1 Gama Ray Logu (GR)

Gama ray logu formasyondan çıkan doğal ışını ölçer (Asquith ve Gibson, 1982), kilsiz karbonatlı kayalar ışın maddesi düşük oluşuyla karakterize edilir, bu yüzden düşük ışın değeri ile gösterilir, şeyl içeriği arttıkça gama ray okumaları artar.

Şeyl diğer sedimentlerden en çok ışın yansımalarından en yaygın olanı olup bu nedenle log’a şeyl log’u da denir (Asquith ve Gibson, 1982), kilin rezervuarda bulunması su doygunluk değeri ve Loglardan (sonik, yoğunluk ve neutron) elde edilen gözenek değeri hata okunmasına yol açar (Serra, 1984). Gözenek ve resistivite log okumalarını etkilemeyen oran ise toplam kayac hacminden (%10)’dır (Schlumberger, 1974).

3.2 Neutron Logu (CNL)

Neutron logu (Compensated Neutron Log) formasyonlardaki hidrojen iyon konsantrasyonu ölçer. Ölçüm ucundan (Sonda) saçılan nötronlar formasyonun içerdiği

organik madde atomları ile çarpır, bu çarpma sonucu enerji kaybı oluşur. Maksimum kayıp da neutronların hidrojenle çarptığında oluşur, bu yüzden maksimum kayıp hidrojen içeriğinin göstergesidir. Hidrojen gözeneklerde (su veya hidrokarbon) bulunmasından dolayı enerji kaybı gözeneği gösterir (Inteq 1999). Petrollü formasyonlarda (şeylsiz) ve gözeneklerin su veya petrol ile dolu olduğunda, neutron logu sıvı ile dolan gözeneği ölçer (Asquith ve Gibson 1982).

Petrol ve suda bulunan hidrojen oranı yaklaşık olarak eşittir ancak gazlı hidrokarbonlarda hidrojen oranı daha azdır bu yüzden neutron gözenek logu gaz etkisiyle daha düşük değerler verir (Selley, 1985). Log okumasını etkileyen unsurlar şunlardır: litoloji (kum taşı, kireçtaşı ve dolomit), kaynak (neutron saçan) detektör (alıcı) arasındaki mesafe ve bunun yanı sıra alıcı tipleri (Asquith ve Krygowski 2004).

3.3 Yoğunluk (Densite) Logu (FDC)

Yoğunluk logu (Formation Density Compansenated) formasyonun elektron yoğunluğunu (Electron density) ölçme ile gözenek ölçüm log çeşitlerinden biridir. Aygıt formasyona gönderilen gama ışını üreten ışın kaynağı ve kaynaktan belirli mesafede olan bir veya daha fazla alıcı (detektör)'dan oluşur. Çalışma prensibi ışın kaynağından saçılan gama ışını formasyon elektronları ile çarpılır ve bu çarpma sonucunda enerji kaybı oluşur, bu enerji kaybının bir kısmı formasyona geri döner ancak alıcıya ulaşan kısım hesaplanır ve bu da formasyonun yoğunluğu olarak gösterilir (Inteq, 1999).

Yoğunluk logunun en önemli kullanım alanları 1. Evaporitik minerallerin belirlenmesi 2. Gazlı bölgelerin belirlenmesi 3. Hidrokarbon yoğunluk ölçümü (Asquith ve Gibson, 1982)'dür.

3.4 Sonik Logu

Sonik logu formasyonun bir fit içinden geçen sıkıştırılmış ses dalgası geçiş aralığını (zaman) ölçer (Δt). Formasyon içinden geçen ses dalgası her fit için milisaniye ile

ölçülür ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) (Inteq, 1999). Ayrıca çalışma alanında açılan her kuyu için detaylı litoloji ve fasiyes çalışmaları gama ray (GR), FDC, CNL, sonik logu ve kuyu kırıntıları yardımıyla yapılmış olup Ain Zala–29, Jabal Kand–1, Butmah–15 ve Qara Chuq–2 kuyuları için belirlenen litolojik dağılım Şekil 3.2 – 3.5’de verilmiştir.

3.5 Kuyular

3.5.1 Butmah (BT–15) kuyusu

Butmah–15 kuyusuna ait gama ray (GR), FDC, CNL, sonik logu Digder 3 program yardımıyla rakamsal değerlere (Çizelge 3.1) çevirip Logplot 7 programı ile şekil 3.1 elde edilmiştir.

Çizelge 3.1 Butmah–15 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Balutı Fm.	2669	48.24	35.54	2.44	0.06	Balutı Fm.	2680.5	49.17	43.8	2.73	0.07
	2669.5	50.24	32.31	2.73	0.03		2681	47.98	40.3	2.75	0.07
	2670	51.27	49.24	2.29	0.05		2681.5	46.08	36.48	2.72	0.03
	2670.5	50.29	47.11	1.95	0.11		2682	46.87	37.97	2.78	0.03
	2671	46.5	46.93	2.09	0.23		2682.5	46.53	43.74	2.79	0.03
	2671.5	47.91	33.59	2.67	0.09		2683	46.67	42.63	2.82	0.02
	2672	47.35	47.65	2.69	0.05		2683.5	47.58	36.37	2.81	0.02
	2672.5	49.22	64.16	2.75	0.11		2684	45.45	27.11	2.71	0.06
	2673	49.43	29.75	2.77	0.06		2684.5	48.08	19.58	2.07	0.02
	2673.5	53.41	18.78	2.73	0.04		2685	46.21	22.69	1.95	0.05
	2674	47.12	18.65	2.7	0.01		2685.5	46.26	21.44	2.5	0.04
	2674.5	46.17	37.29	2.59	0.02		2686	47.13	27.78	2.72	0.04
	2675	47.7	24.69	2.74	0.04		2686.5	47.53	23.64	2.78	0.03
	2675.5	53.37	47.25	2.75	0.05		2687	51.75	27.9	2.68	0.03
	2676	56.72	40.04	2.71	0.08		2687.5	56.61	57.42	2.04	0.15
	2676.5	53.76	30.14	2.77	0.09		2688	52.94	36.8	2.2	0.15
	2677	47.86	21.15	2.81	0.03		2688.5	50.4	58.84	2.56	0.05
	2677.5	50.13	18.19	2.74	0.04		2689	51.84	39.29	2.34	0.06
	2678	51.26	13.62	2.81	0.04		2689.5	52.15	37.07	1.95	0.03
	2678.5	49.16	10.42	2.77	0.02		2690	50.65	53.69	1.95	0.17
	2679	50.8	16.47	2.82	0.04		2690.5	51.24	57.96	1.96	0.12
	2679.5	58.26	18.18	2.12	0.03		2691	51.98	72.08	2.29	0.11
	2680	53.52	30.87	2.33	0.15		2691.5	55.27	78.49	1.95	0.14

Çizelge 3.1 Butmah–15 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluti Fm.	2692	52.78	48.92	2.2	0.02	Baluti Fm.	2703.5	53.08	31.76	2.48	0.08
	2692.5	53.52	46.83	2.33	0.08		2704	52.95	27.99	2.67	0.05
	2693	52.32	50.48	2.04	0.02		2704.5	52.07	37.55	2.77	0.01
	2693.5	53.19	54.81	2.43	0.04		2705	52.41	39.84	2.67	0.02
	2694	49.06	39.42	2.35	0.05		2705.5	51.76	21.07	2.91	0
	2694.5	49.46	30.29	2.48	0.04		2706	51.6	21.52	2.88	0
	2695	49	28.34	2.11	0.09		2706.5	52.04	21.78	2.87	0
	2695.5	49.23	35.66	1.97	0.03		2707	50.59	44.77	2.78	0.03
	2696	52.92	49.69	2.06	0.11		2707.5	48.79	59.89	2.55	0.08
	2696.5	54.86	53.66	2.06	0.17		2708	52.37	53.14	2.69	0.07
	2697	51.06	54.2	1.98	0.16		2708.5	53.93	58.02	2.8	0.01
	2697.5	55.56	60.89	1.95	0.23		2709	52.12	39.41	2.84	0.01
	2698	60.61	71.28	1.95	0.24		2709.5	51.08	28.99	2.85	0
	2698.5	54.16	74.86	1.95	0.28		2710	52.86	31.97	2.92	0.01
	2699	53.58	77.4	1.95	0.3		2710.5	53.95	37.02	2.87	0.03
	2699.5	57.04	71.01	2.07	0.23		2711	54.39	46.15	2.81	0.08
	2700	62.61	74.03	1.95	0.15		2711.5	53.3	35.34	2.86	0.02
	2700.5	60.25	75.43	1.95	0.21		2712	51.46	52.95	2.85	0.02
	2701	67.47	67.55	2.22	0.22		2712.5	56.16	74.39	2.61	0.07
	2701.5	62.06	53.69	2.42	0.24		2713	55.12	44.68	2.39	0.04
	2702	52.09	43.9	1.95	0.12		2713.5	54.43	68.64	1.95	0.04
	2702.5	53.62	46.73	2.06	0.16		2714	55.1	49.29	2.14	0.2
	2703	53.12	42.89	2.78	0.03		2714.5	49.97	26.51	2.44	0.08

Çizelge 3.1 Butmah–15 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Balutı Fm.	2715	46.64	29.46	2.26	0.03	Balutı Fm.	2726.5	54.86	56.93	2.47	0.08
	2715.5	45.29	42.04	1.95	0.19		2727	60.03	79.36	1.95	0.22
	2716	52.96	39.58	1.96	0.3		2727.5	60.92	61.52	2.18	0.27
	2716.5	48.44	32.79	2.21	0.29		2728	51.14	51.2	2.7	0.09
	2717	58.7	63.74	1.95	0.24		2728.5	48.64	39.47	2.58	0.06
	2717.5	73.34	91.63	1.95	0.37		2729	50.15	19	2.63	0.04
	2718	75.45	89.11	1.95	0.4		2729.5	50.38	11.49	2.95	0
	2718.5	60.69	65.71	2.18	0.4		2730	50.57	28.55	2.86	0.03
	2719	49.96	39.36	2.72	0.06		2730.5	49.01	22.08	2.65	0.03
	2719.5	46.22	31.55	2.78	0.01		2731	47.78	53.55	2.56	0.04
	2720	46.9	17.66	2.66	0		2731.5	61.14	100	2.48	0.19
	2720.5	46.54	17.61	2.36	0.01		2732	82.09	95.67	2.23	0.36
	2721	48.96	29.6	2.25	0.02		2732.5	67.52	71.43	2.04	0.29
	2721.5	47.82	30.68	2.23	0.07		2733	58.63	63.99	2.29	0.17
	2722	48.29	21.57	2.19	0.08		2733.5	58.49	66.92	1.98	0.18
	2722.5	47.84	24.66	2.19	0.07		2734	57.71	65.66	2.59	0.14
	2723	48.78	35.81	1.96	0.08		2734.5	55.79	63.1	2.68	0.12
	2723.5	50.31	26.62	2.32	0.07		2735	53.65	55.36	2.71	0.08
	2724	48.4	21.76	1.95	0.02		2735.5	49.93	42.79	2.57	0.07
	2724.5	52.27	52.99	1.97	0.1		2736	47.47	30.61	2.68	0.03
	2725	58.25	53.59	2.16	0.22		2736.5	47.45	24.48	2.64	0.02
	2725.5	52.19	38.74	2.54	0.06		2737	47.39	19.94	2.71	0.03
	2726	49.28	49.16	2.36	0.05		2737.5	46.69	17.64	2.68	0.01

Çizelge 3.1 Butmah–15 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

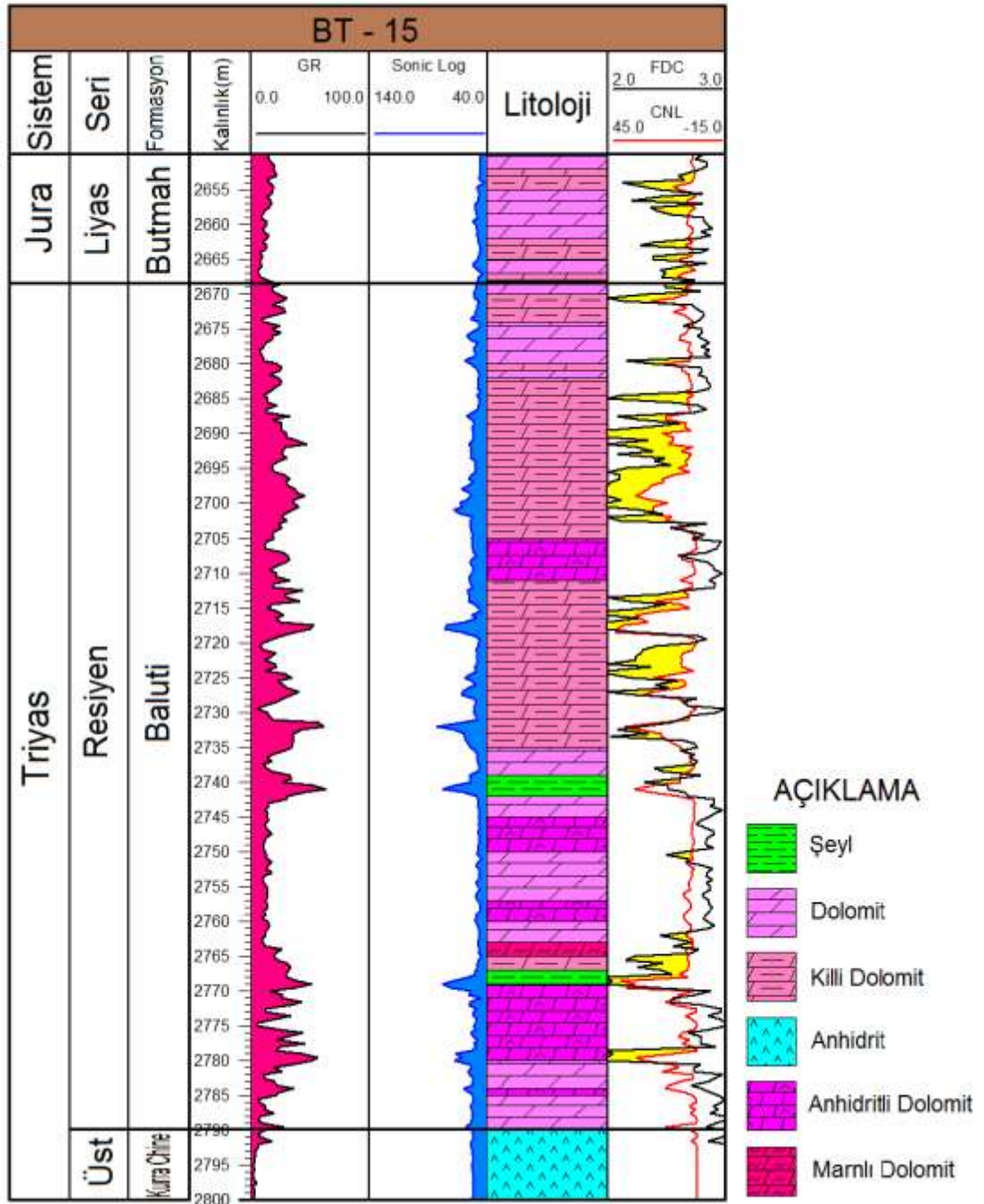
Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluti Fm.	2738	46.15	22.47	2.35	0.01	Baluti Fm.	2749.5	46.33	20.98	2.84	0.02
	2738.5	47.48	46.43	2.42	0.04		2750	47.72	22.32	2.6	0.02
	2739	54.05	60.08	2.73	0.08		2750.5	47.53	24.12	2.45	0.03
	2739.5	53.56	51.61	2.56	0.08		2751	44.51	25.89	2.63	0.02
	2740	53.1	68.03	2.27	0.08		2751.5	46.92	24.58	2.62	0.06
	2740.5	65.96	100	2.46	0.22		2752	49.09	24.51	2.76	0.03
	2741	76.61	83.54	2.47	0.31		2752.5	46.54	26.04	2.83	0.01
	2741.5	59.17	55.03	2.6	0.23		2753	45.75	22.47	2.79	0.02
	2742	48.44	55.29	2.63	0.09		2753.5	46.08	18.81	2.78	0.02
	2742.5	47.37	37.89	2.85	0.02		2754	46.58	18.97	2.83	0.03
	2743	46.34	29.64	2.85	0.01		2754.5	48.93	23.03	2.78	0.04
	2743.5	47.44	23.59	2.82	0.01		2755	47	22.26	2.82	0.04
	2744	46.05	22.56	2.92	0.01		2755.5	45.58	23.7	2.82	0.03
	2744.5	45.89	26.7	2.86	0.01		2756	48.1	25.22	2.76	0.06
	2745	46.36	23.95	2.81	0.01		2756.5	48.89	22.28	2.76	0.06
	2745.5	45.73	21.66	2.74	0.01		2757	47.87	24.95	2.81	0.04
	2746	46.58	20.72	2.7	0.02		2757.5	45.44	24.4	2.81	0.03
	2746.5	46.27	22.93	2.76	0.02		2758	45.45	21.56	2.83	0.03
	2747	46.55	25.56	2.84	0.02		2758.5	46.2	21.1	2.81	0.04
	2747.5	46.66	28.27	2.85	0.03		2759	48.45	22.95	2.78	0.06
	2748	45.81	23.58	2.79	0.01		2759.5	49.44	19.9	2.76	0.06
	2748.5	45.91	20.41	2.78	0.01		2760	49.25	21.34	2.79	0.05
	2749	46.44	21.2	2.78	0.01		2760.5	47.97	22.86	2.85	0.02

Çizelge 3.1 Butmah–15 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Balutı Fm.	2761	46.86	21.83	2.8	0.02	Balutı Fm.	2772.5	48.71	20.13	2.91	0
	2761.5	46.07	20.79	2.62	0.04		2773	50.6	25.04	2.91	0
	2762	45.95	23.87	2.4	0.06		2773.5	51.1	61.53	2.8	0.05
	2762.5	46.64	19.43	2.55	0.02		2774	48.37	24.58	2.89	0.02
	2763	46.79	17.84	2.66	0.01		2774.5	49.22	7.02	2.95	0
	2763.5	46.79	30.52	2.51	0.02		2775	50.91	12.09	2.95	0
	2764	46.26	48.03	2.72	0.05		2775.5	49.59	45.06	2.8	0.01
	2764.5	46.96	31.15	2.65	0.05		2776	53.64	89.19	2.63	0.07
	2765	44.15	30.22	2.18	0.04		2776.5	50.61	45.85	2.74	0.09
	2765.5	46.52	42.15	2.11	0.04		2777	47.82	57.93	2.74	0.03
	2766	47.73	53.81	2.42	0.04		2777.5	51.29	70.86	2.74	0.07
	2766.5	47.8	53.02	2.21	0.04		2778	48.42	34.87	2.86	0.02
	2767	49.53	58.41	2.4	0.05		2778.5	52.32	39.02	1.95	0
	2767.5	49.57	47.22	2.49	0.09		2779	66.1	72.32	2	0.12
	2768	55.25	60.43	1.95	0.05		2779.5	61.02	89.94	1.95	0.3
	2768.5	68.81	86.43	1.99	0.38		2780	66.92	91.44	1.95	0.26
	2769	76.76	78.97	1.95	0.31		2780.5	54.09	54.22	2.73	0.12
	2769.5	69.73	39.74	2.39	0.35		2781	52.23	45.05	2.68	0.09
	2770	53.62	31.93	2.82	0.02		2781.5	56.13	37.43	2.68	0.17
	2770.5	54.72	45.9	2.68	0.09		2782	54.37	17.46	2.92	0.02
	2771	45.15	40.77	2.51	0.09		2782.5	51.14	28.28	2.85	0.01
	2771.5	53.59	80.37	2.48	0.16		2783	51.54	35.33	2.8	0.08
	2772	55.33	49.45	2.74	0.11		2783.5	52.11	61.3	2.66	0.14

Çizelge 3.1 Butmah–15 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluti Fm.	2784	59.29	57.44	2.74	0.15	Baluti Fm.	2787	52.28	26.34	2.88	0.01
	2784.5	54.62	39.92	2.82	0.05		2787.5	52.18	33.85	2.82	0.03
	2785	51.4	23.16	2.88	0.02		2788	51.5	11.24	2.93	0.01
	2785.5	51.22	9.94	2.94	0		2788.5	52.73	7.81	2.94	0
	2786	51.94	14.14	2.91	0		2789	53.55	33.57	2.86	0
	2786.5	53.43	20.18	2.84	0.04		2789.5	57.43	44.71	2.78	0.15



Şekil 3.1 Butmah–15 kuyusunun litolojik fasiyesi

3.5.2 Qara Chuq (QC–2) kuyusu

Qara Chuq–2 kuyusuna ait gama ray (GR), FDC, CNL, sonik logu Digder 3 program yardımıyla rakamsal değerlere (Çizelge 3.2) çevirip Logplot 7 programı ile şekil 3.2 elde edilmiştir.

Çizelge 3.2 Qara Chuq–2 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri

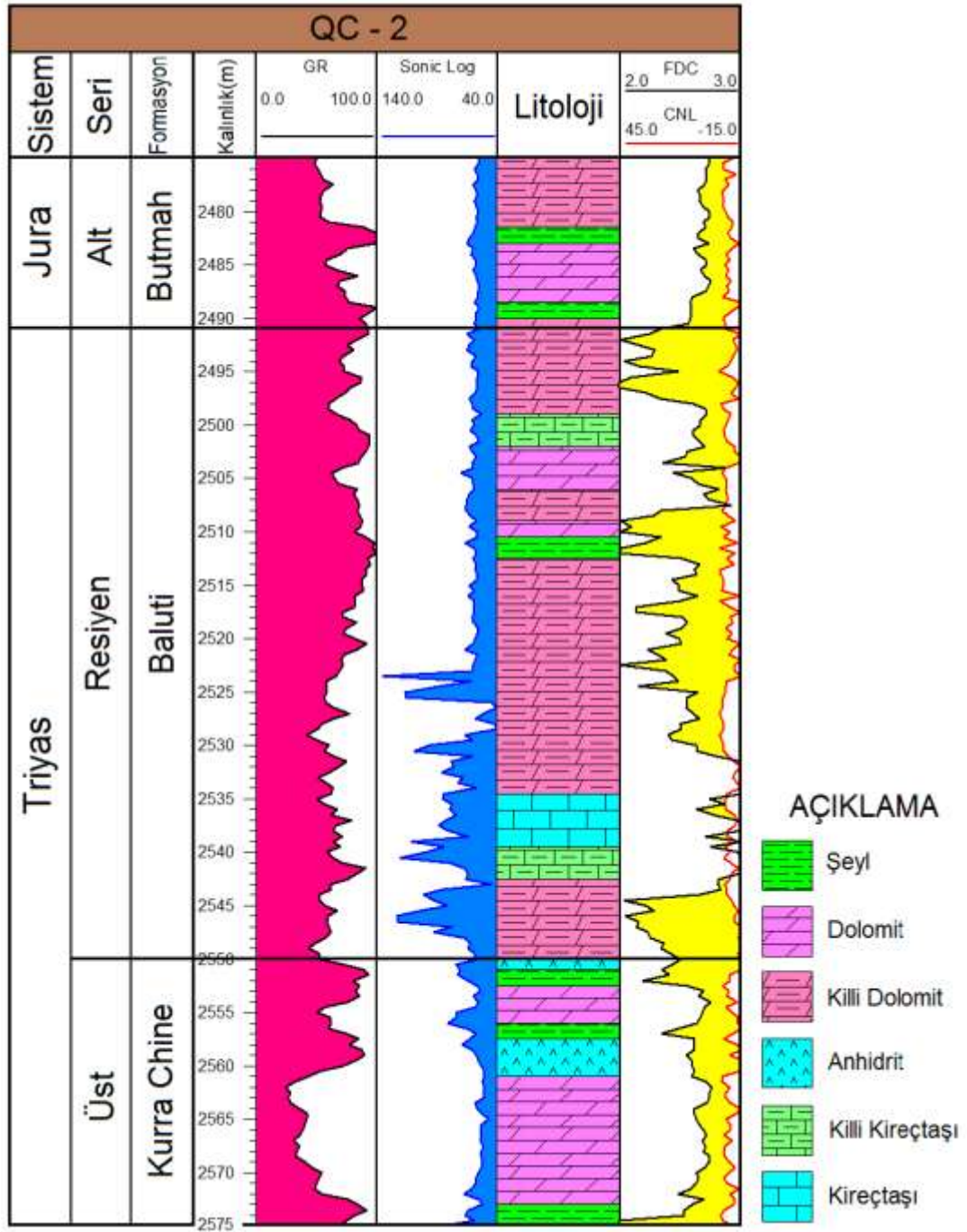
Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluti Fm.	2491	93.21	54.65	2.27	0.13	Baluti Fm.	2502.5	91.97	59.48	2.52	0.15
	2491.5	91.04	64.95	2.18	0.18		2503	87.78	52.31	2.48	0.15
	2492	79.69	58.91	1.96	0.25		2503.5	86.11	59.95	2.37	0.16
	2492.5	78.68	61.36	2.12	0.21		2504	76.98	58.19	1.95	0.23
	2493	78.06	65.77	2.26	0.11		2504.5	64.83	69.54	1.95	0.45
	2493.5	70.22	57.12	2.18	0.08		2505	62.1	60.07	1.95	0.45
	2494	70.51	43.96	2	0.13		2505.5	68.57	59.96	1.95	0.3
	2494.5	72.94	60.82	2.13	0.17		2506	76.63	58.68	1.95	0.31
	2495	73.95	55.22	2.43	0.1		2506.5	86.53	61.67	1.95	0.29
	2495.5	89.89	56.54	1.98	0.12		2507	81.73	63.88	1.95	0.26
	2496	85.95	56.07	1.95	0.15		2507.5	85.05	63.84	1.95	0.31
	2496.5	77.95	55.85	1.95	0.15		2508	86.55	64.9	2.01	0.26
	2497	73.21	56.98	2.19	0.19		2508.5	81.38	61.1	2.4	0.11
	2497.5	64.65	62.19	2.29	0.18		2509	88.9	56.14	2.05	0.1
	2498	60.85	60.93	2.54	0.1		2509.5	87.41	62.33	2	0.11
	2498.5	60.62	58.81	2.66	0.08		2510	84.43	56.99	2.09	0.11
	2499	67.31	56.08	2.67	0.1		2510.5	84.53	55.47	1.99	0.16
	2499.5	77.34	59.63	2.62	0.16		2511	93.44	65.98	2.37	0.17
	2500	81.56	57.8	2.62	0.2		2511.5	96.62	60.21	1.99	0.13
	2500.5	85.48	60.48	2.56	0.22		2512	96.91	55.36	1.95	0.13
	2501	93.53	57.64	2.56	0.19		2512.5	100	59.54	2.03	0.14
	2501.5	94.24	53.03	2.61	0.15		2513	92.82	57.04	2.46	0.13
	2502	92.94	62.1	2.63	0.14		2513.5	94.04	57.57	2.62	0.12

Çizelge 3.2 Qara Chuq–2 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Balutı Fm.	2514	91.23	60.3	2.57	0.12	Balutı Fm.	2525.5	58.44	108.92	2	0.2
	2514.5	91.97	55.61	2.59	0.12		2526	55.96	135.6	1.95	0.25
	2515	87.47	62.42	2.39	0.13		2526.5	58.23	139.72	1.95	0.29
	2515.5	89.27	60.13	2.44	0.13		2527	61.61	139.75	1.95	0.33
	2516	89.72	61.88	2.39	0.12		2527.5	76.45	139.77	1.95	0.33
	2516.5	81.34	59.74	2.59	0.11		2528	65.98	139.8	1.95	0.25
	2517	81.75	58.91	2.46	0.1		2528.5	54.78	139.83	1.95	0.27
	2517.5	81.81	56.77	2.17	0.09		2529	51.22	139.85	1.95	0.39
	2518	73.83	59.4	2.01	0.09		2529.5	42.39	139.88	1.95	0.45
	2518.5	71.36	60.26	2.46	0.15		2530	49.78	97.5	1.95	0.45
	2519	79.45	55.41	2.49	0.22		2530.5	60.13	101.38	1.95	0.45
	2519.5	77.84	56.05	2.44	0.22		2531	56.75	71.15	1.95	0.4
	2520	71.03	58.2	2.4	0.24		2531.5	67.26	85.21	1.95	0.36
	2520.5	78.91	56.65	2.4	0.27		2532	75.3	76.11	1.95	0.4
	2521	90.97	67.26	2.42	0.17		2532.5	68.65	89.27	2.34	0.33
	2521.5	85.6	56.12	2.32	0.16		2533	56.27	64.14	2.47	0.2
	2522	74.89	57.68	2.18	0.16		2533.5	52.69	83.34	2.28	0.27
	2522.5	71.86	59	2.35	0.17		2534	61.28	57.06	2.08	0.2
	2523	71.87	60.57	2.16	0.2		2534.5	64.21	120.68	2.22	0.17
	2523.5	70	96.24	1.95	0.22		2535	58.03	83.53	2.06	0.25
	2524	68.25	60.48	2.4	0.16		2535.5	50.99	70.61	1.95	0.43
	2524.5	58.76	85.42	2.37	0.19		2536	65.22	89.05	1.95	0.33
	2525	57.93	97.18	2.32	0.17		2536.5	61.36	76.49	1.95	0.18

Çizelge 3.2 Qara Chuq–2 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluți Fm.	2537	72.55	78.72	1.95	0.22	Baluți Fm.	2543.5	58.97	89.27	1.95	0.36
	2537.5	72.96	87.03	1.95	0.23		2544	52.09	104.13	1.95	0.34
	2538	63.52	83.19	1.95	0.13		2544.5	54.63	95.65	1.95	0.34
	2538.5	72.23	70.76	1.95	0.13		2545	61.47	81.08	2.18	0.29
	2539	62.64	111.99	1.95	0.25		2545.5	64.32	110.36	2.28	0.3
	2539.5	69.95	86.34	1.95	0.42		2546	58.14	120.78	2.05	0.29
	2540	57.51	92.67	1.95	0.42		2546.5	59.1	118.42	2.11	0.32
	2540.5	64.73	120.37	2.12	0.22		2547	60.61	80.76	2.05	0.32
	2541	72.82	74.22	2.13	0.15		2547.5	60.57	94.55	2.19	0.3
	2541.5	91.32	65.49	2.07	0.22		2548	51.41	71.55	2.2	0.27
	2542	84.3	63.5	2.08	0.25		2548.5	43.52	60.57	2.33	0.18
	2542.5	71.42	65.22	1.95	0.26		2549	50.53	63.67	2.33	0.12
	2543	62.44	44.74	1.95	0.42		2549.5	53.64	58.68	2.36	0.14



Şekil 3.2 Qara Chuq-2 kuyusunun litolojik fasiyesi

3.5.3 Ain Zala (AZ-29) kuyusu

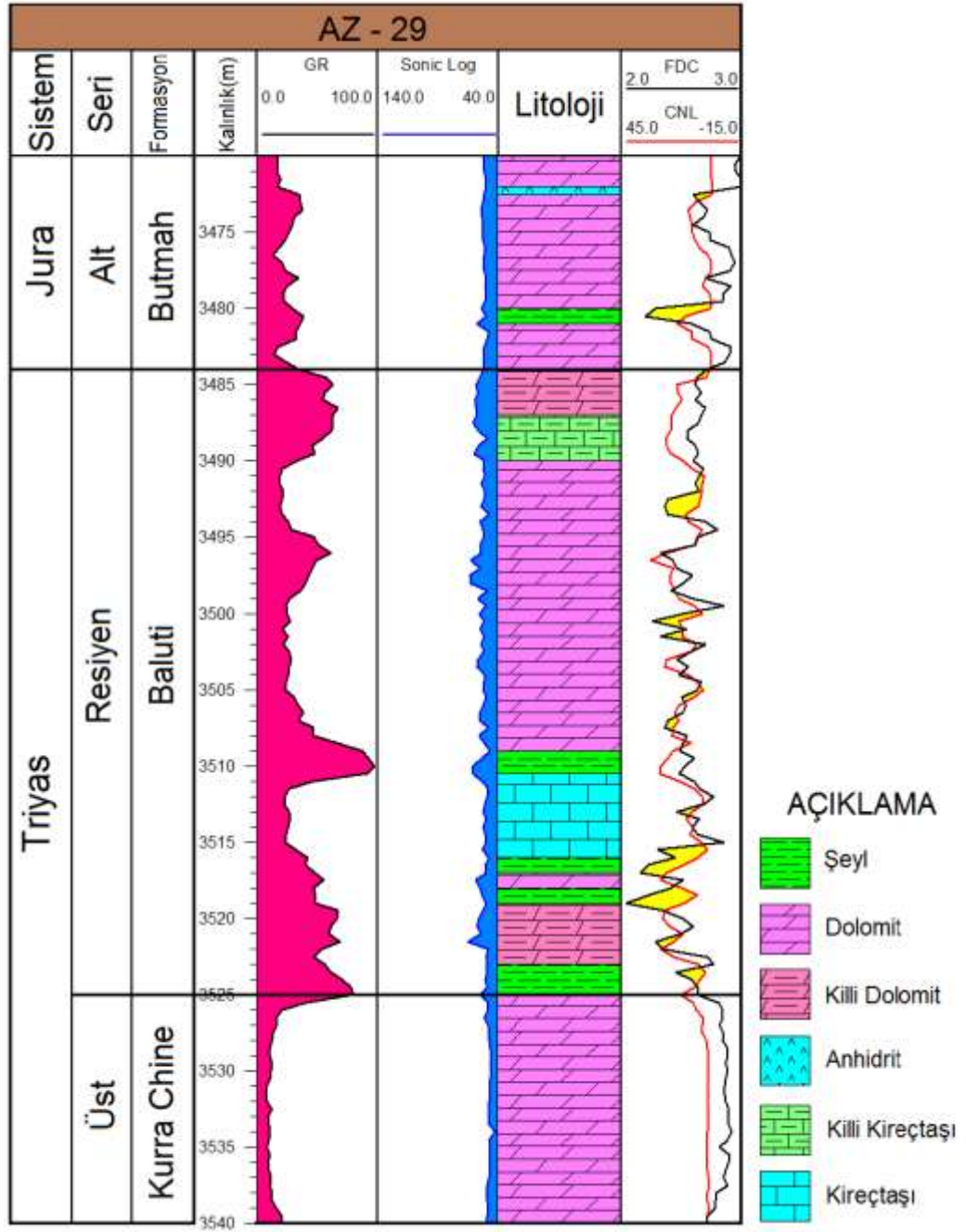
Ain Zala-29 kuyusuna ait gama ray (GR), FDC, CNL, sonik logu Digder 3 program yardımıyla rakamsal değerlere (Çizelge 3.3) çevirip Logplot 7 programı ile şekil 3.3 elde edilmiştir.

Çizelge 3.3 Ain Zala–29 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluti Fm.	3484	52.16	34.2	2.62	0	Baluti Fm.	3495.5	54.43	51.5	2.55	0.09
	3484.5	54.36	57.3	2.57	0.05		3496	53.14	61.6	2.28	0.24
	3485	57.35	63.4	2.6	0.17		3496.5	61.91	49.3	2.38	0.3
	3485.5	56.29	55.9	2.61	0.16		3497	53.89	46.4	2.42	0.19
	3486	58.1	54.6	2.58	0.15		3497.5	62.98	43.1	2.54	0.21
	3486.5	58.06	67.1	2.63	0.18		3498	62.07	40.1	2.46	0.2
	3487	57.1	63.4	2.62	0.2		3498.5	48.18	36.4	2.37	0.18
	3487.5	60.03	63.3	2.57	0.19		3499	56.02	27.1	2.57	0.16
	3488	55.65	62.2	2.5	0.2		3499.5	48.91	24.2	2.79	0.08
	3488.5	48.58	55	2.51	0.23		3500	55.14	25.1	2.43	0.04
	3489	55.53	45.9	2.57	0.22		3500.5	50.83	27.3	2.21	0.17
	3489.5	59.33	48.3	2.58	0.2		3501	54.11	20.8	2.48	0.15
	3490	51.16	33.7	2.55	0.13		3501.5	50.77	26.4	2.28	0.15
	3490.5	51.83	20.7	2.63	0.09		3502	53.21	21.4	2.64	0.08
	3491	50.4	19.3	2.59	0.04		3502.5	50.71	26.9	2.53	0.11
	3491.5	53.08	19.4	2.58	0.04		3503	56.29	28.8	2.42	0.22
	3492	49.79	21.6	2.6	0.04		3503.5	57.1	27	2.51	0.23
	3492.5	51.18	21.1	2.3	0.05		3504	50.36	25.8	2.43	0.12
	3493	53.36	19.5	2.34	0.07		3504.5	50.63	24.2	2.62	0.07
	3493.5	47	20.8	2.35	0.13		3505	51.42	23.3	2.57	0.04
	3494	54.57	25.8	2.67	0.11		3505.5	48.92	31.3	2.46	0.09
	3494.5	51.94	28.9	2.75	0.04		3506	51.75	34	2.49	0.16
	3495	50.9	47.4	2.61	0.07		3506.5	54.05	38.8	2.47	0.18

Çizelge 3.3 Ain Zala–29 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluti Fm.	3507	54.69	34	2.34	0.16	Baluti Fm.	3516	46.35	41.6	2.42	0.09
	3507.5	47.78	46.9	2.31	0.19		3516.5	49.73	40	2.12	0.14
	3508	55.02	47	2.5	0.2		3517	49.4	48.2	2.15	0.24
	3508.5	51.14	66.7	2.46	0.1		3517.5	57.59	55.3	2.48	0.25
	3509	46.04	87.7	2.44	0.2		3518	54.3	47.4	2.33	0.13
	3509.5	52.77	92.8	2.56	0.21		3518.5	52.64	48.8	2.14	0.07
	3510	59.75	97.2	2.47	0.25		3519	49.46	49.1	2.02	0.15
	3510.5	60.29	91.9	2.43	0.25		3519.5	51.39	67.5	2.35	0.24
	3511	52.4	46	2.55	0.15		3520	54.72	66.3	2.5	0.24
	3511.5	47.91	27	2.6	0.08		3520.5	56.85	61.4	2.55	0.19
	3512	48.5	23.4	2.73	0.04		3521	53.09	59.3	2.41	0.14
	3512.5	50.31	22.5	2.62	0.04		3521.5	64.48	68.7	2.23	0.2
	3513	51.57	26.6	2.42	0.1		3522	47.97	54.1	2.35	0.26
	3513.5	49.32	27.6	2.62	0.13		3522.5	49.45	47.5	2.72	0.17
	3514	52.13	26.2	2.52	0.09		3523	48.33	56.3	2.66	0.05
	3514.5	50.32	24.7	2.64	0.11		3523.5	48.09	61.1	2.38	0.03
	3515	49.24	23.5	2.73	0.04		3524	50.24	70.4	2.59	0.06
	3515.5	52.66	31.7	2.24	0.02		3524.5	48.32	78.5	2.54	0.1



Şekil 3.3 Ain Zala-2 kuyusunun litolojik fasiyesi

3.5.4 Jabal Kand (JK-1) kuyusu

Jabal Kand-1 kuyusuna ait gama ray (GR), FDC, CNL, sonik logu Digder 3 program yardımıyla rakamsal değerlere (Çizelge 3.4) çevirip Logplot 7 programı ile şekil 3.4 elde edilmiştir.

Çizelge 3.4 Jabal Kand–1 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri

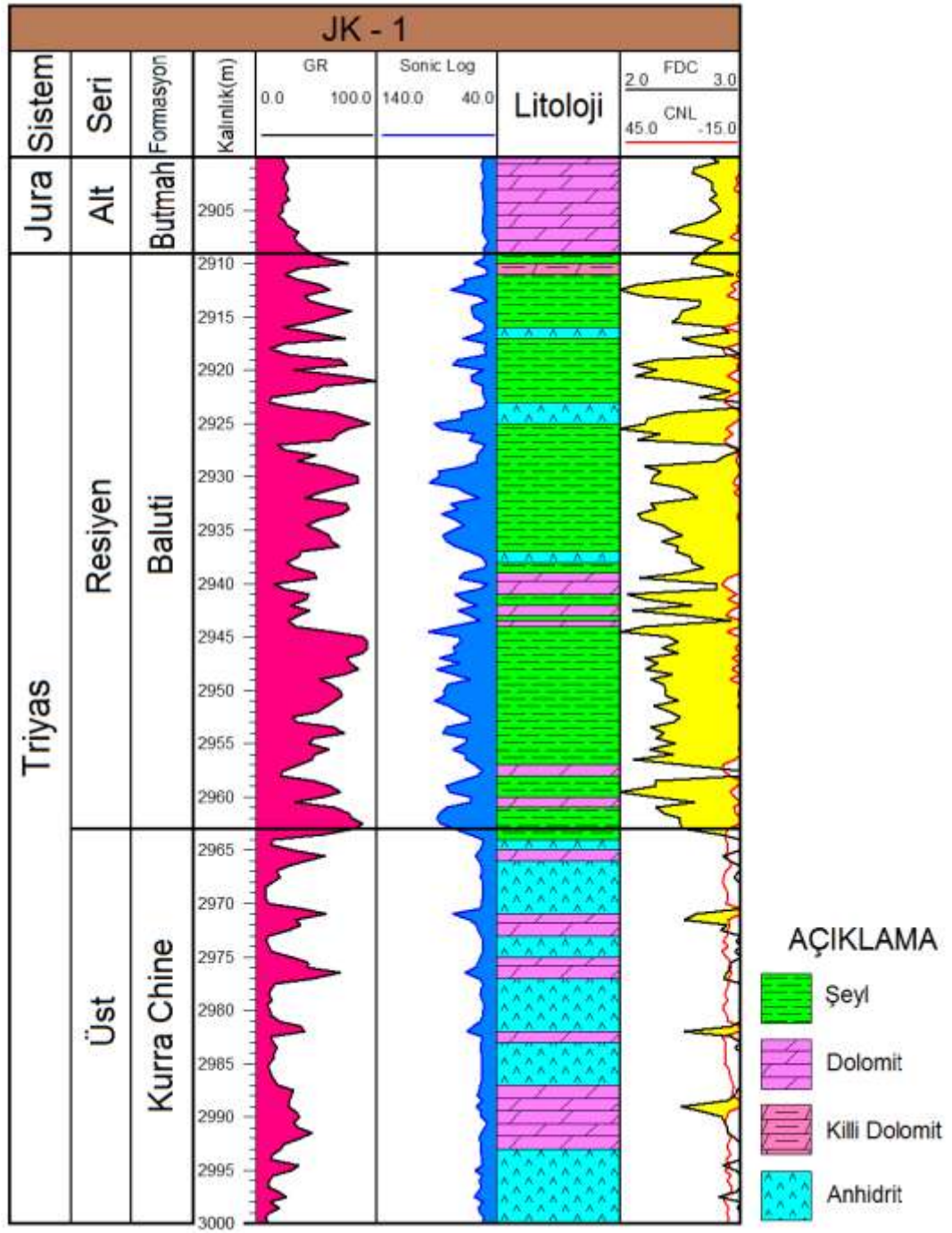
Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Balutı Fm.	2909	49.67	45.02	2.62	0.05	Balutı Fm.	2920.5	53.82	71.01	2.1	0.22
	2909.5	49.51	53.97	2.56	0.04		2921	61.93	100	2.46	0.16
	2910	50.65	72.64	2.53	0.07		2921.5	58.83	63.02	2.68	0.06
	2910.5	58.51	35.15	2.74	0.02		2922	49.77	47.31	2.83	0.01
	2911	47	25.39	2.88	0		2922.5	51.32	14.79	2.63	0.01
	2911.5	47.39	32.49	2.34	0.12		2923	50.27	10.74	2.95	0
	2912	77.87	52.93	2.12	0.27		2923.5	48.51	28.04	2.92	0
	2912.5	55.99	59.83	1.95	0.44		2924	60.17	65.69	2.36	0.16
	2913	78.82	42.73	2.1	0.31		2924.5	66.79	78.96	2.14	0.23
	2913.5	48.6	43.75	2.6	0.06		2925	77.47	93.7	2.16	0.35
	2914	47.17	56.48	2.61	0.1		2925.5	96.52	75.36	1.95	0.43
	2914.5	62.07	79.11	2.47	0.15		2926	68.18	67.97	2.28	0.1
	2915	59.84	64.51	2.45	0.19		2926.5	64.35	65.51	2.14	0.22
	2915.5	55.68	44.06	2.39	0.07		2927	54	19.61	2.9	0.01
	2916	50.9	28.38	2.78	0		2927.5	49.78	23.29	2.95	0.01
	2916.5	48.97	45.14	2.8	0.02		2928	54.92	49.5	2.81	0.07
	2917	58.35	69.78	2.48	0.26		2928.5	54.9	35.61	2.68	0.06
	2917.5	59.42	27.99	2.61	0.11		2929	61.99	57.3	2.15	0.2
	2918	48.12	10.92	2.89	0		2929.5	72.6	67.86	2.28	0.26
	2918.5	49.06	25.79	2.94	0		2930	88.46	83.67	2.21	0.33
	2919	49.93	66.52	2.3	0.09		2930.5	91.5	84.92	2.21	0.38
	2919.5	81.6	78.33	2.07	0.37		2931	83.42	66.81	2.43	0.29
	2920	66.72	36.45	2.31	0.09		2931.5	67.27	54.48	2.55	0.25

Çizelge 3.4 Jabal Kand–1 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluti Fm.	2932	56.25	43.21	2.57	0.11	Baluti Fm.	2943.5	58.69	28.37	2.86	0.07
	2932.5	62.87	72.59	2.21	0.24		2944	59.4	31.48	2.13	0.15
	2933	80.35	76.55	2.27	0.32		2944.5	101.61	55.61	1.97	0.38
	2933.5	74.25	70.13	2.13	0.36		2945	74.08	86.54	2.34	0.29
	2934	88.23	54	2.19	0.33		2945.5	69.7	92.46	2.43	0.2
	2934.5	67.21	43.68	2.3	0.27		2946	74.68	91.01	2.31	0.21
	2935	67.71	48.75	2.38	0.23		2946.5	67.58	89.19	2.4	0.22
	2935.5	81.08	61.14	2.46	0.29		2947	90.11	74.99	2.17	0.21
	2936	80.87	62.1	2.3	0.29		2947.5	67.5	76.55	2.26	0.32
	2936.5	78.23	67.69	2.44	0.2		2948	90	85.49	2.19	0.33
	2937	68.71	41.94	2.42	0.21		2948.5	76.2	73.52	2.37	0.36
	2937.5	55.28	36.11	2.52	0.1		2949	70.29	57.21	2.22	0.26
	2938	52.2	23.86	2.55	0.05		2949.5	70.64	61.37	2.34	0.22
	2938.5	49.12	32.48	2.66	0.06		2950	86.71	69.35	2.35	0.33
	2939	51.61	46.88	2.42	0.15		2950.5	82.01	72.7	2.34	0.31
	2939.5	80.6	52.93	2.13	0.19		2951	89.17	65.82	2.43	0.35
	2940	52.19	16.36	2.71	0		2951.5	87.09	59	2.25	0.34
	2940.5	48.24	21.98	2.72	0		2952	69.3	50.79	2.37	0.22
	2941	63.2	42.97	2.03	0.2		2952.5	67.02	35.18	2.45	0.22
	2941.5	79.45	41.8	2.2	0.26		2953	57.27	31.63	2.41	0.1
	2942	55.46	28.19	2.5	0.15		2953.5	82.81	63.17	2.24	0.32
	2942.5	65.98	45.08	2.06	0.31		2954	82.53	72.47	2.33	0.33
	2943	68.36	34.87	2.53	0.17		2954.5	74.92	50.55	2.26	0.26

Çizelge 3.4 Jabal Kand–1 kuyusunun Digder 3 programı ile elde edilen logların değerleri (devamı)

Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL	Fm. Adı	Derinlik	Sonik Logu	GR	FDC	CNL
Baluti Fm.	2955	57.84	41.27	2.34	0.17	Baluti Fm.	2959	81.33	59.09	2.22	0.28
	2955.5	77.4	60.86	2.22	0.32		2959.5	79.85	69.66	1.96	0.3
	2956	65.02	50.01	2.33	0.26		2960	66.67	59.62	2.24	0.2
	2956.5	66.54	48.03	2.07	0.28		2960.5	59.44	32.7	2.57	0.04
	2957	58.39	36.97	2.51	0.06		2961	79.08	63.65	2.26	0.21
	2957.5	53.05	24.9	2.95	0		2961.5	84.79	76.99	2.33	0.33
	2958	53.43	16.88	2.92	0.01		2962	90.47	79.53	2.46	0.34
	2958.5	67.38	44.19	2.25	0.12		2962.5	86.5	88.37	2.45	0.3



Şekil 3.4 Jabal Kand-1 kuyusunun litolojik fasiyesi

Baluti formasyonunun Ain Zala-29, Jabal Kand-1, Butmah-2 ve Qara Chuq-2 kuyularında geçilen kalınlıkları ve korelasyonları Şekil 3.5’de verilmiştir. Formasyonun kuyulardaki alt ve üst derinlikleri Irak Kuzey Petrol Şirketi’nden (NOC) alınmış olup çizelge 3.5’de verilmiştir.

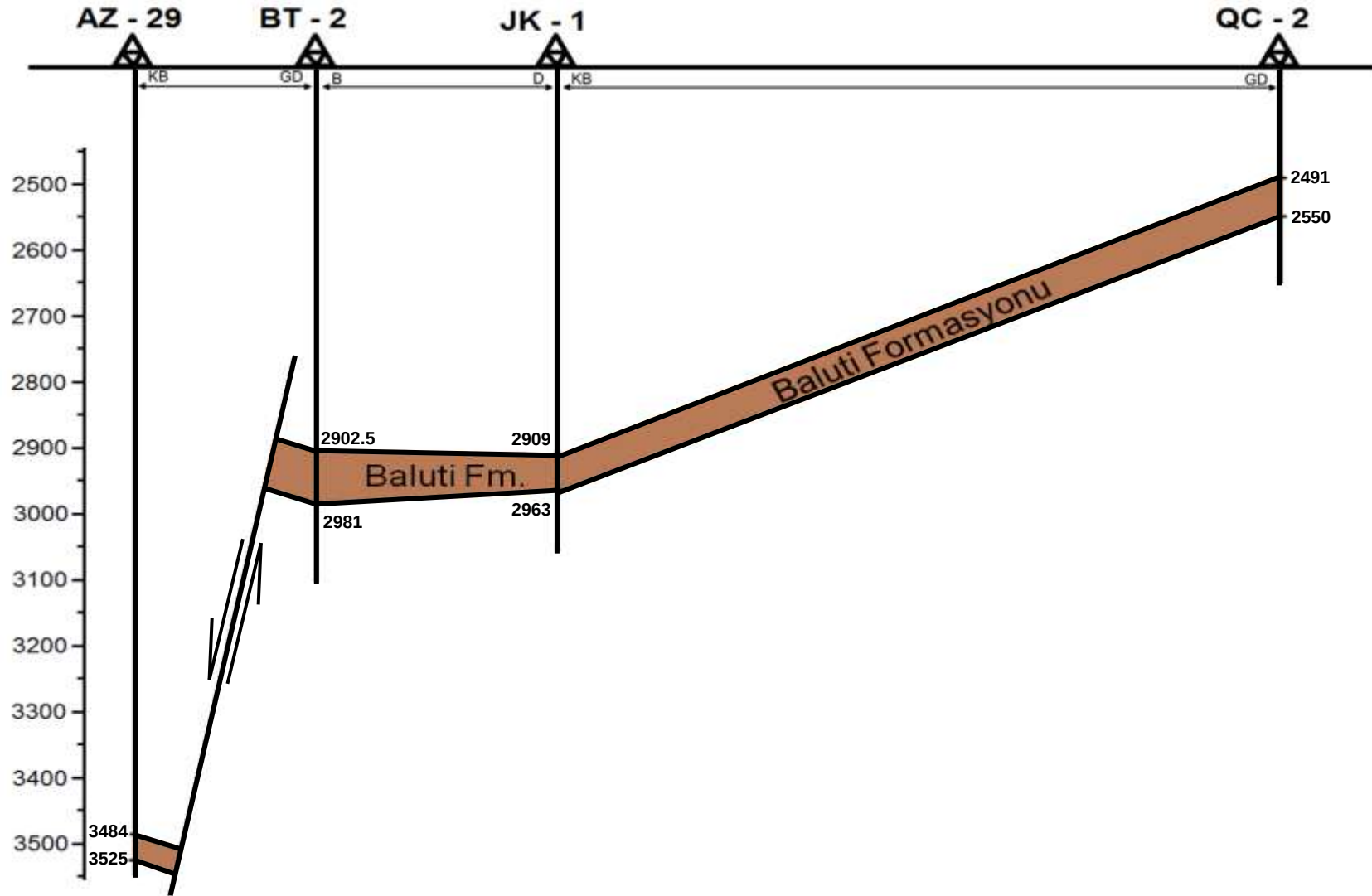
Çizelge 3.5 Baluti formasyonun kuyulardaki üst ve alt sınır derinlikleri

	Kuyular	Üst Baluti Fm. Sınırı	Alt Baluti Fm. Sınırı	Baluti Fm. Kalınlığı(m)
1	BT-2	2902.5	2981	78.5
2	QC-2	2491	2550	59.0
3	AZ-29	3484	3525	41.0
4	JK-1	2909	2963	54.0

Gama ray (GR), FDC (yoğunluk), CNL (neutron) ve sonik loglarından elde edilen bilgiler aşağıdaki amaçlar için kullanılmıştır:

1. Örneklemenin nasıl yapılacağını ve OM’ce zengin olabilecek seviyelerin saptanması, örneğin Gara Chuq-2 kuyusundaki 2511 m’deki GR=65.98, Sonik Logu=93.44, FDC=2.37 ve CNL=0.17; gama ışınının, FDC’nin yüksek ve CNL, Sonik değerlerin nispeten düşük olması olası yüksek organik madde göstergesidir (çünkü OM’ce zengin olmayan seviyelerden örnekler alındığı takdirde maddi zarara uğrattır).
2. Kayaların litolojisinin (şeyl, marn, kireçtaşı vb.) belirlenmesi (Kuzey Irak Petrol Şirketinden (NOC) tedarik edilen her örnek miktarı çok az olup ve beş metre kalınlığı temsil eder, bu yüzden örnekleri loglarla karşılaştırılarak litolojilerin beş metreyi temsil edip etmediğinden emin olunması, ayrıca kaynak kayadan karot alması zor olduğu için doğru litofasiyesi belirlemede bahsi geçen loglar kullanılır).
3. Kaynak kaya olabilecek seviyelerin derinlikleriyle jeotermal gradyan arasındaki ilişkiyi belirlemek için formasyonun yeraltında dağılımının gözlenmesi ve ısısal olgunluğa ulaşmış olup olmadığı konusunda ön bilgi edinmektir.
4. Farklı kuyu ve logları kullanarak gömülme ve tektoniğin ortaya çıkarılması. Örneğin AZ-29 kuyusu ile BT-15 kuyusu arasındaki konum farkı Şekil 3.5’de görüldüğü gibi normal faydan kaynaklanır.

Log değerleri ve litolojik özelliklerden yola çıkılarak Butmah-2 ve Qara Chuq-2 kuyularından olabildiğince OM’ce zengin seviyelerinden kırıntı/karot örneği almaya özen gösterilmiştir.



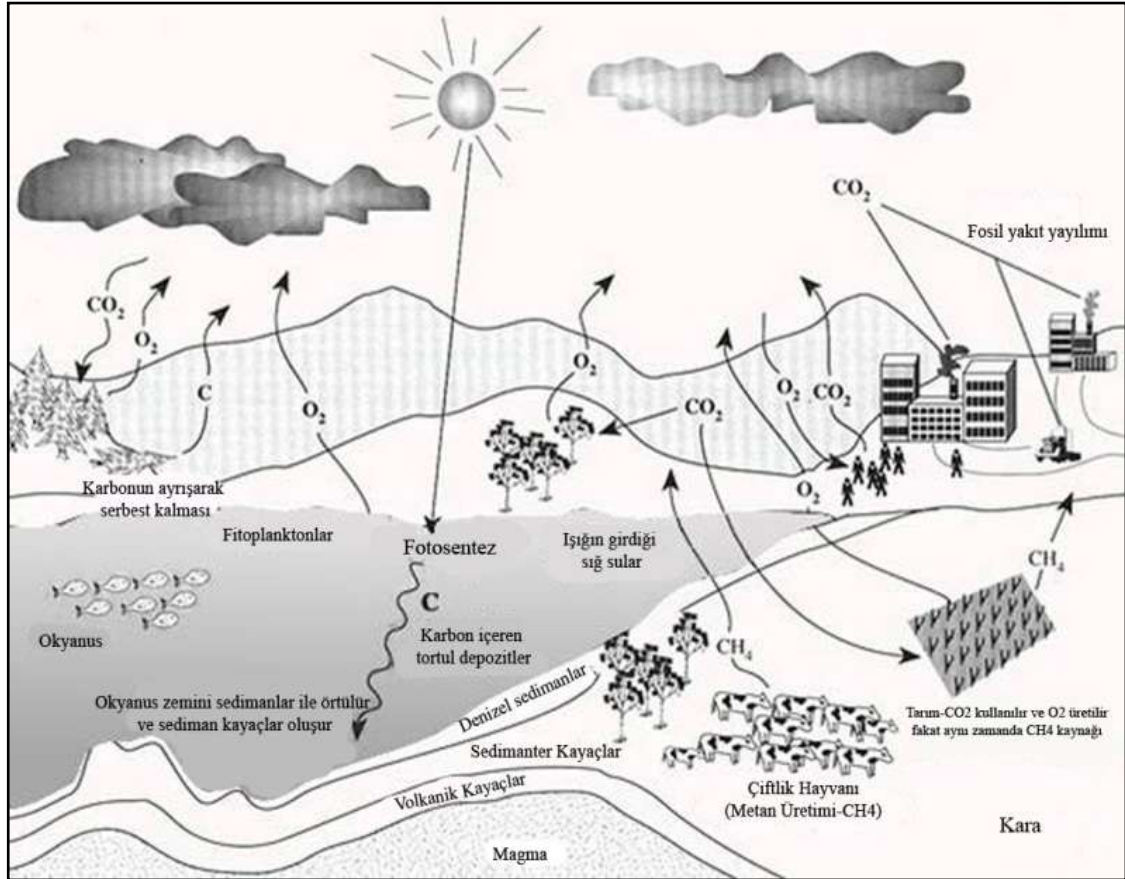
Şekil 3.5 Baluti formasyonun (Ain Zala-29, Butmah-2, Jabal Kand-1 ve Qara Chuq-2) kuyularına göre korelasyon

4. ORGANİK JEOKİMYASAL İNCELEMELER

4.1 Organik Maddece Zengin Sedimanlar

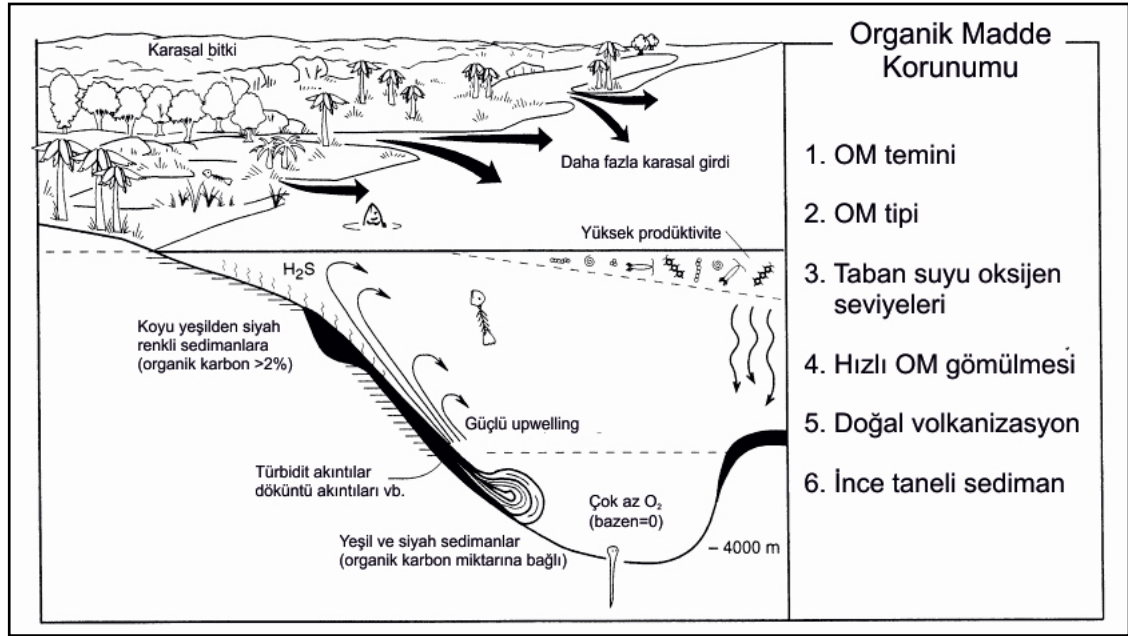
En geniş anlamıyla sedimanter kayaçların biyogenik bileşimleri olarak tanımlanabilen “organik madde” genellikle sularda, toprakta, sedimanlarda ve güncel veya güncel olmayan kayaçlar içerisinde dağınık (dissemine) olarak bulunmakta (Şekil 4.1) olup, farklı disiplinlerde çeşitli araştırmaların konusunu oluşturur.

Sedimanter organik madde, yaşayan organik maddelerden türemektedir. Bu organizmaların ölümünden sonra karbonhidrat, lipidler, proteinler, lignin gibi birleşik maddeler sedimantasyon ortamına bağlı olarak çeşitli derecelerde ayrışmalara maruz kalmaktadır. Bu parçalanma sonucunda açığa çıkan bazı ürünlerin başka organizmalar tarafından enerji kaynağı olarak kullanılmasıyla tekrar geri dönüşüm sağlanmaktadır.



Şekil 4.1 Karbon çevrimi (<http://www.disc.sci.gsfc.nasa.gov> 2012)

Sedimanların organik madde içeriği ve verimliliği, korunma ve sedimentasyon oranları ile ilişkilidir. Yani buna bağlı olarak organik maddenin kayaç içerisinde zenginleşmesinde taşınma, depolanma ve korunma süreçlerinin önemi büyüktür (Stow vd. 2001, Şekil 4.2).



Şekil 4.2 Organik madde korunumu (Arthur ve Sageman 1994’den türkçeleştirilmiştir)

Organik kayaçları; kömürler, bitümlü şeyller, bitüm emprenye olmuş kayaçlar ve katranlı kumlar olmak üzere dört grupta toplamak mümkündür. Ayrıca “katı bitümler”, “katılaşmış bitümler” veya “pirobitümler” olarak sınıflandırılan bir organik materyaller vardır.

4.2 Organik Jeokimyasal Analizlerin Uygulanması ve Yorumu

Petrolün kökeninin organik olması; kayaçlar içindeki organik maddelerin türünün, miktarının ve olgunluk derecesinin bilinmesinin petrol aramacılığının ilk çalışmalarından olmasını gerektirmektedir. Herhangi bir çökeltme ortamında bir petrol kaynak kayasının gelişebilmesi için sedimentlerle beraber çökelen organik maddenin ekonomik anlamda petrol türümünü gerçekleştirebilecek miktar, tip ve olgunlukta olması gerekir. Bu bağlamda, kaynak kaya potansiyeline sahip katmanların, bu

katmanların yayılımlarının ve paleocoğrafya ile olan ilişkilerinin, petrol türetebilecek olgunluğa ulaştıkları jeolojik zaman aralığının, derinliğinin ve bölgesinin, oluşan petrolün hangi yollarla, ne miktarda ve ne zaman göçtüğünün, kapan oluşumu ile petrol türüm ve göç zamanları arasındaki ve göçme yolları ile kapan yerleri arasındaki ilişkinin belirlenmesi ve buna bağlı olarak da kaynak kayaların üretim potansiyelinin tespit edilmesi açısından organik jeokimyasal incelemeler son derece önemlidir.

4.2.1 Karot/Kırıntı örneklerine ait piroliz analizleri

Bu tez kapsamında incelenecek olan Kuzey Irak (Musul civarı) Bölgesi'nde bulunan Butmah-2 ve Qara Chuq-2 kuyularının (20 adet) kırıntı/karot örneğine ait Rock-Eval piroliz sonuçları çizelge 4.1'de verilmiştir.

Çizelge 4.1 Musul bölgesine ait Butmah–2 ve Qara Chuq–2 kuyularının karot/kırıntı örneklerinin Rock-Eval Piroliz Analizi sonuçları

Örnek Adı	TOC, wt %	S ₁ , mg HC/g kaya	S ₂ , mg HC/g kaya	S ₃ , mg HC/g kaya	S ₂ /S ₃	PY (S ₁ +S ₂) ppm	Tmax, °C	HI (S ₂ /TOC), mg HC/g kaya	OI (S ₃ /TOC), mg HC/g kaya	PI S ₁ / (S ₁ +S ₂)	RC (%)	PC (%)	MINC (%)	S ₁ /TOC
BT-2/2902	11.45	1.31	58.13	0.73	79.63	59440	435	508	6	0.02	6.47	4.98	7.61	0.11
BT-2/2914	1.90	0.59	3.18	0.64	4.97	3770	432	167	34	0.16	1.55	0.35	7.03	0.31
BT-2/2979	0.26	0.11	0.49	0.16	3.06	600	432	188	62	0.18	0.2	0.06	11.32	0.42
BT-2/2915	0.48	0.15	0.50	0.3	1.67	650	417	104	62	0.23	0.41	0.07	9.48	0.31
BT-2/2908	0.30	0.14	0.35	0.19	1.84	490	424	117	63	0.29	0.25	0.05	8.84	0.47
BT-2/2910	0.11	0.05	0.15	0.13	1.15	200	424	136	118	0.26	0.09	0.02	0.67	0.45
BT-2/2920	0.07	0.02	0.11	0.14	0.79	130	423	157	200	0.17	0.05	0.02	1.67	0.29
BT-2/2930	0.09	0.03	0.12	0.12	1.00	150	429	133	133	0.18	0.07	0.02	0.06	0.33
BT-2/2975	0.37	0.46	1.24	0.20	6.20	1700	428	335	54	0.27	0.22	0.15	11.07	1.24
BT-2/2982	0.12	0.09	0.33	0.14	2.36	420	428	275	117	0.22	0.08	0.04	4.67	0.75
QC-2/2495	0.09	0.02	0.30	0.23	1.30	320	437	333	256	0.06	0.05	0.04	11.94	0.22
QC-2/2452	0.13	0.04	0.09	0.28	0.32	130	422	69	215	0.3	0.11	0.02	11.62	0.31
QC-2/2506	0.36	0.08	0.40	0.54	0.74	480	429	111	150	0.17	0.3	0.06	6.37	0.22
QC-2/2509	0.63	0.21	0.95	0.52	1.83	1160	431	151	83	0.18	0.5	0.13	6.55	0.33
QC-2/2512	0.85	0.44	1.59	0.75	2.12	2030	431	187	88	0.22	0.64	0.21	8.05	0.52
QC-2/2518	0.41	0.27	0.74	0.88	0.84	1010	436	180	215	0.27	0.29	0.12	10.85	0.66
QC-2/2525	0.20	0.16	0.51	0.02	25.50	670	438	255	10	0.24	0.14	0.06	6.05	0.80
QC-2/2532	0.95	0.20	1.25	1.04	1.20	1450	437	132	109	0.14	0.78	0.17	7.74	0.21
QC-2/2542	0.55	0.12	0.81	0.20	4.05	930	444	147	36	0.13	0.46	0.09	12.2	0.22
QC-2/2547	0.55	0.20	0.88	0.26	3.38	1080	438	160	47	0.19	0.44	0.11	8.99	0.36
Ortalama	0.99	0.2345	3.606	0.3735	7.20	3840.5	430.75	192.25	102.9	0.194	0.655	0.33	7.639	0.43

4.2.1.1 Toplam organik karbon miktarı (TOC)

Toplam organik karbon miktarı (TOC, wt %), kayacın içindeki kerojene ait karbon miktarı ile bu kerojenden türemiş fakat kayaç dışına atılamamış hidrokarbonlara ait karbonların toplamının genellikle yüzde ağırlık cinsinden değerini ifade eder (Hunt 1995). Toplam Organik Karbon analizi kayaç içerisinde bulunan organik karbon miktarını belirlemek amacıyla uygulanmaktadır. Bu analiz Leco metodu, Carmhograph metodu veya Rock-Eval metoduyla yapılabilir. Bir kayaç örneğinin TOC değeri organik maddenin hava veya oksijen atmosferi altında yakılması ile ölçülmektedir. Bu sıcaklık Leco için 1500°C, Carmhograph için 1100°C ve Rock-Eval için 600°C'dir. Kaynak kayaların ticari miktarda petrol türetebilmeleri için belirli miktarda organik madde içermeleri gerekmektedir. Bir kayanın kaynak kaya olabilmesi için içermesi gereken en az TOC miktarı şeyller için % 0.5, karbonatlı kayalar için % 0.3 olarak kabul edilmektedir (Tissot ve Welte 1984).

Araştırmacılar şeyl kaynak kayalarını organik karbon yüzdelere göre Çizelge 4.2'deki gibi farklı şekilde sınıflandırmışlardır (Jarvie 1991, Tissot ve Welte 1984, Peters ve Cassa 1994).

Çizelge 4.2 Çeşitli araştırmacılara göre TOC sınır değerleri ve kaynak kaya petrol potansiyeli sınıflaması

Tissot ve Welte (1984)		Jarvie (1991)		Peters ve Cassa (1994)	
TOC (wt %)	Kaynak Kaya Kalitesi	TOC (wt %)	Kaynak Kaya Kalitesi	TOC (wt %)	Petrol Potansiyeli
0.1 – 0.5	Zayıf	0 – 0.5	Yetersiz	0 – 0.5	Zayıf
0.5 – 1	Orta	0.5 – 1	Orta	0.5 – 1	Orta
1 – 2	İyi	> 1	Yeterli	1 – 2	İyi
2 – 10	Zengin			2 – 4	Çok iyi
				> 4	Mükemmel

Yukarıdaki bilgilere dayanarak analiz sonuçları TOC değerleri < 0.5 olan örnekleri elemeye giderek sadece TOC > 0.5 olanları değerlendirme ve sınıflamaya dahil edildi (Çizelge 4.3).

Çizelge 4.3 Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin TOC > 0.5 Rock-Eval Piroliz Analizi sonuçları

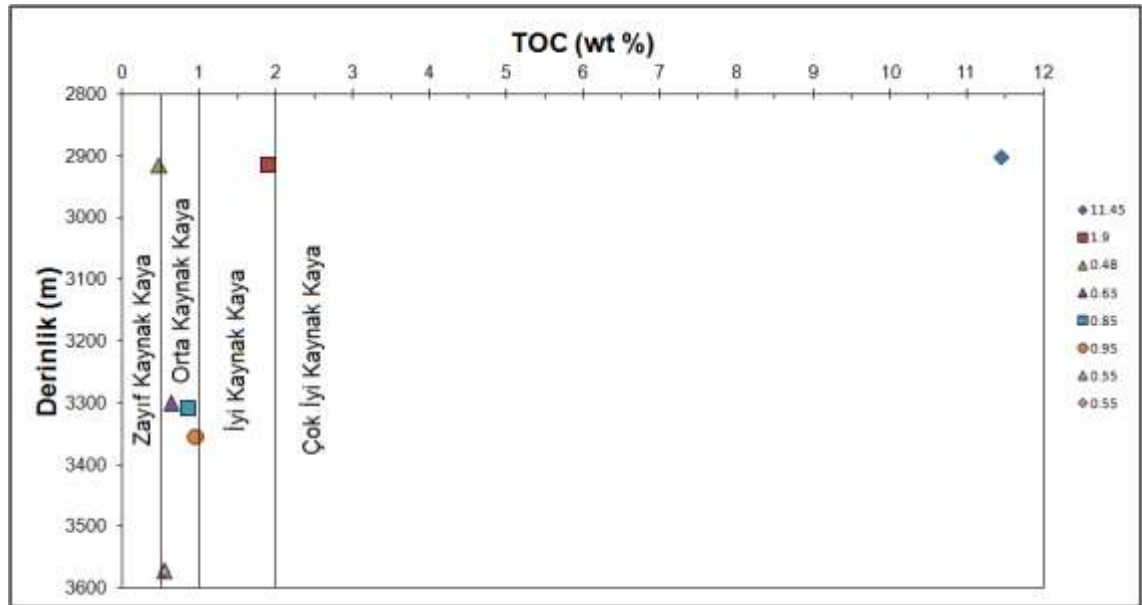
Örnek Adı	TOC	S ₁	S ₂	S ₃	S ₂ /S ₃	PY	Tmax	HI	OI	PI	RC (%)	PC (%)	MINC (%)	S ₁ /TOC
BT-2/2902	11.45	1.31	58.1	0.73	79.63	59440	435	508	6	0.02	6.47	4.98	7.61	0.11
BT-2/2914	1.90	0.59	3.18	0.64	4.97	3770	432	167	34	0.16	1.55	0.35	7.03	0.31
BT-2/2915	0.48	0.15	0.5	0.30	1.67	650	417	104	62	0.23	0.41	0.07	9.48	0.31
QC-2/2509	0.63	0.21	0.95	0.52	1.83	1160	431	151	83	0.18	0.5	0.13	6.55	0.33
QC-2/2512	0.85	0.44	1.59	0.75	2.12	2030	431	187	88	0.22	0.64	0.21	8.05	0.52
QC-2/2532	0.95	0.20	1.25	1.04	1.20	1450	437	132	109	0.14	0.78	0.17	7.74	0.21
QC-2/2542	0.55	0.12	0.81	0.20	4.05	930	444	147	36	0.13	0.46	0.09	12.2	0.22
QC-2/2547	0.55	0.20	0.88	0.26	3.38	1080	438	160	47	0.19	0.44	0.11	8.99	0.36
Genel Ortalama	2.17	0.4	8.41	0.56	12.36	8813.75	433.13	194.5	58.13	0.16	1.41	0.76	8.46	0.30
Ort. BT-2/2902'siz	0.84	0.27	1.31	0.53	2.75	1581.43	432.86	149.7	65.57	0.18	0.68	0.16	8.58	0.32

Buna göre, Kuzey Irak Musul bölgesine ait incelenen 8 adet karot/kırıntı örneğinin Rock-Eval analizinden elde edilen Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri BT-2/2902 nolu karot örneği hariç % wt 0.48 – 1.90 arasında değişmekte olduğundan (ortalama % wt 0.84), bu değerler birimin orta (Tissot ve Welte 1984; Jarvie 1991; Peters ve Cassa 1994) kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir (Çizelge 4.4). Ancak BT-2/2902 nolu karot örneği aynı araştırmacılara göre sırasıyla zengin, yeterli ve mükemmel kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir (Çizelge 4.4).

Çizelge 4.4 Kuzey Irak Musul bölgesi karot/kırıntı örneklerine ait toplam organik madde miktarları ve kaynak kaya potansiyelleri

Örnek Adı	TOC, wt %	Tissot ve Welte (1984)	Jarvie (1991)	Peters ve Cassa (1994)
BT-2/2902	11.45	Zengin	Yeterli	Mükemmel
BT-2/2914	1.90	İyi	Yeterli	İyi
BT-2/2915	0.48	Zayıf	Yetersiz	Zayıf
QC-2/2509	0.63	Orta	Orta	Orta
QC-2/2512	0.85	Orta	Orta	Orta
QC-2/2532	0.95	Orta	Orta	Orta
QC-2/2542	0.55	Orta	Orta	Orta
QC-2/2547	0.55	Orta	Orta	Orta
Genel Ortalama	2.17	Zengin	Yeterli	Mükemmel
Ort. BT-2/2902'siz	0.84	Orta	Orta	Orta

İncelenen örnekler derinlikle (m) ilişkilendirilmiş TOC (wt %) grafiğinde değerlendirildiğinde de, örneklerin 2902m – 3574m derinlik arasında değiştiği ve çoğunlukla orta kaynak kaya potansiyeline sahip olduğu görülmektedir (Şekil 4.3).



Şekil 4.3 Bölgeye ait örneklerin derinlikle ilişkilendirilmiş TOC içeriğindeki değişimlerine bağlı kaynak kaya gelişimi (Maky ve Ramadan 2008)

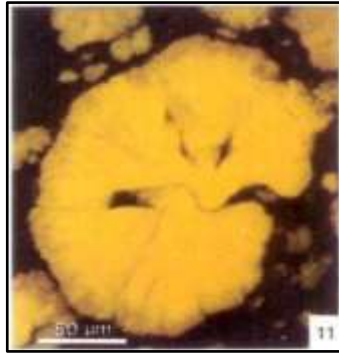
Potansiyel petrol kaynak kayalarını belirlemek için tek başına toplam organik karbon miktarını kullanmak yeterli bir ölçüt değildir. Örneğin gaz oluşturmaya yatkın karasal organik maddeler ya da daha önceki sedimanter döngülerle yeniden işlenen ve depolanan organik maddeler (inertinitik kerojen) eski denizel sedimentlerde yüksek seviyede organik karbon birikimi meydana getirirler. Bu yanıltıcı durumdan dolayı yüksek organik karbon içeriği her zaman zorunlu olarak potansiyel petrol kaynak kayalarına işaret etmeyebilir.

4.2.1.2 Organik madde tipi

Bir havzada üretilebilecek hidrokarbonların petrol ve/veya gaz olması mevcut organik maddenin tipiyle ve onların kimyasal bileşimleriyle alakalıdır.

Genel olarak kerojen tipleri kimyasal özelliklerine göre üç gruba ayrılmaktadır (Tissot ve Welte 1984).

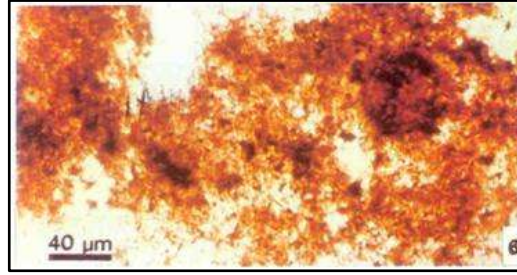
1. Tip I Kerojen (Algal Kerojen): Özellikle gölssel ya da denizel kökenli basit yapılı Botryococcus ve Tasmanites gibi planktonik alglerden türemişlerdir (Şekil 4.4). Kimyasal yapısında alifatik zincirler son derece bol olup, az oranda aromatik bileşikler bulunur. Oldukça yüksek atomik H/C (yaklaşık 1.5 veya daha yüksek) oranına ve düşük atomik O/C (genellikle 0.1'den daha düşük) oranına sahiptir. H/C oranı yüksek uzun zincirli hidrokarbonlar, ısısal ayrışma nedeniyle parçalanarak H/C oranı yüksek kısa zincirli hidrokarbonlardan yapılı olan ham petrolü türetir. Özellikle alifatik bağlara sahip tercihen lipid materyal içermektedir. Buna bağlı olarak da petrol üretme yetenekleri çok yüksektir.



Şekil 4.4 Koloni halindeki algler, Botryococcus braunii, İskoçya Permiyen'i mikroskopik görüntüsü (Durand 1980)

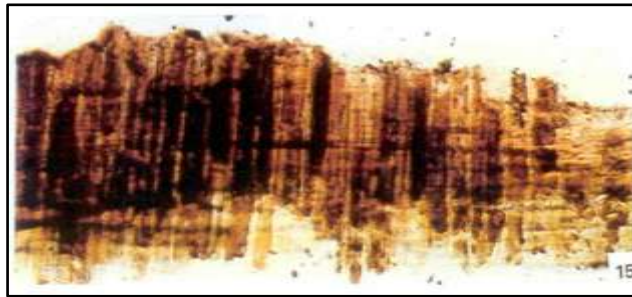
2. Tip II Kerojen (Lipid Kerojen): Genellikle spor, polen, karasal bitki kütikülleri, bitki tohumları, yaprakların ve ağaçsal reçinerilerin yağ ve mumsu bileşenlerinden, bakteri kalıntılarından ve denizel planktonlardan oluşurlar (Şekil 4.5). Kimyasal yapısındaki aromatik bileşikler Tip I kerojene göre daha

fazladır. Moleküler yapısında H/C oranı Tip I kerojene göre düşük, O/C oranı ise daha yüksektir ve özellikle çoğu petrol kaynak kaya ve petrol şeylerinde yoğun tip kerojenidir. Tip II kerojenler denizel ve karasal kökenli organik maddelerin birlikte bulunduğu yerlerde oluşmaktadır. Bu nedenle petrol oluşturma yeteneği Tip I kerojene göre daha azdır.



Şekil 4.5 Süngerimsi organik madde, Avustralya Kretase'si mikroskopik görüntüsü (Durand 1980)

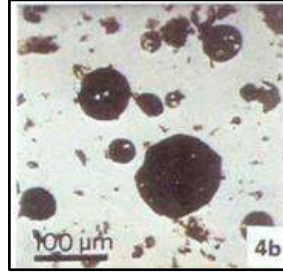
3. Tip III Kerojen (Odunsu Kerojen): Karasal kökenli yüksek ağaçlar, yüksek bitkiler ve selüloz'lu organik maddelerden türemiştir (Şekil 4.6). Kimyasal yapılarında aromatik bileşikler hakimdir. Oldukça düşük H/C (genellikle < 1) ve yüksek O/C (0.2 veya 0.3 kadar) oranlara sahiptir. Tip I ve II kerojenlerin petrol türetme potansiyellerine nazaran Tip III kerojenin gaz türetme potansiyeline sahip olmaktadır.



Şekil 4.6 Odunsu kalıntı, Kuzey Tersiyer'i mikroskopik görüntüsü (Durand 1980)

4. Tip IV Kerojen ise; çok fazla oksidasyon koşulları altında kalan, önceki depolanma ortamından aşınarak yeniden bir araya gelen değişik kökenli organik

maddelerdir (Şekil 4.7) ve jeokimyasal incelemelerde önem arzetmezler.



Şekil 4.7 Tip IV Kerojen mikroskobik görüntüsü (Durand 1980)

Çizelge 4.5 Kerojen tiplerinin kaynağı ve karakteristikleri (Wignall 1994, Potter vd. 2005)

KEROJEN TİPİ	KAYNAK	KARAKTERİSTİKLERİ
Tip I	Tatlı su algi	Hidrojen zengin, Oksijen fakir Petrol üretimi için mükemmel potansiyel
Tip II	Spor, polen, karasal bitki kütikülleri, lipidler, resinler; denizel alg	Tip I ve Tip III karışımı
Tip III	Karasal bitkiler, ağaçlar ve Selüloz	Düşük H/C oranı, Yüksek O/C oranı Gaz üretimi için mükemmel potansiyel
Tip IV	Yanmış kömür, okside olmuş materyaller	Düşük H/C oranı, Yüksek O/C oranı Gaz üretimi için zayıf potansiyel

Bu tez kapsamında organik madde tipi; Hidrojen İndeks (HI, mg HC/g kaya) verisi, HI–OI (Éspitalié vd. 1977), HI–Tmax (Hunt 1995, Mukhopadhyay vd. 1995) ve TOC–S₂ (Langford ve Blanc–Valleron 1990) diyagramları, Hidrokarbon Tip İndeksi (S₂/S₃ oranı) (Peters ve Cassa 1994) ve organik petrografik analizler kullanılarak belirlenmiştir.

Hidrojen İndeks (HI, mg HC/g kaya) verileri kullanılarak kayacın kerojen tipinin belirlenmesi yanında üretebileceği hidrokarbon tipi (petrol/petrol+gaz) açısından da bir yaklaşımda bulunulabilir. Hidrojen İndeks, kerojenin hidrojen zenginliğini ifade eder. Hidrojen zenginlik algal kerojenlerde en yüksektir.

Hidrojen İndeks parametresi Tip I kerojenlerde en yüksek iken, Tip III kerojenlerde ise en düşük değerde olur. Yani, Hidrojen İndeks değeri ne kadar yüksek ise kerojen o derece de zengin petrol potansiyeline sahip olur. Musul civarı bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HI verileri Peters ve Cassa (1994) standartlarına göre karşılaştırılmıştır (Çizelge 4.6).

Çizelge 4.6 Peters ve Cassa'ya (1994) göre HI sınır değerlerine ilişkin kerojen ve HC tipleri

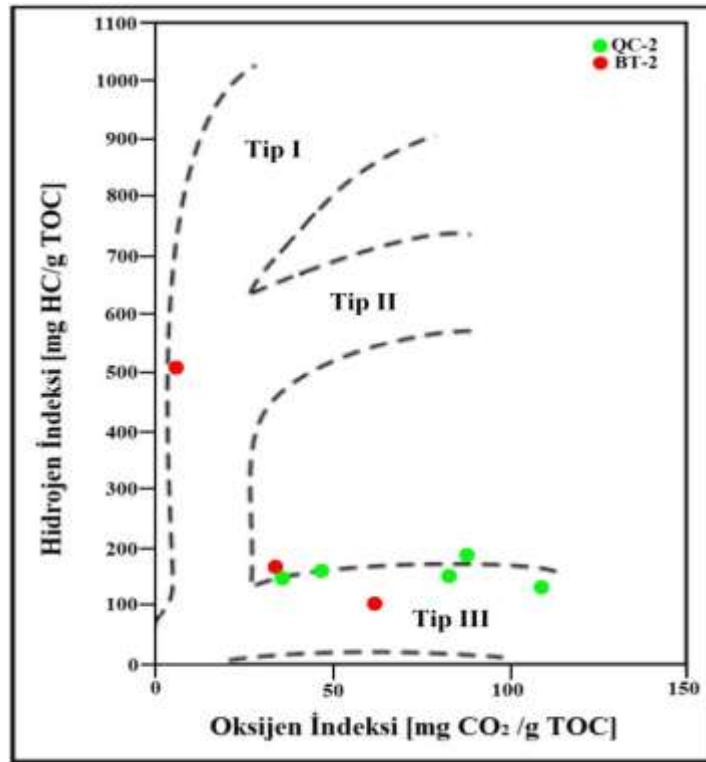
HI, mg HC/g kaya	Kerojen Tipi ve Hidrokarbon tipi
> 600	Tip I, Petrol
300 – 600	Tip II, Petrol
200 – 300	Tip II – Tip III, Petrol – Gaz Karışık
50 – 200	Tip III, Gaz
< 50	Tip IV, Sınırlı Gaz

Buna göre, Musul bölgesine ait incelenen örneklerin Hidrojen İndeks değerleri BT-2/2902 nolu örnek hariç, 104 – 187 mg HC/g kaya arasında değişmektedir (ortalama 149.7 mg HC/g kaya). BT-2/2902 nolu karot örneği HI 508 mg HC/g kaya olduğundan Tip II olduğu ve diğer örneklerin çoğunlukla 50 – 200 mg HC/g kaya arasında olduğundan kerojen tipinin Tip III kerojen olduğu tespit edilmiştir (Çizelge 4.7).

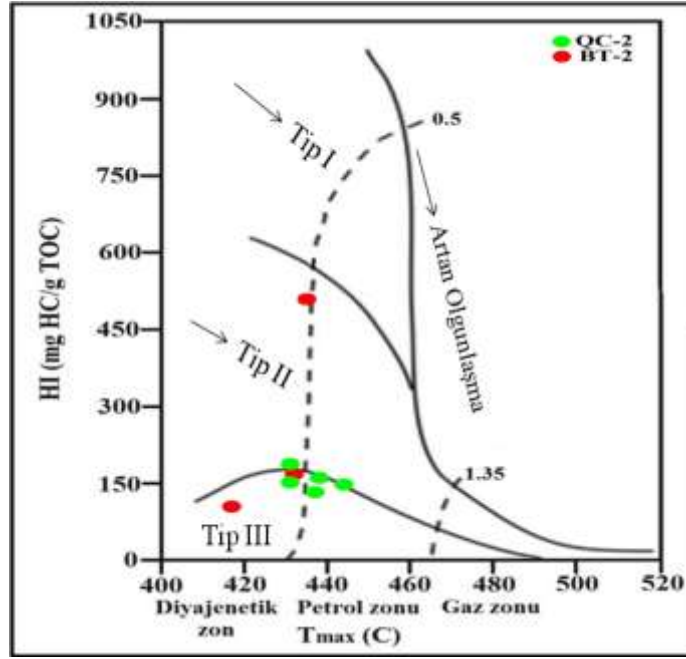
Çizelge 4.7 İncelenen örneklerin HI değerlerine göre kerojen ve hidrokarbon tipleri

Örnek Adı	HI, mg HC/g kaya	Kerojen Tipi	Hidrokarbon Tipi
BT-2/2902	508	Tip II	Petrol
BT-2/2914	167	Tip III	Gaz
BT-2/2915	104	Tip III	Gaz
QC-2/2509	151	Tip III	Gaz
QC-2/2512	187	Tip III	Gaz
QC-2/2532	132	Tip III	Gaz
QC-2/2542	147	Tip III	Gaz
QC-2/2547	160	Tip III	Gaz

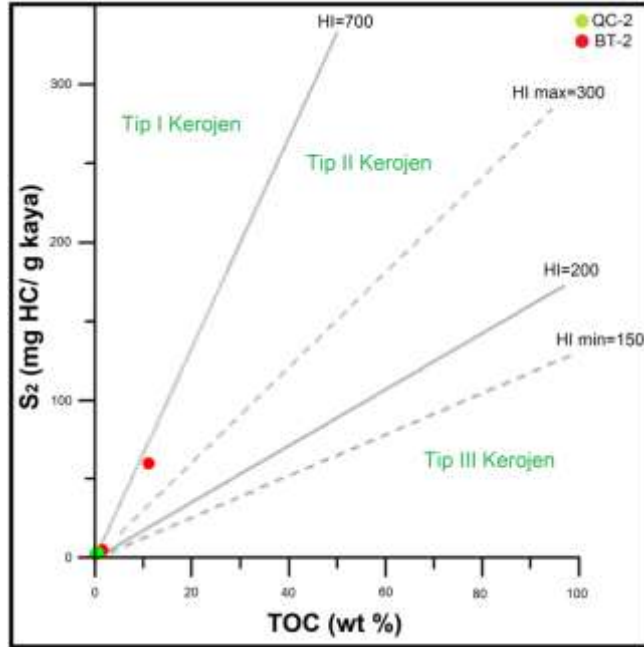
HI – OI (Éspitalié vd. 1977), HI – T_{max} (Hunt 1995, Mukhopadhyay vd. 1995) ve TOC – S_2 (Langford ve Blanc–Valleron 1990) diyagramları kullanılarak kerojen tipi belirlenebilmektedir. Buna göre, BT-2/2902 nolu örneğin kerojen tipi Tip II ve diğer incelenen karot/kırıntı örneklerinin kerojen tipinin Tip III kerojen olduğu görülmektedir (Şekil 4.8 – 4.10).



Şekil 4.8 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HI–OI diyagramındaki konumları (Éspitalié vd. 1977)



Şekil 4.9 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HI-Tmax diyagramındaki konumları (Hunt 1995, Mukhopadhyay vd. 1995)



Şekil 4.10 Kuzey Irak Musul bölgesine ait kayaç örneklerinin HI sınır değerleriyle ilişkilendirilmiş S_2 – TOC grafiğindeki konumları (Langford ve Blanc-Valleron 1990)

Piroliz analizlerinden elde edilen S_2 , S_3 hidrokarbon değerlerinden Hidrokarbon Tip İndeksi (S_2/S_3 oranı) (Peters ve Cassa 1994) hesaplanarak kerojen tipi belirlenebilmektedir (Çizelge 4.8).

Çizelge 4.8 S_2/S_3 parametresine göre organik madde tipi (Peters ve Cassa 1994)

Peters ve Cassa (1994)	
S_2/S_3^a	Kerojen Tipi
> 15	I
10 – 15	II
5 – 10	II/III
1 – 5	III
< 1	IV

^a Isısal olarak olgunlaşmamış kaynak kayalardaki tahmini değerlerdir

Buna göre incelenen örneklerin Hidrokarbon Tip İndeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri BT-2/2902 nolu örnek hariç 1.20 – 4.97 arasında değişmekte olduğundan (ortalama 2.75), BT-2/2902 nolu örnek (S_2/S_3 79.63) Tip I ve diğer örneklerin Tip III kerojen tipine sahip olduğu tespit edilmiştir (Çizelge 4.9).

Çizelge 4.9 Bölgeye ait örneklerin S_2/S_3 parametresine göre kerojen tipleri (Peters ve Cassa 1994)

Örnek No	S_2/S_3	Kerojen Tipi (Peters ve Cassa 1994)
BT-2/2902	79.63	Tip I
BT-2/2914	4.97	Tip III
BT-2/2915	1.67	Tip III
QC-2/2509	1.83	Tip III
QC-2/2512	2.12	Tip III
QC-2/2532	1.20	Tip III
QC-2/2542	4.05	Tip III
QC-2/2547	3.38	Tip III

4.2.1.3 Organik maddenin ısısal olgunluğu

Herhangi bir çökelme ortamında, diğer sedimanlarla birlikte çökelen organik maddeler sıcaklık, basınç ve zaman etkenleri altında çeşitli başkalaşım evreleri (diyajenez, katajenez ve matajenez) geçirirler. Bu başkalaşım evrelerinde gelişen koşullar organik maddelerin fiziksel ve kimyasal yapısını ortama uyacak şekilde değiştirir. Organik maddelerin yapısındaki uzun moleküllerin sıcaklık etkisi ile parçalanarak daha küçük boyutlu petrol ve gaz moleküllerinin oluşumuna "organik olgunlaşma " denir. Bu ortamda, bir petrol kaynak kayasının gelişebilmesi için organik maddenin ekonomik anlamda petrol türümünü gerçekleştirebilecek miktar ve tipde olmasının yanında yeterli olgunlukta olması da gerekmektedir.

Bu araştırmada organik maddenin ısısal olgunluğu; T_{max} (°C) (Éspitalié vd. 1984, Éspitalié vd. 1985, Peters ve Cassa, 1994), Üretim İndeksi (PI) (Peters ve Cassa, 1994) ve S_2/S_3 (Peters 1986 ve Clementz vd. 1979) parametreleri ve $PI - T_{max}$ (°C) diyagramı (Ghori 2000) kullanılarak belirlenmiştir.

Piroliz analizi sonucunda elde edilen, S_2 hidrokarbonlarının maksimum gelişme hızının sıcaklığı olan T_{max} (°C) verisi (Tissot ve Éspitalié 1975), kaynak kayanın olgunlaşma seviyesini belirlemede kullanılmaktadır (Çizelge 4.10). T_{max} (°C) değerleri ve doğru T_{max} (°C) sıcaklıkları, ısı programlama hızına göre değişir ve kinetik değerlerin tahmininde kullanılır. T_{max} (°C) kalibre edilmiş sıcaklıktır ve gerçek sıcaklık değerini yansıtmaz. Piroliz cihazındaki gerçek sıcaklık genellikle T_{max} (°C)'dan yaklaşık 35 – 40 °C fazladır.

T_{max} (°C) değerleri, S_2 pikinde ağır serbest hidrokarbonların var olması durumunda anormal düşük değerlerdeyken ($< 400^{\circ}C$), yeniden işlenmiş (reworked) organik madde olması durumunda da anormal yüksek değerlerdedir ($> 550^{\circ}C$). Ayrıca S_2 değerinin 0.5'ten az olduğu ve S_2 pikinin tanımlanmasının zor olduğu durumlarda, S_2 değerlerinin 2.0 gibi yüksek olduğu organik maddece zayıf killi sedimanlarda genellikle güvenilir değildir (Éspitalié vd. 1985).

$T_{\max}$ (°C), organik maddenin tipine bağlı olup (Peters 1986) hidrokarbon oluşum kinetiğinin bir yansımasıdır. Organik madde tipine göre petrolün oluştuğu $T_{\max}$ (°C) sıcaklık aralıkları değişiklik göstermektedir (Éspitalié vd. 1985, Çizelge 3.10). Dar aktivasyon enerjisi dağılımına sahip Tip I kerojenler, kuvvetli C-C bağları ile birbirine bağlanan alifatik zincirlerden oluşmaları nedeniyle en yüksek aktivasyon enerjisine ve dar $T_{\max}$ (°C) petrol penceresine sahiptir. Tip II kerojenler, oksijen ve kükürt içeriğine bağlı olarak değişkenlik gösterir. Önemli miktarda zayıf bağlarla birbirine bağlanan C-N, C-S ve C-O bağlarına sahip olan Tip II kerojenlerin petrol oluşturmak için daha düşük aktivasyon enerjilerine ihtiyaç duyarlar. Yüksek oksijen – yüksek kükürt içeriğine sahip kerojenler 390 – 410°C'lik olgunlaşmamış $T_{\max}$ (°C) değerlerine sahiptir ve yaklaşık 425 °C'de petrole dönüşümün % 50'si tamamlanmıştır (Jarvie ve Lundell 2001). Tip III kerojen için ise $T_{\max}$ (°C) değerleri, oldukça geniş aktivasyon enerjisi dağılımına sahiptir ve erken olgun evrede 435 °C' den petrol penceresinin sonunda 465 – 470 °C'ye kadar yükselir (Çizelge 4.10). Sonuç olarak, Tip II kerojen en önce petrol türümüne başlarken, bunu Tip III ve Tip I kerojen takip eder. Çeşitli araştırmacılara göre organik maddenin olgunluk düzeyine karar vermede kullanılan $T_{\max}$ (°C) sınır değerleri genel sınıflaması (Éspitalié vd. 1984, Peters ve Cassa 1994) ve kerojen tiplerine göre ayrılmış sınıflama (Éspitalié vd. 1985) çizelge 4.10'de verilmiştir.

Çizelge 4.10 Çeşitli araştırmacılara göre olgunlaşma dereceleri (Éspitalié vd. 1984, Éspitalié vd. 1985, Peters ve Cassa 1994)

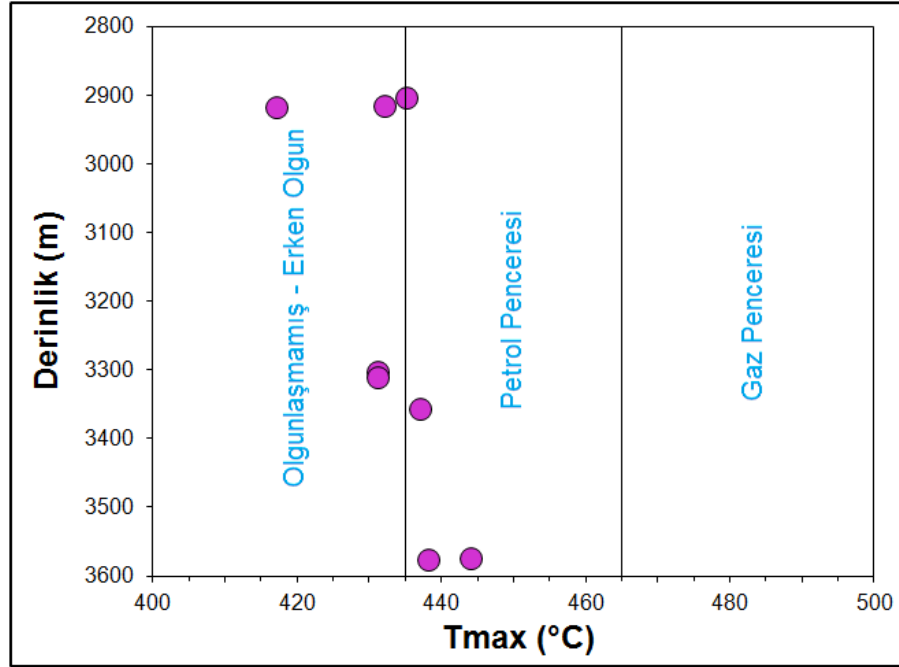
Éspitalié vd. (1984)		Peters ve Cassa (1994)		T _{max} (°C), Éspitalié vd. (1985)				
T _{max} (°C)	Olgunluk Derecesi	T _{max} (°C)	Olgunluk Derecesi	Tip I	Tip II	Tip II-S	Tip III	Olgunluk Derecesi
< 430 – 435	Olgunlaşmamış	< 435	Olgunlaşmamış	< 440°C	< 430°C	< 425 °C	< 435 °C	Olgunlaşmamış –Erken Olgun
430 – 460	Petrol Penceresi	435 – 445	Erken Olgun	440 – 448 °C	430 – 460 °C	425 –4 50 °C	435 – 465 °C	Petrol Penceresi
> 455 – 460	Gaz Penceresi	445 – 450	Orta Olgun–Geç Olgun	> 448 °C	> 460 °C	> 450 °C	> 465 °C	Gaz Penceresi
		> 450	Aşırı Olgun					

İncelenen Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin $T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) değerleri 417 – 444 $^{\circ}\text{C}$ arasında (ortalama 433.13 $^{\circ}\text{C}$) değişmektedir. Örneklerinin $T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) olgunlaşmalarının; Éspitalié vd.'nin (1984) $T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) standartlarına göre petrol penceresi, Peters ve Cassa (1994)'nın $T_{\max}$ standartlarına göre erken olgun, Éspitalié vd.'nin (1985) $T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) standartlarına göre ise olgunlaşmamış–erken olgun ile petrol penceresi aralıklarında olduğu belirlenmiştir (Çizelge 4.11).

Çizelge 4.11 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin $T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma dereceleri (Éspitalié vd. 1985)

Örnek No	$T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$)	$T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) (Éspitalié vd. (1985))
BT-2/2902	435	Petrol Penceresi
BT-2/2914	432	Olgunlaşmamış – Erken Olgun
BT-2/2915	417	Olgunlaşmamış – Erken Olgun
QC-2/2509	431	Olgunlaşmamış – Erken Olgun
QC-2/2512	431	Olgunlaşmamış – Erken Olgun
QC-2/2532	437	Petrol Penceresi
QC-2/2542	444	Petrol Penceresi
QC-2/2547	438	Petrol Penceresi

Bölgeye ait örneklerin derinlik (m) ile ilişkilendirilmiş $T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) diyagramındaki konumlarına bakıldığında da, örneklerin 2800 m – 3600 m arasında derinlikte ve olgunlaşmamış–erken olgun ve petrol penceresi içerisinde olduğu görülmektedir (Şekil 4.11). Buna göre incelenen örnekler üzerinde gömülmeye bağlı jeotermal gradyan etkisinin beklendiği şekilde olduğu görülmektedir.



Şekil 4.11 İncelenen örneklerin derinlik (m) ile ilişkilendirilmiş T_{max} (°C) değerlerine göre olgunlukları

Üretim İndeksi [Potansiyel Verim/Transformasyon Oranı (TR)], $PI:S_1/(S_1+S_2)$, çoğunlukla organik maddenin bağıl ısısal olgunluğunu ve göç etmiş hidrokarbonların varlığını belirlemek için kullanılmakta ve örnek analizi ile elde edilen hidrokarbon bileşiklerinin toplam miktarına ilişkin olarak serbest HC'ların oranını ifade etmektedir (Éspitalié 1986, Othman 2003). Üretim indeksi parametresi kayanın olgunlaşması yani derinlere doğru gömülme ile artar. Genç, yüzeye yakın kaynak kayaların Üretim İndeks parametresi düşük iken, yaşlı kayalar da Üretim İndeks parametresi yüksek olur. Ancak bazı durumlarda genç, olgun olmayan çok killi kayaların Üretim İndeks parametresi yüksek çıkabilir. Bu durum organik madenin ilk dönüşüm ürünleri olan S_1 hidrokarbonlarının montmorillinit ve illit türü killeri tarafından absorblanması nedeniyledir. Bu hidrokarbonlar kayanın kendi içinde oluşabileceği gibi dışarıdan gelerek kayayı kirletmiş de olabilir.

Üretim İndeksi, organik materyalin doğasına ve sonraki jeolojik geçmişe (sıcaklığa karşı zaman geçmişi) bağlıdır (Tissot ve Welte 1984). Isısal olarak olgunlaşmamış Tip I ve Tip II organik maddeler, tipik olarak 0.1'den küçük Üretim İndeksi sergilerler. Bu oranlar katajenez boyunca dereceli olarak 0.4'e yükselir ve hidrokarbon üretiminin ana

evresi aşıldığı zaman 0.4'ten daha büyüktür (Tissot ve Welte 1978, Pitman vd. 1987'de). Katajenez zonundaki Tip III organik maddeler, genellikle 0.1 – 0.2 aralığında üretim indeksine sahiptir (Durand ve Parette 1983, Pitman vd. 1987'de). Üretim İndeksi, çalışılan sedimentlerde petrol üretiminin ne kadar ilerlediğini veya başka bir deyişle olgunluk evresinin üretim indeksi değerinin genellikle 0.2'den daha büyük olduğu dikkate alınarak, katajenez evresinin ne kadar gerçekleştiğini göstermek için kullanılmaktadır (Ghori 2002).

İncelenen karot/kırıntı örneklerinin PI değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 0.13 – 0.23 arasında değiştiğinden (ortalama 0.18), Peters ve Cassa'nın (1994) PI standartlarına göre erken olgun olduğu tespit edilmiştir (Çizelge 4.12 – 4.13). Ayrıca BT-2/2902 nolu örnek (PI 0.02) olgunlaşmamış olduğu tespit edilmiştir.

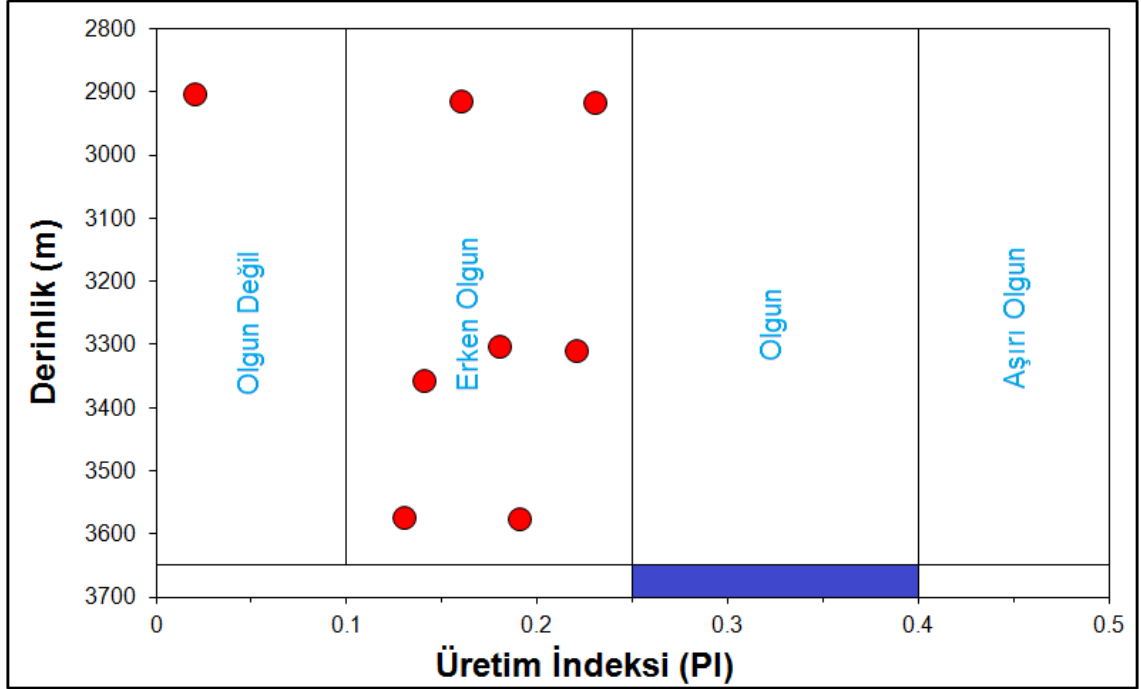
Çizelge 4.12 Üretim İndeksi (PI) sınır değerlerine göre olgunlaşma düzeyi (Peters ve Cassa, 1994)

Peters ve Cassa (1994)	
PI [$S_1/(S_1+S_2)$]	Olgunluk Derecesi
< 0.10	Olgun değil
0.10 – 0.25	Erken olgun
0.25 – 0.40	Olgun
> 0.40	Aşırı olgun

Çizelge 4.13 İncelenen örneklerinin PI değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma düzeyleri (Peters ve Cassa 1994)

Örnek No	PI	Olgunluk Düzeyi (Peters ve Cassa 1994)
BT-2/2902	0.02	Olgunlaşmamış
BT-2/2914	0.16	Erken olgun
BT-2/2915	0.23	Erken olgun
QC-2/2509	0.18	Erken olgun
QC-2/2512	0.22	Erken olgun
QC-2/2532	0.14	Erken olgun
QC-2/2542	0.13	Erken olgun
QC-2/2547	0.19	Erken olgun

Bölgeye ait örnekler derinlikle (m) ilişkilendirilmiş üretim indeksi diyagramında değerlendirildiğinde, örneklerin 2800m – 3700m arasında derinliklerde bulunduğu ve olgunlaşmamış–erken olgun seviyede bulunduğu görülmektedir (Şekil 4.12).



Şekil 4.12 İncelenen örneklerin derinlikle (m) ilişkilendirilmiş üretim indeksi diyagramı

S_2/S_3 parametresi kullanılarak da organik maddenin olgunluğu hakkında bilgi sağlanmaktadır (Çizelge 4.14, Peters 1986 ve Clementz vd. 1979).

Çizelge 4.14 S_2/S_3 parametresine göre organik maddenin olgunlaşma seviyesi ve hidrokarbon potansiyeli (Peters 1986 ve Clementz vd. 1979)

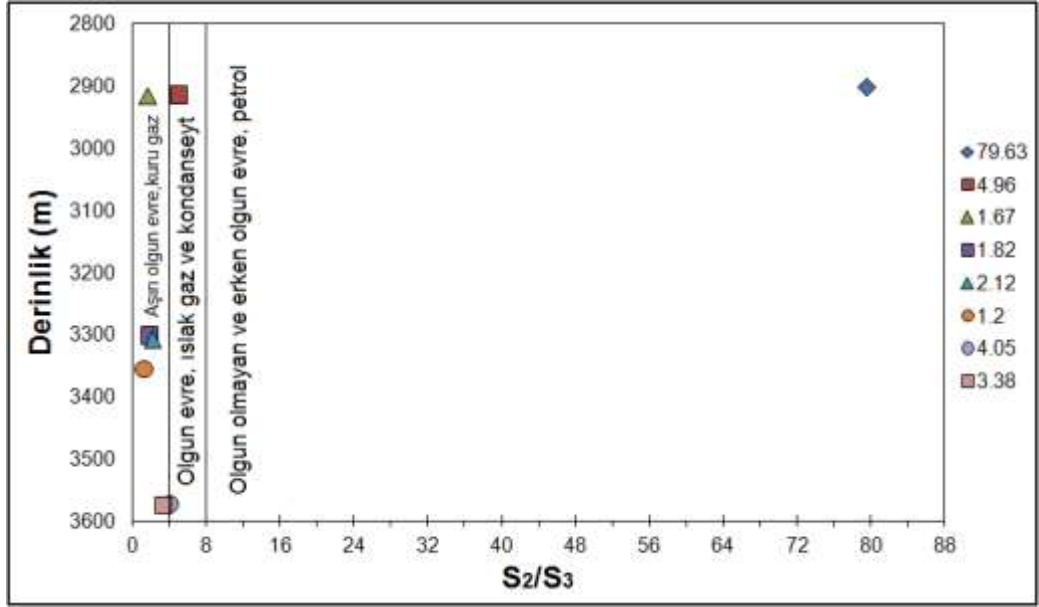
S_2/S_3	Katajenez Safhasının Evrelerindeki Hidrokarbon Potansiyeli
< 4.0	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
4.0 – 8.0	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
> 8.0	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol

Buna göre Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin S_2/S_3 değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 1.20 – 4.97 arasında değişmekte olup (ortalama 2.75), Peters (1986) ve Clementz vd. (1979)'nin standartına göre değerlendirildiğinde, örneklerin tümünün ikisi hariç (BT-2/2914 ve QC-2/3572) ‘katajenezin aşırı olgun ve kuru gaz’a karşılık geldiği görülmektedir (Çizelge 4.15). Ayrıca (BT-2/2914 ve QC-2/3572) katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt’e karşılık geldiği ve BT-2/2902 nolu karot örneğinin (S_2/S_3 79.63) katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol’e karşılık geldiği görülmektedir (Çizelge 4.15).

Çizelge 4.15 Kuzey Irak Musul bölgesine ait taş örneklerinin S_2/S_3 değerleri ve buna ilişkin HC potansiyelleri

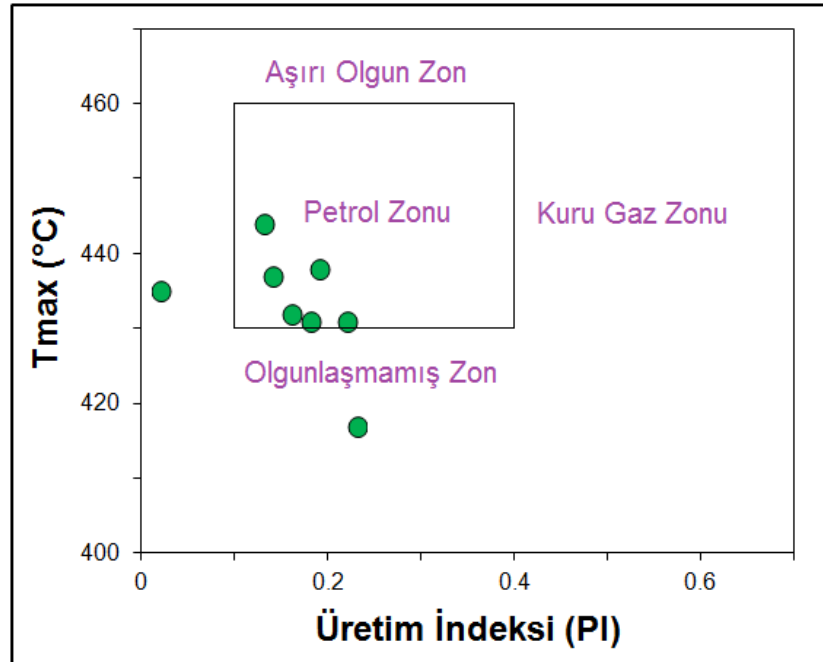
Örnek No	S_2/S_3	Katajenez Safhasının Evrelerindeki HC Potansiyeli
BT-2/2902	79.63	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
BT-2/2914	4.97	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
BT-2/2915	1.67	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
QC-2/2509	1.83	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
QC-2/2512	2.12	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
QC-2/2532	1.20	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
QC-2/2542	4.05	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
QC-2/2547	3.38	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz

İncelenen örneklerin derinlikle (m) ilişkilendirilmiş S_2/S_3 grafiğindeki konumlarına bakıldığında da, örneklerin 2902 m – 3574 m arasındaki derinliklerde bulunduğu, ‘aşırı olgun ve olgun evre, ıslak gaz, kondanseyt, kuru gaz’a işaret ettiği görülmektedir (Şekil 4.13).



Şekil 4.13 İncelenen örneklerin derinlikle (m) ilişkilendirilmiş S_2/S_3 grafiği

PI – $T_{max}(^{\circ}C)$ diyagramı organik maddenin olgunluğu hakkında bilgi vermektedir. $T_{max}(^{\circ}C)$ için 430 – 460 $^{\circ}C$ arası, PI için 0.1 – 0.4 arasında değişen olgunluk aralığı alındığında daha geniş sınırlar önerildiği için de, Ghorı (2000) tarafından ileri sürülen grafik, benzer iki parametre arasında daha olgun örnekleri içermiştir (Şekil 4.14).



Şekil 4.14 İncelenen örneklerin PI – $T_{max}(^{\circ}C)$ diyagramındaki konumları (Ghorı 2000)

4.2.1.4 Hidrokarbon üretme potansiyeli

Organik jeokimyasal incelemeler ile petrol kaynak kayaları hakkında kesin bilgilere ulaşırız. Petrol kaynak kayası, genel bir tanım olarak ince dokulu, koyu renkli, pirit ve organik maddece zengin kayadır. Efektif kaynak kaya; petrolü kayadan atan, petrol türeten veya türetiyor olan kayadır. Potansiyel kaynak kaya; petrol türetebilmek için yeterli miktarda organik madde içeren, organik madde türü petrol türümüne uygun olan ancak yeterli ısısal olgunluk seviyesine ulaşamadığı için düşük sıcaklıklarda bakteriyel gaz meydana getiren veya petrol oluşturmak için yeterli ısısal olgunluk seviyesine ulaştığında efektif kaynak kaya olan kayadır. Aktif kaynak kaya; petrol oluşum sürecinde en kritik dönem olan petrol penceresi içindeyken petrol türeten veya atan kayadır (Dow 1977). İnaktif kaynak kaya; petrol potansiyeli olduğu halde petrol oluşumunu durdurmuş olan kayadır (Barker 1979). Harcanmış petrol kaynak kayası; aşırı olgun evreye ulaşarak petrolünü çok süratli bir şekilde türeten ve türetilen petrolünde kaynak kayasından göç etmeye zaman bulamadan ıslak ve kuru gaza parçalanan kayadır.

Bu tez kapsamında kaynak kayaların hidrokarbon üretme potansiyelleri; S_1 (mg HC/g kaya) ve S_2 (mg HC/g kaya) parametreleri (Peters ve Cassa 1994), HI – TOC (Jackson vd. 1985), HC – TOC (Wehner 1989), S_2 – TOC (Ghori 2000), S_2 – TOC (Othman 2003) diyagramları, Hidrokarbon Tip İndeksi (S_2/S_3 oranı) (Clementz vd. 1979, Peters 1986) ve PY [Potansiyel Verim/Jenetik Potansiyel, $S_1(\text{ppm})+S_2(\text{ppm})$] parametresi (Tissot ve Welte 1978), PY – TOC diyagramı (Ghori 2002) kullanılarak belirlenmiştir.

Rock-Eval Piroliz analizinden elde edilen S_1 (mg HC/g kaya) ve S_2 (mg HC/g kaya) parametrelerinin kullanılması kaynak kayanın petrol potansiyelini hakkında bilgi vermektedir (Peters ve Cassa 1994).

Kaya içerisindeki serbest hidrokarbonları temsil eden S_1 piki (mg HC/g kaya), C_1 den C_{33} 'e kadar uzanan hidrokarbonlardan oluşur. Ağır hidrokarbonlar, resinler ve asfaltenleri S_2 pikine (mg HC/g kaya) çok küçük oranda katkıda bulunurlar. S_1 piki çoğunlukla resinler ve asfaltenlerden oluşan olgunlaşmamış sedimentler için ekstrakt

edilebilen fraksiyonlardan yani bitümden daha küçüktür. Halbuki pek çok olgun sedimentler için S₁ piki (mg HC/g kaya) ve ekstrakt edilebilen içerik karşılaştırılabilir.

Kaynak kayanın mevcut kaynak potansiyelinin uygun gelişimini gösteren S₂ piki (mg HC/g kaya), çoğunlukla kerojenin birincil parçalanması sonucunda, aynı zamanda da ağır hidrokarbonların, resinlerin ve asfaltenlerin birincil parçalanmasından da oluşurlar. Dolayısıyla S₂ piki (mg HC/g kaya) ısısal olgunlaşmanın şu andaki safhasından grafit safhasına kadar olan aşaması üretilebilecek petrol ve gaz miktarını gösterir.

TOC değerleri ve piroliz analizlerinden elde edilen S₁ ve S₂ hidrokarbon miktarlarına göre potansiyeller Çizelge 4.16’te verilmiştir.

Çizelge 4.16 Kaynak kayaların petrol potansiyelini belirlemede kullanılan TOC (wt %) miktarları ve S₁, S₂ hidrokarbon değerleri (Peters ve Cassa 1994)

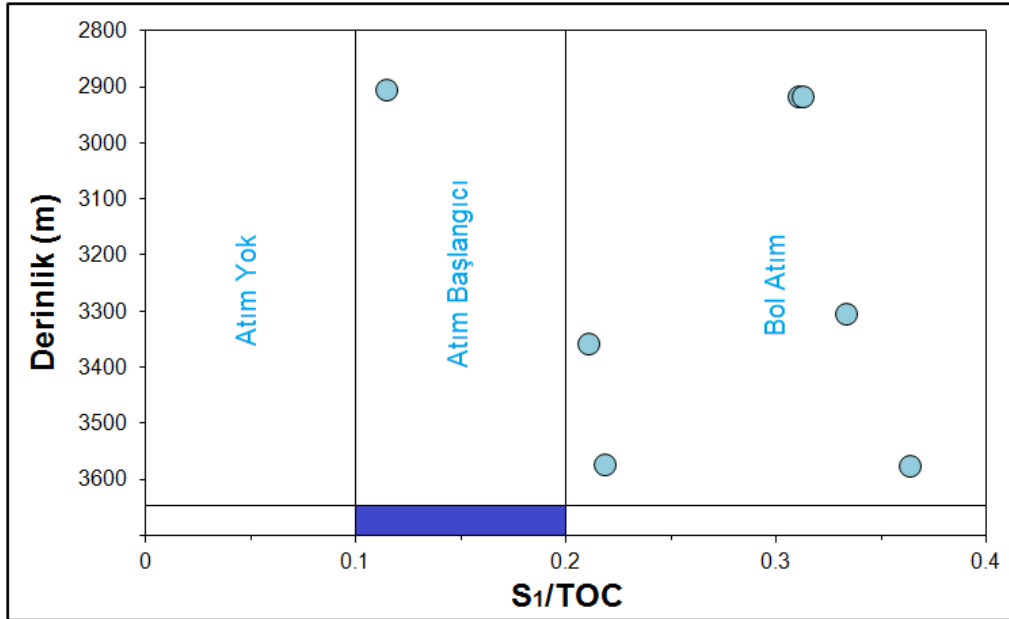
Organik Madde			PETROL POTANSİYELİ
ROCK-EVAL PİROLİZ		TOC, wt %	
S ₁ , mg HC/g kaya	S ₂ , mg HC/g kaya		
0 – 0.5	0 – 2.5	0 – 0.5	Zayıf
0.5 – 1.0	2.5 – 5.0	0.5 – 1.0	Orta
1.0 – 2.0	5.0 – 10.0	1.0 – 2.0	İyi
2.0 – 4.0	10.0 – 20.0	2.0 – 4.0	Çok iyi
> 4.0	> 20.0	> 4.0	Mükemmel

Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin S₁ hidrokarbon değerleri BT-2/2902 nolu örnek hariç 0.12 – 0.59 mg HC/g kaya (ortalama 0.27 mg HC/g kaya) arasında değişmektedir. Peters and Cassa’ya (1994) göre incelenen örneklerin zayıf petrol potansiyeline sahip olduğu belirlenmiştir (Çizelge 4.17). Ayrıca BT-2/2902 nolu örnek (S₁: 1.31 mg HC/g kaya) aynı araştırmacılara göre iyi petrol potansiyeline sahip olduğu belirlenmiştir.

Çizelge 4.17 İncelenen örneklerin S_1 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa 1994)

Örnek No	S_1 , mg HC/g kaya	Petrol Potansiyeli
BT-2/2902	1.31	İyi
BT-2/2914	0.59	Orta
BT-2/2915	0.15	Zayıf
QC-2/2509	0.21	Zayıf
QC-2/2512	0.44	Zayıf
QC-2/2532	0.20	Zayıf
QC-2/2542	0.12	Zayıf
QC-2/2547	0.20	Zayıf

Bitümen indeks (S_1/TOC), kaynak kayanın petrolü dışarı atmaya başladığı derinliği belirlemek için kullanılmaktadır. Bazen ‘göç indeksi’ olarak da anılmaktadır (Hunt 1996). % S_1/TOC oranı, kaynak kayada petrol atımı için 0.1 – 0.2 arasında olmalıdır (Hunt 1996). Derinlik (m) ile ilişkilendirilmiş bitümen indeks (S_1/TOC) diyagramına göre ise örneklerin birinin atım başlangıcında olduğu diğerlerinin ise petrol atımına devam ettikleri görülmektedir (Şekil 4.15).



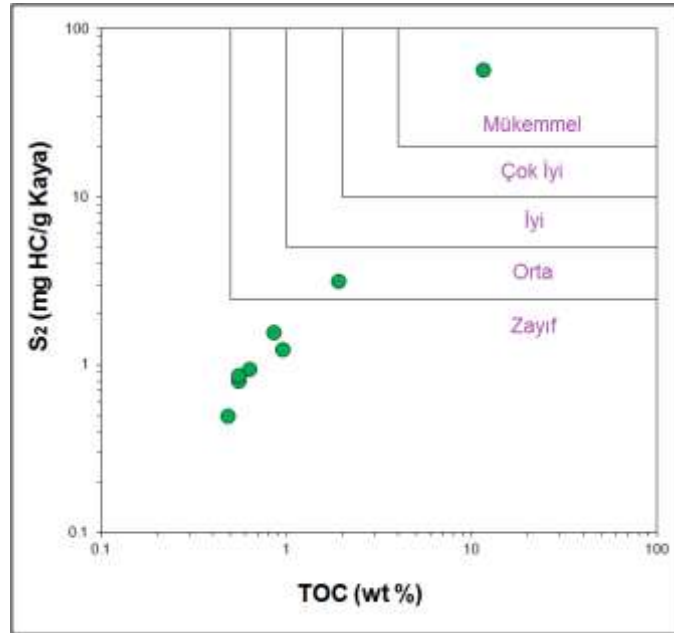
Şekil 4.15 İncelenen örneklere ait kalınlıkla ilişkilendirilmiş S_1/TOC (bitümen indeks) diyagramı (Hunt 1996'dan değiştirilerek)

İncelenen örneklerin S_2 hidrokarbonları BT-2/2902 nolu örnek hariç 0.50 – 3.18 mg HC/g kaya (ortalama 1.31 mg HC/g kaya) arasında değerler sunmaktadır (Çizelge 4.18). Peters ve Cassa'ya (1994) göre örnekler zayıf petrol potansiyelini işaret etmekte olup ancak BT-2/2902 nolu örnek (S_2 58.13 mg HC/g kaya) mükemmel petrol potansiyelini işaret etmektedir (Çizelge 4.18).

Çizelge 4.18 İncelenen örneklerin S_2 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa 1994)

Örnek No	S_2 , mg HC/g kaya	Petrol Potansiyeli
BT-2/2902	58.13	Mükemmel
BT-2/2914	3.18	Orta
BT-2/2915	0.50	Zayıf
QC-2/2509	0.95	Zayıf
QC-2/2512	1.59	Zayıf
QC-2/2532	1.25	Zayıf
QC-2/2542	0.81	Zayıf
QC-2/2547	0.88	Zayıf

Örnekler Ghori (2000) S_2 –TOC diyagramına göre değerlendirildiğinde ise zayıf–orta kaynak kaya potansiyellerine sahip oldukları görülmektedir (Şekil 4.16).



Şekil 4.16 İncelenen örneklerin S_2 ve TOC değerlerine dayanan kaynak kaya potansiyelleri (Ghori 2000)

Hidrokarbon Tip İndeksi (S_2/S_3 oranı) (Clementz vd. 1979, Peters 1986) hidrokarbon tipi (petrol/gaz) belirlemede kullanılan bir parametredir (Çizelge 4.19).

Çizelge 4.19 S_2/S_3 parametresine göre organik maddenin hidrokarbon tipi (Peters 1986 ve Clementz vd. 1979)

Clementz vd. (1979)		Peters (1986)	
S_2/S_3	HC Tipi	S_2/S_3^a	HC Tipi
0 – 2.5	Gaz	0 – 3	Gaz
2.5 – 5.0	Gaz ve Petrol	3 – 5	Gaz ve Petrol
> 5.0	Petrol	> 5	Petrol

^a $R_0 = \% 0.6$ 'da tahmin edilen değerlerdir

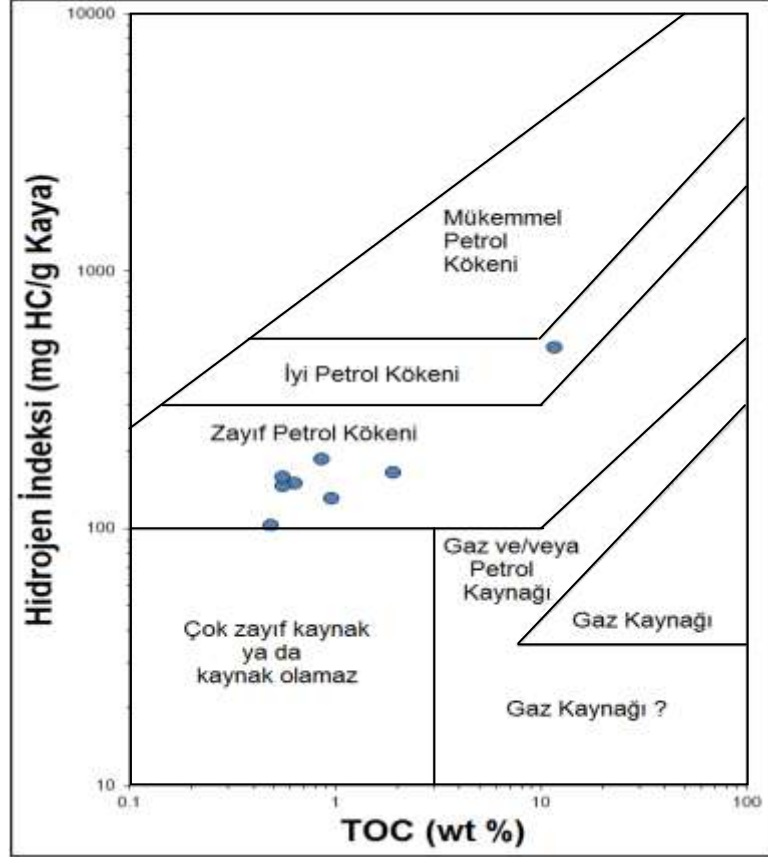
İncelenen örneklerin Hidrokarbon Tip İndeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri BT-2/2902 nolu örnek hariç 1.20 – 4.97 arasında (ortalama 2.75) değişmekte olduğundan örneklerin, gaz ve bir miktar petrol üretme potansiyeline sahip olduğu tespit edilmiştir (Çizelge 4.19, 4.20). Ancak BT-2/2902 nolu örneğin S_2/S_3 oranı 79.63 olup bu örneğin petrol üretme potansiyeli olduğu görülmektedir.

Çizelge 4.20 Bölgeye ait örneklerin S_2/S_3 parametresine göre hidrokarbon tipleri (Clementz vd. 1979, Peters 1986)

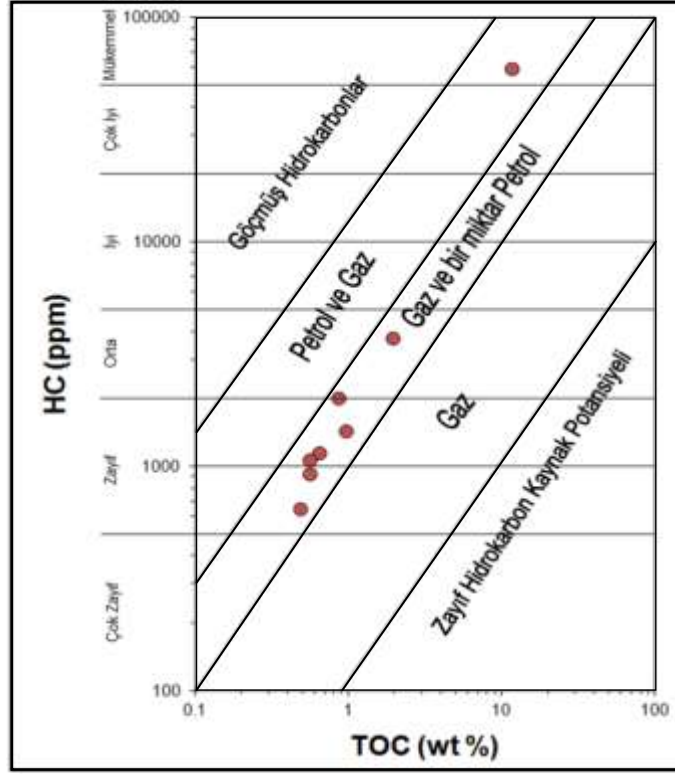
Örnek No	S_2/S_3	HC Tipi (Clementz vd. 1979)	HC Tipi (Peters 1986)
BT-2/2902	79.63	Petrol	Petrol
BT-2/2914	4.97	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol
BT-2/2915	1.67	Gaz	Gaz
QC-2/2509	1.83	Gaz	Gaz
QC-2/2512	2.12	Gaz	Gaz
QC-2/2532	1.20	Gaz	Gaz
QC-2/2542	4.05	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol
QC-2/2547	3.38	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol

Bunun yanı sıra incelenen örneklerin hidrokarbon türüm potansiyelini belirlemek için HI (mg HC/g kaya) – TOC (wt %) (Jackson vd. 1985) ve HC (ppm) – TOC (wt %) (Wehner 1989) diyagramları da kullanılmaktadır. Kuzey Irak Musul örnekleri HI (mg HC/g kaya) – TOC (wt %) diyagramına göre değerlendirildiğinde organik madde tipi

zayıf petrol kökenini işaret etmektedir (Şekil 4.17). HC (ppm) – TOC (wt %) diyagramına göre ise incelenen örnekler gaz ve bir miktar petrol potansiyelini göstermektedir (Şekil 4.18).



Şekil 4.17 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HI (mg HC/g kaya) – TOC (wt %) diyagramına göre konumları, değiştirilerek (Jackson vd. 1985)



Şekil 4.18 Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin HC (ppm) – TOC (wt %) diyagramına göre konumları (Wehner, 1989)

Jenetik Potansiyel/Potansiyel Ürün (S_1+S_2 , ppm), piroliz analizlerinden hesaplanan bir diğer parametre olup, esas olarak kaynak kayanın petrol türüm potansiyelini gösterir. Tissot ve Welte (1984), eğer kerojen yeterli zaman aralığı boyunca, yeterli sıcaklığa maruz kalırsa, üretebileceği hidrokarbon miktarı (petrol ve gaz) olarak Jenetik Potansiyeli (S_1+S_2) tanımlamıştır. Kerojenin bolluğuna ve türüne bağlı olarak bu potansiyel, sırayla sediment depolanma zamanındaki orijinal organik girdiyle, mikrobiyal degradasyon koşulları ile ve bu sedimentlerdeki organik maddenin yeniden düzenlenmesi ile ilişkilidir. Jenetik potansiyel, hidrokarbon kaynak potansiyelinin kalitatif bir tahminini verir, ancak piroliz esnasında üretilen hidrokarbon tipini (gaz veya petrol) tahmin etmek için kullanılamaz.

İncelenen karot/kırıntı örneklerinin Jenetik Potansiyel değerleri 650 – 3770 ppm arasında (ortalama 1581.4 ppm) değişmektedir. Buna göre örneklerin jenetik potansiyel değerleri Tissot ve Welte'ye (1978) göre kaynak kaya potansiyelinin olmadığını yada

orta derecede kaynak kaya potansiyelinin olduğunu göstermektedir (Çizelge 4.21, 4.22). Ancak BT-2/2902 nolu örnek (PY: 59440) iyi kaynak kaya potansiyeline sahiptir.

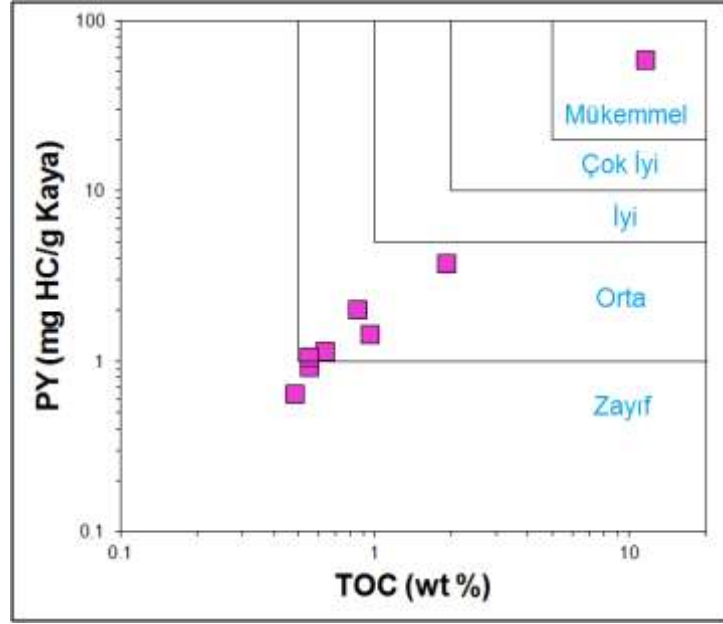
Çizelge 4.21 Jenetik potansiyel ile kaynak kaya potansiyeli arasındaki ilişki (Tissot ve Welte 1978)

Jenetik Potansiyel (ppm)	Kaynak Kaya Potansiyeli
< 2000	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
2000 – 6000	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
> 6000	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli

Çizelge 4.22 İncelenen örneklerin Jenetik Potansiyel değerleri ve buna ilişkin kaynak kaya potansiyelleri

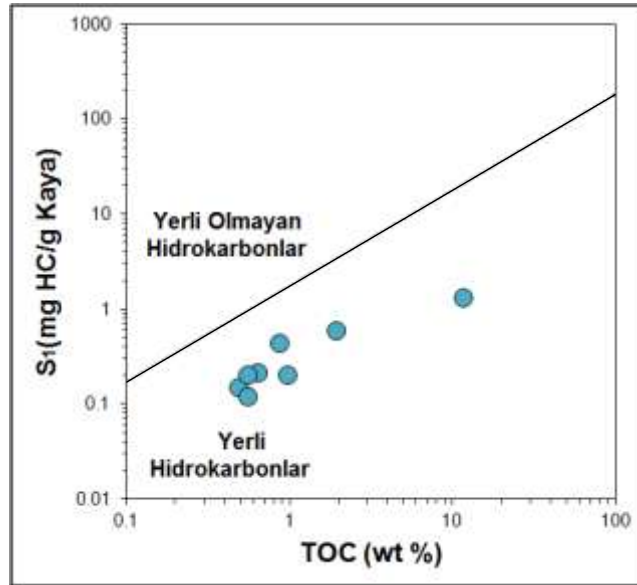
Örnek No	PY (S₁+S₂), ppm	Kaynak Kaya Potansiyeli (Tissot ve Welte 1978)
BT-2/2902	59440	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
BT-2/2914	3770	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
BT-2/2915	650	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
QC-2/2509	1160	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
QC-2/2512	2030	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
QC-2/2532	1450	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
QC-2/2542	930	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
QC-2/2547	1080	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok

İncelenen örnekler PY (ppm) – TOC (wt %) diyagramında değerlendirildiklerinde ise, zayıf–orta kaynak kaya potansiyeline sahip olduğu görülmektedir (Şekil 4.19).



Şekil 4.19 İncelenen örneklerin PY-TOC diyagramındaki konumları (Ghori 2002)

S_1 (mg HC/ g kaya) – TOC (wt %) (Hunt 1995) diyagramı, genellikle göç etmiş hidrokarbonları ve yerli hidrokarbonlardan kirleticileri ayırmak için kullanılır. Buna göre incelenen örneklerin ürettiği hidrokarbonlar yerli olup, herhangi bir mekanik veya antropojenik yolla organik kirlenmeye maruz kalmamıştır (Şekil 4.20).



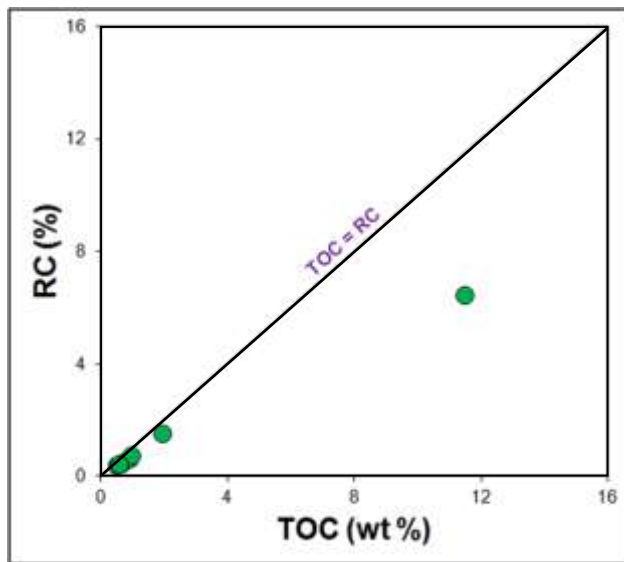
Şekil 4.20 Bölgeye ait karot/kırıntı örneklerinin S_1 (mg HC/ g kaya) – TOC (wt %) diyagramındaki konumları (Hunt, 1995)

Rezidüel karbon (RC), piroliz işlemi esnasında CO ve CO₂'den elde edilen organik karbonun (wt %) toplamını gösterir. Rezidüel karbon aynı zamanda piroliz edilemeyen organik karbonu gösteren TOC bölümü olarak da tanımlanabilir (Johannes vd. 2006).

Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin % RC değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 0.41 – 1.55 arasında (ortalama % 0.68) değişmektedir (Çizelge 4.23). Buna göre incelenen örneklerinin kalıntı karbon çizgisinde (TOC = RC) bulunduğu ve dolayısıyla türüm potansiyeline sahip olmadığı Şekil 4.21'den görülmektedir. Ancak, BT-2/2902 nolu örnek (% RC 6.47) temiz HC türüm potansiyeline sahip olduğu görülmektedir (Şekil 4.21).

Çizelge 4.23 Musul bölgesine ait incelenen örneklerin % RC değerleri

Örnek No	RC, %
BT-2/2902	6.47
BT-2/2914	1.55
BT-2/2915	0.41
QC-2/2509	0.50
QC-2/2512	0.64
QC-2/2532	0.78
QC-2/2542	0.46
QC-2/2547	0.44
Ortalama	1.41



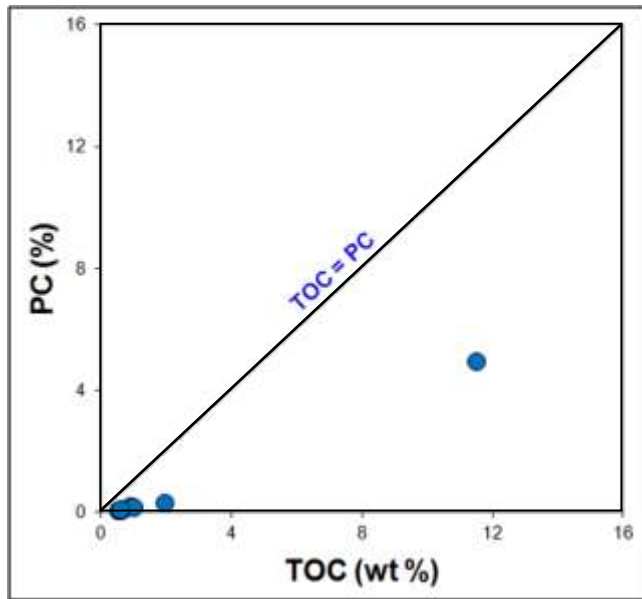
Şekil 4.21 İncelenen örneklerin RC (%) – TOC (%) diyagramındaki konumları (English vd. 2004)

Piroliz Edilebilir Karbon (PC) ise, rezidüel karbonun aksine TOC'un piroliz edilebilir kısmı olarak tanımlanabilir.

Bölgeye ait örneklerin % PC değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 0.07 – 0.35 arasında değişmekte olup (ortalama % 0.16), PC – TOC diyagramına göre de, incelenen örneklerin piroliz edilebilir karbon çizgisine yakın bulunduğu (TOC = PC), türüm potansiyeline sahip olmadığı görülmektedir (Çizelge 4.24, Şekil 4.22). Ancak BT-2/2902 nolu örneğin (% PC 4.98) hala petrol ve gaz potansiyeli olduğu görülmektedir.

Çizelge 4.24 Bölgeye ait örneklerin % PC değerleri

Örnek No	PC, %
BT-2/2902	4.98
BT-2/2914	0.35
BT-2/2915	0.07
QC-2/2509	0.13
QC-2/2512	0.21
QC-2/2532	0.17
QC-2/2542	0.09
QC-2/2547	0.11
Ortalama	0.76



Şekil 4.22 İncelenen örneklerin PC (%) – TOC (%) diyagramındaki konumları

4.2.1.5 Organik fasiyes incelemeleri

Rock-Eval piroliz analizleri (HI, OI, TOC), H/C, O/C atomik oranları ve egemen organik madde türlerine göre A, AB, B, BC, C, CD ve D olmak üzere yedi ayrı organik fasiyes tanımlaması yapılmıştır (Jones 1987).

Bölgeye ait örneklerin Hidrojen İndeks (HI) değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 104 – 187 mg HC/g kaya arasında (ortalama 149.7 mg HC/g kaya), Oksijen İndeks (OI) değerleri 34 – 109 mg HC/g kaya arasında (ortalama 65.57 mg HC/g kaya), wt % TOC değerleri de 0.48 – 1.90 arasında (ortalama % wt 0.84) değişmektedir. Tüm bu veriler dikkate alındığında Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin organik fasiyesinin C olduğu tespit edilmiştir (Çizelge 4.25 – 4.27).

Çizelge 4.25 Musul civarı bölgesine ait kırıntı/karot örneklerinin piroliz verileri

Örnek No	Piroliz Verileri		
	HI, mg HC/g kaya	OI, mg CO ₂ / g kaya	TOC (wt %)
BT-2/2902	508	6	11.45
BT-2/2914	167	34	1.90
BT-2/2915	104	62	0.48
QC-2/2509	151	83	0.63
QC-2/2512	187	88	0.85
QC-2/2532	132	109	0.95
QC-2/2542	147	36	0.55
QC-2/2547	160	47	0.55
Ortalama	194.50	58.13	2.17

Çizelge 4.26 Organik fasiyeslerin genelleştirilmiş mikroskobik ve jeokimyasal karakteristiklerinin özeti (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987)

ORGANİK FASIYES	%R ₀ = 0.5 deki H/C ORANI	PİROLİZ VERİLERİ			EGEMEN ORGANİK MADDE	KEROJEN TİPİ	SEDİMANTE R YAPI
		HI, mg HC/ g kaya	OI, mg CO ₂ / g kaya	TOC, wt %			
A	≥ 1.45	> 850	30–Eki	5(3) – 20+	Algal; amorf	Tip I	Laminalı
AB	1.35 – 1.45	650 – 850	20 – 50	3–10+	Amorf; çok az karasal	Tip I / Tip II	
B	1.15 – 1.35	400 – 650	30 – 80		Amorf, yaygın karasal	Tip II / Tip I	İyi tabakalı – laminalı
BC	0.95 – 1.15	250 – 400	40 – 80	3(1) – 3+	Karışık; bazen okside	Tip II / Tip III	Zayıf tabakalı
C	0.75 – 0.95	125 – 250	50 – 150	≤ 3	Karasal; bazen okside	Tip III / Tip II	Çok zayıf tabakalı – biyotürbasyonlu
CD	0.60 – 0.75	50 – 125	40 – 150+	< 0.5	Okside; taşınmış	Tip III / Tip IV	Masif ; biyotürbasyonlu
D	≤ 0.60	< 50	20 – 200+		Yüksek okside; taşınmış	Tip IV	

Çizelge 4.27 Organik fasiyesler ve ortamsal faktörler arasındaki ilişki (Jones ve Demaison 1982, Jones 1984, 1987)

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

C organik fasiyesi, BC organik fasiyesi ile CD organik fasiyesi arasında geçiş oluşturur. Egemen organik madde karasal bazen okside organik madde içeriğine sahiptir (Jones 1987, Şekil 4.23 – 4.24). Buna bağlı olarak kerojen tip tanımlamasına göre, bu fasiyeste çoğunlukla Tip III, az oranda Tip II kerojenin hakim olduğu ve dolayısıyla biraz gaz oluşumunun gözlenebileceği söylenebilir.

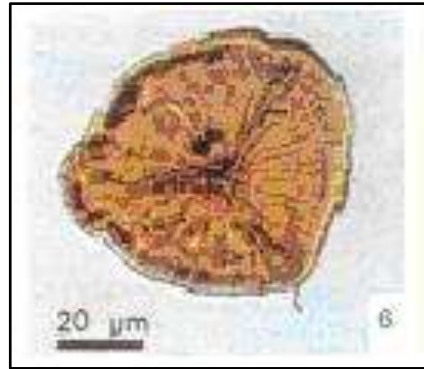
C organik fasiyesinde Çok zayıf tabakalı – biyotürbasyonlu yapıya sahip sedimentler içerisinde korunmuş organik maddenin jeokimyasal karakteristikleri, % 0.5 vitrinit yansıması değerinde H/C oranı, 0.75 – 0.95 arasındadır. Hidrojen indeksi (HI) 125 – 250 mg HC/g TOC, oksijen indeksi (OI) ise 50 – 150 mg CO₂/g TOC'dir. Toplam organik karbon (TOC) miktarı % ≤ 3 arasında değişmekle birlikte genellikle düşüktür.

Bataklıklar bu fasiyesin çökelişi için uygun alanlardır, Kıta eğimi ve şelf üzerinde de C organik fasiyesi çökellerini görmek mümkündür. Bunların dışında türbiditlerle taşınan organik materyaller delta yamaçlarında biriken C organik fasiyesini oluşturabilirler.

C organik fasiyesine örnek olarak Labrador kıyılarında bulunan Alt Tersiyer yaşlı kayalar ve batı Avrupa'daki Permien yaşlı Roüiengendes Formasyonunda bulunan gazlar verilebilir (Jones 1987).



Şekil 4.23 Bitki kalıntısı, organik kayaç mikroskopik görüntüsü (İrlanda Lias'ı Durand 1980)



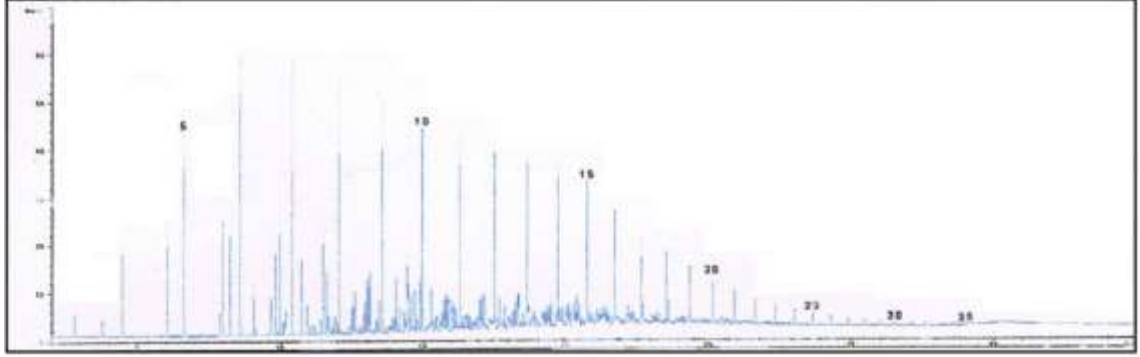
Şekil 4.24 Psilophyale sporu, Emphanisporites, Libya Alt Devoniyen'i mikroskopik görüntüsü (Durand 1980)

3.2.2 Gaz kromatografi incelemeleri

Gaz kromatografi (GC) analizi, genel olarak hidrokarbon bileşiklerinin genel dağılımlarını görmek, organik madde tipi, olgunlaşması, çökelme ortam koşulu hakkında bilgi sağlamak amacıyla gaz kromatogramlardaki pik dağılımları ve boylarına bakılarak değerlendirme yapılır. Hakim pikler n-alkanlardır.

Bu çalışmada, n-alkan dağılımlarından yararlanarak, gaz kromatogramları kullanılarak, Pristan (Pr) / Fitan (Ph) oranı (Didyk vd. 1978, Tissot ve Welte 1984), Karbon Tercih İndeksi (CPI) indeksi (Bray ve Evans 1961, Koons vd. 1965), Pr/Ph – CPI (Akinlua ve Smith 2009), Pr/Ph – CPI (Akinlua vd. 2007), % S – Pr/Ph, % S – Pr/Ph (Chung vd.

1992) ve $Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18}$ (Petersen vd. 2001) diyagramları kullanılarak yorumlamaya gidilmiştir. Bölgeye ait SF-43 petrol örneğinin gaz kromatogramı Şekil 4.25’de verilmiştir.



Şekil 4.25 SF-43 petrol örneğine ait gaz kromatogramı

Bir gaz kromatogramındaki n-alkanların dağılımı çökelme ortamı, organik madde tipi, biyolojik bozunma ve ısısal olgunluk hakkında bilgi vermektedir. Kromatogramda normal alkan dağılımlarındaki maksimumların genellikle C_6-C_{10} aralığında gözlenmesi, kaynak kayayı türeten organik madde tipinin baskın olarak algal+ bakteriyel olduğunu vurgular (Bourbonniere ve Meyers 1996, Peters vd. 2005, Varandas da Silva 2008). Yani C_{15} , C_{17} , C_{19} gibi düşük moleküler ağırlıklı tek karbon numaralı n-alkanlar algal kaynağını yansıtırken, C_{27} , C_{29} ve C_{31} gibi yüksek moleküler ağırlıklı tek karbon numaralı n-alkanlar ise karasal bitkileri yansıtır. Ayrıca gaz kromatogramlarındaki çift merkezli (biomodal) ya da $nC_{23}-nC_{30}$ dizisine doğru çarpık bir n-alkan dağılımı da karasal yüksek bitki girdisini göstermektedir (Tissot ve Welte 1984, Waples 1985). Buna göre incelenen petrol örneği düşük moleküler ağırlıklı olup, tek karbon numaralı n-alkanlar hakim olduğundan bu durum algal kaynağa işaret etmektedir.

$C_{20}-C_{30}$ dizisindeki çift karbon numaralı n-alkanların baskınlığı da özellikle anoksik karbonat ya da evaporitler ile ilişkili olduğu düşünülmektedir (Tissot ve Welte 1984, Moldowan vd. 1985, Peters ve Moldowan 1993, Hunt 1995, Behrens vd. 1998, Palacas 1984). Buna göre incelenen örnek $C_{20}-C_{30}$ dizisindeki çift karbon numaralı n-alkanlarca baskın olmadığından örnekler anoksik karbonat ya da evaporitler ile ilişkili değildir.

Pr/Ph oranı, iyi bir korelasyon parametresidir. Pristan ve fitanın başka kaynakları tanımlamasına rağmen özellikle fototropik organizmalardaki klorofilin yan zinciri olan fitil (phytyl)'den türemektedirler. Sedimandaki anoksik koşullar altında fitil yan zinciri koparak fitolü ve fitol de indirgenerek fitanı oluştururken, oksik koşullar altında ise fitol pristana indirgenmektedir (Peters ve Moldowan 1993). Dolayısıyla Pr/Ph oranı çökelme ortamının redoks potansiyelini yansıtmakta, Pr/Ph < 1 ise ve özellikle yüksek porfirin ve sülfür içeriği ile destekleniyorsa anoksik depolanmayı, 1'den büyük değerlere sahipse oksik şartları işaret etmektedir (Didyk vd. 1978). Pr/Ph oranı ayrıca paleoortam ve olgunluk hakkında da bilgi sağlamaktadır. Fakat düşük ısısal olgunluğa sahip örneklerde Pr/Ph oranının paleoortamı belirlemede kullanılması tavsiye edilmemektedir (Volkman ve Maxwell 1986). Peters ve Moldowan'a (1993) göre ısısal olgunluğu petrol türetme aralığında olan örnekler için, yüksek Pr/Ph oranı (> 3,0) oksik şartlar altında karasal organik madde girdisini, düşük değerler (< 0.6) ise anoksik ve yaygın olarak çok tuzlu ortamları işaret ettiğini ileri sürmüşler ve Pr/Ph oranının 0.8 ile 2.5 arasında olduğu örnekler için başka destekleyici veri olmaksızın bu oranın paleoortam belirleyici olarak kullanılmamasını önermişlerdir.

İncelenen örnekteki yüksek Ph (Fitan) miktarı veya ölçülen Pr/Ph < 1.0 oranları çökelme ortamının indirgen/anoksik olduğuna, yüksek Pr (Pristan) miktarı veya ölçülen Pr/Ph > 1.0 organik maddenin depolanma ortamının yükseltgen/oksijenli ortam olduğuna işaret eder (Didyk vd. 1978, Tissot ve Welte 1984). Buna göre, Kuzey Irak Musul bölgesine ait SF-43 nolu petrol örneğinin Pr/Ph oranı 1'den küçük olup çökelme ortamının redoks koşulunun anoksik olduğu görülmektedir (Çizelge 4.28).

Çizelge 4.28 Musul bölgesine ait örneğin Pr/Ph değeri ve buna ilişkin redoks koşulu

Örnek No	Pr	Ph	Pr/Ph	Redoks Koşulu
SF-43	1.2	1.5	0.80	Anoksik

Paleoredoks koşullarının belirlenmesinde gaz kromatografi parametrelerinin yanı sıra iz element konsantrasyonları da kullanılabilir (Algeo 2004, Tribovillard vd. 2006). Paleoredoks koşullarını belirlemede sadece Ni, V elementleri çeşitli

araştırmalarda kullanılmıştır (Hatch ve Leventhal 1992, Jones ve Manning 1994, Algeo ve Maynard 2004, Rimmer vd. 2004).

Petrol örneğine ait V/V+Ni paleoredoks işaretçisi ile yapılan değerlendirmelerde, incelenen rnek Disoksik – Anoksik redoks koşulu aralıklarında depolandığı görülmektedir (izelge 4.29, 4.30, şekil 4.26).

Çizelge 4.29 Paleoredoks ortam işaretçileri

	Oksik	Disoksik	Disoksik – Anoksik	ksinik
V/(V+Ni)¹	< 0.46	0.46 – 0.60	0.54 – 0.82	> 0.84

¹ Hatch ve Leventhal (1992)

Çizelge 4.30 Musul bölgesi SF-43 petrol örneğinin ortalama değeri ve buna göre depolanma ortamının redoks koşulu

	V/(V+Ni)	V	Ni
SF-43	0.7715	70000	20729
Depolanma Ortamının Redoks Koşulları	Disoksik – Anoksik		

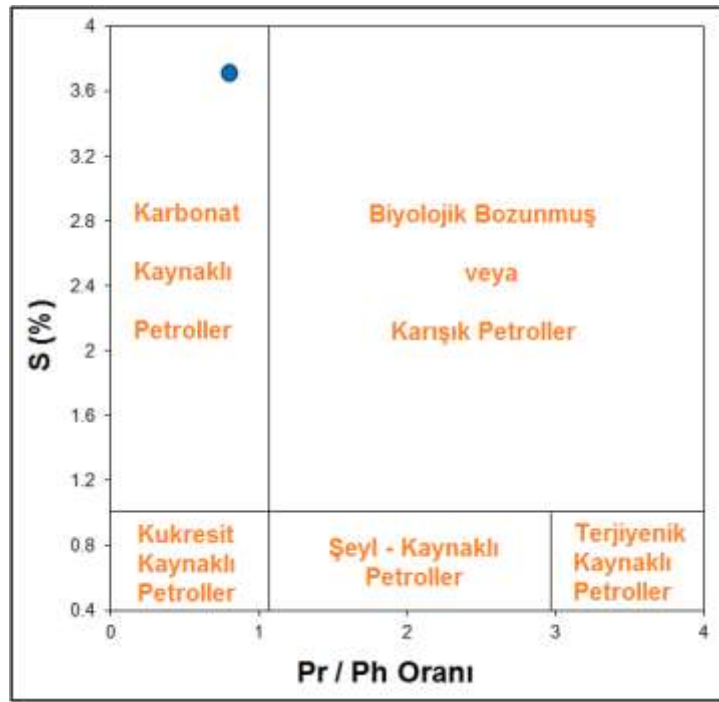


şekil 4.26 İncelenen SF-43 petrol örneğini paleoredoks işaretçilerine göre değerlendirmesini gösteren grafik (Kholodov ve Nedumov 1991, Hatch ve Leventhal 1992, Jones ve Manning 1994, Wignall 1994, Kimura ve Watanabe 2001)

İncelenen SF-43 petrolünün türediği kaynak kayayı belirlemede kullanılan % S – Pr/Ph diyagramında değerlendirildiğinde, örneğin ‘karbonat kaynaklı petroler’ alanında olduğu görülmektedir (Chung vd. 1992, Çizelge 4.31, Şekil 4.27).

Çizelge 4.31 İncelenen örneklerin Pr/Ph ve % S değerleri

Örnek No	Pr/Ph	S, %
SF-43	0.80	3.71



Şekil 4.27 İncelenen örneğin S (%) – Pr / Ph diyagramındaki konumu (Chung vd. 1992)

Karbon Tercih İndeksi (CPI), tek karbon numaralı n–alkanların ve çift numaralı n–alkanların birbirlerine göre bolluğu, organik madde tipi, çökelme ortamı ve ısısal olgunluğu yorumlamada kullanılabilmektedir. CPI indeksinin hesaplanmasında araştırmacılar farklı formüller önermişlerdir. Bu indeks karbon dizisinin herhangi bir aralığına uygulanabilmektedir. Bu çalışmada;

$$CPI_{(16-24)} = (nC_{15} + nC_{17} + nC_{19} + nC_{21} + nC_{23}) / (nC_{16} + nC_{18} + nC_{20} + nC_{22} + nC_{24})$$

formülü kullanılmıştır (Bray ve Evans 1961).

CPI değerinin belirgin bir şekilde 1'den büyük (tek tercihli) ya da 1'den küçük (çift tercihli) olması ısısal olarak olgunlaşmamış petrol ya da bitüm örneklerini işaret etmektedir. Olgunluğun artması ile CPI değeri 1'e yaklaşmaktadır (Waples 1985). Fakat CPI değerinin 1 ya da 1'e yakın bir değerde olması bu örneklerin olgun olduğunun kesin delili değildir (Peters ve Moldowan 1993). CPI değerinin 1'den düşük olması nadirdir ve bu değerler tipik olarak karbonat ya da çok tuzlu ortamlarla ilişkili petrol ile bitümlerde gözlenmektedir (Tissot ve Welte 1984, Peters ve Moldowan 1993). Olgunlaşmamış ya da olgunluğu düşük örneklerdeki yüksek bir CPI değeri yüksek karasal bitkilerden türeyen karasal organik madde girdisini yansıtmaktadır (Tran ve Philippe 1993).

Kuzey Irak Musul bölgesine ait örnek CPI değerleri 1,009 olup, bu değer denizel organizmalardan türemiş organik maddeye işaret etmektedir (Çizelge 4.32, 4.33). Ayrıca, incelenen örneğin CPI değerinin 1'e yakın olması örneğin ısısal olarak olgunlaşmış olduğuna işaret etmektedir (Çizelge 4.33). Buna göre incelenen örneğin genel anlamda olgunlaşmış safhada olduğu belirlenmiştir.

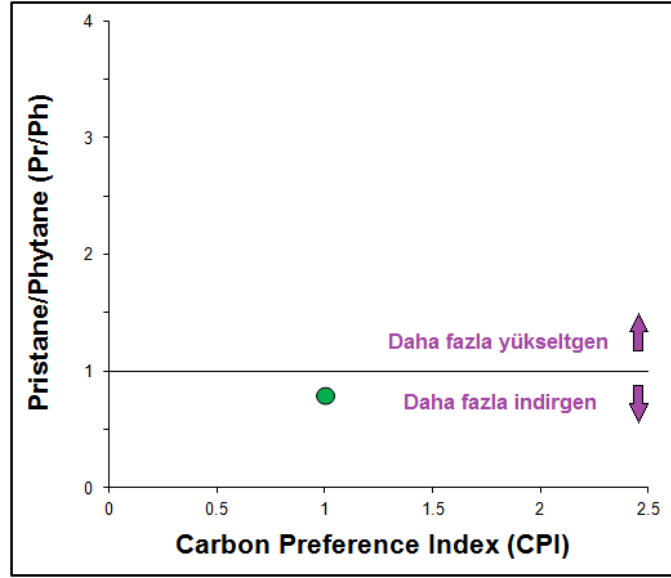
Çizelge 4.32 Karasal bitkiler ve denizel organizmalarda CPI'nın değerlendirilmesi (Bray ve Evans 1961, Koons vd. 1965)

Kıtasal Bitkiler	CPI	Denizel Organizmalar	CPI
Karasal Bitkilerde	4.0 – 7.0	Sponges	1.2
Kıyı Açığı Sedimentlerde	2.5 – 5.5	Coral	1.1
		Plankton	1.1
		Derin Deniz Sedimentleri	1.0

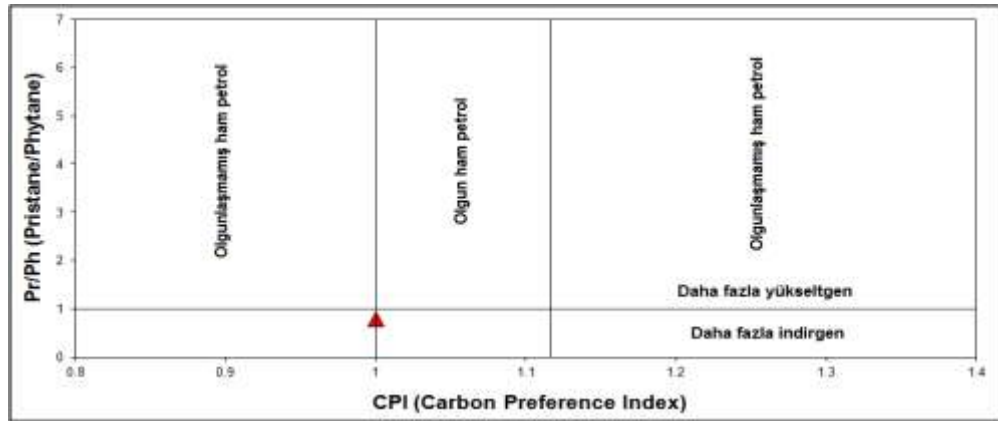
Çizelge 4.33 İncelenen örnek için hesaplanan CPI değerleri

Örnek No	CPI₍₁₆₋₂₄₎
SF-43	1.009

Bölgeye ait örnek Pr/Ph – CPI (Akinlua ve Smith, 2009 ve Akinlua vd. 2007) diyagramlarında değerlendirildiğinde örneğin daha indirgen alanda yer aldığı ve olgun seviyesinde olduğu görülmektedir (Şekil 4.28-4.29).



Şekil 4.28 İncelenen örneklerin Pr/Ph – CPI diyagramındaki konumları (Akinlua ve Smith 2009)



Şekil 4.29 İncelenen petrol örneğinin olgunlaşma düzeyi ile ilişkilendirilmiş Pr/Ph–CPI diyagramındaki konumu (Akinlua vd. 2007'den değiştirilerek)

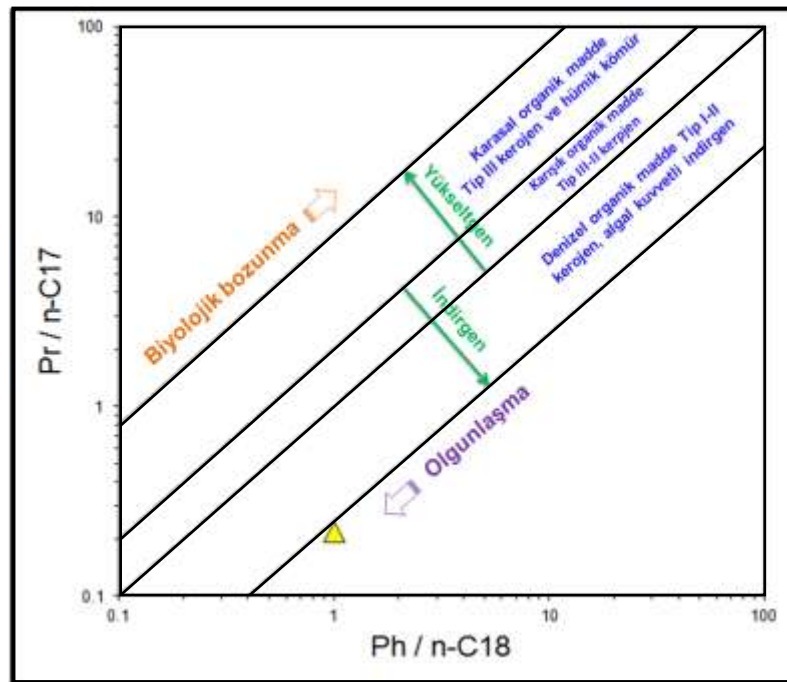
İzoprenoid/n–alkan oranlarında, gaz kromatogramlarındaki izoprenoidlere en yakın n–alkanlar kullanılmaktadır. Pristan nC_{17} ile, fitan ise nC_{18} ile çift pikler gibidir. Pr/nC_{17} ve Ph/nC_{18} oranları petrol korelasyon çalışmalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Yüksek pristan içeren örnekler oksitleyici bir kaynağı, yüksek fitan içeriği ise indirgeyici bir kaynağı yansıtmaktadır. Dolayısıyla petrol ya da bitümleri farklı gruplar

içinde sınıflandırmak için Pr/nC_{17} 'nin Ph/nC_{18} 'e karşı çizildiği diyagramlar kullanılmaktadır (Hunt 1995). İzoprenoid/n-alkan oranı, kırılma ile kerojenden daha çok n-alkan serbest kaldığı için olgunluğun artması ile azalmakta olup (Tissot ve Welte 1984, Hunt 1995) biyolojik bozunmaya uğramamış petrol ve bitüm örnekleri için olgunluğun bir ölçütü olarak kullanılabilir. Bu oran n-alkanların daha kolay yok olmasından dolayı biyolojik bozunma ile artmakta (Hunt 1995) ve ayrıca organik madde girdisi ve ikincil işlevler tarafından da etkilenmektedir. Ayrıca Pr/nC_{17} – Ph/nC_{18} diyagramı kullanılarak petrolerin türemiş oldukları kaynak kayanın litolojisi ve çökelme ortamları belirlenebilmektedir.

Kuzey Irak Musul bölgesine ait SF-43 petrol örneğinin Pr/nC_{17} – Ph/nC_{18} diyagramındaki konumuna göre, örneğin indirgen ortamda depolandığı, Tip I kerojenden oluştuğu ve olgunlaşmış seviyede olduğu görülmektedir (Çizelge 4.34, Şekil 4.30).

Çizelge 4.34 SF-43 petrol örneği için gaz kromatografi parametreleri

Örnek No	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}
SF-43	0.22	0.35



Şekil 4.30 İncelenen örneklerinin $Pr/n-C_{17}$ – $Ph/n-C_{18}$ diyagramındaki konumları (Petersen vd. 2001)

5. JEOLJİK MODELLEME

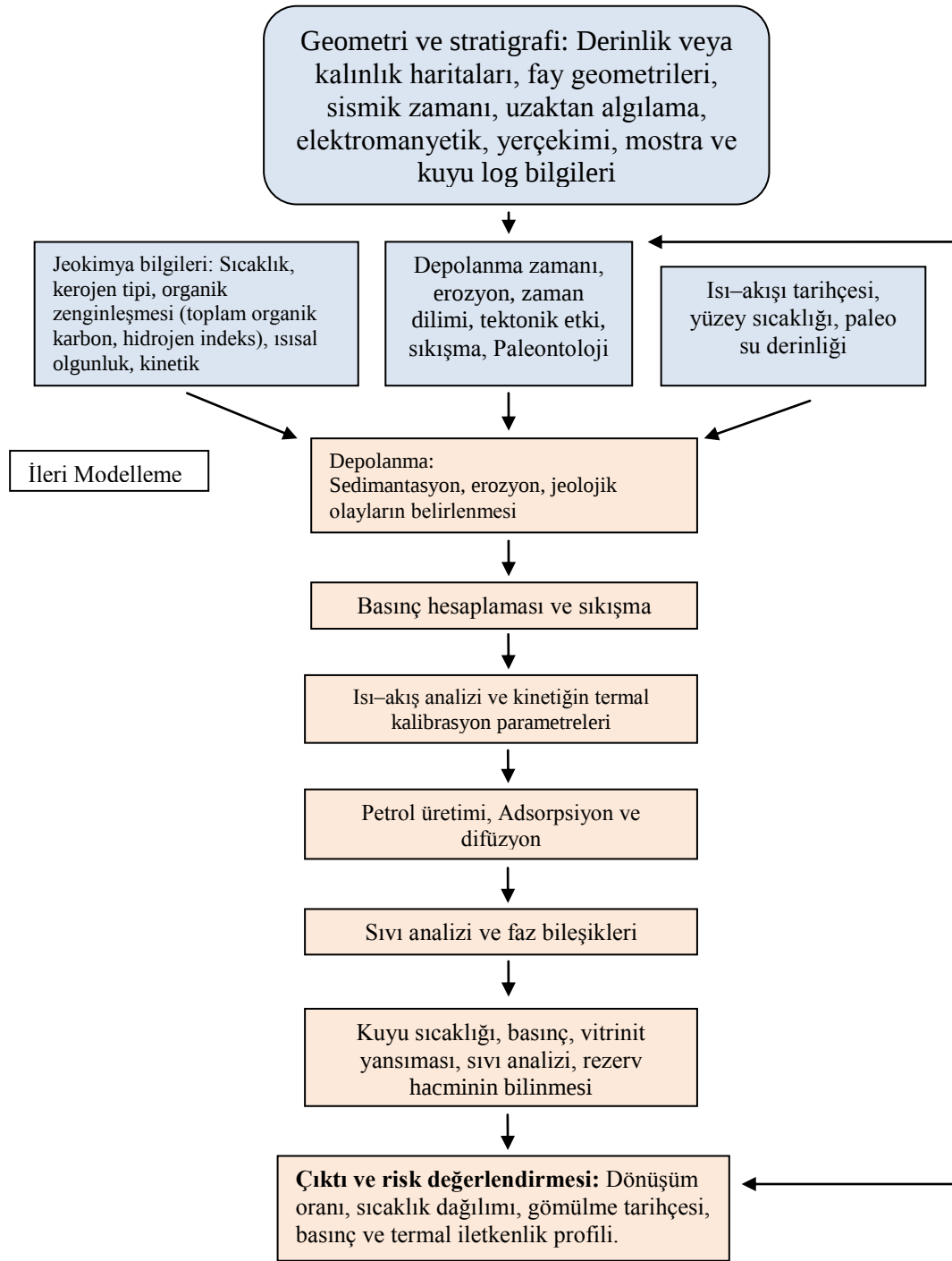
Havza modellemesi zaman ve mekan içinde sedimanter havzadaki jeolojik süreçlerin ileri modellemesidir. Havza modelleme teknikleri petrol arama riskini azaltmak için kullanılır, piyasada mevcut havza modelleme simülasyonları maliyet riskini değerlendirmek için kullanılır, bu da bir veya birden fazla alanda aktif petrol sistemlerinin içine jeolojik ve mühendislik verilerini entegre ederek, birden fazla kuyu veya tek bir kuyu kullanarak havza simülasyonları bütün havza için yapılabilir (Welte vd. 1997).

İlk havza modelleme simülasyonları yaklaşık 1980 yılında geliştirilmiştir (Yukler vd. 1978). Modellemenin ana fikri kaynak kayanın olgunluğunu hesaplamak için birden çok 1-D (bir boyutlu) ısı akışı simülasyonları ve ilgili jeokimya bilgilerini kullanarak modellerin yapılmasıdır.

1-D havza modellemesi aynen kuyularda kesildiği gibi kuyu lokasyonunda bir veya birkaç kaynak kayanın olgunluk geçişini hesaplamayı amaçlar. Ancak, 1-D havza modellemeleri, litoloji yanal değişimi, sıvı akımı, Petro-fizik parametreleri, havzasal anlamda yük hacimlerinin hesaplanması ve mevcut olmayan hiçbir yan parametre ile bilgi vermesi mümkün değildir. Bununla birlikte, kaynak kayalarda yanal değişimleri konusunda varsayım yapılabilir. Diğer yandan, 1-D modellemesi kolay kalibre edilebilen, kolay çalıştırılabilen ve nispeten daha ekonomiktir (Hantschel ve Kauerauf, 2009).

Bu çalışmada yapılan havza modelleri Schlumberger'in PetroMod yazılım paketi kullanılarak oluşturuldu. Bu tez kapsamında elimizde mevcut olan dokuz kuyu bilgilerini kullanarak sıcaklık, hidrokarbon üretimi, olgunlaşması ve basınç geçişini hesaplamak için bir boyutlu (1-D) otuz dokuz 1-D model oluşturulmuştur.

Bu çalışmadaki modelleme işlemi aşamalar halinde inşa edilip her aşaması farklı jeolojik bilgilere gereksinim duymuştur (Şekil 5.1). Bu amaç için stratigrafi, yaş ve bunların yanı sıra paleo deniz seviyesinin bilinmesi gerekmektedir (Sharland vd. 2004, Jasim ve Goff, 2006, Al-Ameri vd. 2009).



Şekil 5.1 Baluti Formasyonun modelleme şeması

Ayrıca gömülme geçmişi modelini hesaplamak için incelenen her kuyu içinde her formasyonun kalınlığına ihtiyaç duyulmakta olup, kalınlıklar her kuyu için Kuzey Irak Petrol Şirketinin kuyu tamamlama raporlarından (Final Well Reports) değerlendirilmiştir. Bu çalışmada kullanılan jeokimya bilgileri %wt TOC ile karakterize edildi.

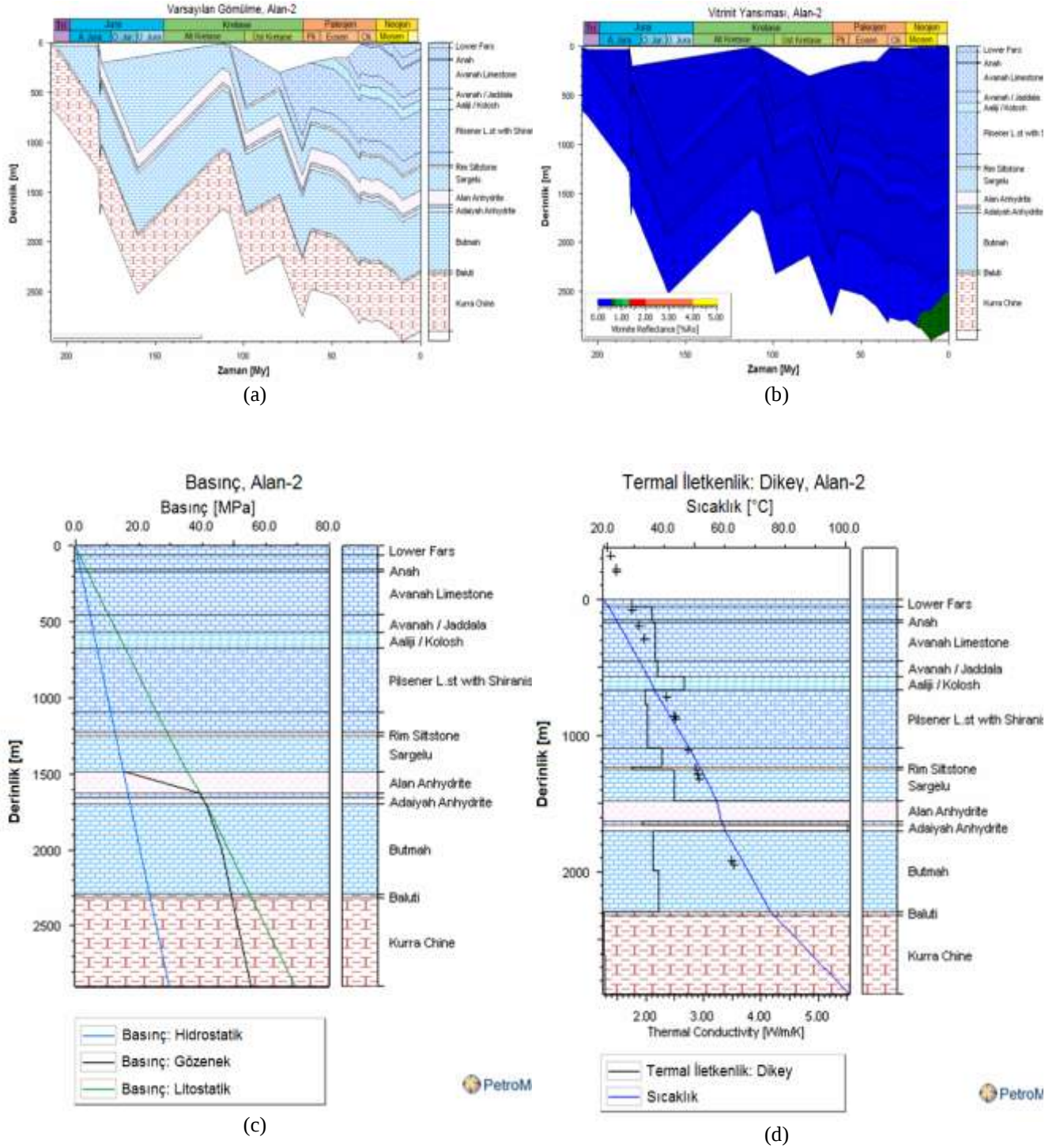
Qara Chuq-2 (QC-2) ve Butmah-2 (BT-2) kuyularının HI ve Tmax'i inceleme sahasının (hem yüzeyinde hem de bu çalışmanın tüm kuyularında) jeotermal gradient ve ısı akışı alındı (Pitman vd. 2004). Bu çalışma Zagros kıvrım kuşağı üstünde olup burada ısı akışı 48 mw/m^2 eşit ve yüzeyde varsayılan sıcaklık da yaklaşık 27°C . Zagros kıvrım kuşağında jeotermal gradient 18 ile 23°C/km arasında değişir.

Yukarıda bahsi geçen tüm bu bilgileri kullanarak şekil 5.2 – 5.10'de her kuyu için yaklaşımda bulunarak gömülme tarihçesi, vitrinit yansıması, basınç ve termal iletkenlik sırasıyla a, b, c, d grafiklerinde gösterilmiştir.

Elde edilen simülasyonlarda AL-1, AL-2, AT-1, BT-2 kuyularında hızlı sedimantasyon ve hızlı gömülme görülmekte, vitrinit yansıması erken olgun, Baluti formasyonunda herhangi bir yüksek basınç (over pressure) görülüyor ve formasyonunda termal iletkenliğin çok düşük olması kil mineralinden kaynaklanmaktadır (Şekil 5.2 – 5.5).

Bunun yanı sıra geriye kalan kuyuların BT-15, JK-1, QC-2, AZ-29, IB-1 simülasyonları yavaş sedimantasyon ve orta gömülme görülmekte, vitrinit yansıması aşırı olgun, Baluti formasyonunda herhangi bir yüksek basınç (over pressure) görülüyor ve formasyonunda termal iletkenliğin çok düşük olmasının nedeni kil mineralinden kaynaklanmaktadır (Şekil 5.6 – 5.10).

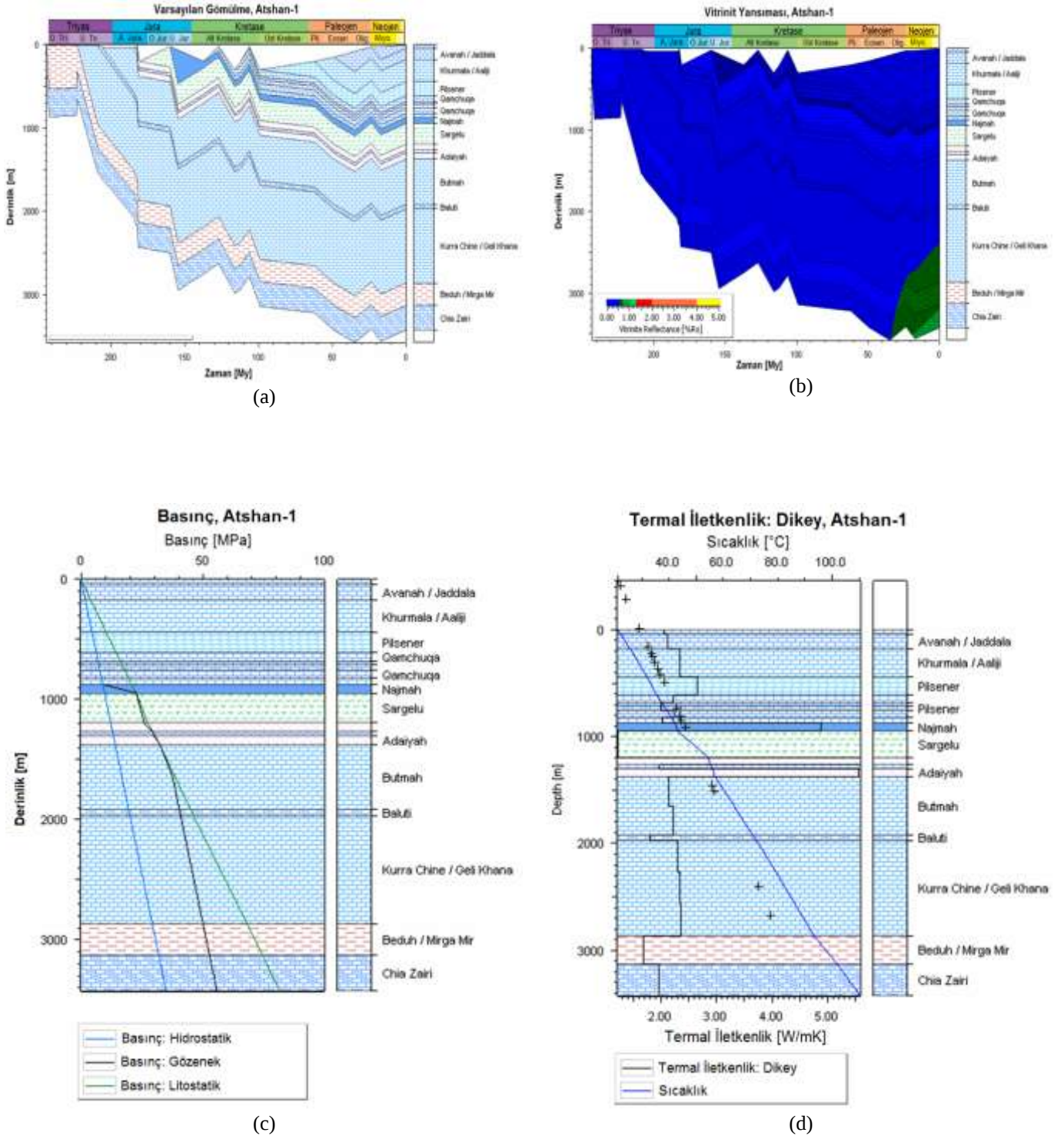
2. Alan-2 kuyusu (AL-2)



Şekil 5.3 (AL-2) Kuyusunda Baluti formasyonunun model ve modelleme parametereleri

- (a). AL-2 kuyusunun derinlikle ilişkili gömülme tarihçesi, (b). AL-2 kuyusunun derinlikle ilişkili vitrinit yansıması
(c). AL-2 kuyusunun derinlikle ilişkili basıncı, (d). AL-2 kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

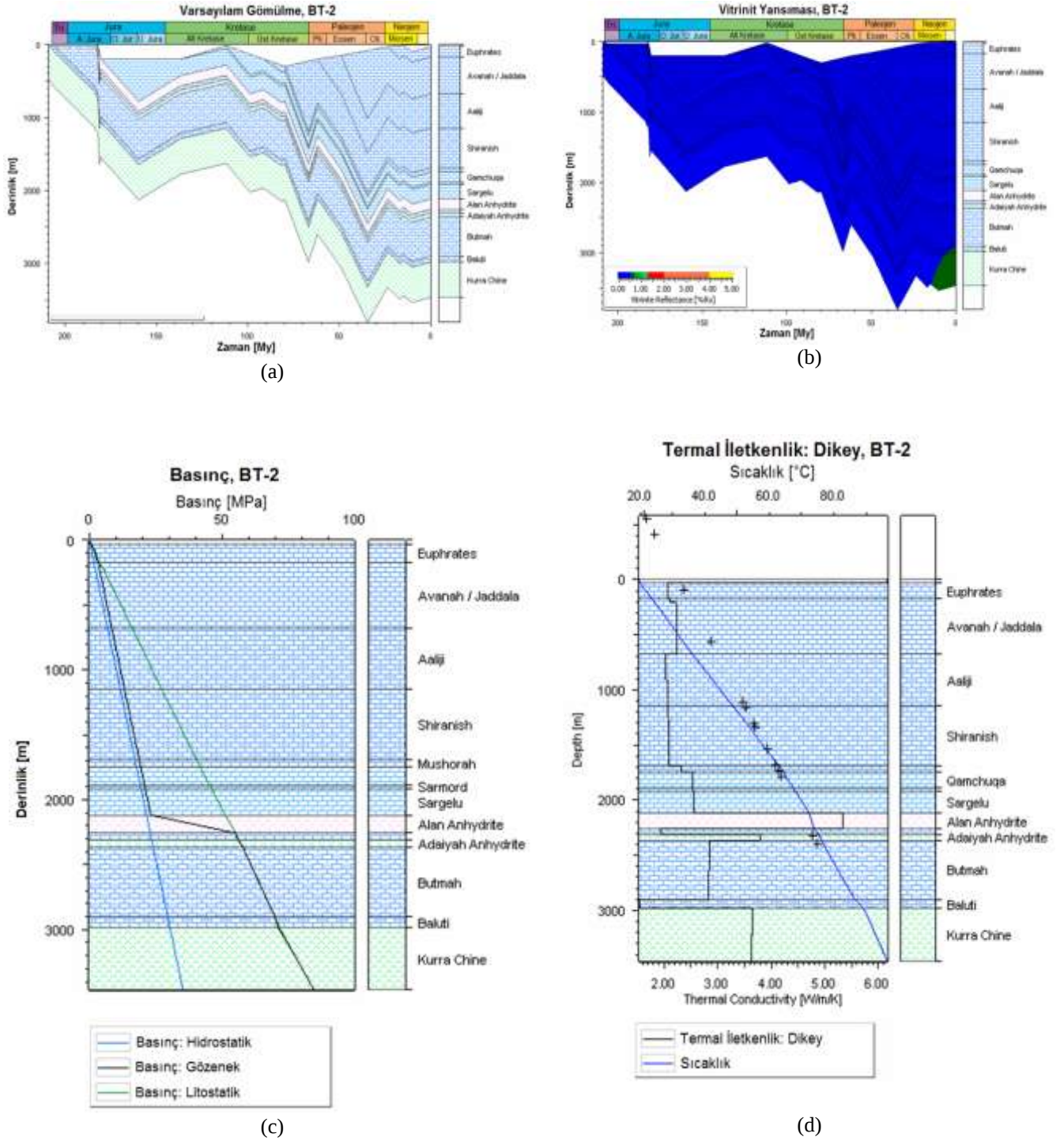
3. Atshan-1 (AT-1)



Şekil 5.4 (AT-1) Kuyusunda Baluti formasyonunun model ve modelleme parameterleri

- (a). AT-1 kuyusunun derinlikle ilişkili gömülme tarihçesi, (b). AT-1 kuyusunun derinlikle ilişkili vitrinit yansıması
(c). AT-1 kuyusunun derinlikle ilişkili basıncı, (d). AT-1 kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

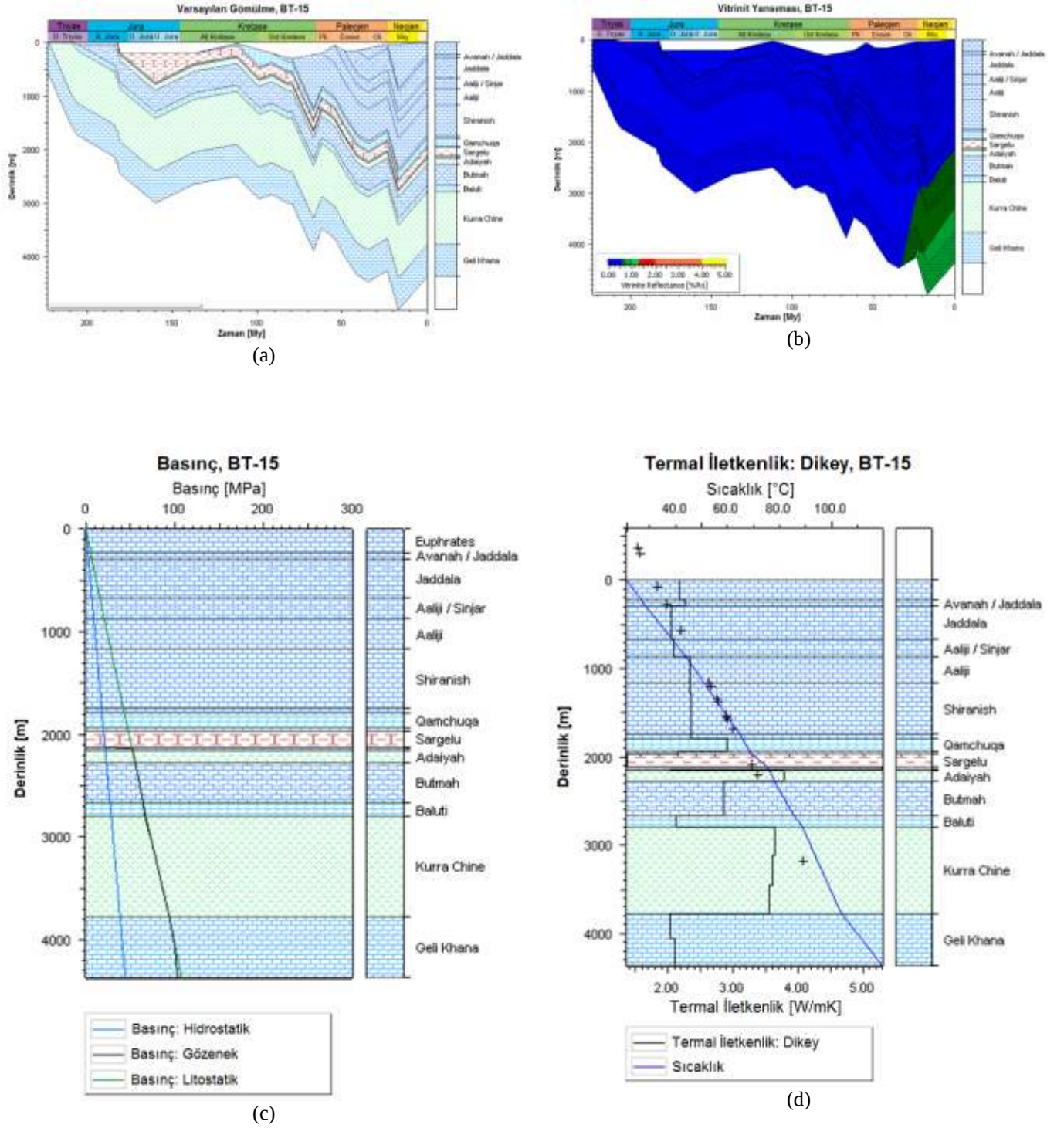
4. Butmah-2 (BT-2)



Şekil 5.5 (BT-2) Kuyusunda Baluti formasyonunun model ve modelleme parametreleri

- (a). BT-2 kuyusunun derinlikle ilişkili gömülme tarihçesi, (b). BT-2 kuyusunun derinlikle ilişkili vitrinit yansıması
(c). BT-2 kuyusunun derinlikle ilişkili basıncı, (d). BT-2 kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

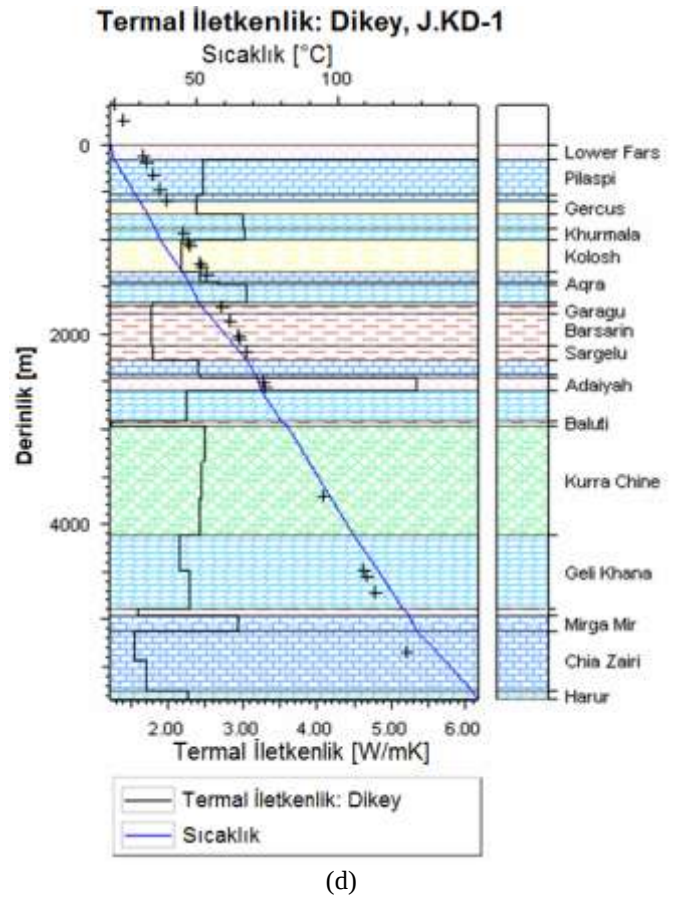
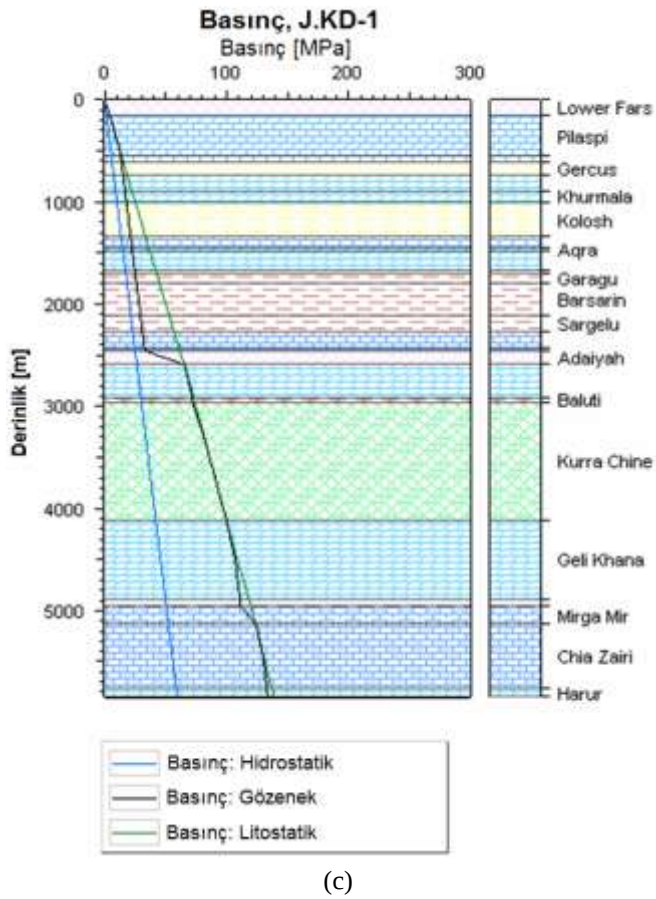
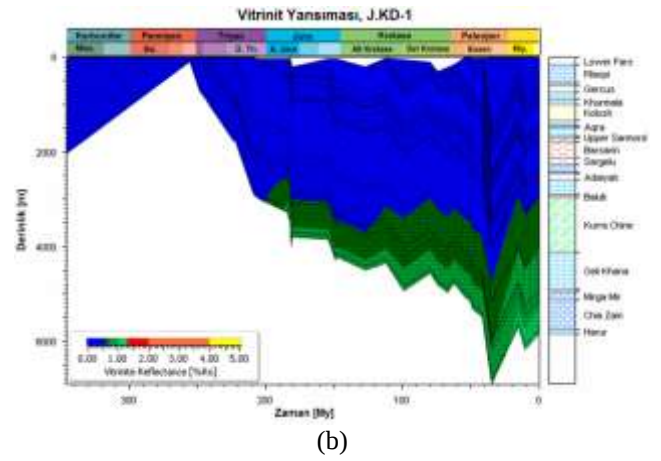
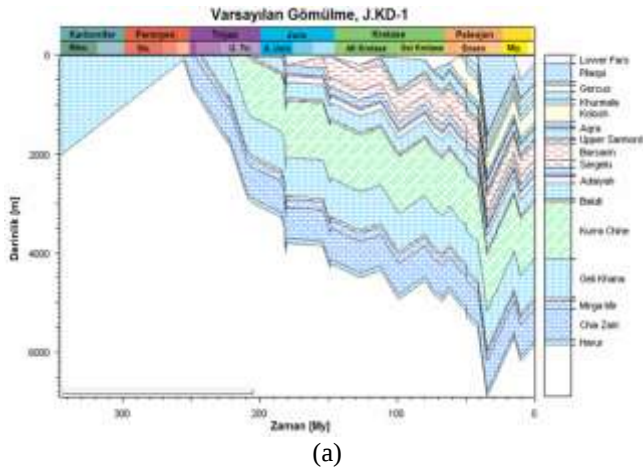
5. Butmah-15 (BT-15)



Şekil 5.6 (BT-15) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri

- (a). BT-15 kuyusunun derinlikle ilişkili gömülme tarihçesi, (b). BT-15 kuyusunun derinlikle ilişkili vitrinit yansıması
(c). BT-15 kuyusunun derinlikle ilişkili basıncı, (d). BT-15 kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

6. Jabal Kand-1 (J.K-1)

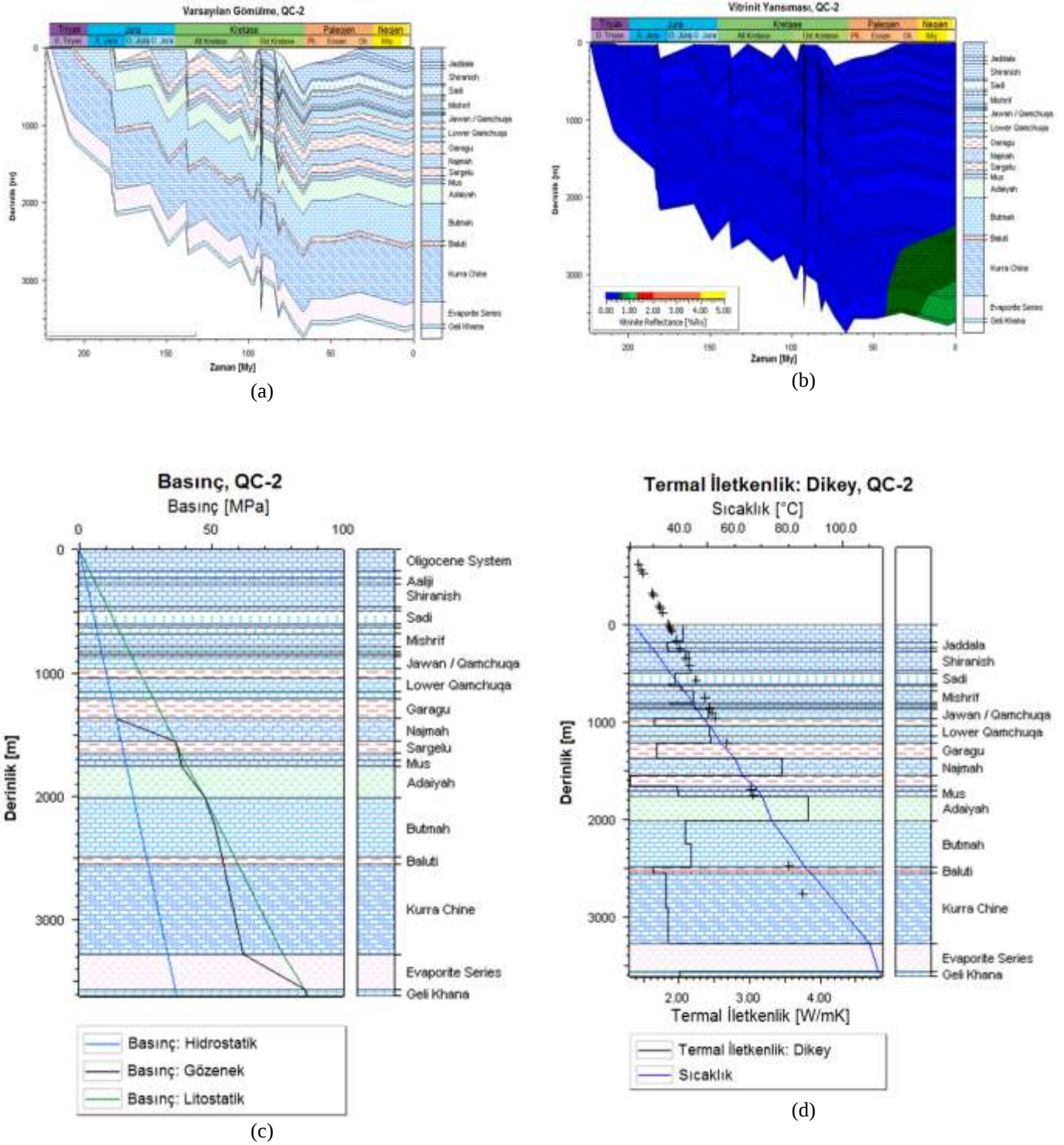


Şekil 5.7 (JK-1) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametreleri

(a). JK-1kuyusunun derinlikle ilişkili gömülme tarihçesi,
(c). JK-1kuyusunun derinlikle ilişkili basıncı,

(b). JK-1kuyusunun derinlikle ilişkili vitrinit yansıması
(d). JK-1kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

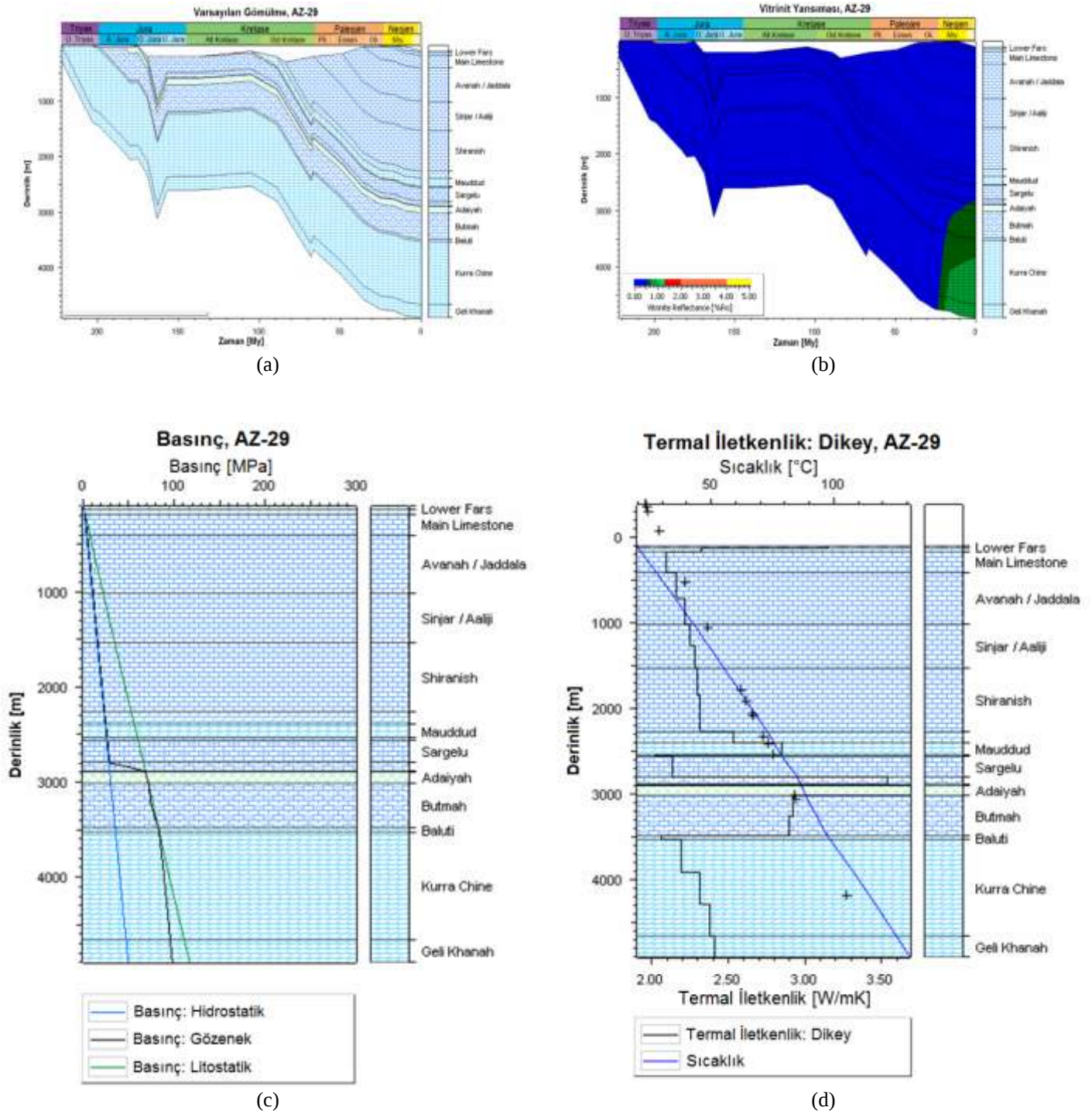
7. Qara Chuq-2 (QC-2)



Şekil 5.8 (QC-2) Kuyusunda Baluti formasyonun model ve modelleme parametereleri

- (a). QC-2 kuyusunun derinlikle ilişkili gömülme tarihçesi, (b). QC-2 kuyusunun derinlikle ilişkili vitrinit yansıması
 (c). QC-2 kuyusunun derinlikle ilişkili basıncı, (d). QC-2 kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

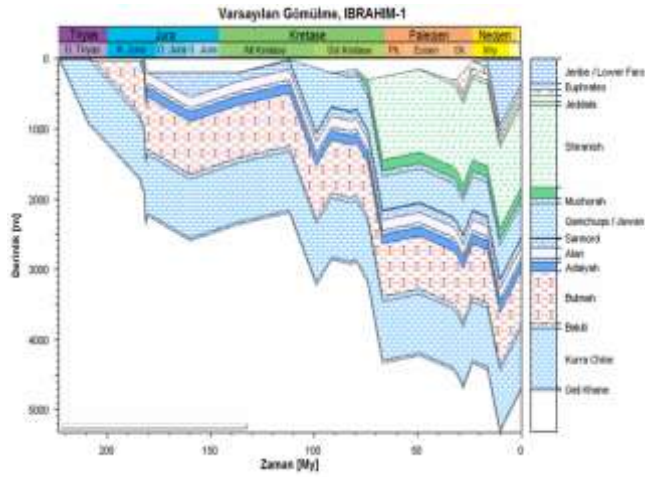
8. Ain Zala-29 (AZ-29)



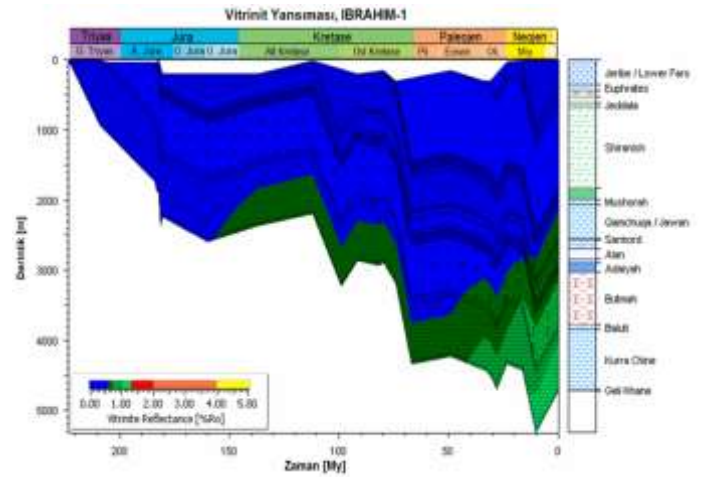
Şekil 5.9 (AZ-29) Kuyusunda Baluti formasyonunun model ve modelleme parametreleri

- (a). AZ-29 kuyusunun derinlikle ilişkili gömülme tarihçesi, (b). AZ-29 kuyusunun derinlikle ilişkili vitrinit yansıması
(c). AZ-29 kuyusunun derinlikle ilişkili basıncı, (d). AZ-29 kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

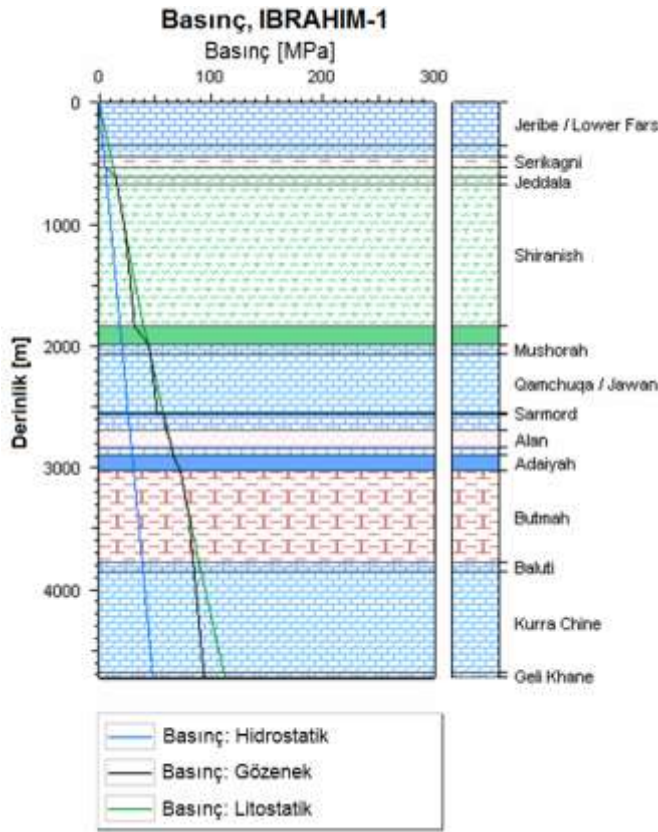
9. IBRAHİM-1 (IB-1)



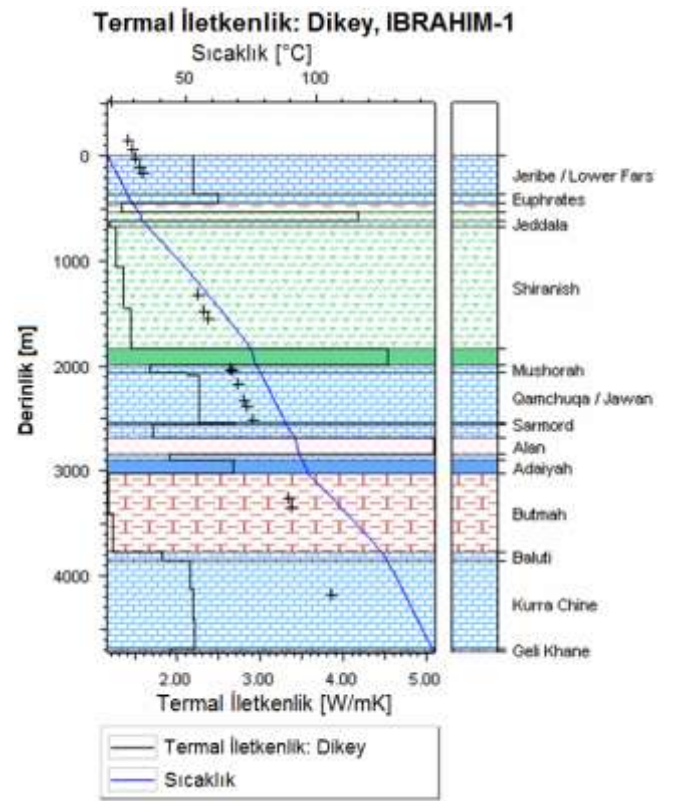
(a)



(b)



(c)



(d)

Şekil 5.10 (IB-1) Kuyusunda Baluti formasyonunun model ve modelleme parametreleri

(a). IB-1kuyusunun derinlikle ilişkili gömülme tarihçesi,
(c). IB-1kuyusunun derinlikle ilişkili basıncı,

(b). IB-1kuyusunun derinlikle ilişkili vitrinit yansıması
(d). IB-1kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

5.1 Tartışma

İnceleme alanın gömülme geçmişinin yanı sıra incelenen BT-2, QC-2, AL-1, AL-2, AT-1, AZ-29, BT-15, IB-1 ve JK-1 kuyuların sıcaklığı ve olgunluk seviyeleri temsili 1D simülasyonları kullanılarak tartışıldı.

5.1.1 Gömülme tarihçesi

Gömülme tarihçesini belirlemek için modelin tahmini gözenek hesaplamasını yapan bir formüle ihtiyaç duymakta olup bu amaç için Magara (1978) formülü kullanılmıştır.

$$\emptyset = \emptyset_0 \times e^{-cZ}$$

$\emptyset$ = Tahmini gözenek

Z = derinlik metre ile

$\emptyset_0$ = birincil gözenek, bu çalışmada sabit kullanıldı (Van Keer vd. 1998)

c = sediment ile ilgili sabit değer kullanıldı (Magara 1978)

İncelenen bölgenin gömülme tarihçesi AL-1, AL-2, AT-1, BT-2, BT-15, JK-1, QC-2, AZ-29 ve IB-1 kuyularının olduğu sahada 1D model kullanılarak tartışılmıştır (Şekil 5.2 – 5.10).

Gömülme tarihçesinde genel olarak Geç Triyas'tan başlayarak Geç Jura sonuna kadar hızlı sedimantasyon görülür, halbuki formasyon Kretase döneminde depolandığı havzada yükselime (uplift) maruz kaldı.

Ancak Baluti formasyonu depolandığı (AZ-29, IB-1) kuyuları bölgesinde oldukça yavaş depolanma ile havzanın geç dolması görülmektedir. Bunun sebebi de her iki bölgede Baluti formasyonunun sedimetlerinin depolandığı sedimanter havzanın tektonik etkilerle dereceli olarak düşmesinden kaynaklanabilir. Ayrıca Paleosen döneminde depolanma ve yükselme arasında bir kararsızlık görülmektedir.

İncelenen AL-1, AL-2, AT-1, BT-2 kuyularında gömülme tarihçesi aynı olup, elde edilen Şekillerde (5.2, 5.3, 5.4, 5.5) yüksek (Hızlı) sedimantasyon oranı görülmekte ve bu hızlı gömülme sedimantasyonu ince sedimentlerde bulunan organik maddenin düşük olgunluğuna yol açabilir (Ali 2012, Torsch 2012). İncelenen diğer kuyularda (BT-15, JK-1, QC-2, AZ-29, IB-1), elde edilen Şekillerden (5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.10) yansıyan gömülme derecesi hem sedimantasyonun hem de gömülmenin yavaş olduğu görülmektedir. Bu durum sedimanter havzayı etkileyen dereceli tektonik hareketlerden kaynaklanmasından dolayı BT-15, JK-1, QC-2, AZ-29, IB-1 kuyularında Baluti formasyonun içerdiği organik madde diğer kuyulardan (AL-1, AL-2, AT-1, BT-2) daha hızlı olgunluk derecesine varmasını sağladı. Elde edilen şekiller yüksek olgunluk seviyesinin nedeni olabilir (Çizelge 5.1).

Çizelge 5.1 havza modelleme parametreleri

Kuyu No.	Sıcaklık °C	Vitrinit Ro%	Dönüşüm Oranı	Aşırı basınç MPa
AL – 1	78	0.60	————	Yok
AL – 2	76	0.63	————	Yok
AT – 1	95	0.71	————	Yok
BT – 2	90	0.61	0.4	Yok
BT – 15	88	0.87	————	Yok
JK – 1	83	1.25	————	Yok
QC – 2	86	0.77	0.65	Yok
AZ – 29	95	0.89	————	Yok
IB – 1	123	1.23	————	Yok

5.1.2 Vitrinit yansıma indeksi Ro%

Torsch (2012) kerojenin petrole dönüşmesi konusuna Ro%'si ile yaklaşımda bulunmuştur. Kerojenin petrole dönüşme başlangıcı Ro% (0.55)'e eşit olduğunda gerçekleşir (Torsch 2012). Baluti formasyonu (5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.10) şekiller ve çizelge (5.1)'de formasyonun (IB-1 ve JK-1) kuyuları hariç diğer bütün kuyularda hidrokarbon üretme penceresi başlangıcında olduğu görülmektedir. Ancak formasyonun IB-1 ve JK-1 kuyularında aşırı olgun olarak görülmektedir. Şimdiye kadar elde edilen piroliz sonuçları ve kerojen tiplerinin verileri doğrultusunda, genel olarak Baluti formasyonunun Tip III ile bazı örneklerin de Tip II kerojen ile karakterize

edilip, bu da formasyonun çoğunlukla gaz üretebileceği anlamına gelmektedir (Boyer 2006).

5.1.3 Sıcaklık, termal iletkenlik ve basınç

Baluti formasyonu depolandığı sırada çizelge (5.1)'de görüldüğü gibi değişik sıcaklık seviyelerine maruz kalmıştır. Aynı çizelgeye bakıldığında zaman Baluti formasyonun en düşük sıcaklık derecesi AL-2 kuyusunda (76°C) ve en yüksek sıcaklık derecesi de IB-1 kuyusunda (123°C) kaydedilmiştir. Sıcaklık derecesinin bu seviyesi incelenen bütün kuyuların (IB-1 ve JK-1 hariç; katajenezin sonunda) katajenez evresinin başlangıcında olduğunu işaret etmektedir (Boyer 2006). Bu bulguların ışığında incelenen Baluti formasyon örneklerinin çoğu Tip III kerojen olup bir kısmının hidrokarbon (gaz) ürettiği anlamına gelmektedir.

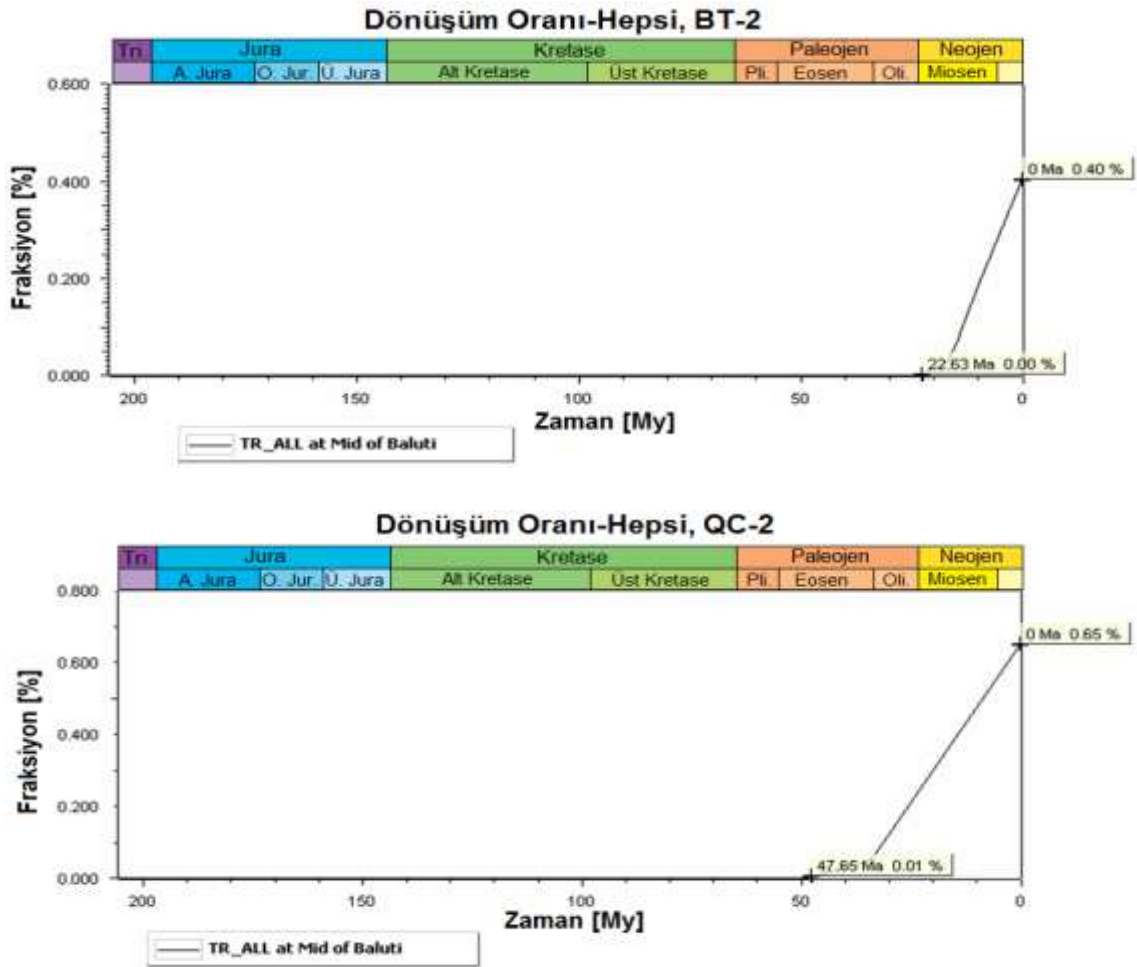
Genelde incelenen bölgede Baluti formasyonunun çok derinde olmasına rağmen, aynı kuyularda bulunan daha sığ derinliklere sahip formasyonlar ile karşılaştırıldığında termal iletkenliği daha yüksek olması gerekirken, daha düşüktür. Bu durumun açıklaması Baluti formasyonunun kalın, kilce zengin Kurra Chine ve Butmah formasyonların arasında yer almasına bağlı olabilir. Kil katmanları düşük termal iletkenlik ile karakterize edilir (Goodrazi vd. 1993).

Basıncın davranışı kaynak kaya içindeki hidrokarbon üretme yansıması olabilir, çünkü petrol penceresinde olan bütün kaynak kayalarda aşırı basınç (over pressure) durumu görülür (Hunt 1990, Cobbold 2013).

İncelenen bütün kuyularda Baluti formasyonu içinde aşırı basınç (over pressure) durumu tespit edilemedi, ancak incelenen formasyon örneklerinin diğer parametreleri göz önünde bulundurulduğunda formasyon örneklerinin bir kısmı hidrokarbon penceresinde olduğu gözlenmiştir. Baluti formasyonunun bir kısım örnekleri hidrokarbon üretme penceresinde olmasına rağmen aşırı basınç (over pressure) durumunun gözlenmemesinin sebebi formasyon içindeki karakterize edilen kerojenin Tip III olması ve bu tip kerojenin gaz üretebilme potansiyeli olup, gazın da dağılım ile göç etmesinden kaynaklanmaktadır.

5.1.4 Dönüşüm oranı

Piroliz analizi yapılan iki kuyu (BT-2 ve QC-2) örneklerinin dönüşüm oranları PetroMod programının 1D modeli kullanılarak tahmin edilmiştir. Değerler sırasıyla (0.4 ve 0.65) Şekil 5.11’de verilmiştir. Bu düşük dönüşüm oranının birkaç nedeni olabilir, en önemlisi Baluti formasyonunun düşük termal iletkenlik özelliklerine sahip olmasıdır. Çünkü Baluti formasyonunun altında bulunan Kurra Chine formasyonunun ısının çoğunu adsorbe etmesidir. Bunun da en büyük kanıtı Kurra Chine formasyonunda yüksek basınç durumunun gözlenmesi olup bu da formasyonun hidrokarbon ürettiğinin göstergesidir. Al-Ameri vd. (2009) Kurra Chine formasyonunun hidrokarbon ürettiğini ifade etmişlerdir. Şekil (5.6-5.9)’de Kurra Chine formasyonu yüksek basınç göstermektedir.



Şekil 5.11 (BT – 2 ve QC – 2) Kuyuları için HC dönüşüm oranı modeli

6. TARTIŞMA ve SONUÇLAR

Baluti formasyonu tip bölgesindeki ana litolojisi şeyl ağırlıklıdır ve yeşil olivin-mavimsi ve sarı renkler ile karakterize edilir. Formasyon yeşilimsi gri ve gri şeyl ardalı ince tabakalı dolomit, silisli, oolitik kireçtaşı ve rekristalize breş'ten oluşur (Bellen vd. 1959, Buday 1980b, Jassim vd. 2006).

Önceki çalışmalardan Baluti formasyonunun çökeldiği ortamın lagün ile şelf arasında olduğunu göstermiştir (palinolojik çalışma Hanna 2007).

Çalışma alanında bugüne kadar yapılan çalışmalarda Baluti formasyonunun organik jeokimyasal özellikleri incelenmemiştir. Bu çalışmayla ilk kez Baluti formasyonunun organik jeokimyasal özellikleri incelenmiş ve HC potansiyeli ayrıntılı olarak ortaya konulmuştur.

Baluti formasyonu kayaçlarının kaynak kaya potansiyelinin olup olmadığı toplam organik karbon miktarını inceleyerek araştırılmıştır, elde edilen sonuçlar Baluti formasyonunun genel olarak orta kaynak kaya potansiyeli olup, pirolizden elde edilen sonuçlara göre kerojen tipinin Tip III olduğu görülmektedir, bu da formasyonun çökeldiği ortamla (nehir ağzı, lagün ve şelf) örtüşmektedir.

Bu tez çalışmasında ulaşılan sonuçlar aşağıdaki şekilde sıralanabilir.

Toplam Organik Karbon Miktarı (TOC):

Kuzey Irak Musul bölgesine ait incelenen 8 adet karot/kırıntı örneğinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri BT-2/2902 nolu karot örneği hariç % wt 0.48 – 1.90 arasında değişmekte olduğundan (ortalama % wt 0.84), bu değerler birimin orta (Tissot ve Welte 1984, Jarvie 1991, Peters ve Cassa 1994) kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir. Ancak BT-2/2902 nolu karot örneği (TOC 11.45) aynı araştırmacılara göre sırasıyla zengin, yeterli ve mükemmel kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.

Organik Madde Tipi:

İncelenen örneklerin Hidrojen İndeks değerleri BT-2/2902 nolu örnek hariç, 104 – 187 mg HC/g kaya arasında değişmektedir (ortalama 149.7 mg HC/g kaya). BT-2/2902 nolu karot örneği HI 508 mg HC/g kaya olduğundan kerojen tipinin Tip II kerojen olduğu ve diğer örneklerin çoğunlukla 50 – 200 mg HC/g kaya arasında olduğundan kerojen tipinin Tip III kerojen (Peters ve Cassa 1994) olduğu tespit edilmiştir.

Ayrıca, HI – OI (Éspitalié vd. 1977), HI – T_{max} (Hunt 1995, Mukhopadhyay vd. 1995) ve TOC – S_2 (Langford ve Blanc-Valleron 1990) diyagramları kullanılarak kerojen tipi belirlenmiş, buna göre, BT-2/2902 nolu örneğin kerojen tipi Tip II ve diğer incelenen karot/kırıntı örneklerinin kerojen tipinin Tip III kerojen olduğu tespit edilmiştir.

İncelenen örneklerin Hidrokarbon Tip İndeksi (S_2/S_3 oranı) (Peters ve Cassa 1994) değerleri BT-2/2902 nolu örnek hariç 1.20 – 4.97 arasında değişmekte olduğundan (ortalama 2.75), BT-2/2902 nolu örnek (S_2/S_3 79.63) Tip I ve diğer örneklerin Tip III kerojen tipine sahip olduğu tespit edilmiştir.

Organik Maddenin Isısal Olgunluğu:

İncelenen Kuzey Irak Musul bölgesi kuyularına ait karot/kırıntı örneklerinin T_{max} (°C) değerleri 417 – 444 °C arasında (ortalama 433.13 °C) değişmektedir. Örneklerin T_{max} (°C) olgunlaşmalarının; Éspitalié vd.'nin (1984) T_{max} (°C) standartlarına göre petrol penceresi, Peters ve Cassa'nın (1994) T_{max} standartlarına göre erken olgun, Éspitalié vd.'nin (1985) T_{max} (°C) standartlarına göre ise kerojen tipleri daha önce belirlendiği gibi Tip III kerojen olduğundan, olgunlaşma derecesinin olgunlaşmamış-erken olgun ile petrol penceresi aralıklarında olduğu belirlenmiştir.

İncelenen karot/kırıntı örneklerinin PI değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 0.13 – 0.23 arasında değiştiğinden (ortalama 0.18), Peters ve Cassa'nın (1994) PI standartlarına göre erken olgun olduğu ve BT-2/2902 nolu örnek (PI 0.02) olgunlaşmamış olduğu tespit edilmiştir.

Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin S_2/S_3 değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 1.20 – 4.97 arasında değişmekte olup (ortalama 2.75), Peters (1986) ve Clementz vd. (1979)'nin standartına göre değerlendirildiğinde örneklerin tümünün ikisi hariç (BT-2/2914 ve QC-2/3572) 'katajenezin aşırı olgun ve kuru gaz'a karşılık geldiği görülmektedir. Ayrıca (BT-2/2914 ve QC-2/3572) katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt'e karşılık geldiği ve BT-2/2902 nolu karot örneğinin (S_2/S_3 79.63) katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol'e karşılık geldiği tespit edilmiştir.

PI – T_{max} (°C) diyagramına göre, T_{max} (°C) için 430 – 460 °C arası, PI için 0,1 – 0,4 arasında değişen olgunluk aralığı alındığında daha geniş sınırlar önerildiği için de, Ghorı (2000) tarafından ileri sürülen grafik, benzer iki parametre arasında daha olgun örnekleri içermiştir.

Hidrokarbon Üretme Potansiyeli:

Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin S_1 hidrokarbon değerleri BT-2/2902 nolu örnek hariç 0.12 – 0.59 mg HC/g kaya (ortalama 0.27 mg HC/g kaya) arasında değişmektedir. Peters and Cassa'ya (1994) göre incelenen örneklerin zayıf petrol potansiyeline sahip olduğu belirlenmiştir ve BT-2/2902 nolu örnek (S_1 : 1.31 mg HC/g kaya) aynı araştırmacılara göre iyi petrol potansiyeline sahip olduğu tespit edilmiştir.

Derinlik ile (m) ilişkilendirilmiş bitümen indeks (S_1/TOC) diyagramına göre ise BT-2/2902 nolu karot örneğinin petrol atımı başlangıcında, diğer örneklerin ise petrol atımına başladığı belirlenmiştir.

İncelenen örneklerin S_2 hidrokarbonları BT-2/2902 nolu örnek hariç 0.50 – 3.18 mg HC/g kaya (ortalama 1.31 mg HC/g kaya) arasında değerler sunmakta olup, Peters ve Cassa'ya (1994) göre örnekler zayıf petrol potansiyelini işaret etmekte ve BT-2/2902 nolu örnek (S_2 58.13 mg HC/g kaya) mükemmel petrol potansiyelini işaret etmektedir.

Musul civarı bölgesi karot/kırıntı örnekleri HI (mg HC/g kaya) – TOC (wt %) (Jackson vd. 1985) diyagramına göre değerlendirildiğinde organik madde tipi zayıf petrol kökenini işaret etmektedir. HC (ppm) – TOC (wt %) (Wehner 1989) diyagramına göre ise incelenen örnekler zayıf – orta gaz ve bir miktar petrol potansiyelini göstermektedir. İncelenen karot/kırıntı örneklerinin Jenetik Potansiyel değerleri BT-2/2902 nolu örnek hariç 650 – 3770 ppm arasında (ortalama 1581.4 ppm) değişmekte olup, buna göre örneklerin jenetik potansiyel değerleri Tissot ve Welte'ye (1978) göre kaynak kaya potansiyelinin zayıf yada orta derecede kaynak kaya potansiyelinin olduğunu işaret etmekte ve BT-2/2902 nolu örneğin (PY: 59440) iyi kaynak kaya potansiyeli gösterdiği tespit edilmiştir.

İncelenen örnekler PY (ppm) – TOC (wt %) (Ghori 2002) diyagramında değerlendirildiklerinde ise, zayıf-orta kaynak kaya potansiyeline sahiptir.

S₁ (mg HC/ g kaya) – TOC (wt %) (Hunt 1995) diyagramına göre incelenen örneklerin ürettiği hidrokarbonlar yerli olup, herhangi bir mekanik veya antropojenik yolla organik kirlenmeye maruz kalmamıştır.

Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin % RC değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 0.41 – 1.55 arasında (ortalama % 0.68) değişmekte olup, buna göre incelenen örneklerinin kalıntı karbon çizgisinde (TOC = RC) bulunduğu ve dolayısıyla türüm potansiyeline sahip olmadığı görülmektedir. Ancak, BT-2/2902 nolu örneğin (% RC 6.47) temiz HC türüm potansiyeline sahip olduğu görülmektedir.

Bölgeye ait örneklerin % PC değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 0.07 – 0.35 arasında değişmekte olup (ortalama % 0.16), PC – TOC diyagramına göre de, incelenen örneklerin piroliz edilebilen karbon çizgisine yakın bulunduğu (TOC = PC), türüm potansiyeline sahip olmadığı görülmektedir. Ancak BT-2/2902 nolu örneğin (% PC 4.98) hala petrol ve gaz potansiyeli olduğu tespit edilmiştir.

Organik Fasiyes İncelemeleri:

Bölgeye ait örneklerin Hidrojen İndeks (HI) değerleri BT-2/2902 nolu örnek dışında 104 – 187 mg HC/g kaya arasında (ortalama 149.7 mg HC/g kaya), Oksijen İndeks (OI)

değerleri 34 – 109 mg HC/g kaya arasında (ortalama 65.57 mg HC/g kaya), wt % TOC değerleri de 0.48 – 1.90 arasında (ortalama % wt 0.84) değişmektedir. Tüm bu veriler dikkate alındığında Kuzey Irak Musul bölgesine ait karot/kırıntı örneklerinin organik fasiyesinin C olduğu tespit edilmiştir.

Gaz Kromatografi İncelemeleri:

İncelenen petrol örneğinin çoğunda düşük moleküler ağırlıklı tek karbon numaralı n-alkanlar hakim olduğundan bu durum algal kaynağa işaret etmektedir. Ayrıca C₂₀-C₃₀ dizisindeki çift karbon numaralı n-alkanlarca baskın olmadığından örneklerin anoksik karbonat ya da evaporitler ile ilişkili olmadığı tespit edilmiştir.

Kuzey Irak Musul bölgesine ait petrol örneğinden SF-43 nolu örneğin Pr/Ph oranı 1'den küçük olup çökelme ortamının redoks koşulu anoksiktir.

SF-43 nolu petrol örneğinin V/V+Ni (0.7715) paleoredoks işaretçisi (Jones ve Manning 1994, Hatch ve Leventhal 1992, Wignall 1994, Jones ve Manning 1994, Kimura ve Watanabe 2001, Kholodov ve Nedumov 1991) ile yapılan değerlendirmelerde, incelenen örneğin Disoksik – Anoksik redoks koşulu aralığında depolandığı belirlenmiştir.

İncelenen örneğin % S – Pr/Ph (Chung vd. 1992) diyagramındaki konumuna göre, örneğin çoğunun 'karbonat kaynaklı petroler' alanında olduğu belirlenmiştir.

Kuzey Irak Musul bölgesine ait örneğin CPI değeri 1.009 olup, bu değer denizel organizmalardan türemiş organik maddeye işaret etmektedir. Ayrıca, incelenen örneğin CPI değerinin 1'e yakın olması örneğin ısısal olarak olgun olduğuna işaret etmektedir. Buna göre incelenen örneğin genel anlamda olgun safhada olduğu belirlenmiştir.

Bölgeye ait örnek Pr/Ph – CPI (Akinlua ve Smith 2009) Pr/Ph – CPI (Akinlua vd. 2007'den değiştirilerek) diyagramlarında değerlendirildiğinde örneğin daha indirgen alanda yer aldığı ve olgun seviyesinde olduğu tespit edilmiştir.

Kuzey Irak Musul bölgesine ait SF-43 nolu petrol örneğinin Pr/nC₁₇ – Ph/nC₁₈ diyagramındaki konumuna göre, örneğin indirgen ortamda depolandığı, Tip I kerojenden oluştuğu ve olgun seviyede olduğu belirlenmiştir.

Jeolojik Modelleme:

Bu çalışmanın TOC, HI ve kerojen tipi değerlerini PetroMod yazılımıyla (Schlumberger – 1D) işlemenin amacı çalışmanın tüm sonuçlarından daha da emin olmaktır.

Programın vitrinit yansıma indeksi Ro% çıktılarına dayanarak tüm kuyularda Baluti formasyonun olgunluk seviyesi başlangıcında olduğunu (AZ-29 ve IB-1 hariç) göstermiştir. AZ-29 ve IB-1 kuyuları kerojen tipi Tip III olduğuna dayanarak gaz üretme penceresinde oldukları görülmektedir. Olgunluğun kuyudan kuyuya değişiklik göstermesinin nedeni de Baluti formasyonun aralarında bulunduğu formasyonların termal iletkenlikleri ve bu formasyonların litolojilerinden olabilir, ayrıca Baluti formasyonun altında bulunan kalın kilce zengin Kurra Chine formasyonu aşağıdan gelen sıcaklığı absorbe etmesinden de kaynaklanabilir. Aynı durum Sargelu formasyonu için de geçerli olup program çıktıları formasyonun kerojen tipine dayanarak (Tip II) sıvı HC üretme aşamasına geldiği göstermektedir.

Bu çalışmada PetroMod yazılımı (Schlumberger – 1D) sonuçlarına bakıldığında Kurra Chine ve Sargelu formasyonlarında HC türümü gözlenmekte olup bu formasyonlarda yüksek basınç gözlenmiştir, bu durumun (yüksek basınç) Baluti formasyonunda gözlenmemesinin sebebi formasyonun kerojen tipinin (Tip III) sadece gaz üretebilmesi ve gazın da dağılım ile göç etmesinden kaynaklanmaktadır. Yüksek basınç özelliği sıvı HC üreten kayaların özelliklerinden biridir (Hunt 1996).

Tüm bu belirlemeler doğrultusunda;

Hedeflendiği gibi incelenen karot/kırıntı örneklerinin içermiş olduğu organik madde miktarı, türü, olgunlaşmaları, kaynak kaya litolojileri ve çökelim ortamları tespit edilerek kaynak kayaların organik fasiyesleri ve hidrokarbon türüm potansiyeli belirlenmiştir. Bu çalışmada ulaşılan sonuçlar ile incelenen karot/kırıntı örnekleri ve petrol örneğinin organik jeokimyasal bulguları benzer olmayan sonuçları işaret

etmektedir. Bu durum bize havzada çıkan SF-43 nolu petrolün Baluti Formasyonundan türemediğini ve farklı bir kaynak kayadan atıldığını göstermektedir.

KAYNAKLAR

- Abdul-Wahab, L.M. 1983. Mineralogy of amphiboles and pyroxenes from recent sediments of the Tigris, Diyala and Adhaim Rivers-Iraq, Yüksek lisans Tezi, University of Keele, UK.
- Akinlua, A. and Smith, R.M. 2009. High temperature steam extraction for the determination of aliphatic hydrocarbon in petroleum source rock. *Chromatographia*, 69:1333–1339.
- Akinlua, A., Torto, N. and Ajayi, T. R. 2007. Oils in the NW Niger delta: aromatic hydrocarbons content and infrared spectroscopic characterization. *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 30, No.1, pp. 91-100.
- Al Shdidi, S., G. Thomas and J. Delfaud 1995. Sedimentology, diagenesis and oil habitat of Lower Cretaceous Qamchuqa Group, Northern Iraq. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, Vol. 79, No. 5, pp. 763-779.
- Al-Ameri K.T., Al-Dolaimy, Q.H., Al-Khafaji, A.J. 2009. Palynofacies and hydrocarbon generation potential of the Upper Triassic Kurrachine Formation and lower part of the Baluti Formation, Mosul Block, Northwestern Iraq, *Arab J Geosci* Vol. 2, pp. 273-283, DOI 10.1007/s12517-009-0041-5.
- Al-Ameri, T.K. 1990. Palynofloral evidence for middle Triassic age, palaeoenvironments and sedimentary provenance of sediments in borehole 5/8, western Iraqi Desert. *Review of Palaeobotany and Palynology*, 65: pp 267-274.
- Al-Ameri, T.K., Al-Jibori, A.I., Al-Nuaemi, K.A. 1988. Palynology of the Zor Horan and Ubaid Formation, Western Desert, Iraq. *Zanco*, 2(2): pp 163-179.
- Al-Fares, A.A., Bouman, M., Jeans, P. 1998. A new look at the Middle to Lower Cretaceous stratigraphy, offshore Kuwait. *GeoArabia* 3, 4 pp (543–560).
- Algeo, T.J. and Maynard, J.B. 2004. Trace–element behavior and redox facies in core shales of upper Pennsylvanian Kansas-Type Cyclothems. *Chemical Geology*, 206, 289 – 318.
- Al-Kaysse, S.A.H. 2000. Palynology of the Triassic – Jurassic Boundary in borehole Mityaha-1. Southwest Mosul City, Iraq. Unpublished M.Sc. Thesis, Mosul University, 66p (In Arabic).
- Altinli, I. E. 1966. Geology of eastern and southeastern Anatolia. Turkey Mn. Rep. Explor. Inst. Bull., Foreign Edition, Ankara, 60, pp.35-76.

- Altunsoy, M. ve Özçelik O. 1993. Organik fasiyesler. Cumhuriyet Üniv. Müh. Fak. Jeoloji Mühendisliği Dergisi, s. 43, 34-39.
- Arthur, M.A. and Sageman, B.B. 1994. Marine black shales: depositional mechanisms and environments of ancient deposits. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 22, 499–551.
- Asquith, G. B. and Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis*, 2nd Edition: AAPG Methods in Exploration Series 16. Published by The AAPG Tulsa, Oklahoma, 244p.
- Asquith, G. and Gibson, C. 1982. *Basic Well Log Analysis for geologists: Methods in Exploration Serise*, AAPG, 216p.
- Barker, C. 1979. Organic geochemistry in petroleum exploration. AAPG Continuing Education Course Notes Series, 10, 159 p.
- Behrens, A., Wilkes, H., Schaeffer, P., Clegg, H. and Albrecht 1998. Molecular characterization of organic matter in sediments from the Keg River formation (Elk Point Group), Western Canada Sedimentary Basin, *Organic Geochemistry*, 29, 1905-1920.
- Bellen, R.C., Van Dunning, H.V., Wetzel, R., Morton, D. 1959. *Lexique Stratigraphique International Asie, Iraq. Intern. Geol. Congr. Comm. Stratigr.*, 3, Fasc. 10a, 333p.
- Beydoun, Z. R. 1998. Arabian plate oil and gas: Why so rich and so prolific? *Episodes*, Vol. 21, No. 2, pp. 74-81.
- Beydoun, Z.R. 1991. Arabian plate hydrocarbon, geology and potential: a plate tectonic approach. *AAPG Studies in Geology* pp.33-77.
- Beydoun, Z.R. 1997. Arabian plate oil and gas: why so rich and so prolific. *Episodes* 21 (2), pp. 74–81.
- Bolton, C.M.G., 1958, Geological map North Iraq, Scale 1:10,000, Company report (276) SOM Library, Baghdad.
- Bourbonniere, R.A. and Meyers, P.A. 1996. Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of lakes Ontario and Erie. *Limnology and Oceanography*, 41: 352-359.
- Boyer W. 2006. The development of risk-taking: A multi-perspective review. Department of Psychology, The University of Chicago, Chicago, IL 60637, USA, pp. 291–345

- Bray, E.E. and Evans, E.D. 1961. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22, pp. 2-15.
- Buday, T. and Jassim, S. Z. 1987. The Regional Geology of Iraq, Volume II; Tectonism, Magmatism and Metamorphism. Dar AL-Kutib publishing house, University of Mosul, Iraq, s 352.
- Buday, T. 1980a. Stratigraphy and Palaeogeography, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
- Buday, T. 1980b. The Regional Geology of Iraq. Val.1: Stratigraphy and Palaeogeography. Publication of GEOSURV., Baghdad, 445p.
- Carter, J. M. L. and Tunbridge, I. P., 1986. Palaeozoic Tectonic History of Southeast Turkey. *Journal of Petroleum Geology*. 15.
- Chatton, M. and Hart, E. 1960. Revision of Tithonian-Albian stratigraphy of Iraq. Manuscript report, GEOSURV, Baghdad. Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184p.
- Chatton, M. and Hart, E. 1961. Review of the Cenomanian to Maastrichtian stratigraphy in Iraq. Manuscript report No. 2/141, INOC Library, Baghdad.
- Chung, H.M., Rooney, M.A., Toon, M.B. and Claypool, G.E. 1992. Carbon isotopic composition of marine crude oils: AAPG Bulletin, Vol. 76, pp. 1000 – 1007.
- Clementz, D.M. 1979. Effect of oil and bitumen saturation on source-rock pyrolysis: AAPG Bulletin, Vol. 63, pp. 2227-2232.
- Cobbold, P. 2013. Geological Evidence for fluid over pressure in Mature source rocks within for land basine of the Americas: AAPG conference search and Discovery Article 30291 September 8-11, 2013.
- Didyk, B. M., Simoneit, B.R.T., Brassel, S.C. and Englington, G. 1978. Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272, 216-222.
- Ditmar, V. and Iraqi - Soviet Team 1971. Geological conditions and hydrocarbon prospects of the Republic of Iraq (Northen and Central parts). Manuscript report, INOC Library, Baghdad. Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
- Dow, W.G. 1977. Petroleum source bed on continental slopes and rises. AAPG Continuing Education Course Notes Serşes, Vol. 5, pp. D1-D37.

- Durand, B. 1980. Kerogen: Insoluble organic matter from sedimentary rocks. Editions Technip, 519 p., Paris.
- Durand, B. and Parette, M. 1983. Oil potential of coals, a geochemical approach, in: Petroleum Geochemistry and Exploration of Europe (J. Brooks, ed.), Blackwell Scientific, Oxford, pp. 255-265.
- English, J.M., Fowler, M., Johnston, S.T., Mihalynuk, M.G. and Wight, K.L. 2004. The thermal maturity in the Central Whitehorse Trough, Northwest British Columbia, Resource Development and Geosciences Branch, British Columbia Ministry of Energy and Mines, pp.79-85.
- Éspitalié J., Madec, M., Tissot, J., Menning, J. and Leplat, P. 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. Proc. 9th Annual Offshore Technology Conf., 3: 439-448.
- Espitalié, J., Deroo, G. and Marquis, F. 1985. La pyrolyse rock-eval et ses applications, Première Partie. Rev. Inst. Fr. Pet. 40, 563-579.
- Éspitalié, J., Deroo, G. and Marquis, F. 1986. La pyrolyse rock-eval et ses applications. Troisième partie, Rev Inst. Fr. Pét., 41: 73-89.
- Espitalié, J., Marquis, F. and Barsony, I. 1984. Geochemical logging. In: Analytical pyrolysis: techniques and applications, Voorhees, K.J. (Eds.). London: Butterworth & Guildford, pp. 276-304.
- Ghori, K.A.K. 2000. High-quality oil-prone source rocks within carbonates of the Silurian Dirk Hartog Group, Gascoyne Platform, Western Australia, Geological Survey of Western Australia, pp. 58-62.
- Ghori, K.A.K. 2002. Modeling the hydrocarbon generative history of the Officer Basin, Western Australia, PESA Journal, No. 29, pp. 29-42.
- Goodrazi F., Gentzis T., Snowdon L. R., Marchustin R., Feinstein S. 1993. Effect of mineral matrix and seam thickness on reflectance of vitrinite in high to low volatile bituminous coals: in Marine and petrol Geolog, Vol.10, pp. 162-171.
- Habba, Y. A., Samarraï, A., Al-Jubouri, F, Georgis, N. N. And Ahmad, I. M. 1994. Exploration fort he Palaeozoic prospects in Western Iraq, Part 1: Exploration of the Palaeozoic System in Western Iraq. Proceedings of the Second Seminar on hydrocarbon potential of deep formation in the Arab countries (OAPEC), Cairo 10-13 October (in Arabic).
- Halliwell, A. S. 1959. *Final well report on Shawiya No. 1*. Manuscript report No. FWR 511NOC Library, Baghdad.

- Hamza, N. M. and Isaac, E. A. 1971. Geological survey of the area between Benavi village and Greater Zab River. Manuscript report, GEOSURV, Baghdad.
- Hanna M. T. 2007. Palynology of the upper part of Baluti Formation (Upper Triassic) and the nature of its contact with the Sarki Formation (Lower Jurassic) at Amadyia District, Northern Iraq. Ph.D. Thesis, Mosul University, Science College, Geology Science, 219 p.
- Hantschel, T. and Kauerauf, A. I. 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer, 9 April 2009, 492 p.
- Hatch, J.R. and Leventhal, J.S. 1992. Relationship between inferred redox potential of the depositional environment and geochemistry of the Upper Pennsylvanian (Missourian) Stark Shale Member of the Dennis Limestone, Wabaunsee County, Kansas, U.S.A. Chemical Geology, 99, 65–82.
- Huc, A. Y. 1990. Understanding organic facies: A key to improved quantitative petroleum evaluation of sedimentary basin. In The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Studies in Geology, Vol. 300, pp. 1-11.
- Hunt, J. M. 1995. Petroleum geochemistry and geology. W.H.Freeman and Company, New York. 743 p.
- Hunt, J. M. 1996. Petroleum geochemistry and geology (second edition), W.H.Freeman and Company, New York, 501 p.
- Hunt, J. M., 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments: AAPG Bulletin, Vol.74, pp.1-12
- Husseini, M.I. 1992. Upper Paleozoic tectono-sedimentary evolution of the Arabian and adjoining plates. Journal of the Geological Society 149, 419–429.
- Intiq, B, H. 1999. Petroleum Geology. United States of America.
- Jackson, K.S, Hawkins, P.L. and Bennet, A.J.R. 1985. Regional facies and geochemical evaluation of southern Denison Trough. APEA Jour., 20, 143-158.
- Jarvie, D. M. and Lundell, L.L. 2001. In C. M. Isaacs, & J. Rullkotter (Eds.), Amount, type, and kinetics of thermal transformation of organic matter in the Miocene Monterey Formation (pp. 268–295). The Monterey Formation: From rocks to molecules, New York: Columbia University Press.
- Jarvie, D.M. 1991. Factors affecting rock-eval derived kinetic parameters: Chemical Geology, 93, 79-99.

- Jassim, S. Z., Al Shaibani, S. K. and Ajina, T. M. 1975. *Possible Middle Eocene block movements in the Derbendikhan area, Northeastern Iraq* J. Geol. Soc. Iraq, Special Issue, Baghdad.
- Jassim, S. Z., Hagopian, D. and Al Hashimi, 1987. Geological Map of Iraq 1:1,000,000 Scale Series, Baghdad, Publication of GEOSURV.
- Jassim, S. Z., Karim, S. A., Basi, M., Al-Mubarak, M. A. and Munir, J. 1984. Final report on the regional geological survey of Iraq, Vol.3, Stratigraphy, Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
- Jassim, S.Z., Raiswell, R., Bottrell, S.H. 1999. Genesis of Middle Miocene stratabound sulphur deposits of northern Iraq. Journal of the Geological Society, London 156, 25–39.
- Jassim, Saad Z. and Goff, Jeremy C. 2006. Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 80-7028-287-8.
- Johannes, J., Kruusement, K., Palu, V., Veski, R. and Bojesen, J.A. 2006. Evaluation of oil potential of Estonian shales and biomass samples using rock-eval analyzer. Oil Shale, Vol. 23, No. 2, pp. 110-118.
- Jones, B. and Manning, D.A.C. 1994. Comparison of geological indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones. Chemical Geology 111, 111-129.
- Jones, R.W. 1984. Comparison of carbonate and shale source rocks. In: Palacas, J. (Ed.), Petroleum Geochemistry and Source Potential of Carbonate Rocks: AAPG Stud. Geol., pp. 18.
- Jones, R.W. 1987. Organic facies, In: Advances in petroleum geochemistry. Brooks, J. And Welte, D. (eds), Academic Press, 2, pp. 1-91, London.
- Jones, R.W. and Demaison, G.J. 1982. In "Proceedings of the second ASCOPE conference and exhibition, Manila": (Saldivar-Sali, A, Ed.), pp. 51-68.
- Kessels, K., Mutterlose, J., and Ruffell, A. 2003. Calcareous nanofossils from Late Jurassic sediments of the Volga Basin (Russian Platform): evidence for productivity-controlled black shale deposition, International Journal of Earth Science, Vol. 92, No. 5, pp. 743-757.
- Kholodov, V.N. and Nedumov, R.I. 1991. Geochemical criteria of the hydrogen sulfide contamination in waters of ancient basins. International Geology Review, 33, 1136-1144.

- Kimura, H. and Watanabe, Y. 2001. Oceanic anoxia at the Precambrian-Cambrian boundary. *Geology*, 21, 995-998.
- Koons, C.B., Jamieson, G.W. and Ciereszko, L.S. 1965. Normal alkane distributions in marine organisms: possible significance to petroleum origin. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol.*, 49:301-316.
- Langford, F.F. and Blanc-Valleron 1990. Interpreting rock-eval pyrolysis data using graphs of pyroizable hydrocarbons vs. total organic carbon. *AAPG Bulletin*, 74, 799-804.
- Loosveld, R.J.H., Bell, A., Terken, J.J.M. 1996. The tectonic evolution of interior Oman. *GeoArabia* 1, 28–51.
- Magara, K. 1978. *Compaction and Fluid Migration, practical petroleum Geology*: New Yourk, Elsevier scientific pub. Comp., 319 p.
- Maky, A. F. and Ramadan, M.A.M 2008. Nature of organic matter, thermal maturation and hydrocarbon potentiality of Khatatba formation at east Abu-gharadig basin, North Western Desert, Egypt, *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, Vol. 2, No. 2, pp.194-209.
- Merrill, R.K. 1991. *Source and migration processes and evaluation techniques* (R.K. Merrill, ed.), Oklahoma.
- Meyer B. L. and Nederlof M. H. 1984. Identification of Source Rocks on Wireline Logs by Density/Resistivity and Sonic Transit Time/Resistivity Crossplots. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* V. 68, No 2 (February 1984), pp. 121 – 129, 11 Figs., 1 Table.
- Moldowan, J.M., Seifert, W.K. and Gallegos, E.J. 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 69, 1255-1268.
- Mukhopadhyay, P.K., Wade, J.A. and Kruger, M.A. 1995. Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian basin, Canada, *Organic Geochemistry*, 22(1), 85-104.
- Nader, A. D. 1996. Sporomorphs from the Upper Triassic Mulussa Formation of Western Iraqi Desert. *Mu'tah Journal for Research and Studies*, 11(4): pp. 133-148.

- Numan, N.M.S., 1997, A plate tectonic scenario for the Phanerozoic succession in Iraq. *Iraqi Geological Journal* 30, 85–110.
- Othman, R.S. 2003. Petroleum geology of Gunnedah-Bowen-Surat basins, Northern New Wales (Stratigraphy, Organic Petrology and Organic Geochemistry), PhD Thesis (unpublished), University of New South Wales, 312p.
- Othman, R.S. 1990. Generation, migration and seepages of hydrocarbons in northern Iraq (U. Jurassic – L. Tertiary). *Unpublished M. Sc. Thesis, Salahaddin University, 208 p (In Arabic)*.
- Owen, R. M. S. and Nasr, S. N. 1958. *The stratigraphy of the Kuwait-Basrah area*, in: Weeks G. L. (editor) *Habitat of Oil a Symposium*. Am. Assoc. Petr. Geol., Tulsa.
- Palacas, J.G. 1984. Carbonate rocks as sources of petroleum: Geological and chemical characteristics and oil-source correlations. *Proceedings of the Eleventh World Petroleum Congress 1983, London, 2, 31-43*.
- Passey Q. R., Creaney S., Kulla J. B., Moretti F. J., and Stroud J. D. 1990. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* V. 74, No 12 (December 1990), P. 1777 – 1794, 19 Figs., 7 Tables.
- Peters, K.E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Vol.70, No. 3, pp. 318-329.
- Peters, K.E. and Cassa, M.R. 1994. Applied source rock geochemistry, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., *The petroleum system -- from source to trap: AAPG Memoir* 60, pp. 93-120.
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M. 1993. *The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Englewood Cliffs, N.J.:Prentice-Hall.
- Peters, K.E., Walters, C.C and Moldowan, J.M. 2005. *The Biomarker Guide, Volumes 1&2*, Cambridge University Press, 1155 p.
- Petersen, H.I., Andersen, C., Anh, P.H., Bojesen-Koefoed, J.A., Nielsen, L.H., Nytoft, H.P., Rosenberg, P. and Thanh, L. 2001. Petroleum potential of Oligocene lacustrine mudstones and coals at Dong Ho, Vietnam—an outcrop analogue to terrestrial source rocks in the greater Song Hong Basin. *Journal of Asian Earth Sciences* 19:135–154.

- Pitman, A. J., Narisma, G. T., Pielke, R. A. and Holbrook, N. J. 2004. Impact of land cover change on the climate of southwest Western Australia. *Journal of Geophysical Research* 109: doi: 10.1029/2003JD004347. İssn: 0148-0227.
- Pitman, J.K., Franczyk, K.J. and Anders, D.E. 1987. Marine and Non marine Gas-Bearing Rocks in Upper Cretaceous Blackhawk and Nelsen Formations, Estern Unita Basin, Utah: Sedimentology, Diagenesis, and Source Rock Potential, AAPG Bulletin, Vol. 71, No. 1, pp. 76-94.
- Potter, P. E., Maynard J.B. and Depetris, P.J. 2005. *Mud and Mudstones*, Springer-Verlag, Berlin. 297 p.
- Rimmer, S.M. 2004. Geochemical paleoredox indicators in the Devonian Mississippian black shales, Central Appalachian Basin (USA). *Chemical Geology*, 206, 373–391.
- Schlumberger, 1974. *Log Interpretation Manual/ Applications: Houston*, Schlumberger Well Services, Inc, Vol. 2, 116 p.
- Selley, R.C. 1985. *Element of petroleum geology*, W.H. Freeman, New York, 449 p.
- Serra, O. 1984. *Fundamentals of Well log interpretation Vol.1: The Acquisition of logging data*. Development in petroleum scince, 15A, Elsevier, Amsterdam, 440p.
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury, A.D., Simmons, M.D. 2001. *Arabian Plate Sequence Stratigraphy*. GeoArabia Special Publication, vol. 2. Gulf PetroLink, Bahrain, 371 p.
- Sharland, P.R., Casey, D. M., Davies, R. B., Simmons M.D. and Sutcliffe, O.E. 2004. *Arabian Plate Sequence Stratigraphy*. Geo Arabia, Vol. 9, No. 1, pp. 199-214.
- Stow, D.A.V., Huc, A.Y. and Bertrand, P. 2001. Depositional processes of black shales in deep water. *Marine and Petroleum Geology*, 18, 491-498.
- Şengör, A.M.C. 1990. A new model for the Late Palaeozoic–Mesozoic tectonic evolution of Iran and implications for Oman. In: Robertson, A.H.F., Seale, M.P., Ries, A.C. (Eds.), *The Geology and Tectonics of the Oman Region*. Geological Society of London, Special Publication, Vol. 49, pp. 797–831.
- Taylor, G.H., Teichmuller, M., Davis, A., Diesel, C.F.K., Littke, R. and Robert, P. 1988. *Organic Petrology*, Gebruder Borntraeger, Berlin, 704 p.
- Templeton, R. S. M., Crank, K. A. M. and Bousinger, A. D. 1956. *Final report on well Makhul No. 2*. Manuscript report No. FWR 34, INOC Library, Baghdad.

- Tissot, B. P. and Welte, D.H. 1978. Petroleum formation and occurrence, Springer – Verlag, Berlin.
- Tissot, B.P. and Espitalié, J. 1975. L'évolution thermique de la matière organique des sédiments: Applications d'une simulation mathématique, Rev. Inst. Fr. Pét., 30:743-777.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H. 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, Berlin, 699 p.
- Torsch, W. C. 2012. Thermal & pore pressure history of the Haynesville shale in north Louisiana a numerical study of hydrocarbon generation, over pressure and natural hydrolic fractures: un published MS.C thesis, Louisiana state university., 91 p.
- Tran, K.L. and Philippe, B. 1993. Oil and rock extract analysis, in: Applied petroleum geochemistry (M.L., Bordenave, eds.), Paris.
- Tribovillard, N., Algeo, T.J., Lyons, T. and Riboulleau, A. 2006. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: An update. Chemical Geology, 232, 12-32.
- Tyracek, J. and Youbert, Y. 1975. Report on the regional geological survey of Western Desert between T1 Oil pumping station and Wadi Hauran (Western Iraq), Geology of Iraq, first ed., Brno, Czech Republic, 128-184.
- Van Bellen, R.C., Dunnington, H., Wetzel, R., Morton, D.M. 1959. Lexique Stratigraphique International, Paris, Centre National recherche' Scientifique Fasc 10a, Iraq, 333 p.
- Van keer, I., On dark, R., Muchez, PH., Bayer, M., Duser, and Viaene, W. 1998. Burial History and thermal Evolution of west phalial coal-Bering strata in the compine Basin (NE-Belgium): Geol-Mijnbouw, Vol. 76, pp. 301-310.
- Varandas da Silva, L.S., Piovano, E.L., de Almedia Azevedo, D. and de Aquino Neto, F.R. 2008. Quntitative evaluation of sedimentary organic matter from laguna Mar Chiquita, Argentina. Organic Geochemistry 39, 450-464.
- Volkman, J.K. and Maxwell, J.R. 1986. Acyclic isoprenoids as biological markers. In: biological markers in the sedimentary record (R.B. Johns, ed.). Elsevier, New York, 1-42.

- Waples, D.W. 1985. Geochemistry in petroleum exploration, International Human Resources Development Corp., Boston.
- Wehner, H. 1989. Organic-geochemical studies in the Visayan basin, Philippines. *Geol. Jb.*, 70, pp. 317-348.
- Welte, D. H. Horsfield, B., and Baker. D. R. 1997. Petroleum and basin evolution: Springer-Verlag, pp. 1-536
- Wignall, P.B. 1994. Black Shales. Clarendon Press, Oxford. 127 p.
- Yukler, A. Cornfor, C. and Welte, D. H. 1978. One-dimensional model to simulate hydrodynamic and thermodynamic development of sedimentary basin: *Geol. Rundschau*. Vol. 67, pp. 960-979.

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Ali BAYRAKTAR

Doğum Yeri : Kerkük

Doğum Tarihi : 17.10.1982

Medeni Hali : Bekar

Yabancı Dili : İngilizce ve Arapça

Eğitim Durumu (Kurum ve Yıl)

Lise : Şehit İbrahim İsmail Erkek Lisesi, 1997 – 2001

Lisans : Bağdat Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Petrol Mühendisliği Bölümü (4), 2001 – 2006

Yüksek lisans: Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı (Şubat 2011 – Temmuz 2014)

Deneyimler:

Staj : Kuzey Irak Petrol Şirketi, Kerkük, 2005

Tercümanlık : ASKA – ALRAMADA Şirketi, Libya – Bengazi, 2008

Geologinternational : Saha Mühendisi, 2014