T.C.
SELÇUK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DUHOK VE SÜLEYMANİYE BÖLGELERİNDEKİ NAOKELEKAN FORMASYONUNUN ORGANİK JEOKİMYASAL ÖZELLİKLERİ VE HİDROKARBON POTANSİYELİ

Jan IBRAHIM ISMAEL ISMAEL

DOKTORA TEZİ

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Mayıs-2018
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

ÖZET

DOKTORA TEZİ

DUHOK VE SÜLEYMANİYE BÖLGELERİNDEKİ NAOKELEKAN FORMASYONUNUN ORGANİK JEOKİMYASAL ÖZELLİKLERİ VE HİDROKARBON POTANSİYELİ

JAN IBRAHIM ISMAEL ISMAEL

Selçuk Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Prof. Dr. Hükmü ORHAN

2018, 163 Sayfa

Jüri
Prof.Dr. Hükmü ORHAN
Prof.Dr. Ali SARI
Prof.Dr.İbrahim TÜRKMEN
Prof.Dr.Yaşar EREN
Dr. Öğr. Üyesi. Arif DELİKAN

Bu çalışmayla, Irak'ın kuzeyindeki Geç Oksfordiyen- Erken Kimmericiyen yaşlı Naokelekan formasyonun organik jeokimyasal özellikleri araştırılmıştır. Üç petrol kuyusu ve iki yüzlekten alınan örneklerin Toplam Organik Karbon (TOC) içeriği, %0.46 ile %21,33 (ortalama%7.06) arasında değişmektedir. TOC içeriklerine göre Jk-1 kuyusu örnekleri çok iyi, Taq Taq-1 kuyusu örnekleri iyi, Bj-1 kuyusu ve Sergelu örnekleri ise zayıf hidrokarbon potansiyeline sahiptir.

Piroliz analiz verilerine göre Bj-1 kuyusundaki örneklerin büyük çoğunluğu Tip-II/I kerojen, Jk-1 kuyusu örnekleri Tip-II kerojen, ancak diğer bölgelerdeki örnekler ise Tip-IV kerojen olarak tanımlanmış ve Bj-1 ve Jk-1 kuyusu örneklerinin petrol üretme, Taq Taq-1 ve Sargelu bölgesindeki tüm örneklerin gaz üretme potansiyeline sahip olduğu belirlenmiştir

Palinofasiyes analizi yapılan Duhok, Süleymaniye (Sargelu) ve Bj-1 örneklerinin tamamının baskın olarak amorf organik madde (AOM) içerdiği görülmüş ve distal suboksik-anoksik ortamlarda çökelen Tip-I palinofasiyes (PF-1) olarak sınıflandırılmıştır. Jk-1 kuyusundan alınan örnekler AOM ve fitoklast içermekte ve Tip-II palinofasiyes (PF-2) olarak tanımlanmıştır.

Sargelu kesitinden alınan örneklerden yapılan Biyomarker analizleri, Geç Oksfordiyen-Erken Kimmericiyen yaşlı Naokelekan formasyonunun açık denizel bir ortamda çökeldiğini ve kayaçların organik maddece zengin olduğuna işaret etmektedir.

Irak'ın kuzeyinde farklı üç petrol kuyusu verileri kullanılarak yapılan gömülme tarihçesi modellemesine göre, Naokelekan formasyonun incelenen bölgede Taq Taq-1 kuyusunun bulunduğu yerde en derine gömüldüğü belirlenmiştir.

Anahtar kelimeler: Biomarker, Kerojen, Naokelekan Formasyonu, Palinofasiyes, Petromod,Toplam Organic Karbon.

ABSTRACT

Ph.D. THESIS

ORGANIC GEOCHEMICAL PROPERTIES AND HYDROCARBON POTENTIAL OF NAOKELEKAN FORMATION IN DUHOK AND SULAIMANIYA PROVINCE

JAN IBRAHIM ISMAEL ISMAEL

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

Advisor: Prof. Dr. Hükmü ORHAN
2018, 163 Pages

Jury
Prof.Dr. Hükmü ORHAN
Prof.Dr. ALİ SARI
Prof.Dr.Ibrahim TÜRKMEN
Prof.Dr.Yaşar EREN
Dr. Arif DELIKAN

In this study, organic geochemical characteristics of Late Oxfordian–Early Kimmeridgian aged Naokelekan formation (North Iraq) were investigated Total Organic Carbon (TOC) content of the samples taken from three oil wells and two outcrops are ranged from 0.46% to 21.33% (averaging 7.06%).

According to TOC contents, Jk-1 well samples have very good, Taq Taq-1 well samples good, Bj-1 well and Sargelu samples have poor hydrocarbon potential. According to the pyrolysis analysis values of the studied samples from Bj-1 well are classified as type II/I kerogen, samples from Jk-1 well as Type II kerogen, samples other sites as Type IV kerogen. Samples from Bj-1 and Jk-1 well were interpreted as oil prone while the samples from Taq Taq-1 and Sargelu outcrops were interpreted as gas prone.

All samples from Duhok, Suleymaniye (Sargelu) and Bj-1 well comprises amorf organic matter (AOM) so that they were classified as Type I palynofacies (PF-1) deposited in suboxic-anoxic depositional environment. On the other hand samples from Jk-1 well contain AOM and Phytoclasts and were interpreted as Type II palynofacies (PF-2).

Biomarker analyses suggest that the Late Oxfordian–Early Kimmeridgian source rocks (Sargelu section) are organic-rich, and deposited in open marine reducing environment.

According to the burial history model using three different oil well data in the north of Iraq, it was determined that the Naokelekan formation was buried deepest in the Taq Taq-1 well compared to the other wells.

Key words: Biomarker, Kerogen, Naokelekan Formation, Palynofacies, Petromod, Total Organic Karbon.

ÖNSÖZ

Konya Selçuk Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri Fonu tarafından desteklenen (Proje No: 16201040) bu çalışmanın başlangıcından sonuna kadar her aşamasında bilgi, deneyim ve tecrübesini benimle paylaşan değerli danışman hocam Sn. Prof. Hükmü ORHAN' a ve maddi destek sağlayan Selçuk Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri Fonuna en derin teşekkürlerimi sunarım. Bilgi ve deneyimlerinden faydalandığım Ankara Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Mühendisliği bölümü öğretim üyesi sayın Prof. Dr. Ali SARI 'ya teşekkür ederim. Tezin her aşamasında yardımını esirgemeyen, bu çalışmaya önemli katkılarda bulunan çok değerli arkadaşım sayın Abbas Falah'a (Osmangazi üniversitesi doktora öğrencisi) ve Mohammed Havas'a teşekkür ederim. Arazi çalışmalarım sırasında yanımda olan ve yardımlarını esirgemeyen Arş. Görv., Adel OMER, Arş. Görv., Arjan EMİN ve Adan QADHI (Mansoura Üniversitesi Doktora öğrencisi) teşekkürlerimi iletirim.

Çalışmanın gerçekleşmesi için gerekli olan kuyu örneklerini sağlayan Kuzey Petrol Şirketi Jeoloji Departmanına yaptıkları katkı ve destekten dolayı şükranlarımızı sunarız.

Doktora hayatımda, en büyük desteğim olan sevgili eşim Aynar Bayraktar'a, değerli oğluma Mert ve her zaman yanımda olan sevgili aileme; Çok teşekkür ederim.

JAN IBRAHIM ISMAEL ISMAEL

KONYA-2018

İÇİNDEKİLER

ÖZET ..... **iii**

ABSTRACT ..... **iv**

ÖNSÖZ ..... **v**

İÇİNDEKİLER ..... **vi**

SİMGELER VE KISALTMALAR ..... **x**

1. GİRİŞ **1**

1.1.Çalışmanın Amacı 3

1.2.Çalışma Alanı 4

2. KAYNAK ARAŞTIRMALAR **5**

3. MATERYAL VE YÖNTEM **11**

3.1.Arazi Çalışmaları 11

3.2.Karot Örneklenmesi 11

3.3.Laboratuvar Çalışmaları 12

3.3.A. Palinofasiyes analizi 12

3.3.B. Piroliz (Rock-Eval) analizi 13

3.3.C. Gaz kromatografi (GC) analizi 13

3.3.D. Gaz kromatografi – kütle spektrometresi (GC-MS) analizi 14

3.4.Büro Çalışmaları 15

4. JEOLOJİK KONUM **16**

4.1.Stratigrafi 16

4.1.1.Sarki Formasyonu 16

4.1.2.Sehkaniyan Formasyonu 16

4.1.3.Sargelu Formayonu 16

4.1.4.Naokelekan Formasyonu 17

4.1.5.Barsarine Formasyonu 27

4.2.Yapısal Jeoloji....28
4.2.1.Irak'ın ana tektonik oluşumları....28
4.2.2.Kuzey Irak tektonik konumu....29
4.2.2.1.Foot hill zonu....29
4.2.2.2.Yüksek kıvrımlı zonu....29
4.2.2.2.A. Surdash kıvrımı....30
5. ORGANİK JEOKİMYA....32
5.1.Toplam Organik Karbon Miktarı (TOC, wt %)....33
5.1.1.TOC verileri....33
5.1.2. Rock Eval Piroliz Analizi:....39
5.1.2.1.Hidrojen indeks (HI) parametresi: 40
5.1.2.2.Oksijen indeks (OI) parametresi: 40
5.1.2.3.Üretim indeksi (PI) parametresi....40
5.1.2.4. Jenetik potansiyeli (petrol kaynak kayası potansiyeli, (PY)....41
5.1.2.5. Rezidüel karbon (RC) parametresi....41
5.1.2.6. Piroliz edilebilen karbon (PCI) parametresi 41
5.1.3. Organik madde Tipi/ Kerojen Tipi....41
5.3.1.1. Hidrojen indeksi (HI) 42
5.3.1.2. HI-OI, HI-Tmax,ve TOC-S2 diyagramları....43
5.3.1.3 .Hidrokarbon tip indeksi (S_2/S_3 oranı)....49
5.1.4 Organik Maddenin Isısal Olgunluğu 52
5.1.4.1.Tmax (C°) verileri....53
5.1.4.2. HI-Hesaplanmış vitrinit yansıması (Ro) diyagramı 54
5.1.4.3.Üretim indeksi (PI)....55
5.1.4.4. S_2/S_3 parametresi....58
5.1.5. Hidrokarbon Üretme Potansiyeli 62

5.1.5.1. S_1 ve S_2 parametreleri 63
5.1.5.2. Bitümen indeks (S_1/TOC) 67
5.1.5.3. Jenetik potansiyel.....69
5.1.5.4. Rezidüel karbon (RC) 71
5.1.5.5. Göç etmiş hidrokarbonlar.....74
5.1.5.6. Hidrokarbon tipinin belirlenmesi.....75
5.1.5.6.1. Hidrokarbon tip indeksi (S_2/S_3 oranı).....76
5.1.5.6.2. HI–TOC diyagramı.....79
5.1.5.7.Başlangıç TOC hesaplaması.....79
5.1.5.8. Başlangıç HIo hesaplaması 82
5.2. Gaz Kromatografisi (GC) 88
5.2.1.Pristane / phytane (Pr / Ph) oranları.....88
5.2.2.Karbon tercih indeksi (CPI).....89
5.3. Gaz Kromatografi / Kütle Spektrometresi, Bitümen Verileri.....94
5.3.1.Kaynak ve çökelme ortamıyla ilgili biomarkerler 95
5.3.1.1. Terpanlar ve benzeri bileşikler 95
5.3.1.2. Trisiklik Terpanlar 95
5.3.1.3. Norhopane/Hopane 104
5.3.1.4. Ts / Tm oranı 104
5.3.1.5. Gammacerane indeksi 105
5.3.1.6. Steran incelemeler.....105
5.3.1.7. Diasteran / Steran oranı.....108
5.3.2. Olgunluğa ilişkin parametreler 109
5.3.2.1. H32 S/(S+R) homohopanes.....109
5.3.2.2. Moretan / hopane 109
5.3.2.4. Aromatik steroidler, hoponoidler ve benzeri bileşikler 110

5.4. Organik Fasiyes ve Palinofasiyesler 111
5.4.1.Organik madde incelemesi 112
5.4.2.Organik madde olgunlaşması 112
5.4.3.Sedimenter organik maddelerin sınıflandırması.....113
5.4.3.1. Amorf organik madde 113
5.4.3.2.Bitkisel parçalar (fitoklastlar).....113
5.4.3.3.Plinomorf organik maddeler.....114
5.4.3.4.Opaklar 114
5.4.4.1. Tip I .palinofasiyes.....114
5.4.4.2.Tip II. Palinolojik fasiyes (PF-2) 122
5.4.5. Optik verilerle korelasyon.....125
6. JEOLOJİK MODELLENME 132
7. NAOKELEKAN FORMASYONUN KAYA GAZI POTANSİYELİ 144
8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....145
9. KAYNAKLAR 152
ÖZGEÇMİŞ 163

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

S1	: Kaya içerisinde serbest halde bulunan hidrokarbon miktarı
S2	: Kerojenin ısısal parçalanmasından açığa çıkan hidrokarbon miktarı
S3	: Kerojenin ısısal parçalanmasından açığa çıkan CO2
S1/TOC	: Bitümen indeks
S2/S3	: Hidrokarbon tip indeks
Tmax	: S2 pikinin maksimum ulaştığı noktadaki sıcaklık değeri

Kısaltmalar

PF	: Palinofasiyes
AOM	: Amorf Organik Maddesi
AOMT	: Terrijen Amorf organik madde
H/C	: Hidrojen/Karbon oranı
HC	: Hidrokarbon
HI	: Hidrojen İndeks
O/C	: Oksijen/Karbon oranı
OI	: Oksijen İndeks
ÖSK	: Ölçülü Stratigrafik Kesitler
PC	: Piroliz Edilebilen Karbon
PI	: Üretim İndeksi
PY	: Jenetik Potansiyeli
RC	: Rezidüel Karbon
TOC	: Toplam Organik Karbon Miktarı
GC-MS	: Gaz Kromatografi – Kütle Spektrometresi
Pr	: Pristan
Ph	: Fitan
GC	: Gaz Kromatografi

1. GİRİŞ

Günlük yaşamımızın her anında enerjiye ihtiyaç duyulmaktadır. 20. yüzyılın başlangıcından itibaren petrol en önemli enerji kaynağımız olmuştur. Dünyada nüfus artışı, sürekli artan enerji ihtiyacı, mevcut petrol rezervlerinin süratli bir şekilde tüketilmesi ve petrol fiyatlarının gittikçe yükselmesi, tüm dünya ülkelerini ihtiyacını karşılayacak alternatif enerji kaynakları aramaya sevk etmiştir. Yüksek enerji fiyatları, artan global enerji talebi, konvansiyonel sahalarda üretimin hızlı düşüşü, kolay ve erişilebilir kaynakların azalması, konvansiyonel arama maliyetlerindeki artış ve son dönemlerdeki gelişmiş üretim teknikleri ile bir zamanlar ekonomik olarak değerlendirilmeyen 'Unkonvansiyonel' enerji kaynaklarının günümüzde hızla önem kazanmasına ve bu potansiyele sahip bölgeleri, enerji endüstrisinin yeni hedefleri haline getirmiştir. Konvansiyonal olmayan rezervuarlar, daha önceleri içerdikleri petrol ürünlerinin çıkarılmasının ekonomik olmadığı, ancak günümüzde artan enerji maliyetleri, global enerji talebi ve geliştirilen yeni tekniklerle maliyetin düşmesine bağlı olarak önem kazanan petrol rezervuarlarıdır. Bunlar kömür gazı, gaz veya petrol şeylleri, kesif kumlar, çatlak rezervuarlar ve gaz hidratlardır. Bitümlü şeyller (Unkonvansiyonel kaynaklarından birisi) petrol ve gaz üretimi açısından önemli alternatif bir hammadde kaynağıdır.

Son zamanlarda özellikle gaz ve petrol şeyller önemli bir petrol kaynağı olarak değerlendirilmektedir. Bitümlü şeyller organik çözücülerde çözünmeyen ve "kerojen" adı verilen organik madde ile organik çözücülerde çözülebilen ve bitüm adı verilen organik maddeleri içeren, ince taneli ve genellikle laminalı bir yapıya sahip sedimanter kayaçlar olarak tanımlanmaktadır. Bitümlü şeyller önemli miktarlarda gaz ve petrol elde edilebilinen killi kayaçlardır. Bitümlü şeylerin önemli bir kısmı aslında konvansiyonel petrol ve doğal gazın ana kayacıdır. Ana kayaçta oluşan petrol ve doğal gazın ancak yaklaşık %15'i ana kayaçtan ayrılarak petrol kapanlarında birikir geriye kalan kısmı ana kayaç içerisinde hapsolur. Buda ana kayaçlardaki hapsolan petrol ürünlerinin değişik yöntemlerle alınarak petrol üretimine gidilmesine yol açmıştır. Son yıllarda geliştirilen tekniklerle ana kayaç içerisinde hapsolunmuş petrol ürünlerinin çıkarılması ile belirli ülkeler (ABD, Çin vs) enerji ihtiyaçlarının önemli bir kısmın bu kayaçlardan elde etmeye başlamışlardır.

Irak önemli konvansiyonal petrol ve doğal gaz rezervuarlarına sahiptir. Ayrıca Irak'taki önemli konvansiyonal rezervuarlara kaynaklık yapmış formasyonlar da

bulunmaktadır. Orta Jura yaşında ki Naokelekan formasyonu bunlardan bir tanesidir.

Bitümlü şeyl, yakıt içerisinde rafine edilebilen refrakter organik madde içeren çeşitli litolojilerdeki ince taneli kayaçlardır. Çözülebilir bitüm kısmı organik maddenin yaklaşık % 20'sini oluşturur, oysa geride kalan kısmı çözülemeyen kerojendir. Tüm bitümlü şeyller, yoğun olarak algal biyotaya dayanan, sığ göller, bataklıklar veya denizlerde depolanmışlardır. Gavin (1924) bitümlü şeylleri şu şekilde tarif etmektedir: "Bitümlü şeyl yoğun, yapraksı, yakıldığında % 33 üzerinde kül veren ve damıtıldığı zaman petrol elde edilebilen, fakat petrol için normal çözücüler ile ekstrakt edildiğinde önemsiz olan, organik madde içeren sedimanter kökenli bir kayaçtır"(Sarı, 2014). Kömür ve bitümlü şeyl arasındaki ayrımda, % 33 den daha az kül veren materyalin kömür olarak sayılabileceği görülmektedir.

Organiklerin inorganiklere oranı nadiren ¼'ü geçmektedir. Ton başına 25 galon petrol sağlayan tipik bitümlü şeyldeki organiklerin ağırlık yüzdesi, yaklaşık olarak sadece % 14'dür (Sarı, 2014).

Green River bitümlü şeyl kerojenleri, uzun zincirli alkan ve izoprenoidler ile birbirlerine bağlı polisikliklerin alt birimlerden oluşmaktadır (Sarı, 2014). Ancak matriksi, önemli miktarda yoğunlaşmamış alkan ve petrol asitleri oluşturmaktadır. Bu alt birimler güçlü bağlı kerojenleri çözülemez özelliğinin artmasıyla sağlanmaktadır (Yen ve Chilingar 1976).

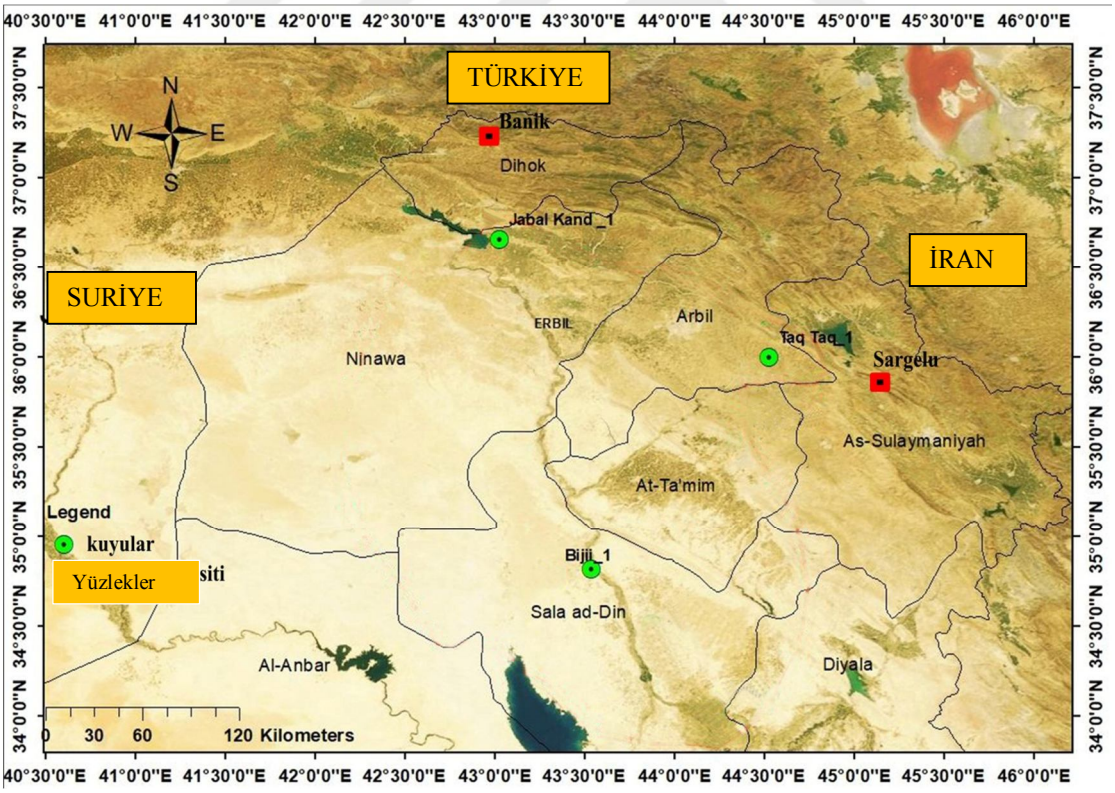
Farklı bölgelerde incelenmiş olan ve değişken özelliklerinden dolayı bitümlü şeyllerin oluşumunu çok geniş bir kavram ile sunmak mümkündür. Gömülme ve diyajeniz gibi bazı faktörler, bitümlü şeyleri oluşturan inorganik ve organik materyalin depolanması ve birikmesi hakkında incelenmesi önemli görülmektedir. Bitümlü şeyller, biyota bozulmasıyla türeyen organik degradasyon ürünlerinin ve ince taneli mineral artıklarının depolanması ile sonuçlanmaktadır. Bitümlü şeylerin oluşumu için gerekli koşullar ise, zengin organik madde üretkenliği, anaeorobik koşullarda bulunma ve tahrip edici organizmaların bulunmamasını kapsamaktadır (Yen ve Chilingar 1976).

Bitümlü şeyller, muhtemelen ya denizel ya da göl veya deltaik bataklıklar gibi, durgun tatlı su depolanma ortamlarında birikmektedir. Devam eden sedimentasyon, gömülen organikce zengin tabakaların sıkışma ve diyajenez için gerekli şartların gelişmesine sebeb olur. Düşük sıcaklıklarda (~150°) kimyasal aktivite uçucu bileşenlerin azalmasını sağlar, geriye yüksek dayanımlı organik kalıntıları içeren bir sedimenter kayaç

üretilir (Yen ve Chilingar, 1976).

1.1.Çalışmanın Amacı

İnce tabakalanmalı, bitümlü şeyl arakatmanlanmalı siyah, bitümlü dolomit ve kireçtaşı, fosilli dolomitik kireçtaşı ve üst kesimlerinde bitümlü şeyl ve ince taneli kireçtaşı ve laminalanmış bitümlü kireçtaşı ardalanmasından oluşan Geç Oksfordiyen –Erken Kimmericiyen yaşlı Naokelekan formasyonu Irak'ın kuzeydoğu kesiminde Duhok, Naokelekan, Barsarin ve Süleymaniye bölgelerinde yüzeyler. Ayrıca Kuzey Irakta yapılan sondajlarda da Naokelekan formasyonu kesilmiştir. Bu çalışmayla Duhok, Süleymaniye bölgelerindeki yüzlekler ve Kuzey Irak'ta açılan kuyu karotlarından (Şekil 1.1.) alınmış örneklerden elde edilen organik jeokimyasal analiz sonuçlarıyla, Naokelekan formasyonun organik madde içeriği ve özellikleri (tür, olgunlaşma derecesi vs), formasyonun kaya gazı-petrolü potansiyelinin araştırılması amaçlanmıştır.



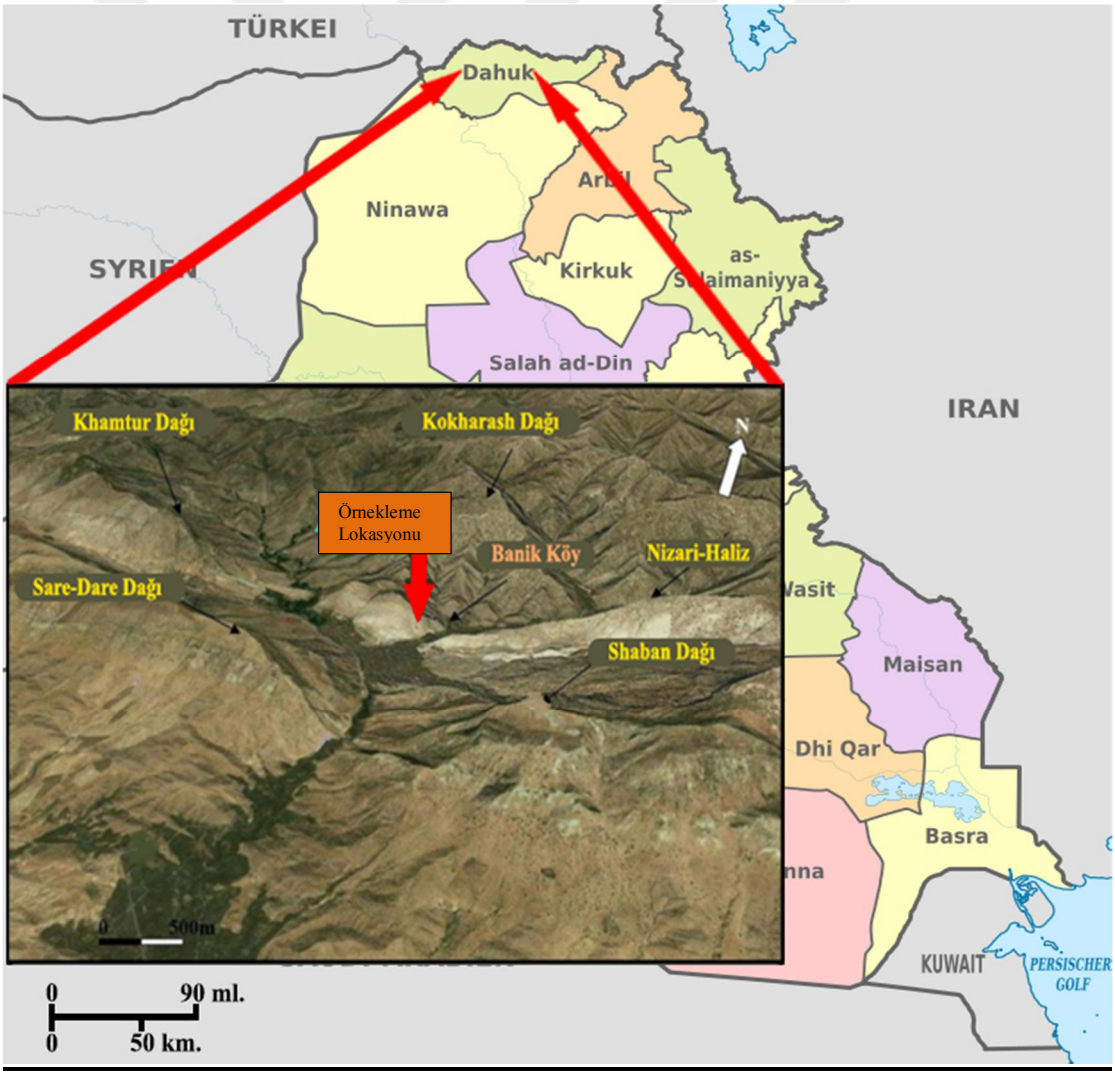
Şekil 1.1. Kuzey Irakta 'ki Naokelekan formasyonun yüzeylediği lokasyonlar ve sondajlarda kesildiği lokasyonlar.

1.2.Çalışma Alanı

Çalışma alanı Irak'ın kuzeyinde, Salahiddin ili ve Türkiye sınırı, doğuda Iran sınrı ve batıda Mosul ili ile sınırlanmış bölgeyi kapsamaktadır (Şekil 1.1).

Bu alan içersinde Naokelekan formasyonunun yüzeylediği Banic ve Sargelu köyü civarında yüzlek örneklemesi Bj-1, Taq Taq-1 ve Jk-1 petrol karotlarından örnekleme yapılmıştır.

Banic Bölgesi : Kuzey Irak'taki Duhok ilinde yer almaktadır ve Naokelekan formasyonunun Irak'ın kuzey bölgesinde yüzeylediği en son noktadır. ÖSK yapılan ve örneklenen lokasyon Zaho şehrinin 25 km kuzey doğusunda (37 13 33.4 K enlemi) ve (42 58 2.6 D boylamı) ve Banic vadisinin 100 m batısında yer almaktadır (Şekil 1.2).



Şekil 1.2. Kuzey Irak' taki Banic kesitinin yeri.

Sargelu bölgesi:

Sargelu bölgesinde gerçekleştirilen ÖSK lokasyonu, Irak'ın kuzeyinde Süleymaniye ilindeki Sargelu köyünden geçen su kanalı civarında ve Surdash kıvrımının kuzey batısında yer almaktadır.

2. KAYNAK ARAŞTIRMALAR

Çalışma alanı ve civarındaki bitümlü kayaçların çok önemli bir potansiyele sahip olması nedeniyle pek çok araştırmacının ilgisini çekmiş ve bölgede pek çok araştırmacı tarafından çalışmalar yapılmıştır. Aynı zamanda bölgede açılan çok sayıda kuyularda da Naokelekan formasyonu üzerine araştırmalar yapılmıştır. Bu araştırmacılar, bölge ve civarında yüzlek veren kayaçların jeolojisi, Kuzey Petrol şirketinin kuyu tanımlama raporuna (Final Well Reports) dayanarak ve civarda bulunan bitümlü kayaçların organik madde içeriği ve bunların ekonomik potansiyelleri hakkında yorumlamalar yapmışlardır.

Wetzel ve Morton (1950), Naokelekan formasyonunu ilk olarak Yüksek kıvrımlı zonda, Rawnduz bölgesinde tanımlamış ve formasyonu 3 ana Kısıma bölerek tanımlamıştır.

1-Alt kısım : Bitümlü şeyl ve ince taneli kireçtaşı arakatmanları içeren laminali ve bitümlü kireçtaşı,

2- Orta kısım : İnce tabakalı fossilli dolomitik kireçtaşlı

3- Üst kısım : İnce tabakalı, bitümlü dolomit, kireçtaşı ve siyah tabakalı şeylden (kömür seviyesi) oluşur. Bu formasyonun yaşını, fosil içeriğine göre Geç Oxfordiyen-Erken Kimmericiyen olarak belirlemiştir.

Buday (1980), Naokelekan formasyonunu çökeleme ortamını anoksik olarak belirlemiş ve çökelim hızının çok yavaş olduğu sakin bir ortam içerisinde olduğunu savunmuştur.

AL-Habba ve Abdullah (1983 cited in Saddoni (1997) Kerkük -109 ve Qara chuq-1 kuyularında Naokelekan ve Barsarin formasyonunun kaynak kaya potansiyellerini araştırmışlar. Bu araştırmaya göre Naokelekan formasyonun TOC oranı 4% civarında ve Barsarin formasyonunun ise 7.8% oranında olduğunu tespit etmiştir. Naokelekan formasyonun Kerojen tipi ise denizel tip olarak, ancak Barsarin formasyonunda karasal-

denizel tip olarak sonuç elde edilmiştir. Olgunluk seviyesine göre ise iki formasyonda olgun seviyesindedir.

Sadooni (1997) Orta–Geç Jura çökellerini üç ana kısma ayırmıştı. Naokelekan formasyonun kalınlığı, havzanın merkezinde doğu kısımlara doğru 20 m civarında ölçülmektedir, formasyon bitümen şeyl (kömür seviyeleri) ve dolomitli kireçtaşından oluşmaktadır. Irak'ın kuzey doğu kısımlarında Gotnia formasyonuyla eşit olarak bulunmaktadır ve Barsarin formasyonuna geçmektedir.

Shadan (2000), Kerkük -109, Taq Taq -1 kuyularında ve Hanjira ve Sargelu vadilerindeki iki yüzlek de Naoklekean ve Barsarin formasyonlarından 142 örnek derleyerek incelemiştir. Bu çalışma da genelde hem optik ve hem de matematiksel yöntemler kullanarak hidrokarbon potansiyeli belirlemesine çalışılmıştır. Organik madde bileşenine dayanarak optik olarak üç tip palynofasiyes tespit edilmiştir. Bunlar AOM, palynomorphs, phytoclasts ve opak materyaldir. Araştırılan palynofasiyesler yarı oksik – anoksik havzaları ve proksimal sub oksikli şelf ve bazen de disoksik- anoksik depolanma ortamlarını temsil etmektedir. Gözlenen AOM genelde B tipini vermektedir (gaz oluşmaktadır).

Piroliz analizi yapılan örnekler K-109 petrol kuyusunda genelde Tip- II, Tip- III kerojen, ancak diğer kesitlerde Tip -III veya karışık şekilde Tip- III ve Tip- IV olarak sınıflanmıştır. Olgunluk piroliz parametreleri her iki formasyon için de yüksek olgunluk seviyelerini göstermektedir. TOC –S_1 ve S_2 ve S_3 parametreleri zayıf-fakir ana kayaç tipine karşılık gelir. GC ve GC/Ms analizi her iki formasyon içinde Barsarin formasyonuna ait 12 örnek ve iki petrol örneği K-156, Tq-1 petrol kuyularında Barsarin formasyonunun çok iyi kaynak olduğuna işaret etmektedir, C_{27},C_{28},C_{29} , Steranes , diasterane oranları ise genelde oldukça yakındır. Olgunluk ise Pr/Ph, CPI hesaplamalarına göre olgun organik madde olarak belirlenmiştir (petrol penceresi içinde), Tq-1 kuyusunda ileri olgun seviyesi göstermiştir. Diyagram çizimleri ve oranlarına göre organik maddesi anoksik denizel karbonatlardan oluştuğunu belirlemişti.

Alsharhan ve Narin (2003), Ortadoğu'daki havzaların petrol jeolojisini ve sedimentolojik özelliklerini araştırmışlardır. Bu araştırmada Naokelekan formasyonun kalınlığının 10-30 m arasında olduğunu ve ince tabakalı bitümlü dolomit ve kireçtaşından oluştuğunu, bitümenli şeyllerin daha çok formasyonun alt kısımlarında bulunduğunu ve yukarıya doğru tane boyunun inceldiğini belirlemişlerdir.

Erik ve ark., (2005), Türkiye'nin güneydoğu bölgesinde yaptıkları organik jeokimyasal çalışmalarında, bölgeden aldıkları kaynak kaya potansiyeline sahip kayaçların piroliz verilerini (S_1,S_2,S_3, Tmax, HI ve OI) kullanmışlardır. Çalışma bölgesindeki orta Jura-Erken Kretase yaşındaki tabakaların genelde evaporatik ve denizel karbonatlardan oluştuklarını belirlemişlerdir.

AL-Ameri ve ark., (2009), kuzey Iraktaki Orta-Geç Jura yaşındaki ana kayaçlar üzerine bir değerlendirme sunmuşlardır. Aynı zamanda bu formasyonun ana kayaç potansiyeli ve olgunlaşması üzerine geniş bir tartışma yapmışlardır.

AL-Badry (2012) Kuzey Irak'taki Duhok ilinde yaptığı çalışmada Naokelekan formasyonun litolojisinin karbonat kayaçlardan oluştuğunu ve mikro litofasiyes analizleri ve jeokimyasal verilerine dayanarak formasyonun sınırlı lagüner bir ortam da çökeldiğini önermiştir. Naokelekan formasyonunun çok iyi petrol potansiyeline sahip olduğu, organik maddesinin olgun seviyelerde olduğu ve Naokelekan formasyonun petrol penceresi içinde yer aldığını belirtmiştir. Naokelekan formasyonun kerojen tipinin genelde Tip- II ve Tip - III kerojen olduğunu tespit etmiştir.

Hussein ve ark., (2013), Irak'ta Jura yaşlı petrollü şeylerin oldukça yaygın olduğunu belirtmiştir. Duhok ilinin, Zaho ilçesinin 25 Km kuzey doğusunda yer alan Banik bölgesindeki Sehkaniyan, Sargelu ve Naokelekan formasyonlarının hidrokarbon potansiyelini belirlemek amacıyla 72 kayaç örneği ve 2 ham petrol örnek derleyerek Rock-Eval/ TOC Piroliz ve GC/GCMS teknikleri kullanarak çalışmıştır. Örneklerden Kerojen Tipi ve miktarı ile olgunluk seviyelerini belirlemiştir. Ancak sadece iki örnek üzerine Rock-Eval piroliz analizi yapılmıştır. Genel olarak Sargelu formasyonun örneklerinin PI verileri 0.1 altındadır ve T_{max} verileri 437-449 C° arasındadır. Olgunluk olarak olgun olmayan-olgun seviyeleri arasındadır. TOC içeriği 0.06-28.57% arasındadır ve 4.69 % bir ortalamaya sahiptir. Naokelekan formasyonun örnekleri iyi bir kaynak kayaç olarak önerilebilir. TOC içeriği 5.39-25.55% arasındadır ve 17.77% bir ortalamaya sahiptir. Ancak Sehkanyian formasyonunun iyi bir potansiyelle sahip olmadığını belirtmiştir (TOC 0.009% altındadır). Naokelekan formasyonu örnekleri Tipi I ve Tip II kerojendir. Örnekleri denizel organik kökenlidir ve genelde algal ve Phytoplanktonik canlılardan gelmektedir. Sargelu formasyonundan alınmış örneklerden bitümen içerikleri değişmektedir Pr/Ph, Pr/nC18 ve bu oranlar petrol oluşumu, olgunluk seviyelerini göstermektedir. Analiz edilen iki örnek için düşük Pr/Ph oranı göstermektedir, Jeribe ve

Sargelu formasyonları için düşük Pr/n-C17 ve Ph/n-C18 oranı göstermektedir. Buna göre bize petrolün ana kayaçtan ve bizzat denizel organik çökellerden oluştuğunu belirlenmiştir.

Abeed ve ark., (2013) kuzey Irakta, Duhok bölgesinde Jura yaşlı iki istif üzerine araştırma gerçekleşmiştir. Bu çalışmada litostatigrafi, mikrofasiyes, mineral, nadir elementler, izotoplar ve petrol potansiyeli hakkında araştırma yapılmıştır. Çalışma Sehkaniyan, Sargelu, Naokelekan, Barsarin, Chia Gara formasyonlarını kapsamıştır .

Litoloji çalışmalarında Sarki, Sehkaniyan ve Barsarin formasyonlarının karbonatlardan (dolomit ve kireçtaşı) oluşmaktadır, diğer formasyonların ise, genelde organikçe zengin kalkerli çamur taşlarından ve biraz da karbonatlardan da oluştuğu belirlenmiştir. Sarki, Sehkaniyan ve Sargelu formasyonları genelde dolomitten, Sargelu, Naokelekan, Barsarin ve Chia Gara formasyonları kireçtaşlarından oluşmaktadır. Sargelu, Chia Gara formasyonlarının açık derin denizel ortamda, Sarki formasyonunun sığ engelli denizel ortamda, Naokelekan formasyonunun Hipersalin engelli lagoon ortamında, Sehkaniyan ve Barsarin formasyonların ise Sığ açık ve engelli denizel bir ortamda çökeldiğini göstermiştir. Oksijen isotop (O_{18}) bilgileri, eski iklim değişikleri hakkında bilgi sunmaktadır. Sarki formasyonununda negatife (O_{18}) piki, ısı iklime işaret etmektedir. Genç Jura formasyonlarında (O_{18}) verileri çok net değişiklikler göstermemiştir. (C_{13}) izotopu Baluti –Sarki formasyonu sınırları arasındaki deniz seviyesinin değişikleri belirlemesinde kullanılmaktadır. Pozitif pikler bize düşük deniz seviyesini göstermektedir. Ancak negatif pikler sellenme yüzeyi olduğunu göstermektedir. Element analizi sonuçları ise, özelikle Mg elementi, bize Mg içeriği ve erken diyajeniz varlığı arasında yakın bir korelasyon göstermektedir. Fe ve Mn içeriği genelde açık denizlerde yüksektir, (Sareglu ve Chia Gara) depolanma ortamlarında Fe ve Mn verileri yüksektir. Araştırılan formasyonlarda Petrol potansiyeli genelde TOC ve Rock –Eval piroliz analizleri aracıyla sonuçlanmaktadır . Sonuçlar ise

1- Sargelu ve Naokelekan formasyonları mükemmel Petrol potansiyeline sahiptir . Ancak Chia Gara formasyonunda çok iyi olarak belirlenmiştir.

2- Sarki, Sehkaniyan ve Barsarin formasyonların zayıf hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu tespit edilmiştir.

3- Organik madde olgunluğu, tüm formasyonlarda olgun seviyesindedir ve petrol zonu içerisinde yer almaktadır. Ancak Sarki formasyonunda aşırı olgun seviyesindedir ve bu da gaz zonunda yer alır.

4- Sarki, Sehkaniyan ve Barsarin formasyonlarının Kerojen Tipi genelde Tip-II ve Tip-III dir. Sargelu , Naokelekan , Chia Gara formasyonlarında Tip II, bazen de Tip I dir.

Balaky (2014) Irak'ın kuzey doğusunda, Barsarin bölgesinde yer alan Naokelekan formasyonu üzerine ince kesit analizi ve yüzeysel litolojiye dayanarak sekans stratigrafi analizi yapmıştır. Naokelekan formasyonu alt ve üst kısımlarında ince –orta tabakalı, siyah ,bitümenli kireçtaşı, dolomitik kireçtaşılı, ara katmanlı ince siyah kalkerli şeyllden oluşmaktadır. İskeletsel taneler ammonit, foraminfera, pelesipod ve ostracodlardan ,iskeletal olmayan taneler ise peloidlerden oluşmaktadır. Fasiyes analizi sonuçu, Formasyonun alt ve üst kısımları subtidal (lagoon) depolanma ortamında ve orta seviyeleri sığ açık denizel ortamda çökelmiştir.

El-kammar ve ark., (2015) Dohuk ilinde bulunan Banik bölgesinde yaptığı çalışmada Irak'ta Jura yaşlı olgun olmayan petrol şeylinin oldukça yaygın olduğunu ve kuzey Irak'ın değişik bölgelerinde yüzeylediğini belirtmiştir. Jura sedimenter istifi organikçe zengin ve prolific petrol şeyli içermektedir. Bu istife ait değişik formasyonlarda (Sehkaniyan , Sargelu ve Naokelekan) sistematik bir şekilde örnekleme yapılmıştır. 72 örnek ve bir petrol örneklerinden Organik jeokimyasal parametre analizi yapılmıştır. Organik jeokimyasal özelliklerini belirlenmesi için, alınan 12 örnek üzerine TOC analizi yapılmıştır. Sargelu ve Naokelekan formasyonu iyi bir ana kayaç sayılabilir. Ancak Sehkaniyan formasyonun TOC içeriği 0.1 altında olması iyi bir potansiyele sahip olmadığını gösterir, Sargelu ve Naokelekan formasyonlarına ait örnekler Tip I ve Tip II kerojen içermektedir, Bu da bize denizel organik maddesini işaretliyor. Genel olarak algal ve Phytoplanktonik canlılardan petrol oluşumu gerçekleşmiştir. Sargelu formasyonun örnekleri PI, T_{max} ve fluorescence parametreleri olgun olmayan-erken olgun seviyelerini göstermektedir. Hesaplanan Pr/Ph, Pr/nC17 ve Ph/nC18 oranları bitümen ve petrol örneğinin denizel organik maddeden oluştuğunu destekliyor.

Al- Ahmed (2006) Kuzey Irak'taki bazı kuyulardan alınan 27 örneğin (karot ve kırıntılar için) jeokimyasal ve palinolojik analiz verilerini kullanarak çalışılan bölgenin hidrokarbon potansiyeli ve eski depolanma ortamının belirlemesi üzerine çalışmışlardır. örnekler Makhul-2 (MK-2) , Qarachuq-1 (Qc-1) ,Qara chuq-2 (Qc-2), Taq taq-1 (Taq-1), Butmah-15 (Bm-15) ve Jabal Kand (Jk-1) kuyularından alınmıştır. Bu çalışmada Butmah formasyonu Erken, Orta Liyas, Sargelu formasyonu Orta Jura alarak yaşlandırılmıştır.

Adnan (2015) detaylı bir şekilde Geç Jura yaşlı birimlerin organik jeokimyasal ve palino-fasiyes özelliklerini belirlemek üzere kuzey Irak'taki bazı petrol kuyularında yaptığı çalışmada Najmah formasyonun Oxfordiyen-Kimmericiyen, Chia Gara formasyonu Titoniyen-Berriasiye, Balambo formasyonun ise Valenjiniyen–Turoniyen olarak yaşlandırılmıştır. Kretase- Tersiyer rezervuarlarından 24 ham petrol örneği ayrıca Üst Jura –Alt Kretase birimlerinden 81 karot ve kırıntılı örneği palino-fasiyes, piroliz ve jeokimyasal olarak analiz edilmiş ve Ana kayacın özelikleri araştırılmıştır. Bu çalışmada elde edilen önemli sonuçlar şunlardır;

1-Bu çalışma, Najmah ve Balambo formasyonları üzerine yapılan ilk Palino-fasiyes çalışmadır. Ancak Chia Gara formasyonunda başarıl sonuçlar elde edilmiştir. Bu çalışma, eski ortam ve petrol kaynak potansiyeli hakkında bilgi vermektedir.

2-Rock –Eval piroliz analizinden elde edilen veriler kaynak kayanın zenginliğini oldukça değişken olduğunu göstermektedir, Najmah, Chia Gara, ve Balambo formasyonlarına ait tüm örnekler değişik miktarlarda Tip- I, Tip-II kerojen içermektedir. Najmah formasyonu genelde en zengin organik madde içermektedir ve Tip I kerojen olarak belirlenmiştir.

3-Tüm incelenmiş bitümler, denizel organik maddeden(algal) kaynaklanmaktadır.

4-Petrolün karbonatça zengin olması, ana kayaçtan kaynaklanmaktadır ve Tip- I veya Tip- II kerojen içermektedir. Aynı zamanda denizel şartlar altında çökelmiştir.

5- Analizlerden elde edile sonuçlar ana kayaç örnekler efektife (verimli) ana kayaç olmadığını tespit edilmişti.

Irak'ın kuzey doğusunda yapılan önceki çalışmalarda Naokelekan formasyonun litolojisi ve organik jeokimyasal özellikleri (Piraliz analiz ve gaz kromotografi) gibi farklı araştırmacılar tarafından araştırılmıştır. Bu çalışmada Naokelekan formasyonun Irak'ın kuzey doğusunda iki yüzlek ve 3 sondaj kuyusundan alınan sistematik örnekler üzerine yoğunlaşmıştır. Çalışmada Naokelekan formasyonun piroliz analizi, Gaz kromtografisi, GC-MS ve palinofasiyes analizlerinden elde edilen verilerle organik jeokimyasal özellikleri detaylı bir şekilde çalışılmış ve Naokelekan formasyonun hidrokarbon potansyeli irdelenmiştir.

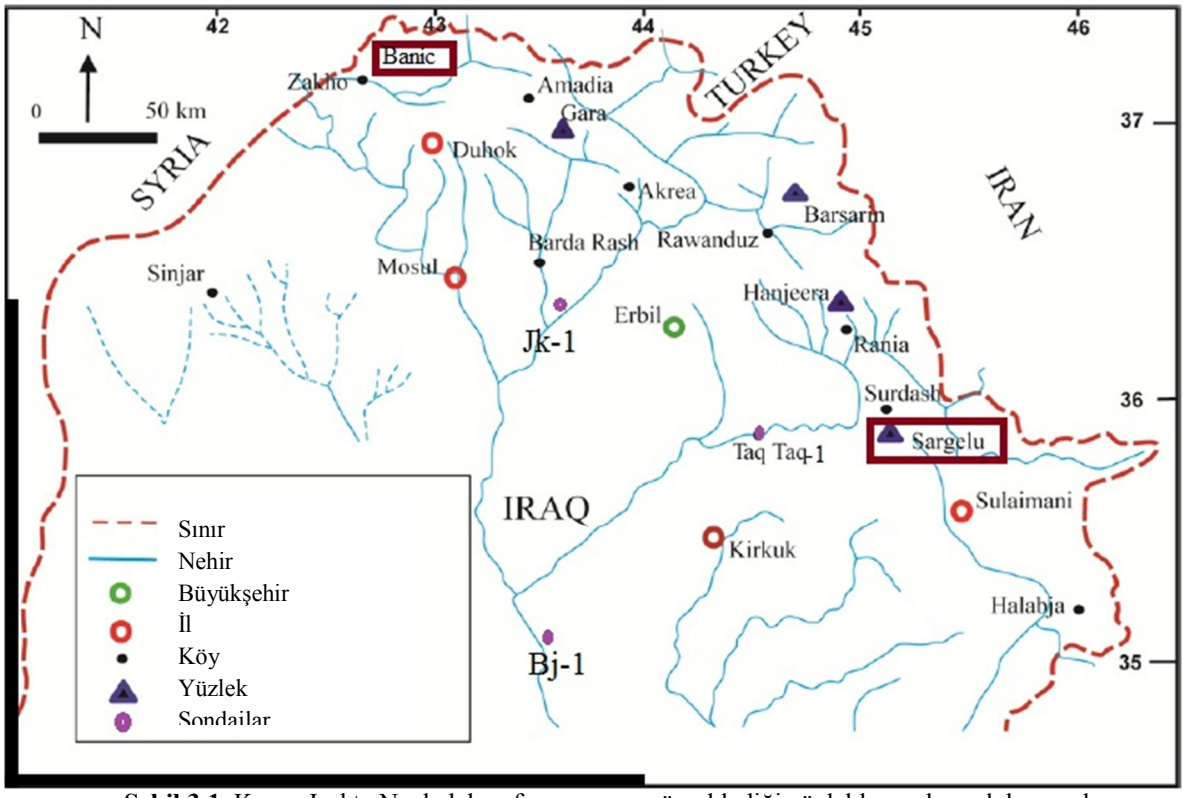
3. MATERYAL VE YÖNTEM

3.1. Arazi Çalışmaları

Arazi çalışmaları, Banic ve Sargelu bölgesindeki Naokelekan formasyonu üzerine yoğunlaşmıştır. Bölgede daha önce yapılmış haritalar arazide kontrol edilerek gerekli revizyonlar yapılmıştır.

3.2. Karot Örneklenmesi

Karot örneklenmesi Kuzey Petrol Şirketinin Irak'ın kuzeyinde açmış olduğu 3 petrol kuyusu (Bj-1, Jk-1 ve Taq Taq -1 kuyuları) karotları seçilmiştir (Şekil 3.1). Bu kuyuların seçilme sebebi bu kuyularda Naokelekan formasyonunu kesilmesidir. 3 petrol kuyusuna ait karotlardan 70 adet örnek alınmıştır. Örnekler 1 metre aralıklarla alınmıştır, ancak bazen örnek alınamaması sebebiyle örnekler arasında 5 metre boşluk olmuştur. Bj-1, Jk-1 ve Taq taq -1 kuyuların koordinatları Çizelge.3.1 verilmiştir.



Şekil 3.1. Kuzey Irakta Naokelekan formasyonun örneklediği yüzlekler ve kuyu lokasyonları.

Çizelge.3.1. Bj-1, Jk-1 ve Taq taq -1 kuyularında koordinatörleri.

Kuyu adı	Doğu	Kuzey
Taq Taq-1	45°.78'.42"	39°.84'.530"
Jabal Kand - 1	32°.36'.62"	40°.59'.488"
Bijii-1	34°.8078'.747"	38°5132' 9.81"

3.3. Laboratuvar Çalışmaları

Laboratuvar çalışmaları iki asamadan oluşmaktadır. Birinci aşamada arazi çalışmalarında sistematik şekilde organik maddece zengin kayaçlardan alınan numuneler ve kuzey petrol şirketinden petrol kuyularından alınan örnekler Selçuk üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü laboratuvarında, agat havan ile öğütülerek, istenilen miktarda ayrı ayrı poşetlenmiş ve analize gönderilmek üzere hazır hale getirilmiştir. İkinci aşama organik jeokimyasal analizler kapsamaktadır. Petrol kuyu karotlarından 50 adet ve Sargelu kestinden 14 adet yüzlek örneği olmak üzere toplam 64 örneğin TPAO laboratuvarlarında Rock- Eval analizi yapılmıştır. Gaz Kromatografi (GC) ve Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) analizleri için Sargelu kesitinden 3 adet örnek seçilmiştir. Ayrıca Organik petrografi analizi için derlenen örneklerden seçilen 38 adet örneğin (21 adet yüzlek örneği ve 17 adet karot örneği) ince kesiti Mısır Cumhuriyetinde Mansoura Üniversitesi laboratuvarlarında yapılmıştır.

3.3.A. Palinofasiyes analizi

Otuz yedi numune, standart palinolojik teknikleri kullanılarak aşağıdaki gibi hazırlanmıştır: Her örnekten 10-15 gram alınarak kimyasal reaksiyon yüzeyini arttırmak için bir porselen havan içerisinde toz haline getirilmiştir (Traverse, 2007).

Karbonatları ve silikatları uzaklaştırmak için HF ilave edildiği zaman kalsiyum Fluride engellemek için öğütülen örnekler 50-100 ml kaplara konularak 35% HCl asit ilave edilmiş ve 24 saat bekletilmiştir. Örnekler daha sonra nötral oluncaya kadar bir çok defa distile suyla yıkanmıştır. Silikatları uzaklaştırmak için 100-150 ml derişik (45%) HF asit örneklere ilave edilmiş ve tüm silikatların çözülmesi için beş gün beklenmiştir. Beş gün süresince örnekler polyetilen karıştırma çubuğuyla karıştırılmıştır. Eğer örnekler fazla kumluysa daha çok HF asit ilave edilmiştir yada birkaç defa distile suyula yıkanmıştır. Silikat ve karbonatların uzaklaştırılmasından sonra kerojen artığı 125 um tunç elekten

elenerek organik materyalden ayrılmış ve artıklar 10 um naylon elek içindeki artıklar toplanmıştır.

Artıkların yayılması için birkaç damla polivinil alkol artıklara eklenmiştir ve kuruması için bir lamel üzerine bırakılmıştır. Bu, daha sonra xyleme içerisinde çözdürülen birkaç damla Elavacite 2044 reçinesi kullanarak mikroskobik kesitleri haline getirilmiştir.

Seçilen örnekleri palinomorf ve palinodebrislerin alttan aydınlatmalı Olympus mikroskopta fotoğraflanarak ve incelenmiştir. Serpilmiş organik maddenin kuantitif ve yarı kuantitif değerlendirilmesi yapmak için miospore pollen ve dinocystsllere ilaveten 200 kerojen partikülü sayılmıştır.

3.3.B. Piroliz (Rock-Eval) analizi

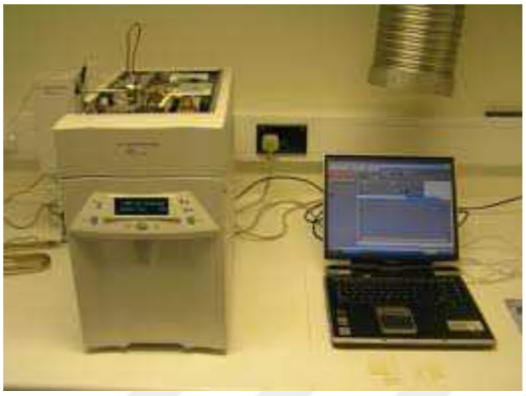
Kerojen, herhangi bir çözücüde çözünemediğinden ısısal olarak parçalanır. Isısal parçalanmayı sağlayan piroliz analizidir. Çalışma alanını oluşturan Geç Oksfordiyen – Erken Kimmericiyen yaşlı Naokelekan Formasyonuna ait organik maddece zengin olduğu düşünülen toplam 64 adet örnek üzerinde organik madde miktarı, organik madde tipi ve olgunluğunun belirlenebilmesi amacıyla Piroliz (Rock-Eval) analizi yapılmıştır. Toplam organik karbon (TOC % ağırlık olarak ifade edilir) S_1, S_2 ve S_4'den otomatik olarak hesaplanır.

3.3.C. Gaz kromatografi (GC) analizi

Gaz Kromatografi analizi Agilent 6850 cihazında, Norveç Petrol Standardı kullanılarak yapılır (Sekil 3.2). Gaz Kromatografi analizi petrol ve bitüm örnekleri içerisindeki hidrokarbon bileşiklerinin genel olarak dağılımlarını görmek amacıyla yapılmıştır. Elde edilen kromatogramlardaki pik dağılımlarına ve boylarına bakılarak organik maddenin tipi, çökelme ortamı ve olgunlaşması hakkında bilgi sağlanır. Çalışma alanına ait 3 örnek üzerinde gaz kromatografi analizi yapılmıştır.

Gaz kromatografi analizleri, (TPAO) laboratuvarında bulunan ve bitümlü kayaç numunelerinden alınan petrol miktarını belirlemede kullanılan standart retort cihazında hazırlanan özütlerde gerçekleştirilmiştir. Özütleme, Soxhlet ekstraktörü cihazında yapılan deneyle bitümlü şeyl içindeki sıvı hidrokarbonun damıtılmasıyla sağlanmıştır. Cihazda

retortlama işlemi, paslanmaz çelikten yapılmış on adet kap vasıtasıyla yapılmıştır. Her biri 100 gr numune alan bu kaplar, ürün toplama kabının üzerine yerleştirilmiştir. Kaplar belirli sıcaklığa kadar ısıtıldıktan sonra numunelerden elde edilen sıvılar cam tüpte toplanmıştır (Özkar, 2012).



Şekil 3.2. Agilent 6850 gaz kromatografi (GC) cihazı.

Gaz kromatografi yönteminde doymuş hidrokarbon pikleri ile çalışılır (n-alkan, izoalkan). Hakim pikler normal alkan (n-alkan)'lardır. Gaz kromatogramlarında n-alkanların yanında genellikle bitişik olarak i-alkanlar görülmektedir. Sikloalkanlar ise gaz kromatografide görülmezler. Elde edilen pikler yardımıyla n-alkan ve isopronoidler'e göre çeşitli parametreler ve indeksler belirlenerek yorumlamalarda bulunulur.

3.3.D. Gaz kromatografi – kütle spektrometresi (GC-MS) analizi

GC-MS analizi için TPAO Araştırma Merkezi Jeokimya Bölümü'nde, Agilent 5975Cdört uçlu (quadrupole) kütle spektrometre cihazında (Şekil 3.3) Norveç Petrol Standardı kullanılarak yapılmaktadır. Bu cihaz 7890A gaz kromatograf ve 7683B otomatik sıvı numune alıcı ile birleşik kullanılmaktadır.

GC-MS yöntemi biyolojik fosilleri ortaya çıkarmak için kullanılan temel metotlardan biridir. Gaz kromatografi ve kütle spektrometre yöntemi, molekülleri jeokimyasal olarak ayırma, tanımlama ve karmaşık molekülleri ölçmede kullanılan önemli bir analiz yöntemidir. Biyolojik fosiller (biomarkers) daha önceden yaşamış organizmalardan kalan; karbon, hidrojen ve diğer elementlerden oluşan karmaşık organik bileşiklerdir.

Biyolojik fosillerin moleküler kompozisyonları kolay kolay dış etmenlerden

etkilenmezler ve yapılarını korurlar. Bu nedenle GC-MS sonucu elde edilen veriler kaynak kayanın depolanma ortamı, litolojisi, jeolojik yaşı, olgunluğu ve biyolojik bozunma derecesi ile ilgili değerlendirmelerin yapılmasında kullanılır. GC-MS sonucunda alınan fragmentogramlardaki piklerin her biri bir molekülü temsil etmektedir. Bu tanımlamalarla örneklerin moleküler olarak analizleri yapılmış olur. Terpanlar: m/z 191 kütleli iyonlar, Steranlar: m/z 217 kütleli iyonlar, Monoaromatikler: m/z 253 kütleli iyonlar, Tri-aromatikler: m/z 231 kütleli iyonlardan oluşmaktadır (Özkar, 2012).



Şekil 3.3. Agilent 5975C gaz kromatografi-kütle spektrometresi (GC-MS) cihazı.

3.4. Büro çalışmaları

Büro çalışmaları arazi ve laboratuvar çalışmaları sonucu elde edilen verilerin değerlendirilmesi ve yorumlanmasını kapsamaktadır. Bu aşamada, literatür taraması, arazi çalışması sonucu elde edilen ölçülü stratigrafik kesitin çizimi, elde edilen veriler çizelge ve şekillere aktırılmıştır. Tezin yazımı da büro çalışmaları kapsamında gerçekleştirilmiştir.

4. JEOLOJİK KONUM

4.1. Stratigrafi

İnceleme alanında belirlenen Jura yaşlı formasyonların genel özellikleri aşağıda verilmiştir (Şekil 4.1):

4.1.1. Sarki formasyonu

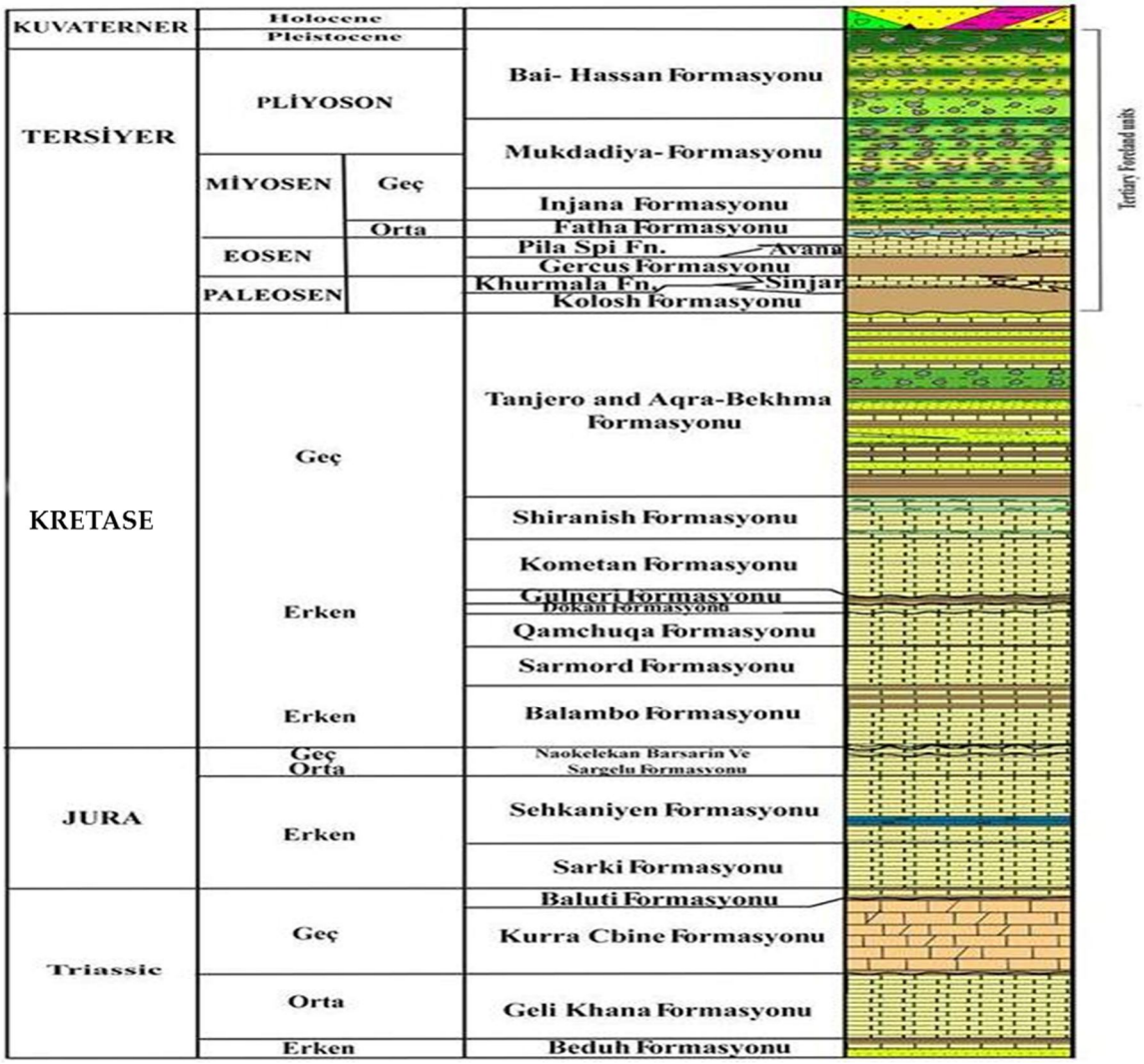
Bu formasyon ilk olarak Dunnnigton (1958) tarafından tanımlanmıştır. Irak'ın kuzey doğusunda, yüksek kıvrımlı zonda, 300m kalınlıkta olan karbonatlı kayaçlardan oluşmaktadır (Bellen ve ark., 1959). Formasyon genelde, kireçtaşı, dolomitli kireçtaşı ve dolomitten oluşmaktadır. Engelli şelf ortamında çökelen Formasyonun altındaki Sehkaniyan ve üstündeki Baluti formasyonuyla olan sınırları uyumludur. Formasyonun yaşı stratigrafik pozisyonuna göre Erken Lias yaşı önerilmiştir.

4.1.2. Sehkaniyan formasyonu

Bu formasyon ilk olarak Wetzel ve Morton 1950 tarafından tanımlanmıştır. Formasyon karbonat kayaçlardan oluşmaktadır, ve tip yeri Irak'ın kuzey doğusunda, yüksek kıvrımlı zonda Surdash kıvrımında bulunmaktadır. Formasyonun maksimum kalınlığı Sirvan bölgesinde 360 m den fazladır. Bu formasyonun alt ve üst kontakları Sarki ve Sargelu formasyonlarıyla uyumludur. Sehkaniyan formasyonuna, Lithiots fosiline dayanarak Liassik yaşı önerilmiştir (Jassim ve Goff, 2006).

4.1.3. Sargelu formayonu

Bu formasyon ilk olarak Wetzel (1948) tarafından tanımlanmıştır. Irak'ın kuzey doğusunda, yüksek kıvrımlı zonda Surdash kıvrımında formasyonun tip kesiti belirlenmiştir. Tip lokalitede formasyonun kalınlığı 115 m dir. Formasyona, fosil içeriğine göre Bajocian- Bathonian yaşı önerilmiştir. Formasyon anoksik ortamlarda



Şekil 4.1. Kuzey Irak'ın genelleştirilmiş Stratigrafik dikme kesiti (AL-Haraki, 2011).

çökelmiştir. Formasyonun üst kontaktı Sehkaniyan formasyonuyla uyumlu olarak bulunmaktadır, Aynı zamanda alt kontaktı Naokelekan formasyonuyla uyumlu olarak gelmektedir.

4.1.4. Naokelekan formasyonu

İnce tabakalanmalı, bitümlü şeyl arakatmanlanmalı siyah, bitümlü dolomit ve kireçtaşı, fosilli dolomitik kireçtaşı ve üst kesimlerinde bitümlü şeyl ve ince taneli kireçtaşı ve laminalanmış bitümlü kireçtaşı ardalanmasından oluşan Geç Oksfordiyen –Erken Kimmericiyen yaşlı Naokelekan formasyonu ilk olarak Wetzel ve Morton (1950) tarafından tanımlanmıştır. Formasyon Irak'ın kuzeydoğu kesiminde Duhok, Naokelekan,

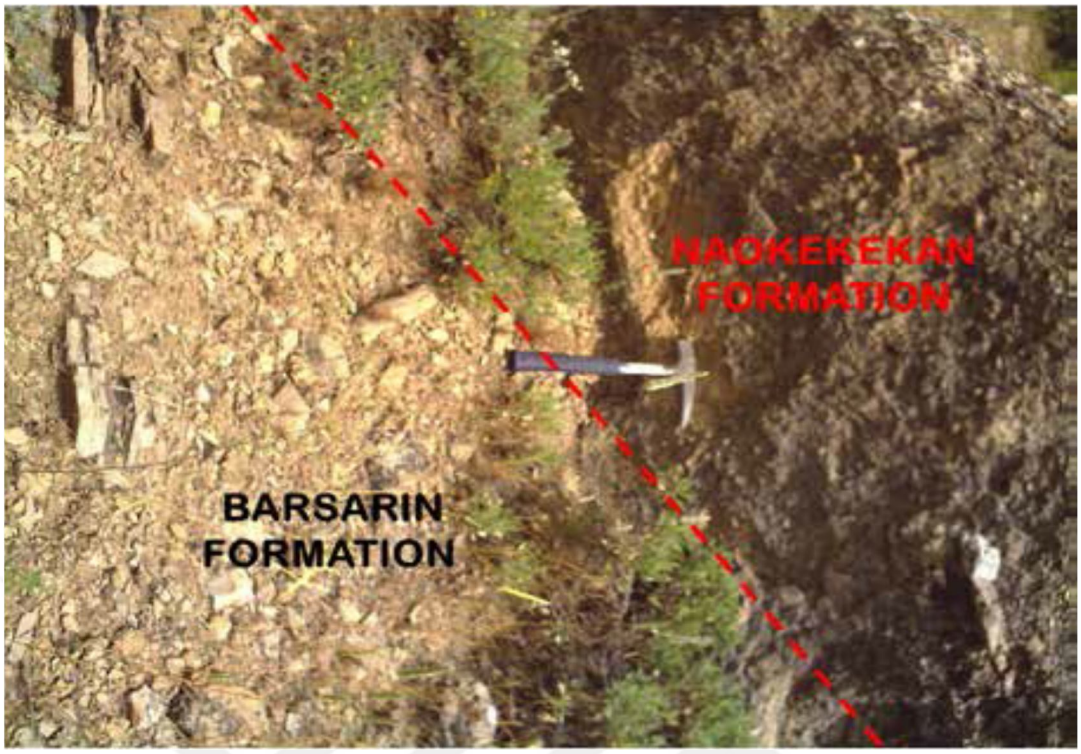
Barsarine ve Süleymaniye (Sargelu) bölgelerinde yüzeyler. Naokelekan formasyonu Tip kesiti Kuzey Iraktaki Rawnduz bölgesinde Naokelekan köyünün 500 m uzaklığında yer alır. Ayrıca Kuzey Irakta yapılan sondajlarda da Naokelekan formasyonu kesilmiştir.

Bu çalışma kapsamındaki alanda Irak'ın kuzeyinde Banic ve Sargelu bölgelerinde yüzeyler. Formasyon ayrıca bir çok sondajlarda kesilmiştir.

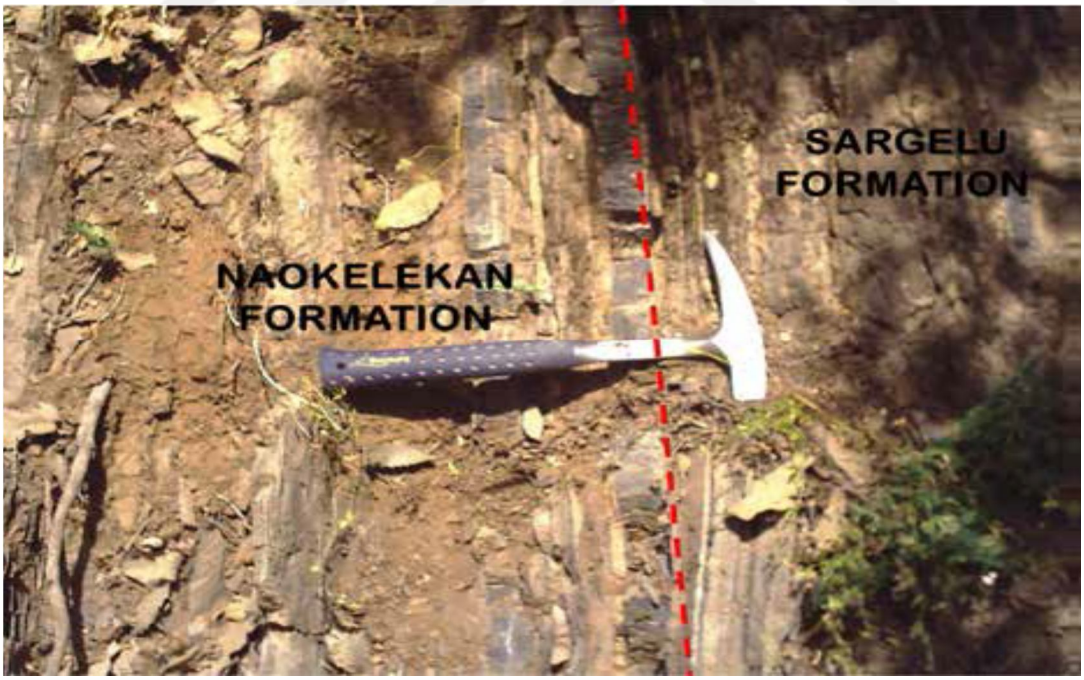
1-Banic Bölgesi: Naokelekan formasyonu Irak'ın kuzeyinde yer alan Duhok ilinin Banik bölgesinde yüzeyler. Bu bölgede alınan ölçülü stratigrafik kesit Zaho kasabasının 25 km kuzey doğusunda ve Irak- Türkiye sınırının güneyinde bulunmaktadır 37° 13' 33.4" K ve 42° 58' 2.6"D. Banic bölgesi Irak'taki yüksek kıvrımlı zonda yer almakta ve kuzey de Koharaş, batıdan Khamtur ve güneyde shaban dağları ile çevrelenmiştir (Şekil 4.2,4.3, 4.4.A,B).

Tüm yüzlüklerde ve Ta-15 kuyusunda, Sargelu formasyonu üzerine Naokelekan formasyonu gelir. Kuzey bindirme ve yoğun kıvrımlanmış zonlarda, formasyonun üst dokanağının tanımlanması oldukça zordur. Bunun sebebi Naokelekan formasyonuna ait alt birimler ile Sargelu formasyonu şeyli arasındaki sınırın belirgin olmamasıdır. Ancak Naokelekan formasyonu, çört içermemesi ve içerisinde bol miktardaki Posidinic ve Ammonit fosillerin bulunuşu ile Sargelu formasyonundan ayırt edilir (AL-Badry 2012). Ayrıca Naokelekan formasyonunun aşırı miktarda bitümlü olması ve tabakalarının tipik olarak bükülmesiyle Sargelu formasyonunda ayırt edebilmektedir.

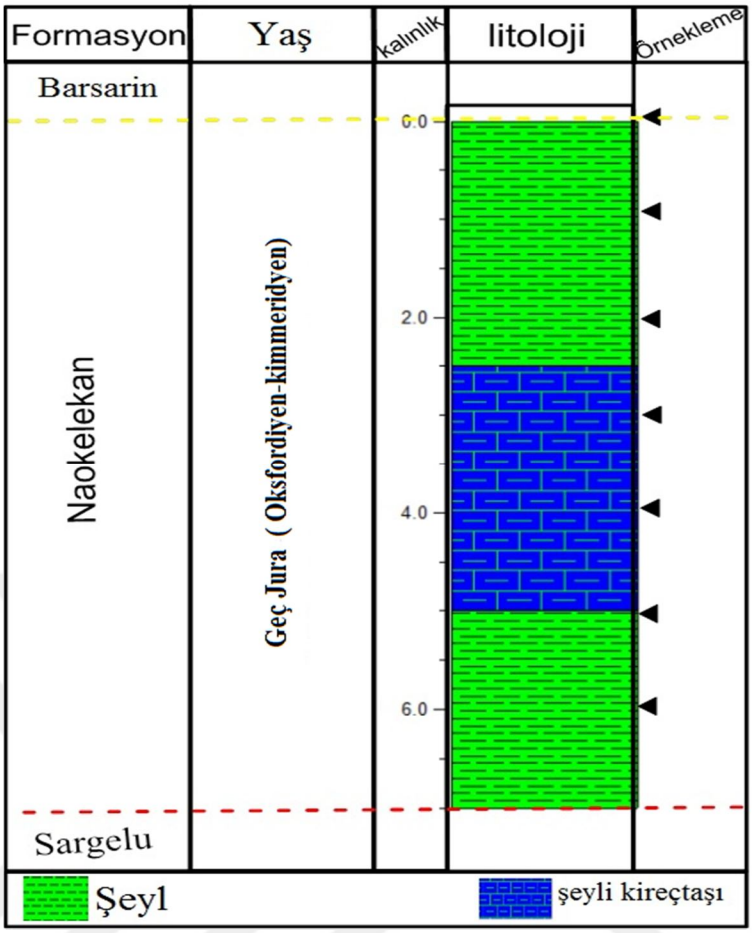
Arazi gözlemleri ve petrografik veriler Naokelekan formasyonu ile altındaki Sargelu formasyonu ve üstünde yer alan Barsarine formasyonlarıyla olan sınırı uyumlu ve tedrici olduğunu gösterir (Şekil 4.2, 4.3); (Hussein ve ark., 2013, Aqrawi ve ark., 2010). Bölgede Naokelekan formasyonu Sargelu formasyonu üzerine uyumlu olarak gelmekte ve Barsarin formasyonu tarafından uyumlu olarak üzerlenmektedir.



Şekil 4.2. Naokelekan formasyonu ve Barsarin formasyonu arasındaki sınır ilişkisi (AL-Badry, 2012) (Banic kesiti).



Şekil 4.3. Naokelekan formasyonu ve Sargelu formasyonun (Orta Jura) arasındaki sınır ilişkisi (AL-Badry, 2012) (Banic kesiti).



Şekil 4.4.A. Banic bölgesi Ölçülü Stratigrafi Kesiti.



Şekil 4.4.B. Naokelekan formasyonunun Banic bölgesindeki genel görünümü.

B-Sargelu Bölgesi:

Sargelu bölgesinde gerçekleştirilen ÖSK lokasyonu, Irak'ın kuzeyde Süleymaniye ilindeki Sargelu köyünden geçen su kanalı civarında ve Surdash kıvrımının kuzey batısında yer almaktadır (Şekil 2.5.A,B,C,D). Naokelekan formasyonu 16 metre olarak ölçülmüştür.



Şekil 4.5.A. Naokelekan formasyonuna ait şeyler (Sargelu lokasyonu).

Sargelu Köyü'ndeki Naokelekan formasyonu genelde alt bölümü 6 metre kalınlıkta, kireçtaşı ve laminalı killi kireçtaşından oluşmaktadır, 5 metre kalınlıktaki orta kısmı ve şeyl tabakalarından oluşmaktadır. Üst bölümü ise 5 metere kalınlıkta ve çamurlu kalkerlerden ve kireçtaşlarından oluşmaktadır (Şekil 4.6).

Bölgede yapılan ÖSK'dan Piroliz ve organik palinofasiyes yapmak üzere 16 adet örnek derlenmiştir.

Yer altı çalışmaları için Kuzey Petrol Şirketinin Irak'ın kuzeyinde açmış olduğu 3 petrol kuyusu (Bj-1, Jk-1 ve Taq taq -1 kuyuları) karotları seçilmiştir (Şekil.4.6).

Bu kuyuların seçilme sebebi bu kuyularda Naokelekan formasyonunun kesilmesidir. 3 petrol kuyusuna ait karotlardan 70 adet örnek alınmıştır. Örnekler 1m aralıklarla alınmıştır ancak bazen örnek alınamaması sebebiyle örnekler arasında 5 metre

boşluk olmuştur. Naokelekan formasyonun Duhok bölgesinde 7 m, Sargelu bölgesinde 16 m

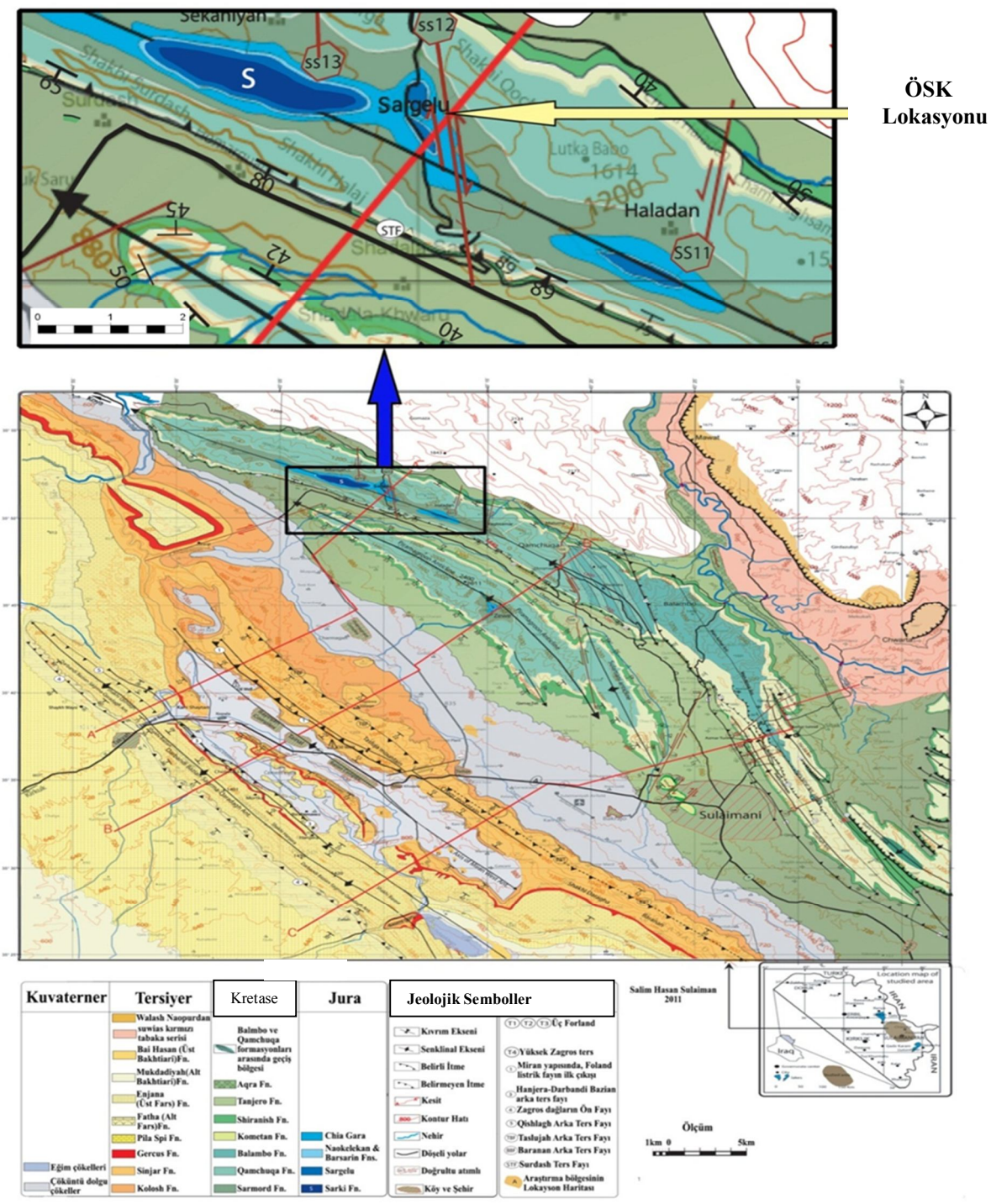


Şekil 4.5.B. Araştırma kesitinden Sargelu-Naokelekan formasyonları arasındaki sınır ilişkisi (Sargelu lokasyonu).

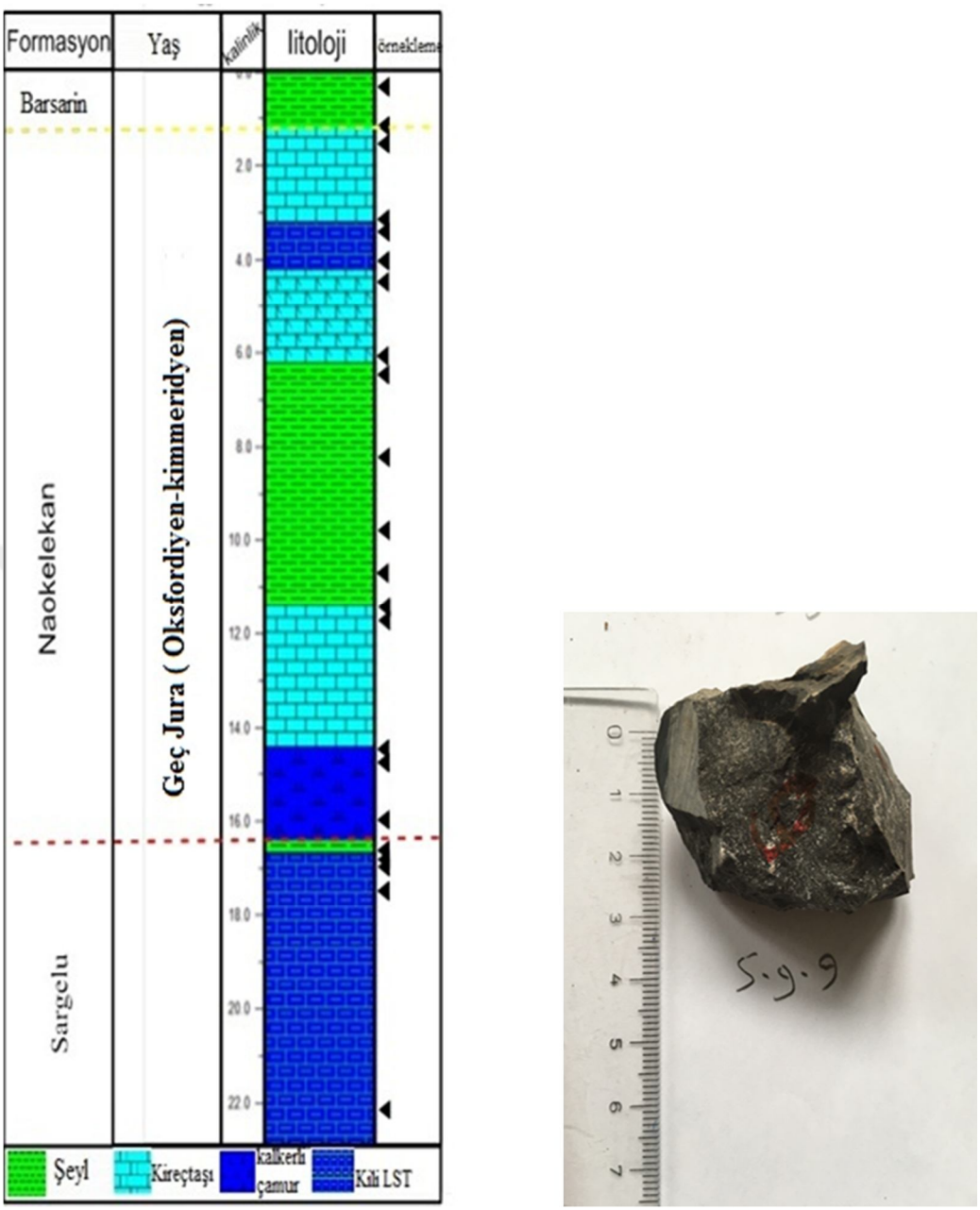


Şekil 42.5.C. Naokelekan formasyonuna ait arjilli kireçtaşlarından bir görünümü ,orta ve üst bölümü (Sargelu lokasyonu).

olarak ölçülmüştür. Ayrıca Kuzey Iraktaki çalışma bölgesinde çok sayıda sondaj yapılmıştır. Seçilen sondajlardaki Naokelekan formasyonun kalınlığı 23m-52m arasında değişmektedir, Çizelge 2-1'de gösterilmiştir.

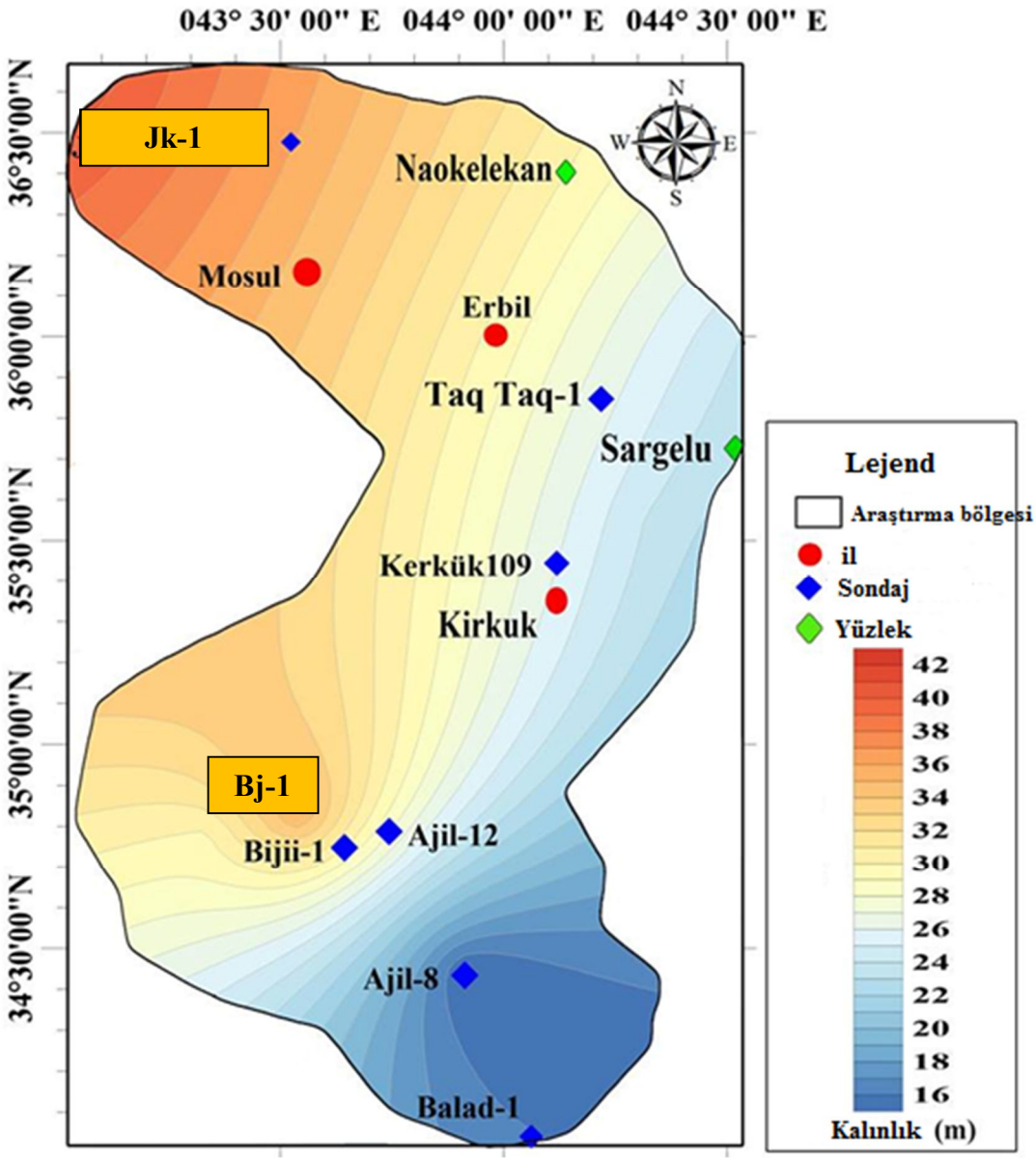


Şekil 4.5.D. Kuzey Irak taki , Süleymaniye ilinde Naokelekan formasyonun yaygınlığı ve ÖSK lokasyonu (Al-Hakari, 2011).



Şekil 4.6. Sergelu bölgesi Ölçülü Stratigrafi Kesiti.

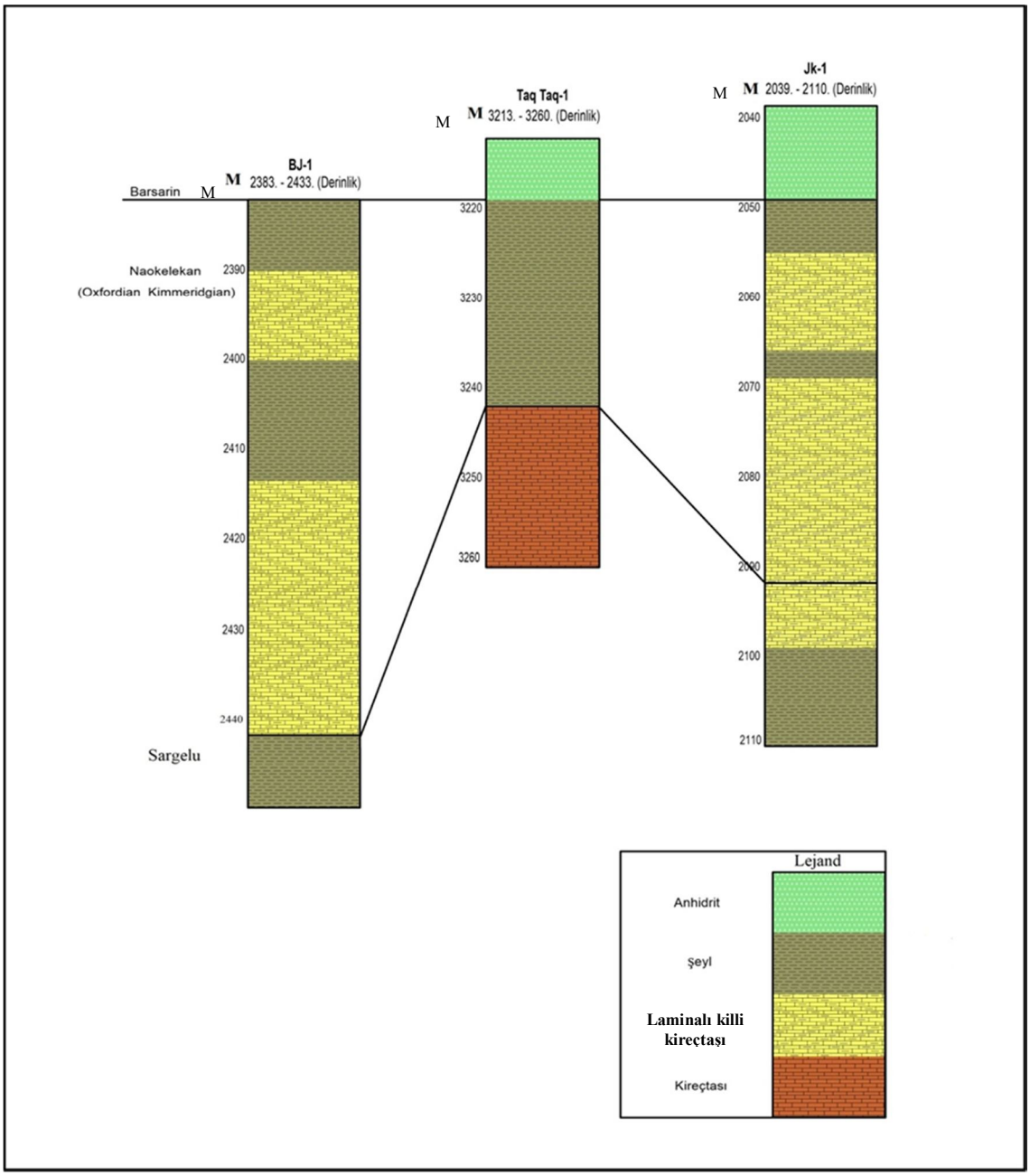
Naokelekan formasyonunun kalınlığı farklı bölgelerde farklılıklar göstermektedir. Formasyonun kalınlığı 10 ile 35 metre arasında değişmekte ancak genelde 20 metrenin altındadır (Jassim ve Goff, 2006). Formasyonun tip kesiti lokasyonundaki kalınlığı 14 m'dir. (Bellen ve ark., 1959). Banic bölgesinde Naokelekan formasyonu 7 metre ve Sargelu bölgesinde ise 16 metredir (Şekil 4.7). Naokelekan formasyonu kuzey Iraktaki bir çok petrol kuyusunda kesilmiştir. Bj-1 kuyusunda 58 metreden, Jk-1 kuyusunda ise 42 metre ve TaqTaq-1 kuyusunda 23 metreden oluşmaktadır (Şekil 4.8).



Şekil 4.7. Kuzey Iraktaki Naokelekan formasyonun kalınlık haritası.

Çizelge 4.1. Naokelekan formasyonun sondaj kuyularındaki kalınlıkları.

Kuyu adı	Kalınlık
Bj-1	58
Taq-Taq-1	23
Jk-1	42
Ajil-12	35
Ajil-8	15
Balad-1	16
Kerkük-109	22



Şekil 4.8. Bj-1,Taq Taq-1ve Jk-1 kuyularında Naokelekan formasyonun dikey kesiti (Kuzey Petrol Şirekti kuyu tamamlama raporlarına göre).

Naokelekan formasyonu tabandan tavana doğru altta bitümlü şeyl ve ince taneli kireçtaşı ile ardalanmalı ince tabakalanmalı, bitümlü kireçtaşı orta kesimde ince taneli sert, çoğunlukla ince tabakalanmalı fosilli dolomitik kireçtaşı; en üstte ise siyah bitümlü şeyl arakatmanları içeren ince tabakalanmalı oldukça yüksek bitümlü dolomit ve kireçtaşları ile temsil edilir (Hussein ve ark., 2013).

Buday (1980), Irak'ın kuzeyinde yapmış olduğu çalışmada Naokelekan formasyonun kömürlü seviyesi ve ince tabakalı fosilli dolomitik kireçtaşlarında (Mottle

Bed) *Vinalesphinctes sp., Atacioceras sp., Streblites tenulobatus, A. polypocus, Discophinctes sp., Nebrodites sp., Planites sp.* fosillere rastlamıştır. Bu fosillere göre birminin yaşı geç Oksfordiyen –Erken Kimmericiyen olarak belirlemiştir.

Jassim ve Buday (2006), Halepce bölgesinde yapmış oldukları çalışmada Naokelekan formasyonu içerisinde Bellen ve ark.,(1959) tarafından Geç Oxfordian- Erken Kimmericiyen olarak yaşlandırılan fosillere ilaveten, *Hibolites semihastatus (Blainville), Kurnubia palestiniensis Henson, Ammobaculites sp., Textulariidae., Nautiloculina oolithica Mohler, Protoglobigerina sp., the algae Cladocoropsis thaumatoporella sp., Cayeuxia doerflesiana, Cadosina sp. Dasycladacea, ve Stromatoporoid shuqraia heybrocki* bulmuştur.

Shuqraia fosili Ortadoğu' da birçok lokasyonda Oxfordian için karakteristik bir fosildir. *Hibolites semihastatus (Blaiville)* fossili Kallovian-Oxfordian yaş aralığına sahiptir. dolayısıyla Naokelekan formasyonun yaşını Kalloviyen'e kadar uzatılabilir (Shadan, 2000).

Kuzey Irakta formasyonun alt seviyelerinde bentik foraminifera (Miliolids), ostrakod, ve Planktonik foraminifera (Globuligerina), orta seviyede Ammonit, planktonik foraminifera (Globuligerina), küçük planktonik gastropod, ostracod ve pelesipod ve üst kesimde ise Ostrakod, pelesipod ve az miktarda planktonik foraminifera (Globuligerina) fosilleri tanımlanmıştır. Bu fosillere göre formasyonun yaşı Geç Oksfordiyen –Erken Kimmericiyen olarak belirlenmiştir. Bu çalışmada (Jassim ve Buday, 2006) tarafından verilen yaşlandırma kabul edilmiştir.

Naokelekan formasyonun fosil içeriği ve litolojisi, birimin oldukça yavaş yavaş gömülen malzeme girişinin çok az olduğu (starved basin) bir havzada anoksik şartlarda çökeldiğini işaret eder (Jassim ve Buday, 2006).

4.1.5. Barsarine formasyonu

Bu formasyon ilk olarak Wetzel ve Morton (1950) tarafından belirlenmiştir. Irak'ın kuzey doğusunda bulunan Balambo- Tanjero zonu, Rawnduz bölgesinin yakınlarında tip kesiti tespit edilmiştir. Bu formasyon genelde kireçtaşı ve dolomitli kireçtaşlardan oluşmaktadır. Formasyon evaporitli lagünlü ortamda çökelmiştir. Stratigrafik pozisyonuna göre bu formasyona Kimmerciyien- erken Titoniyen yaşı önerilmiştir. Formasyon tabanda

Naokelekan formasyonun uymlu olarak ve tavanında Chia gara formasyonu ile uyumlu olarak örtülür.

4.2.Yapısal Jeoloji

İnceleme alanı Arap levhası üzerinde bulunmaktadır. Arap levhası kuzey-kuzey doğudaki Toros-Zagros bir transformlu fayla ve güneyde Aden körfezi ile sınırlanır. Arap levhası genel olarak iki ana kısımdan oluşmaktadır (Beydoun, 1991):

1-Arabian kalkanı

2- Arap şelfi

4.2.1. Irak'ın ana tektonik oluşumları

Arap şelfi üzerinde bulunan Irak, 5 tektonik zona bölünmüştür:

Üçü duraysız zon, diğer ikisi ise duraylı zondan oluşmaktadır (Şekil 2.9). Günceldeki topoğrafik uzantıları, genelde ana faylarla sınırlıdır ve derin yapısal elementlerle temsil edilmektedir.

1- Bindirme zonu (Thrust zon):

Irak'ın kuzeyi ve kuzey doğusunda yer alır ve Türkiye ile Iran sınırları arasında bulunan ince bir kuşaktan oluşmaktadır. Bindirme zonu oldukça kıvrımlanmış ve faylanmış paleozoik ve Erken Jura sedimenter kayaçlar ve ofiyolit içeren yüzeylemiş magmatic ve metamorfik kayaçlardan oluşur. Bindirme zonu güney batıdan kuzey doğuya doğru dış, orta ve iç alt zonlara bölünmüştür. Dış alt zon üst kretase- Tersiyer ön ülke temsil eder. Orta alt zon geç Kretase -Paleojen yaşlı radiolariyeli-volkanojonik havza istifine sahipitir. İç alt zonu kuzey doğuda yer alır hem metamorfik ve hem de volkano klastik istifler içerir. (Jassım ve Buday, 2006 c).

2-Kıvrımlı zon:

Irak'ın kuzeyı ve kuzey doğusunda dağlık bölgeleri teşkil etmektedir. Tipik olarak 200 km genişliğindedir ve iki kısımdan oluşmaktadır:

A-Yüksek kıvrımlı zon, bu zonda Mesozoyik yaşlı kayaçlar yüzeylemektedir.

B- Basit kıvrımlı zon, Senozoyik yaşlı kayaçlar yüzeylemektedir.

3- Mezopotamyı havzası:

Dicle ile Fırat nehrinin arasında bulunan düz ve acık bölgeyi temsil etmektedir.

4-Salman zonu:

Eski yükseliş ve sığ tabanlı bölgeyi temsil etmektedir, aynı zamanda duraylı şelfin doğusunda yer almaktadır.

5-Rutbah-jezira zon:

Irak'ın batısında yer alan Paleozoyik havzasını temsil etmektedir.

4.2.2. Kuzey Irak tektonik konumu

Çalışma alanı Irak için belirlenen yüksek kıvrımlı ve Foot hill zonda yer alır (Şekil 2.9).

4.2.2.1.Foot hill zonu

Bu zonun GB sınırı Makhul-Hemrin ve Peshtikuh kıvrımlarıyla sınırlanmaktadır. Hatranın kuzeyinden başlayan zon sınırı, Tharthar vadisi boyunca uzanmaktadır ve sonra da batıya Suriye ye doğru ilerler. GD sınırı ise Dezful den geçerek (Iranın GD) ve Arap körfezinin sahili boyunca uzanmaktadır (Şekil 4.10). Doğu sınırı ise, Zagros kuşağı ve kıvrımları boyunca sınırlanmaktadır. Çekirdeğinde Paleojen ve Kretase yaşlı formasyonların yüzeylediği ve yüksek kıvrımlı zonla sınırlıdır. Foot hill zonda en derin Prekambriyen tabana sahiptir (13 km derinliğindedir) ve Miyosen-Pliyosen yaşlı Molas sedimenterleri içerir. Bu zon genelde iki kısımdan oluşmaktadır (Jassım ve Buday, 2006 c):

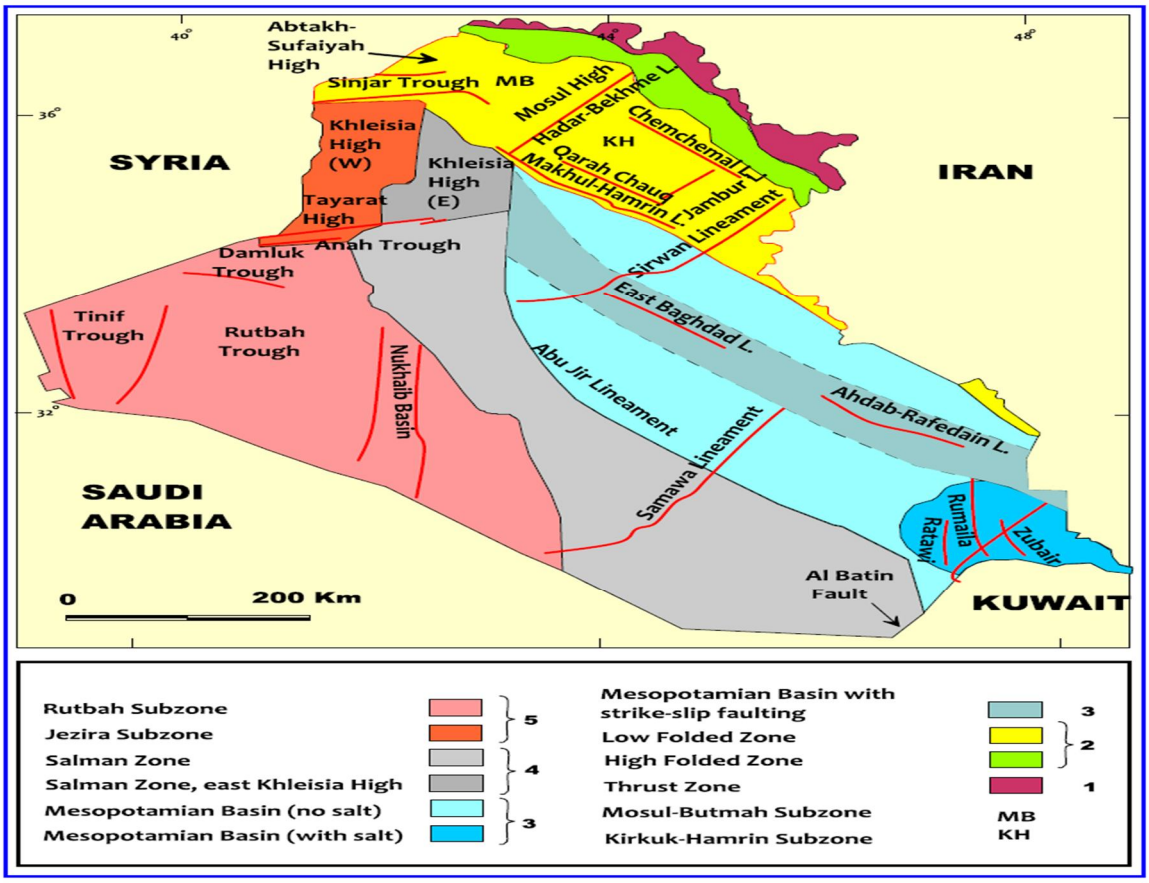
1-Güney batıda Makhul- Hemrin alt zonu

2- Kuzey doğuda Butmah-Chemchmal alt zonu

4.2.2.2.Yüksek kıvrımlı zon

Yüksek kıvrımlı zon, kuzey batıda Türkiye sınırdaki Zaho bölgesi ile güney de

Derbendikhan-Halabja bölgesi–İran sınırı arasında yer almaktadır. Bu zonun genişliği 25-50 km arasındadır. Transversel bloklar tarafından etkilenmiştir. Bu zon Kretase ve Paleojen döneminde aralıklarla yükseltilmiştir ve Geç Tersiyer de şiddetli bir şekilde deformasyona maruz kalmıştır. Yüksek kıvrımlı zon, çekirdeğinde harmonik kıvrımlı Mesozoyik yaşlı ve kanatlarında Paleojen ve Neojen kireçtaşı ve klastiklerini içerir.



Şekil 4.9. Iraktaki yapısal zonlar (Buday ve Jassim, 1987).

4.2.2.2.A. Surdash kıvrımı

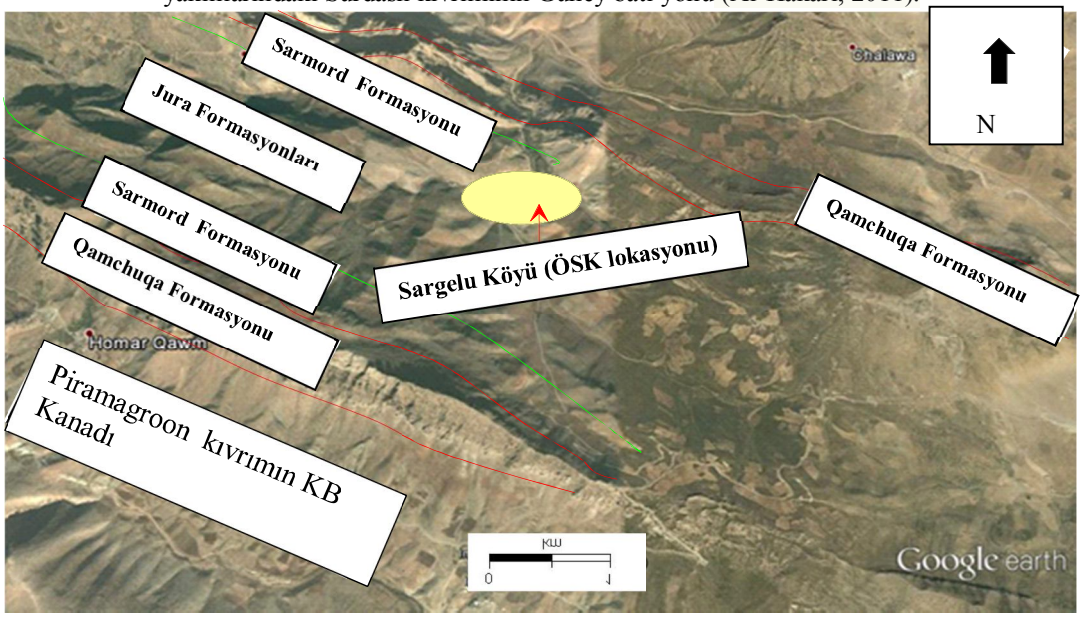
Bölgedeki diğer yapılar gibi Surdash antiklinli de kuzey batı uzanımlı Zagros kıvrımına paralel bir konumdadır. Kıvrımın güney batı kanadın da tabakalar düşeye yakındır. Doğrultu boyunca güney batı kanadı bölgelerinde , kanat yaklaşık 10-150 ters dönmüştür. Surdash antiklini güney doğuda Qizlar senklini ile kuzey batıdaysa Shaddala senklinali ile Piramagroon antiklinden ayrılır. Antiklinal çekirdeğinde.

Qamchuqa formasyonu erozona uğramıştır ve antiklinin çekirdeğinde Sarmod formasyonu açığa çıkmıştır (Şekil 4.10).

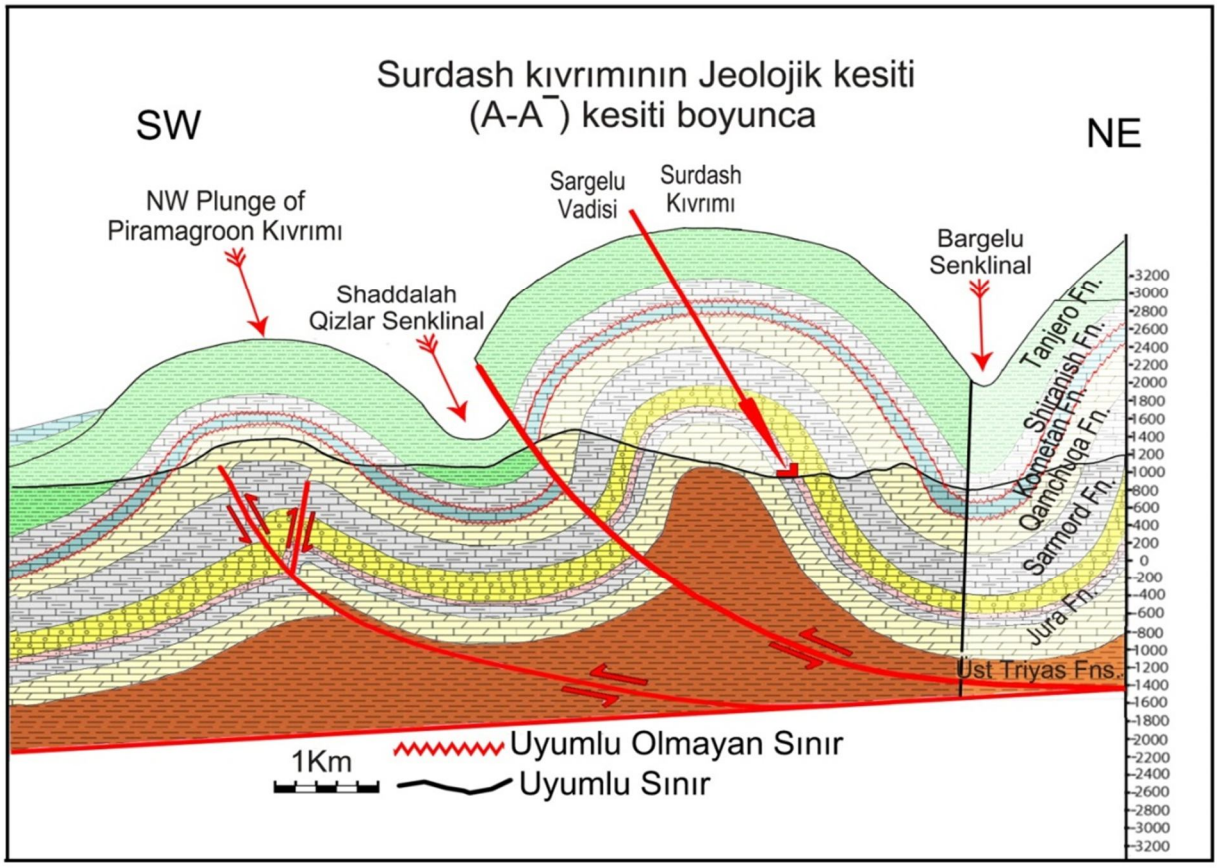
Sarmod formasyonunun altında sınırlı bölgelerde Jura formasyonları yüzeye çıkmıştır. Jura formasyonlar yaşıldan gençe doğru Chia-Gara, Barsarin, Naokelekan, Sargelu ve Sarki formasyonlarıdır (Şekil 4.11.A). İnceleme konusu olan Naokelekan formasyonu Sargelu köyü civarında Surdash antiklinin çekirdeğinde yüzeylemektedir (Şekil 4.11.B).



Şekil 4.10. Qamchuqa ve Kometan formasyonlarının düşey tabakalanma yüzeyleri. Daban köyü yakınlarındaki Surdash kıvrımının Güney batı yönü (Al-Hakari, 2011).



Şekil 4.11.A., Sargelu bölgesinde Surdash kıvrımının aşınmış çekirdeğindeki Google Earth'teki uydu fotoğrafindaki görünümü.



Şekil 4.11.B. Surdash kıvrımının jeolojik kesiti (Al-Hakari, 2011).

5. ORGANİK JEOKİMYA

Organik jeokimya uzun yılardan beri petrol aramalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu araştırma uygulamaları son yıllardaki teknik gelişmeler ve bilgi birikiminin bir sonucu olarak havzaların önemli özeliklerinin araştırmalısında direk olarak kullanılmaktadır. Organik jeokimya, kaynak kayanın kalitesi, zenginliği ve ısısal olgunluğunu kontrol eden çok sayıda değişkeni bir araya getirerek arama verimliğini artırmıştır (Murris, 1984; Hunt, 1994). Sedimenter kayaçlar içerisinde korunan organik maddenin miktarı ve tipi, organik üretkenlik, oksidasyon seviyesi ve ortamdaki sedimenter işlevler gibi çok sayıda jeolojik ve ortamsal işlevlerin bir fonksiyonudur (Pedersen ve Calvert, 1990).

Bu çalışmada, inceleme alanındaki Naokelekan formasyonundaki değerlerinin organikçe zengin örneklerin, organik jeokimyasal özellikleri ve çökelme ortamları incelenmiştir.

5.1.Piroliz analizi

Petrol, ana kayalarında organik materyal kerojen ve bitüm şeklinde bulunmaktadır. Toplam organik karbon, bir kaya örneğindeki organik madde miktarını temsil etmektedir (Peters ve Cassa, 1994). Bissada (1982) iye göre bir kayaçın ana kayaç olarak değerlendirmesi için TOC içeriğinin en az 1% olması gerekmektedir, Ancak Tissot ve WeIte (1984) göre ise, TOC içeriği 0.5% fazla olan şeyller, 0.04 den fazla olan bitümlü şeyller petrol ana kayaçı olarak tanımlanabilir (Sarı ve ark., 2016). Anakayaç tipleri TOC içeresine göre farklı yazarlar tarafından farklı bir şekilde sınıflanmıştır Çizelge (5.1).

Çizelge 5.1. TOC sınır değerleri ve kaynak kaya petrol potansiyeli sınıflaması.

Tissot ve WeIte (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

5.1.1.Toplam organik karbon verileri

Naokelekan formasyonundan alınan örneklerin TOC değerleri Çizelge (5.2, 5.3 ,5.4 ve 5.5). Şekil (5-2-A,B,C) de verilmiştir. Bj-1 kuyusuna ait karotlardan alınan 33 adet kaynak kaya örneğinin Rock-Eval analizinden elde edilen Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri % wt 0.46-21.33 (ortalama % wt 7.06), Taq Taq-1 kuyusuna ait incelenen 7 adet kaynak kaya örneğinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri ise % wt 0.85-1.66 (ortalama % 1.06) ve Jk-1 kuyusuna ait incelenen 7 adet kaynak kaya örneğinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri ise % wt 1.04-4.16 (ortalama % 2.15) arasında değişmektedir. Süleymaniye ilindeki Sargelu kesitinden alınan 14 el örneğinin Rock-Eval analizinden elde edilen Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri % wt 0.24-5.31 (ortalama % 1.30) arasında değişmektedir. Bu karotların değerler, karot örneklerinin iyi-zengin (Tissot ve WeIte, 1984), yeterli (Jarvie, 1991) ve iyi-mükemmel (Peters ve Cassa, 1994) kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu, Sargelu kesitindeki örneklerin ise zayıf kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir Çizelge (5.1)

Çizelge 5.2. Bj-1 kuyusuna ait Rock-Eval verileri.

NO	Derinlik m	TOC%	S1 (mgHC/ g kaya)	S2 (mgHC/ g kaya)	S3 (mgHC/ g kaya)	S2/S3	PY, mgHC/g Kaya	PY, ppm	PI	Tmax	HI, mg HC/g TOC	OI,mgCO 2/gTOC	RC, wt%	PC, wt%	S1/ TOC
1	2383	1	0.77	4.19	0.61	6.86	4.19	4960	0.15	434	419	61	0.55	0.45	0.77
2	2384	1.11	0.83	4.55	0.38	11.97	5.38	5380	0.15	434	410	34	0.63	0.48	0.74
3	2385	3.05	2.33	18.49	0.78	23.66	20.79	20790	0.11	435	605	26	1.26	1.79	0.76
4	2386	2.88	1.17	10.5	0.72	14.58	11.67	11670	0.1	435	365	25	1.84	1.04	0.40
5	2387	1.99	0.57	5.45	0.84	6.95	6.11	6110	0.09	430	278	42	1.43	0.56	0.28
6	2388	1.12	0.4	3.78	0.66	5.72	4.18	4180	0.1	435	338	59	0.72	0.4	0.35
7	2389	0.46	0.24	0.96	0.39	2.46	1.2	1200	0.2	426	209	85	0.34	0.12	0.52
8	2391	5.26	0.99	24.47	1	24.47	25.46	25460	0.04	441	465	19	3.07	2.19	0.18
9	2392	5.44	1.14	19.49	1.07	18.21	20.63	20630	0.06	438	358	20	3.65	1.79	0.20
10	2393	2.26	0.68	8.15	0.77	10.58	8.83	8830	0.08	438	361	34	1.47	0.79	0.30
11	2394	0.92	0.33	2.35	0.5	4.7	2.68	2680	0.12	431	255	54	0.66	0.26	0.35
12	2401	22.89	2.02	119.72	2.97	40.30	121.74	121740	0.02	441	523	13	12.64	10.2	0.08
13	2402	15.91	1.66	82.18	2.64	31.12	83.84	83840	0.02	442	517	17	8.82	7.09	0.14
14	2403	13.64	1.47	68.02	2.87	23.7	69.49	69490	0.02	441	499	21	7.74	5.9	0.10
15	2404	21.03	1.54	107.79	4.2	25.66	109.33	109330	0.01	442	513	20	11.78	9.25	0.07
16	2405	19.35	1.36	91.79	3.41	26.91	93.15	93150	0.01	440	474	18	11.41	7.94	0.07
17	2407	10.37	1.1	47.61	3.61	13.18	48.71	48710	0.02	441	459	35	6.16	4.21	0.10
18	2409	13.3	1.47	67.92	2.18	31.15	69.39	69390	0.02	442	511	16	7.44	5.86	0.11
19	2410	13.64	1.3	68.52	1.91	35.87	69.82	69.820	0.02	442	502	14	7.75	5.89	0.09
20	2411	11.96	1.4	64.62	2.08	31.06	66.02	66020	0.02	442	540	17	6.38	5.85	0.11
21	2412	8.94	1.05	44.05	1.22	36.10	45.1	45100	0.02	439	493	14	5.11	3.83	0.11
22	2413	6.07	0.86	29.19	1.39	21	30.05	30050	0.03	439	481	23	3.5	2.57	0.14
23	2414	3.59	0.55	16.54	0.87	19.01	17.09	17090	0.03	439	461	24	2.11	1.48	0.15
24	2432	1.19	0.3	2.07	0.6	3.54	2.37	2370	0.13	437	174	50	0.96	0.23	0.25
25	2433	1.08	0.4	0.43	0.6	0.71	0.83	830	0.48	581	40	56	0.98	0.1	0.37
26	2434	3.39	0.88	1.21	0.83	1.45	2.09	2090	0.42	583	36	24	3.17	0.22	0.25
27	2435	2.79	0.68	0.92	0.63	1.46	1.6	1600	0.42	579	33	23	2.62	0.17	0.24
28	2436	7.67	1.09	2.81	0.85	3.30	3.9	3900	0.28	585	37	11	7.28	0.39	0.14
29	2437	5.58	0.89	1.82	0.94	1.93	2.71	2710	0.33	584	33	17	5.29	0.29	0.15
30	2438	9.91	1.03	2.91	1.35	2.15	3.94	3940	0.26	594	29	14	9.47	0.44	0.10
31	2439	9.54	1.03	2.7	1.33	2.03	3.73	3730	0.28	595	28	14	9.12	0.42	0.10
32	2440	3.42	0.65	0.87	0.88	0.98	1.52	1520	0.43	597	25	26	3.24	0.18	0.19

33	2441	2.29	0.46	0.56	0.63	0.88	1.02	1020	0.45	602	24	28	2.17	0.12	0.20

Çizelge 5.3. Taq Taq-1 kuyusuna ait Rock-Eval verileri.

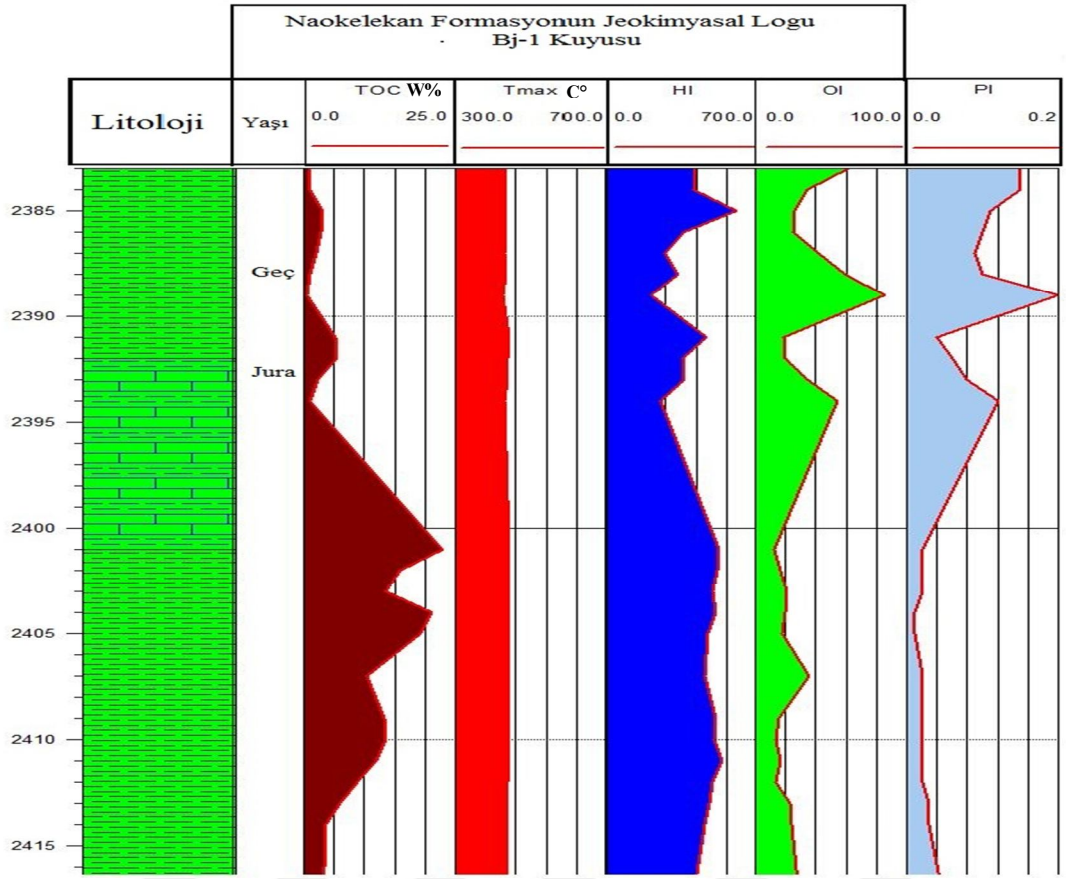
NO	Derinlik M	TOC %	S1 (mg HC/g kaya)	S2 (mg HC/g kaya)	S3 (mg HC/g kaya)	S2/S3	PY, mg HC/g Kaya	PY, ppm	PI	Tmax	HI, mg HC/g TOC	OI, mg CO2/g TOC	RC, wt%	PC, wt%	S1/ TOC
1	3219	0.95	0.1	0.09	0.54	0.16	0.19	190	0.51	419	9	57	0.91	0.04	0.10
2	3220	1.22	0.15	0.12	0.54	0.22	0.27	270	0.55	433	10	44	1.17	0.05	0.12
3	3221	0.85	0.1	0.27	0.68	0.39	0.37	370	0.27	433	32	80	0.79	0.06	0.11
4	3224	0.87	0.29	0.31	0.41	0.75	0.6	600	0.49	584	36	47	0.8	0.07	0.33
5	3225	1.04	0.23	0.27	0.89	0.30	0.5	500	0.46	595	26	86	0.96	0.08	0.22
6	3226	1.66	0.47	0.43	0.61	0.70	0.9	900	0.53	602	26	37	1.55	0.11	0.28
7	3230	0.85	0.32	0.41	0.59	0.69	0.73	730	0.44	445	48	69	0.76	0.09	0.37

Çizelge 5.4. Jk-1 kuyusuna ait Rock-Eval verileri.

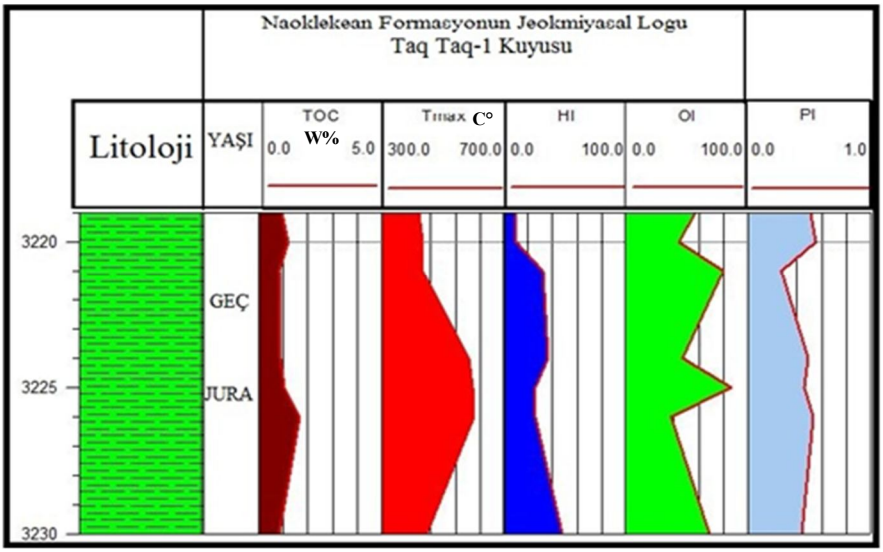
NO	Derinlik M	TOC %	S1 (mg HC/g kaya)	S2 (mg HC/g kaya)	S3 (mg HC/g kaya)	S2/S3	PY, mg HC/g Kaya	PY, ppm	PI	Tmax	HI, mg HC/g TOC	OI, mg CO2/g TOC	RC, wt%	PC, wt%	S1/ TOC
1	2061	1.04	0.35	3.01	0.41	7.34	3.36	3360	0.11	427	289	39	0.72	0.32	0.33
2	2063	3.65	1.61	16.05	0.82	19.57	17.66	17660	0.09	429	440	22	2.09	1.56	0.44
3	2068	3.51	2	15.98	0.86	18.58	17.98	17980	0.11	427	455	25	1.94	1.57	0.56
4	2072	4.16	6.92	28	1.31	21.37	34.92	34920	0.2	344	673	31	1.14	3.02	1.66
5	2074	1.93	1.03	8.55	0.5	17.1	9.58	9580	0.11	428	443	26	1.08	0.85	0.53
6	2077	1.4	0.85	4.2	0.75	5.6	5.05	5.050	0.17	423	300	54	0.91	0.49	0.60
7	2078	1.73	0.69	4.33	0.88	4.92	5.02	5020	0.14	423	250	51	1.24	0.49	0.39
8	2088	1.43	0.52	2.59	1.16	2.23	3.11	3110	0.17	425	181	81	1.06	0.37	0.36
9	2089	1.11	0.41	1.63	1.29	1.26	2.04	2040	0.2	425	147	116	0.85	0.26	0.36
10	2090	1.62	0.66	4.8	1.22	3.93	5.46	5460	0.12	429	296	75	1.06	0.56	0.40

Çizelge 5.5. Sargelu kesitine ait Rock-Eval verileri.

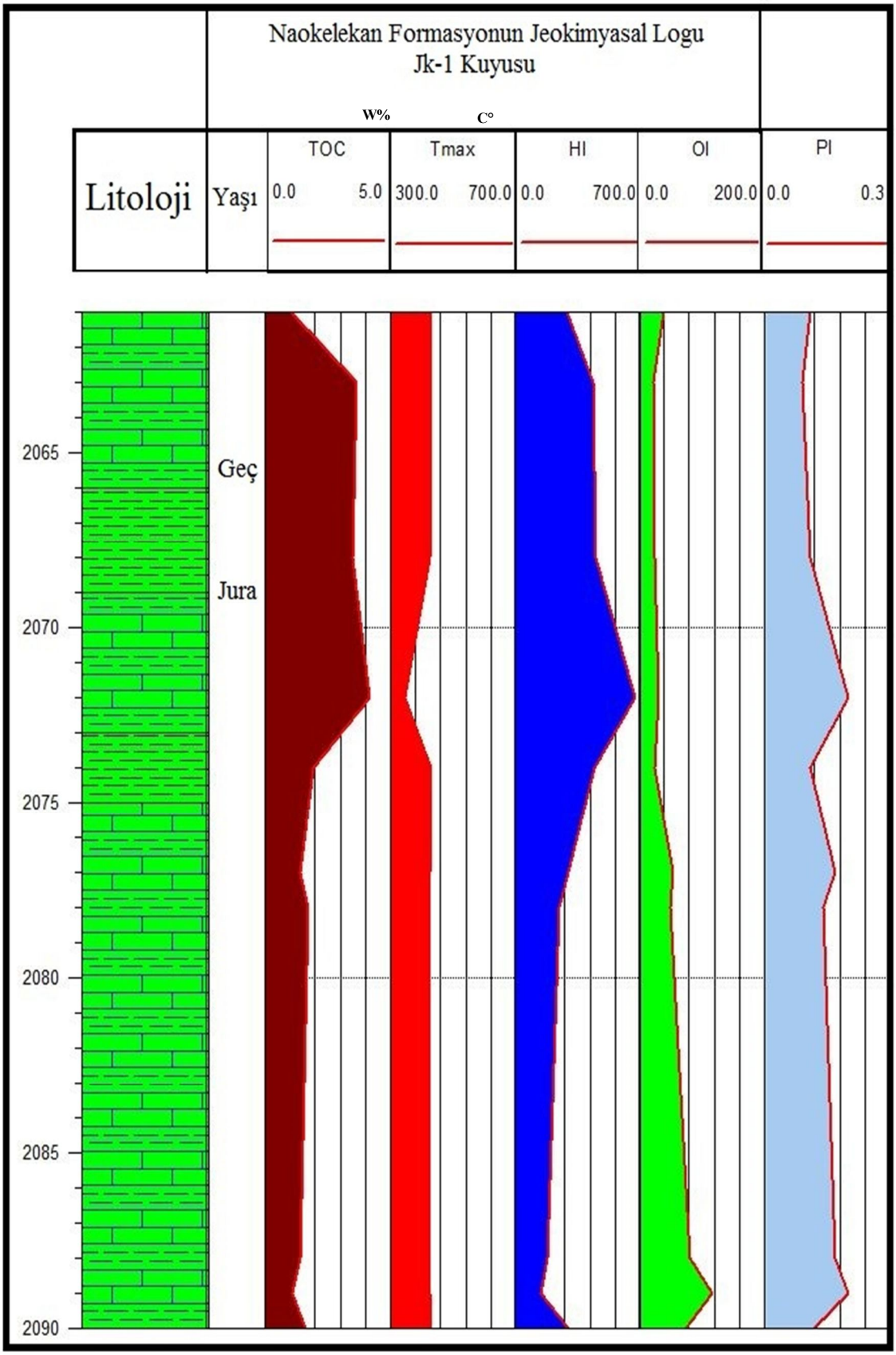
ÖSK	Örnek No	TOC %	S1 (mg HC/g kaya)	S2 (mg HC/g kaya)	S3 (mg HC/g kaya)	S2/S3	PY, mg HC/g Kaya	PY, ppm	PI	Tmax	HI, mg HC/g TOC	OI, mg CO2/g TOC	RC, wt%	PC, wt%	S1/ TOC
1	Na-8	5.31	0.02	0.41	6.42	0.06	430	0.43	0.05	534	8	121	4.98	0.33	0.03
2	Na-9	0.66	0.03	1.12	0.63	1.77	1150	1.15	0.03	447	170	95	0.53	0.13	0.04
3	Na-10	3.77	0.02	0.59	4.4	0.13	610	0.61	0.03	454	16	117	3.51	0.26	0.05
4	Na-11	1.68	0.05	0.48	1.1	0.43	530	0.53	0.1	446	29	65	1.58	0.1	0.02
5	Na-12	1.6	0.21	0.78	0.9	0.86	990	0.99	0.21	451	49	56	1.47	0.13	0.13
6	Na-13	1.47	0.15	2.53	1.01	2.50	2680	2.68	0.06	451	172	69	1.19	0.28	0.10
7	Na-14	0.48	0.04	0.22	0.48	0.45	520	0.52	0.17	449	46	100	0.44	0.04	0.08
8	Na-15	0.29	0.04	0.13	0.29	0.44	170	0.17	0.23	469	45	100	0.26	0.03	0.13
9	Na-16	0.51	0.04	0.31	0.33	0.93	350	0.35	0.12	472	61	65	0.46	0.05	0.07
10	Na-17	0.61	0.03	0.24	0.69	0.34	270	0.27	0.12	433	39	113	0.55	0.06	0.04
11	Na-18	0.3	0.01	0.11	0.39	0.28	120	0.12	0.12	445	37	130	0.27	0.03	0.03
12	Na-19	0.45	0.05	0.45	1.24	0.36	500	0.5	0.11	437	100	276	0.36	0.09	0.11
13	Na-21	0.24	0.01	0.09	0.34	0.26	100	0.1	0.11	443	38	142	0.22	0.02	0.04
14	Na-22	0.94	0.5	0.68	2.17	0.31	1180	1.18	0.07	431	72	231	0.79	0.15	0.53



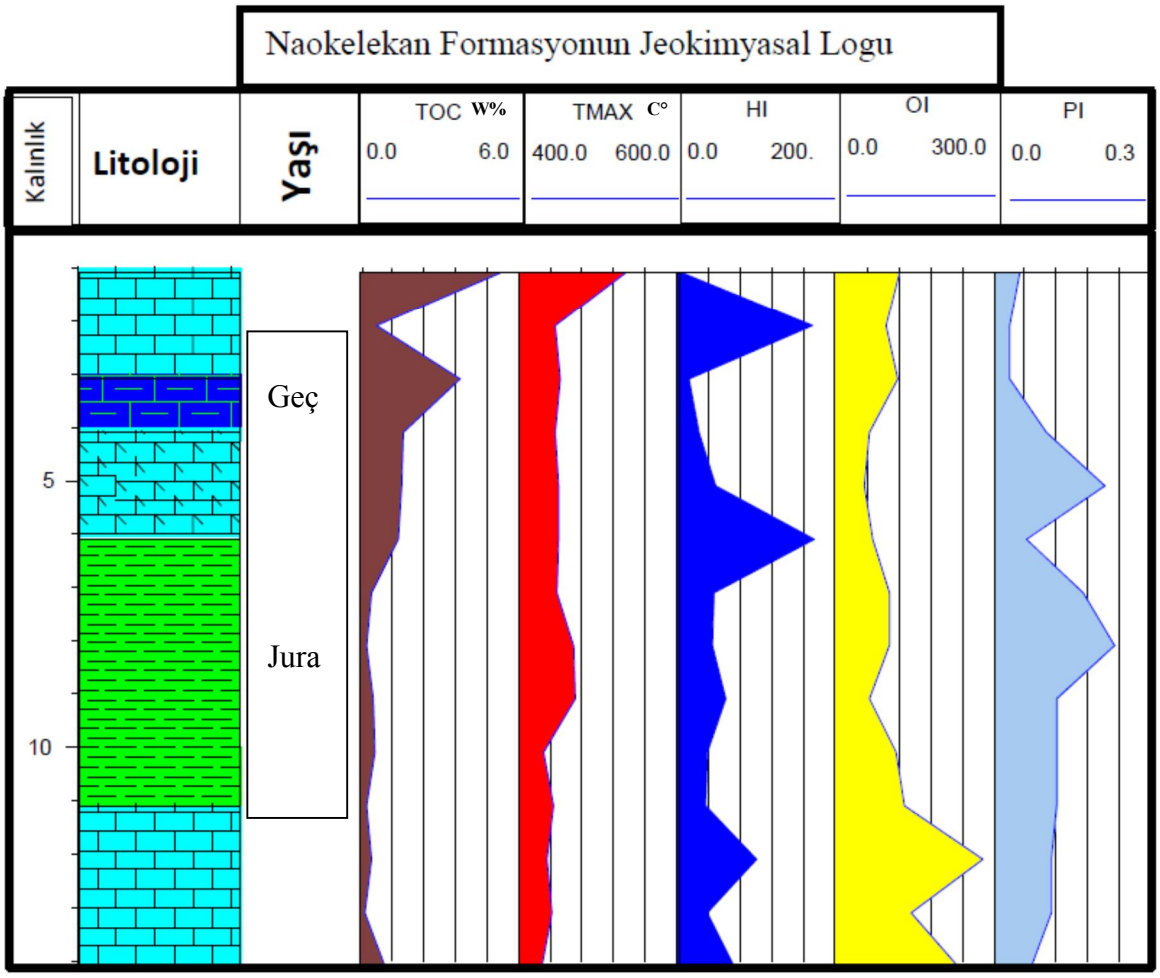
Şekil 5.4. A . Bj-1 kuyusundaki örneklerin TOC, T_{max}, HI, OI ve PI değerlerinin derinlikle değişimi.



Şekil 5.4. B . Taq Taq-1 kuyusundaki örneklerin TOC, T_{max}, HI, OI ve PI değerlerinin derinlikle değişimi.



Şekil 5.4. C. Jk-1 kuyusundaki örneklerin TOC, T_{max}, HI, OI ve PI değerlerinin derinlikle değişimi.



Şekil 53.4. D. Sargelu kesitinde örneklerin TOC, T_{max}, HI, OI ve PI değerlerinin derinlikle değişimi.

5.1.2. Rock Eval parameterleri

Bu analiz süresince 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;

a-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.

b-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 ve mg HC/g kaya şeklinde ifade edilir.

c-300 ile 390°C arasında oksijen bileşikleri ayrışır ve CO_2 miktarı mg CO_2/g kaya olarak ifade edilen **S_3 piki** ölçülür.

d-S_2 pikinin maksimum olduğu nokta maksimum sıcaklık olarak isimlendirilip, **Tmax °C** ile ifade edilir. E-Rezidül karbon (C_R); 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**, kayaçta mg CO_2/g kayaç olarak ifade edilir.

Piroliz analizlerinden elde edilen S_1, S_2, S_3 pik değerleri ile T_{max} değerleri kullanılarak farklı organik jeokimyasal parametreleri elde edilmiştir. Bunlar sırasıyla;

5.1.2.1.Hidrojen indeks (HI) parametresi

Hidrojen İndeks (HI, mg HC/g kaya). kerojenin hidrojence zenginliğini gösteren bir parametredir, S2 (ppm) / TOC x 100 ile ifade edilir. Hidrojence zenginlik algal kerojenlerde en yüksektir. Hidrojen İndeks parametresi Tip I kerojenlerde en yüksek iken, Tip III kerojenlerde ise en düşük değere sahip olmaktadır. Yani, Hidrojen İndeks değeri ne kadar yüksek ise kerojen o derece de zengin petrol potansiyeline sahip olur (Sarı, 2014).

5.1.2.2.Oksijen indeks (OI) parametresi

Kerojenin oksijence zenginliğini gösterir ve S_3 (ppm) / TOC x 100 ile ifade edilir. Oksijen indeksi, karasal bitkiler ve selüloz gibi karsal kaynaklardan beslenen kerojenlerde en yüksektir. Dolayısıyla hidrojen indeksinin aksine, oksijen indeks parametresi Tip III kerojenlerde en yüksek iken, Tip I kerojenlerde ise en düşük değerlere sahiptir (Sarı, 2014).

5.1.2.3.Üretim indeksi (PI) parametresi

Üretim indeksi $PI=S_1/(S_1+S_2)$, hazır ve üretilmiş olan hidrokarbonların, potansiyel hidrokarbonlara olan oranıdır. Düşük PI oranları genelde ana kayacın olgunlaşmamış olduğuna işaret ederken ana kayanın olgunlaşmasıyla birlikte PI değeri de artar.

5.1.2.4. Jenetik potansiyeli (petrol kaynak kayası potansiyeli, (PY)

Jenetik potansiyel, hidrokarbon üretim potansiyeli hakkında bilgi verir ve matematiksel olarak PY= (S_1 + S_2) hesaplanır ve mg HC /g kaya olarak ifade edilir (Tissot and Welte, 1984).

5.1.2.5. Rezidüel karbon (RC) parametresi

Rezidüel karbon- (RC), 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 ve ark., 2006).

5.1.2.6. Piroliz edilebilen karbon (PCI) parametresi

Analiz sırasında bir numuneden en fazla üretebilen hidrokarbon miktarı, Piroliz edilebilen karbon olarak tanımlanmaktadır. Matematiksel olarak, PCI = 0.83 x (S_1 + S_2) hesaplanmaktadır (Reed and Ewan 1986; Pimmel and Claypool 2001; Shaaban et al. 2006). PCI, kerojen tipini ve hidrokarbon potansiyeli değerlendirmelerinde kullanmaktadır. (Reed ve Ewan, 1986; Shaaban ve ark., 2006).

5.1.3. Organik madde Tipi/ Kerojen Tipi

Kerojen, sedimentler içerisinde dağılmış olarak bulunan organik materyaldir ve yüksek ağırlıklı bileşendir. Kerojen ne sulu alkalin çözücüler ne de yaygın organik çözücülerde çözülmez (Tissot ve Welte, 1984). Kerojen dört ana tip olarak sınıflanmaktadır:

1-Tip-I kerojen: Kapalı havzalarda ve göllere taşınan esas olarak , algal lipitlerden , yada mikrobial aktivitelerle lipitçe zenginleşmiş organik materyallerden oluşturmaktadır. Çok sayıda alifatik halka ve bir çok aromatik çekirdek içerir. H/C oranı orijinal olarak yüksektir, ve petrol üretme potansiyeli yüksektir.

2-Tip-II kerojen: Anoksik denizel ortamlarda, depolanmış Sapropelik organik materyalden oluşmaktadır. Çok fazla aromatik ve naftanif halkalar içerirler. H/C oranı ve

petrol üretme potansiyeli, Tip-I kerojen den daha azdır, ancak önemlidir.

3-Tip-III kerojen : Karasal büyük bitkilerden kaynaklanan humik materyallerden oluşur. Bu tip kerojen düşük H/C oranına ve yüksek oksijen içeriğine sahiptir, bundan dolayı genellikle gaz üretmektedir (Tissot ve ark., 1974).

4-Tip IV Kerojen ise; çok fazla oksidasyon koşulları altında kalan, önceki depolanma ortamından aşınarak yeniden bir araya gelen veya yanmış odunsu materyellerden meydana gelen organik materyallerdir. Hidrokarbon üretme potansyelleri genellikle yoktur, yada CH_4 gazı üretirler (Sarı, 2014).

5.3.1.1. Hidrojen indeksi (HI)

Rock Eval Piroliz analiz sonuçlarından elde edilen Hidrojen indeks HI= (S_2/TOCx100) değerlerine göre Peters ve Cassa (1994) kerojen tipi ve üretebileceği HC sınıflaması geliştirmiştir.

Çizelge 5.6. Peters ve Cassa (1994) ya 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

Bj-1 kuyusundan alının ve incelenen örneklerin Hidrojen indeks değerleri 24-605 mg HC/g kaya, Taq Taq-1 ait olan ve incelenen örneklerin Hidrojen indeks değerleri ise 9-48 mg HC/g kaya ve Jk-1 kuyusunda incelenen örneklerin Hidrojen indeks değerleri ise 147-673 mg HC/g kaya arasında değişmektedir. Buna göre, Bj-1 kuyusunda incelenen karot örneklerinin kerojen tipi genelde Tip II kerojen ve önemli bir miktarda Tip IV kerojenden oluşmaktadır. Taq Taq-1 kuyusundaki örnekler ise tamamen Tip IV kerojenden oluşmakta ve Jk-1 kuyusundaki örnekler Tip II/III kerojen olarak sınıflandırılmıştır. Yüzleklerden (Sargelu) alınan ve incelen örneklerde genelde Tip IV kerojen olarak tespit edilmiştir (Çizelge 5.6).

5.3.1.2. HI-OI, HI-Tmax,ve TOC-S_2 diyagramları

Rock-Eval piroliz analizi sonucu elde edilen oksijen indeksi (OI) ve hidrojen indeksi (HI), TOC, T_{max} ve S_2 değerleri kullanarak oluşturulan diyagramlar yardımıyla kerojen tipleri belirlenebilir (Şekil 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 A-B-C-D, Çizelge. 5.7, 5.8, 5.9, 5.10) (Hunt, 1996).

Çizelge 5.7. Bj-1 kuyusunda incelenen örneklerin HI değerlerine göre kerojen ve hidrokarbon tipleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik (m)	HI, mg HC/g kaya	Kerojen Tipi	Hidrokarbon Tipi
1.	2383	419	Tip II	Petrol
2.	2384	410	Tip II	Petrol
3.	2385	605	Tip I	Petrol
4.	2386	365	Tip II	Petrol
5.	2387	278	Tip II - Tip III	Petrol – Gaz Karışık
6.	2388	338	Tip II	Petrol
7.	2389	209	Tip II - Tip III	Petrol – Gaz Karışık
8.	2391	465	Tip II	Petrol
9.	2392	358	Tip II	Petrol
10.	2393	361	Tip II	Petrol
11.	2394	255	Tip II - Tip III	Petrol – Gaz Karışık
12.	2401	523	Tip II	Petrol
13.	2402	517	Tip II	Petrol
14.	2403	499	Tip II	Petrol
15.	2404	513	Tip II	Petrol
16.	2405	474	Tip II	Petrol
17.	2407	459	Tip II	Petrol
18.	2409	511	Tip II	Petrol
19.	2410	502	Tip II	Petrol
20.	2411	540	Tip II	Petrol
21.	2412	493	Tip II	Petrol
22.	2413	481	Tip II	Petrol
23.	2414	461	Tip II	Petrol
24.	2432	174	Tip III	Gaz
25.	2433	40	Tip IV	Sınırlı Gaz
26.	2434	36	Tip IV	Sınırlı Gaz
27.	2435	33	Tip IV	Sınırlı Gaz

28.	2436	37	Tip IV	Sınırlı Gaz
29.	2437	33	Tip IV	Sınırlı Gaz
30.	2438	29	Tip IV	Sınırlı Gaz
31.	2439	28	Tip IV	Sınırlı Gaz
32.	2440	25	Tip IV	Sınırlı Gaz
33.	2441	24	Tip IV	Sınırlı Gaz

Çizelge 5.8. Taq Taq-1 kuyusunda incelenen örneklerin HI değerlerine göre kerojen ve hidrokarbon tipleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik (m)	HI, mg HC/g kaya	Kerojen Tipi	Hidrokarbon Tipi
1	3219	9	Tip IV	Sınırlı Gaz
2	3220	10	Tip IV	Sınırlı Gaz
3	3221	32	Tip IV	Sınırlı Gaz
4	3224	36	Tip IV	Sınırlı Gaz
5	3225	26	Tip IV	Sınırlı Gaz
6	3226	26	Tip IV	Sınırlı Gaz
7	3230	48	Tip IV	Sınırlı Gaz

Çizelge 5.9. Jk-1 kuyusunda incelenen örneklerin HI değerlerine göre kerojen ve hidrokarbon tipleri (Peters ve Cassa, 1994).

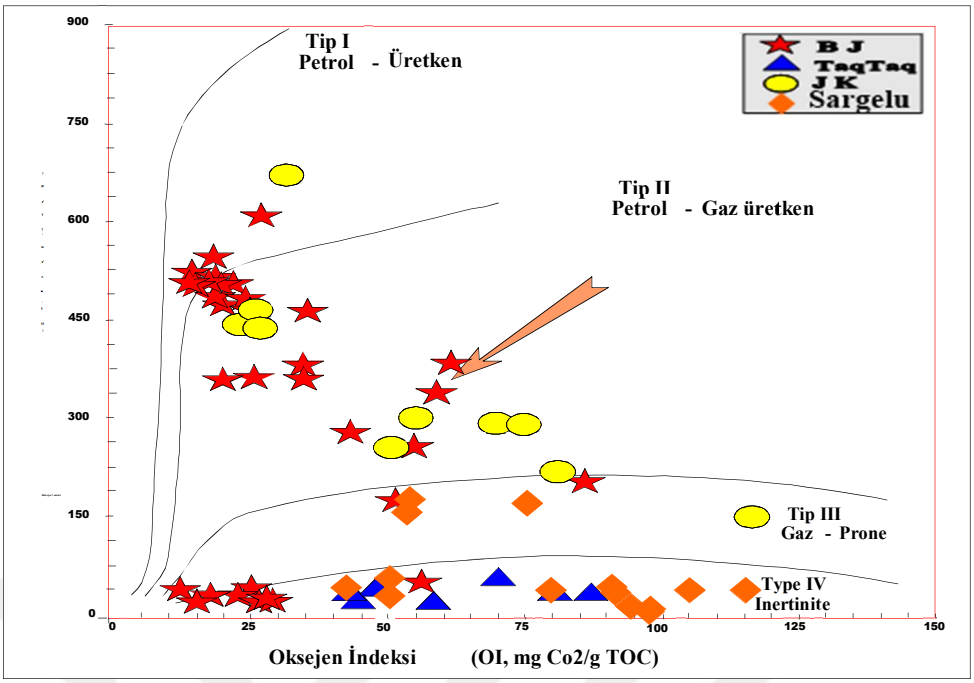
Örnek No	Derinlik (m)	HI, mg HC/g kaya	Kerojen Tipi	Hidrokarbon Tipi
1	2061	289	Tip II - Tip III	Petrol – Gaz Karışık
2	2063	440	Tip II	Petrol
3	2068	455	Tip II	Petrol
4	2072	673	Tip I	Petrol
5	2074	443	Tip II	Petrol
6	2077	300	Tip II - Tip III	Petrol – Gaz Karışık
7	2078	250	Tip II - Tip III	Petrol – Gaz Karışık
8	2088	181	Tip III	Gaz
9	2089	147	Tip III	Gaz
10	2090	296	Tip II - Tip III	Petrol – Gaz Karışık

Çizelge 5.10. Sargelu bölgesinde incelenen örneklerin HI değerlerine göre kerojen ve hidrokarbon tipleri (Peters ve Cassa, 1994).

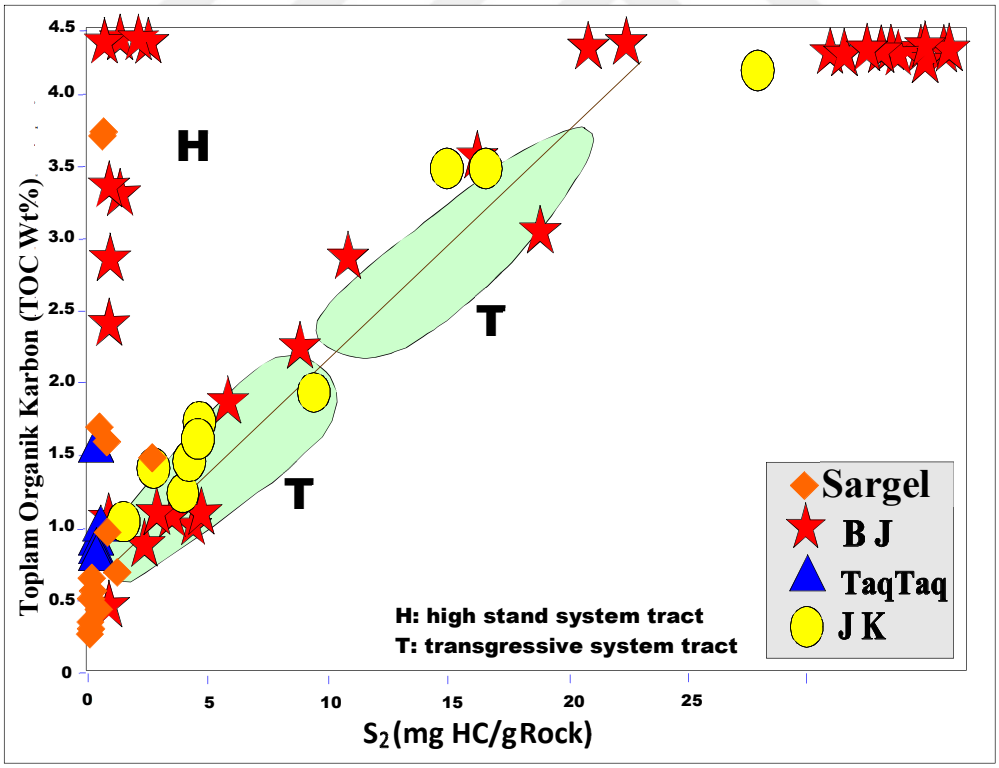
No	ÖSK No	HI, mg HC/g kaya	Kerojen Tipi	Hidrokarbon Tipi
1	Na-8	8	Tip IV	Sınırlı Gaz
2	Na-9	170	Tip III	Gaz
3	Na-10	16	Tip IV	Sınırlı Gaz
4	Na-11	29	Tip IV	Sınırlı Gaz
5	Na-12	49	Tip IV	Sınırlı Gaz
6	Na-13	172	Tip III	Gaz
7	Na-14	46	Tip IV	Sınırlı Gaz
8	Na-15	45	Tip IV	Sınırlı Gaz
9	Na-16	61	Tip III	Gaz
10	Na-17	39	Tip IV	Sınırlı Gaz
11	Na-18	37	Tip IV	Sınırlı Gaz
12	Na-19	100	Tip III	Gaz
13	Na-20	38	Tip IV	Sınırlı Gaz
14	Na-21	72	Tip III	Gaz

Van Krevelen diyagramında Bj-1 kuyusuna ait örneklerin çoğu Tip I/II kerojen bölgesine, çok az bir kısım ise Tip IV kerojen bölgesine düşerken Taq Taq-1 ve Jk-1 kuyu örneklerinin çoğu Tip III kerojen bölgesine düşmektedir (Şekil 5.3). Sargelu kesitindeki örneklerin çoğu Tip III kerojen, çok az bir kısmı ise Tip III kerojen bölgesine düşmektedir (Şekil 5.3). Buna göre Bj-1 kuyusundaki organik madde petrol üretken iken diğer bölgelerdeki daha çok gaz üretkendir.

Rock-Eval piroliz yöntemini kullanarak, sedimantolojik sistem tract bilgileri genelde S_2-TOC diyagramı ile belirlenebilir (Dahl ve ark., 2004). Bu diyagramda transgresif sistem tract ve high sistem tract ayrıtlanabilir (Dahl ve ark., 2004). Transgresif sistem tract düşük açılı, yatay trende yakın şekilde görülür. High sistem tract ise büyük açılı bir şekilde görülür. Transgresif sistem tract yüksek miktarda Petrol-prone organik maddeye, high sistem tract ise Gaz-üretken organik materyale işaret eder. Transgresif sistem tract deniz seviyesinin yükselmesiyle belirlenir ve havza daha az miktarda (karasal) veya yeniden işlenmiş organik materyalli bir malzemeyle doldurulur.

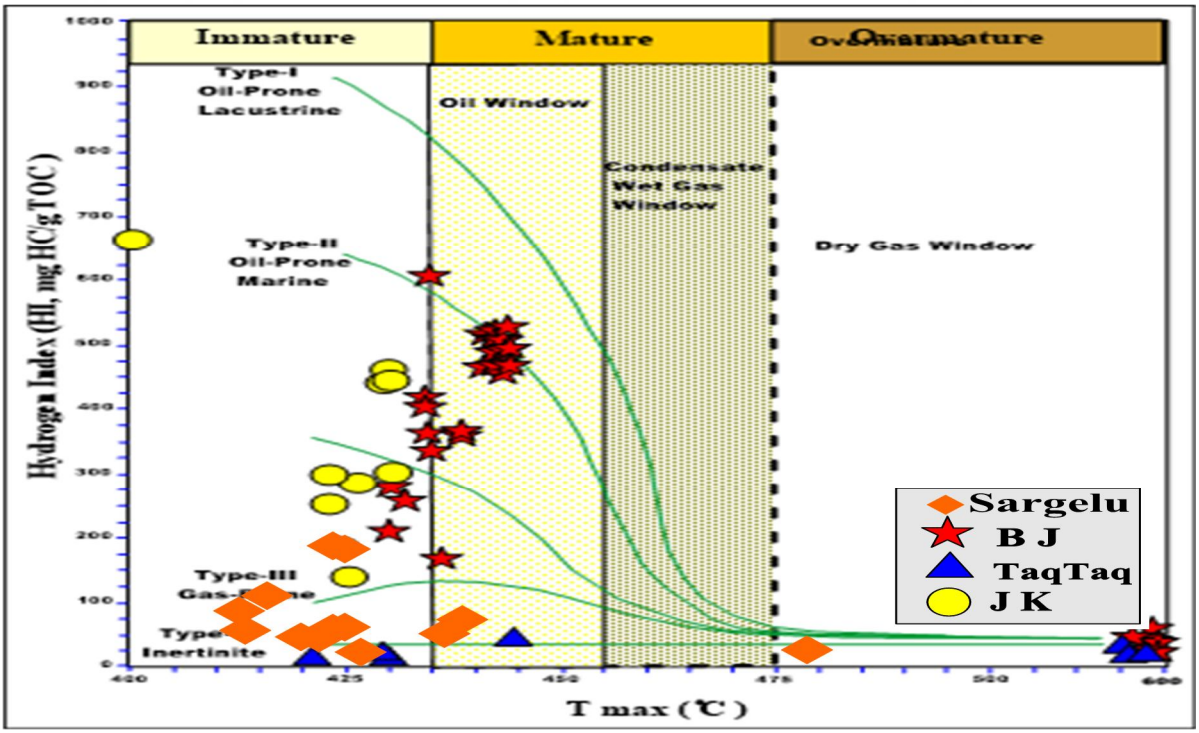


Şekil 5.3. Bj-1,Taq Taq- ve Jk-1 kuyulardaki örneklerinin HI-OI diyagramındaki konumları (Espitalié ve diğ 1977).



Şekil 5.4. Bj-1 ve Jk-1 ve Taq Taq-1kuyulardaki örneklerin HI sınır değerleriyle ilişkilendirilmiş S_2- TOC grafiğindeki konumları (Robison ve Engel, 1993)

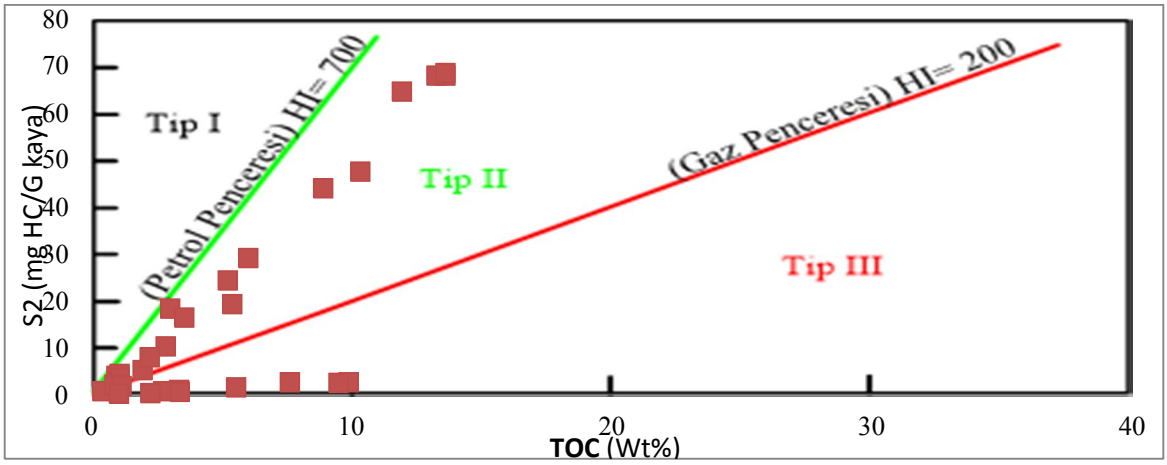
High sistem tract, deniz seviyesinin düşüşüyle ortayla çıkar ve bol miktarda karadan taşınmış ve yeniden işlenmiş materyal havzaya taşınır (Dahl ve ark., 2004). Buna göre Bj1 kuyusunun bazı örnekleri ve Jk-1 kuyusunun çoğu örnekleri Transgresif (T) sistem alanında yer almıştır ve böylece organik maddenin denizel ortamlarda depolandığı ve petrol-üretken olduğunu işaret etmektedir. Ancak Taq Taq-1 ve Sargelu kesitinin tüm örnekleri ve Bj-1 kuyusunun çoğu örnekleri yüksek (H) sistem tract alanında yer almıştır. Bu da bu örneklerin karasal veya yeniden işlenmiş organik madde den oluştuğu işaret etmektedir (Şekil 5.4).



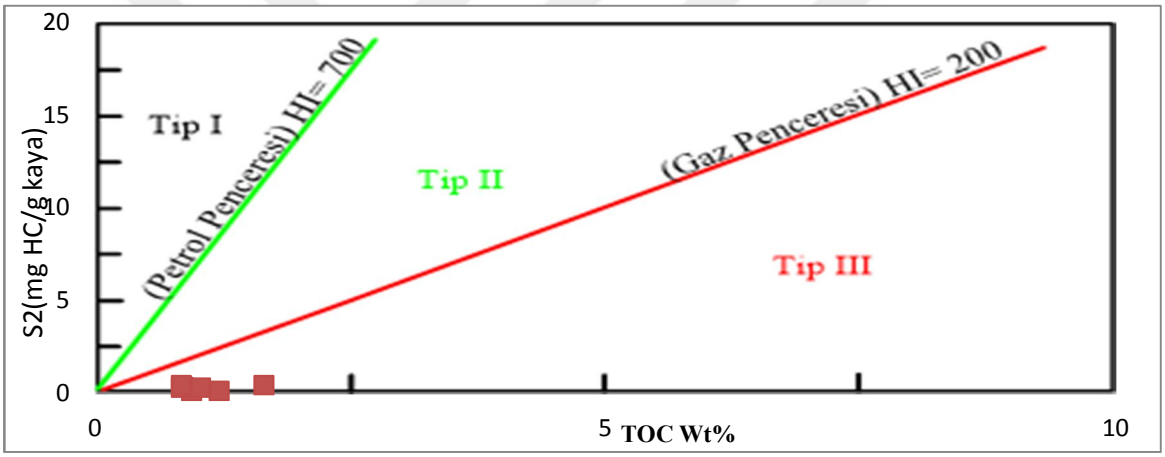
Şekil 5.5. Bj-1 ve Jk-1 ve Taq Taq-1 kuyulardaki örneklerinin HI-Tmax diyagramındaki konumları (Espitalié ve ark., 1985).

Piroliz sonucu elde edilen ve S_2 pikinin maksimum olduğu andaki T_{max} sıcaklığı ve HI verileri kullanılarak oluşturulan HI-T_{max} diyagramı kullanarak organik kayaçların organik madde tipi hakkında bilgi edinilebilir (Espitalié ve ark., 1985). Sekil 5.5'te görüleceği üzere, Bj-1 ve Taq Taq-1 kuyusuna ait örnekler çoğunlukla olgunlaşmamış organik maddeden oluşmakta ve Tip-II \ III kerojen olarak gurubuna düşmektedir, Jk-1 kuyu örnekleri ise olgun- olgunlaşmamış organik madde özelliğini taşımaktadır. Jk-1 kuyusunda kerojen tipi genelde Tip-II kerojen olarak belirlenmiştir. Sargelu bölgesindeki

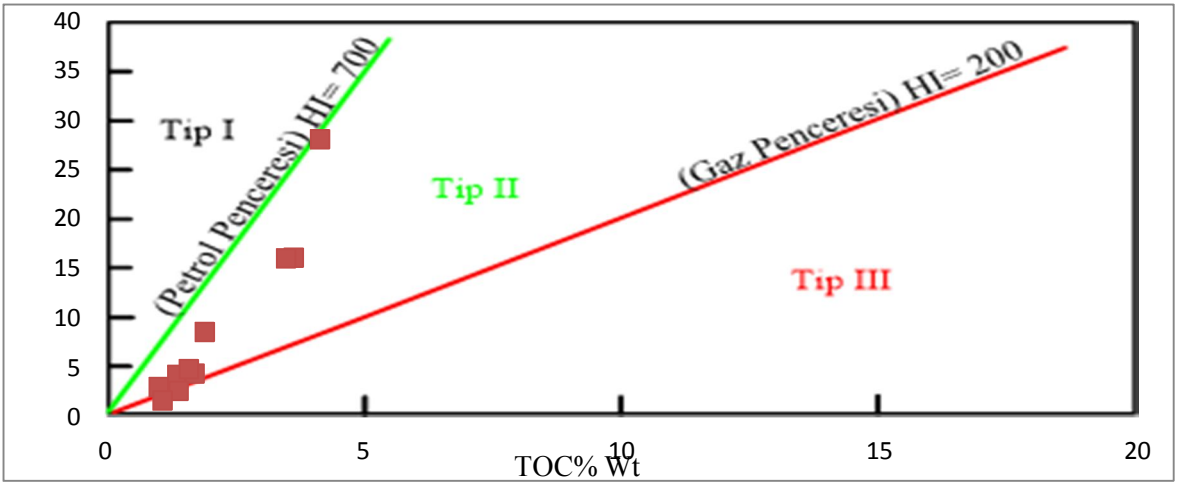
örneklerin kerojen tipi genel olarak Tip IV kerojen olarak belirlenmiştir.



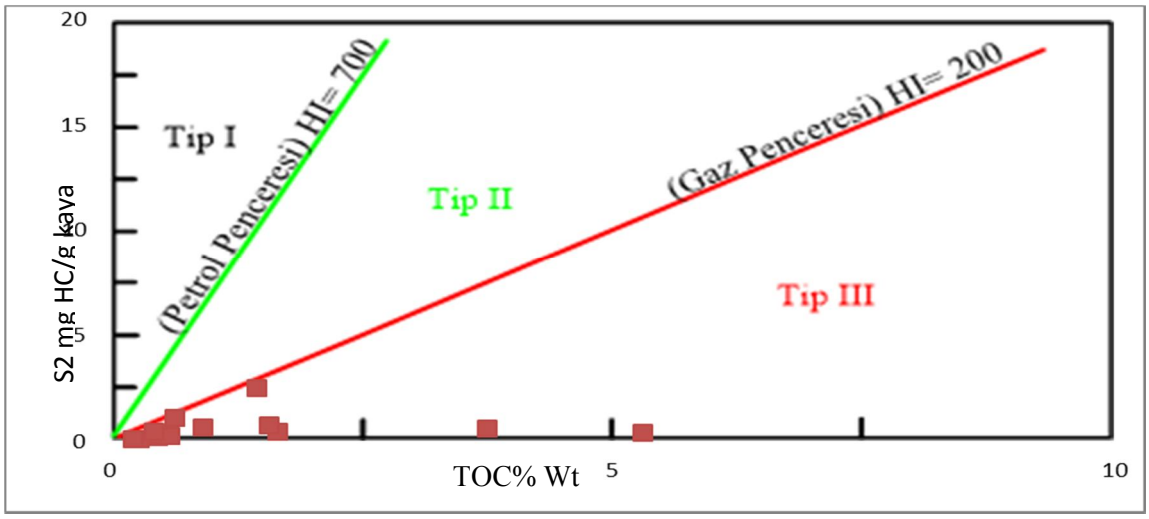
Şekil 5.6.A. Bj-1 kuyusunda HI sınır değerleriyle ilişkilendirilmiş S_2- TOC grafiğindeki konumları (Allen ve ark., 2008)



Şekil 5.6.B. Taq Taq-1 kuyusunda HI sınır değerleriyle ilişkilendirilmiş S_2- TOC grafiğindeki konumları (Allen ve ark., 2008).



Şekil 5.6.C. Jk-1 kuyusunda HI sınır değerleriyle ilişkilendirilmiş S_2- TOC grafiğindeki konumları (Allen ve ark., 2008).



Şekil 5.6.D. Sargelu kesitinde HI sınır değerleriyle ilişkilendirilmiş S_2- TOC grafiğindeki konumları (Allen ve ark., 2008).

S_2-TOC diyagramına göre (Allen ve diğ 2008), Bj-1 kuyusundaki çoğu örnekler Tip-II kerojen bir kısım ise Tip III kerojen olarak belirlenmiştir, bu da örneklerin şeylli kireçtaşlı birimlerden alındığı ve diğer örneklere göre sığ kısımlarda bulunmaktadır Şekil (Şekil 5.6.A). Taq Taq-1 kuyusunda örnekler genel olarak şeylli tabakalardan örneklendiği ve örneklerin Tip III kerojen (Şekil 5.6.B), Jk-1 kuyusunda alınan örnekler Laminalı killi kireçtaşlarından örneklendiği ve Tip-II kerojen olarak tespit edilmiştir (Şekil 5.6.C). Sargelu bölgesinde genel olarak Tip-III kerojen olarak tanımlanmıştır (Şekil 5.6.D).

5.1.3.3.Hidrokarbon tip indeksi (S_2/S_3 oranı)

S_2/S_3 oranı kerojen tipinin belirlenmesinde kullanılan bir parametredir (Peters ve Cassa,1994). Farklı çalışmacıların belirlediği sınır değerler Çizelge.5.11 de gösterilmiştir.

Çizelge 5.11. S_2/S_3 parametresine göre organik madde tipi (Peters ve Cassa 1994).

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

Buna göre seçilen yeraltı kuyulardan incelenen örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri Bj-1 kuyusunda 0.71-36.10 (ortalama 14.65), Taq Taq-1kuyusunda incelenen örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri ise 0.16- 0.75 (ortalama 0.45) ve Jk-1 kuyusunda incelenen örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S3 oranı) değerleri ise1.26-23.31 (ortalama 10.19) arasında değişmektedir. Buna göre örneklerin BJ-1 kuyusunda genel de Tip I-Tip III, Taq Taq-1 kuyusunda Tip IV ve Jk-1 kuyusunda Tip I- Tip III kerojen tipine sahip olduğu tespit edilmiştir. Sargelu bölgesinden alınan yüzlek örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri ise 0.06-2.50 (ortalama 0.65) arasında değişmektedir. Buna göre Sargelu bölgesindeki örnekler Tip IV kerojen olarak sınıflandırılmıştır (Çizelge.5.11 ,5.12,5.13,5.14 ve 5.15).

Çizelge 5.12. Bj-1 kuyusuna ait örneklerin S_2/S_3 parametresine göre kerojen tipleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik	S_2/S_3	Kerojen Tipi (Peters ve Cassa 1994)
1.	2383	6.86	II/III
2.	2384	11.97	II
3.	2385	23.66	I
4.	2386	14.58	II
5.	2387	6.95	II/III
6.	2388	5.72	II/III
7.	2389	2.46	III
8.	2391	24.47	I
9.	2392	18.21	I
10.	2393	10.58	II
11.	2394	4.7	III
12.	2401	40.30	I
13.	2402	31.12	I
14.	2403	23.7	I
15.	2404	25.66	I
16.	2405	26.91	I
17.	2407	13.18	II
18.	2409	31.15	I
19.	2410	35.87	I
20.	2411	31.06	I
21.	2412	36.10	I
22.	2413	21	I
23.	2414	19.01	I

24.	2432	3.54	III
25.	2433	0.71	IV
26.	2434	1.45	III
27.	2435	1.46	III
28.	2436	3.30	III
29.	2437	1.93	III
30.	2438	2.15	III
31.	2439	2.03	III
32.	2440	0.98	IV
33.	2441	0.88	IV

Çizelge 5.13. TaqTaq-1 kuyusuna ait örneklerin S_2/S_3 parametresine göre kerojen tipleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik	S_2/S_3	Kerojen Tipi (Peters ve Cassa 1994)
1	3219	0.16	IV
2	3220	0.22	IV
3	3221	0.39	IV
4	3224	0.75	IV
5	3225	0.30	IV
6	3226	0.70	IV
7	3230	0.69	IV

Çizelge 5.14. Jk-1 kuyusuna ait örneklerin S_2/S_3 parametresine göre kerojen tipleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik	S_2/S_3	Kerojen Tipi (Peters ve Cassa 1994)
1	2061	7.34	II/III
2	2063	19.57	I
3	2068	18.58	I
4	2072	21.37	I
5	2074	17.1	I
6	2077	5.6	II/III
7	2078	4.92	III
8	2088	2.23	III
9	2089	1.26	III
10	2090	3.93	III

Çizelge 5.15. Sargelu bölgesine ait örneklerin S_2/S_3 parametresine göre kerojen tipleri (Peters ve Cassa, 1994).

No	ÖSK No	S_2/S_3	Kerojen Tipi (Peters ve Cassa 1994)
1	Na-8	0.06	IV
2	Na-9	1.77	III
3	Na-10	0.13	IV
4	Na-11	0.43	IV
5	Na-12	0.86	IV
6	Na-13	2.50	III
7	Na-14	0.45	IV
8	Na-15	0.44	IV
9	Na-16	0.93	IV
10	Na-17	0.34	IV
11	Na-18	0.28	IV
12	Na-19	0.36	IV
13	Na-20	0.26	IV
14	Na-21	0.31	IV

5.1.4. Organik Maddenin Isısal Olgunluğu

Sedimentler derinlere gömüldükçe sıcaklıktaki artış kerojenin dereceli bir şekilde yeniden düzenlenmesine sebep olur. Ana trend kerojenin karbon içeriğini sürekli artmasıdır. Üç süksesif basamak tanımlanmıştır (Tissot ve Welte,1984,Waples, 1985):

1-Diyajenez: Kerojenin diyajenezi önemli miktarda oksijen azalması ve bununla eşdeğer karbon artmasıyla belirgindir. Van kereval diyagramına bakıldığında bu aşama H/C oranında çok az bir azalma, ancak O/C oranındaysa belirgin bir düşmeyle sonuçlanır.

2-Katajenez: Kerojenin degradasyonun ikinci aşaması olan Katajenez derin örneklerde belirgindir, H/C oranında önemli bir düşüşle kendini gösterir, bunun sebebi hidrokarbon oluşumu ve salınımıdır.

3-Metajenez: Kerojenin metajenez safhası oldukça derin örneklerde yada yüksek jeotermal gradyane sahip bölgelerde gözlenir. Hidrojen elımınasyonu yavaştır, residual kerojen genellikle iki yada üçten büyük karbon atomlarından oluşur.

Metajenez süresince aromatik levhaların yeniden düzenlenmesi gerçekleşir, daha önce kerojen içerisinde gelişi güzel dağılmış olan aromatik tabakaların bir istifi oluşur. Bu aşmada sadece kuru gaz üretilir.

Olgunlaşma çalışmalarında S_2 pikinin Tmax değerleri yaygın olarak kullanılmaktadır. T_{max} değeri, organik maddenin olgunluğu ile ilişkidir.Bu araştırmada Organik maddenin ısısal olgunluğunu belirlemede Tmax (°C) (Espitalie ve ark., 1984; Espitalie ve ark., 1985, Peters ve Cassa, 1994), Üretim indeksi (PI) Peters ve Cassa (1994) ve S_2/S_3 (Clementz ve ark., 1979; Peters, 1986) parametreleri ve HI-Tmax (°C) (Mukhopadhyay ve ark., 1995; Hunt, I995) ve PI-Tmax diyagramında (°C) (Langford ve Valleron, 1990) kullanılarak belirlenmiştir.

5.1.4.1.Tmax (C°) verileri

Tmax, piroliz esnasında S_2 pikinden kaydedilen en yüksek sıcaklıktır. (Dembicki Jr, 2009). Tmax (C°) değerleri, S_2 pikinde ağır serbest hidrokarbonların var olması durumunda anormal düşük değerlerdeyken (< 400 C°), yeniden işlenmiş (reworked) organik madde olması durumunda da anormal yüksek değerlerdedir (> 550C°). S_2 değerinin 0.50‟ den az olduğu ve S_2 pikinin tanımlanmasının zor olduğu durumlarda Tmax değerleri genellikle güvenilir olmaz (Espitalie ve ark., 1985).

Çizelge 5.16. Çeşitli araştırmacılara göre olgunlaşma dereceleri (Espitalie ve ark., 1984, Espitalie ve ark., 1985, Peters ve Cassa, 1994).

Allen ve ark., (2008)		Peters ve Cassa (1994)		Espitalie ve ark., (1985)				
Tmax (°C)	Olgunluk Derecesi	Tmax (°C)	Olgunluk Derecesi	Tmax (°C)				Olgunluk Derecesi
				TipI	TipII	Tip II-S	TipIII	
<435	Olgunlaşmamış	<435	Olgunlaşmamış	<440	<430	<425	<435	Olgunlaşmamış-Erken Olgun
435-445	Petrol Penceresi başlangıcı	435-445	Erken Olgun	440–448	430-460	425–450	435–465	Petrol Penceresi
~470	Petrol Penceresi sonu	445-450	Orta Olgun-Geç Olgun	>448	>460			
>470	Aşırı olgun	>450	Aşırı Olgun					

Tmax (C°), organik maddenin tipine bağlı olup hidrokarbon oluşum kinetiğinin bir yansımasıdır (Peters, 1986). Organik madde tipine göre petrolün oluştuğu Tmax (C°) sıcaklık aralıkları değişiklik göstermektedir (Espitalie ve ark., 1985) (Çizelge 5.21). 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 sahiptirler ve yaklaşık 425 C°'de petrole dönüşümün % 50'si tamamlarlar (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 5.16). 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 (Allen ve ark., 2008 , Peters ve Cassa 1994) ve kerojen tiplerine göre ayrılmış sınıflama (Espitalie ve ark., 1985) (Çizelge 5.16) de verilmiştir.

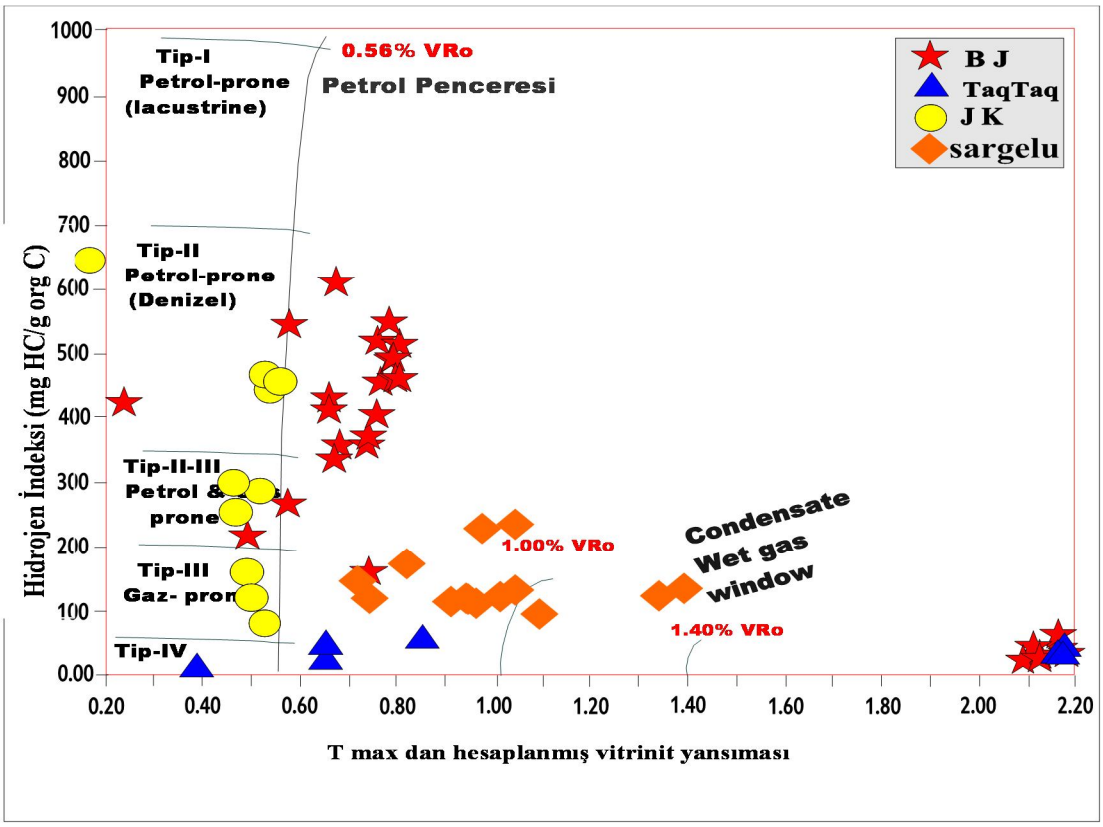
5.1.4.2. HI-Hesaplanmış vitrinit yansıması (Ro) diyagramı

HI- Hesaplanmış vitrinit yansıması (Ro) diyagramı, organik maddenin olgunluğu hakkında bilgi vermektedir .Hesaplanmış Ro [Ro (hesaplanan) = 0.018 * Tmax-7.16] formülü kullanılarak hesaplanır (Peters ve ark., 2005).

Diyagramla organik materyalin olgunluk derecesi organik maddenin tipi ve kerojen tipi belirlenir (Mukhopadhyay ve ark., 1995; Hunt, I995). HI- Hesaplanmış vitrinit yansıması (Ro) diyagramına göre, BJ-1 kuyusunda ki örnekler çoğunlukla Tip- II kerojen olarak tanımlanmış, organik maddenin denizel kaynaklı ve petrol verimli ve örneklerin olgun penceresi içerisinde yer aldığı görülmüştür. Jk-1 kuyusundaki örneklerin kerojen tipleri Tip-II ve Tip II-III, Tip-III olarak tanımlanmıştır. Bununda sebebi düşük HI değerleinden kaynaklanmaktadır. Örnekler olgun olmayan zon içinde yer almaktadır. Taq Taq-1 kuyusundaki örneklerin kerojen tipi genelde Tip IV kerojen olarak tanımlanmıştır. Buda örneklerin diğer kuyulara göre daha derin kesimlerden alınmasına ve organik maddenin yeterince ısısal olgunluğa maruz kaldığına işaret etmektedir. Sargelu kesitinde, örneklerin tamamı aşırı olgun bölgeye düşmektedir (Şekil 5.7).

5.1.4.3.Üretim indeksi (PI)

Kerojende ki halihazır şekilde bulunan ve üretilen hidrokarbonlar (S1) olarak ifade edilir, (Tissot ve Welte, 1984). Matematiksel olarak PI= [S1 / (S1 + S2)] ifade edilmektedir. PI, organik maddenin tipi ve ısısal olgunluğuyla ilişkilidir; Bu nedenle PI çeşitli organik maddeler de aynı değildir (Tissot ve Welte 1984; Peters ve Cassa, 1994). Hunt (1996) göre, petrol üretimi PI değeri 0.1 e ulaştığında başlar ve PI değeri 0.4 olduğunda petrol üretimi sona erer ve gaz oluşumu başlar.



Şekil 5.7. İncelenen kayaç örneklerinin HI-T_{max} diyagramındaki konumları (Espitalié ve ark., 1985).

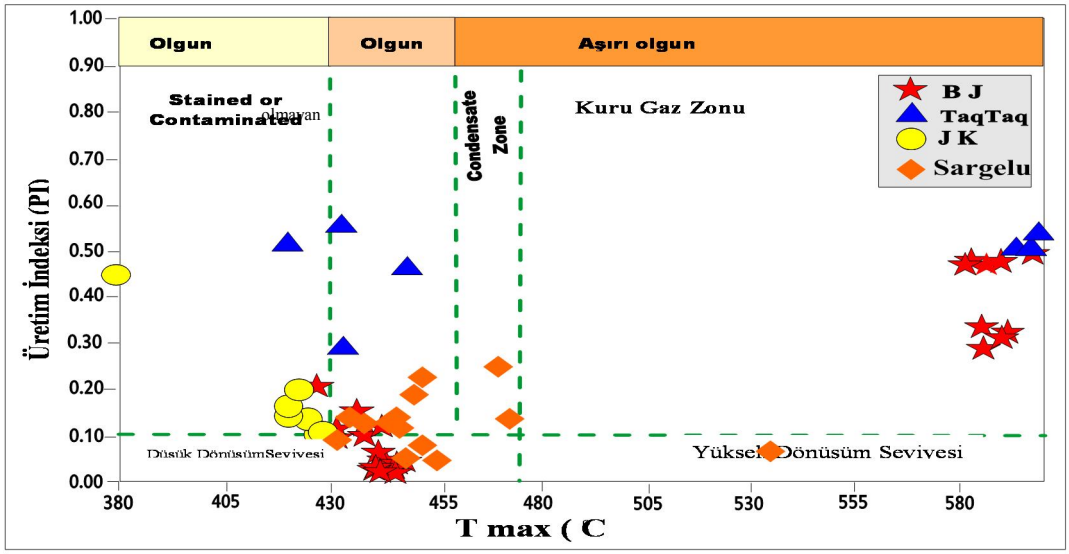
Bj-1 kuyusunda incelenen kayaç örneklerinin PI değerleri 0.01-0.48 (ortalama 0.14), Taq Taq-1 kuyusunda incelenen kayaç örneklerinin PI değerleri ise 0.27-0.49 (ortalama 0.46) ve Jk-1 kuyusunda incelenen kayaç örneklerinin PI değerleri 0.09-0.14 (ortalama 0.14), Sargelu kesitinde incelenen kayaç örneklerinin PI değerleri ise 0.03-0.23 (ortalama 0.10) arasında değişmektedir. Peters ve Cassa (1994) PI değerlerine göre kerojenlerin olgunluk derecelerini tanımlamıştır (Çizelge 5.17). PI değerlerine göre Bj-1 kuyusunda 2383-2389 m arasındaki örnekler erken olgun, 2391-2432 m arasındaki

örnekler olgun olmayan ve 2433-2441 m arasındaki örnekler ise olgun-aşırı olgun olarak tanımlanmıştır. 3219-3230 metre derinlikte örneklenen Taq Taq-1 kuyusuna ait örneklerin tamamı aşırı olgun olarak sınıflandırılmıştır. Sargelu bölgesinde, kesitin ilk 6 metresi olgun olmayan ve geri kalan örnekler Erken olgun olarak sınıflanmıştır.

Jk-1 kuyusunda Naokelekan formasyonu 2061 ile 2090 m arasında kesilmiştir. Alınan 10 örnek Peters ve Cassa (1994) sınıflandırmasında erken olgun sınıfına düşmektedir. (Çizgele 3.17, 3.18,3.19,3.20, 3.21 ve Şekil 5.8). Tmax-PI diyagramında (Şekil 5.8 Langrord ve Blanc- Valleron 1990) Bj-1 kuyusuna ait örnekler genelde Erken olgunla- olgun arası ve diğer örnekler ise aşırı olgun bölgesine düşmektedir. Aşırı olgun örneklerin Tmax değerleri yüksektir ve bu örneklerin 2433 metreden başlayarak, kuyunun derin kesimlerini temsil ederler. Bu da organik maddenin yeterince ısısal olgunluğa ulaştığına işaret etmektedir.

Çizelge 5.17. Peters ve Cassa (1994) göre, üretim indeksi (PI) sınır değerleri ve olgunlaşma düzeyi

Üretim indeksi	
PI: (S1/S1+S2)	Olgunluk Derecesi
< 0.10	Olgun değil
0.10 – 0.25	Erken olgun
0.25 – 0.40	Olgun
>0.40	Aşırı olgun



Şekil.5.8. İncelenen örneklerin Tmax ile ilişkilendirilmiş üretim indeksi diyagramı (Langford and Blanc-Valleron, 1990).

Naokelekan formasyonuna ait örnekler, PI-T_{max} (°C) diyagramında iki bölgede yoğunlaşmıştır (Şekil 5.8). Birinci bölge 420-445°C arası, PI ise 0,01-0.2 arasında değişmektedir. İkinci bölgesi 580 °C üzerinde ve PI değerleri 0.3-0.5 arasında

değişmektedir. Buna göre birinci bölgedeki örnekler olgun petrol zonunda, ikinci guruptaki örnekler ise aşırı olgun ve kuru gaz zonunda yer almıştır. İkinci bölgedeki örnekler, birinci bölgedeki örneklere göre daha derinden ve şeylli tabakalardan alınmıştır.

Çizelge 5.18. Bj-1 kuyusunda incelenen örneklerinin PI değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma düzeyleri (Peters ve Cassa 1994).

Örnek No	Derinlik	PI	Olgunluk Düzeyi (Peters ve Cassa 1994)
1.	2383	0.15	Erken olgun
2.	2384	0.15	Erken olgun
3.	2385	0.11	Erken olgun
4.	2386	0.1	Erken olgun
5.	2387	0.09	Olgun değil
6.	2388	0.1	Erken olgun
7.	2389	0.2	Erken olgun
8.	2391	0.04	Olgun değil
9.	2392	0.06	Olgun değil
10.	2393	0.08	Olgun değil
11.	2394	0.12	Erken olgun
12.	2401	0.02	Olgun değil
13.	2402	0.02	Olgun değil
14.	2403	0.02	Olgun değil
15.	2404	0.01	Olgun değil
16.	2405	0.01	Olgun değil
17.	2407	0.02	Olgun değil
18.	2409	0.02	Olgun değil
19.	2410	0.02	Olgun değil
20.	2411	0.02	Olgun değil
21.	2412	0.02	Olgun değil
22.	2413	0.03	Olgun değil
23.	2414	0.03	Olgun değil
24.	2432	0.13	Erken olgun
25.	2433	0.48	Aşırı olgun
26.	2434	0.42	Aşırı olgun
27.	2435	0.42	Aşırı olgun
28.	2436	0.28	Olgun
29.	2437	0.33	Olgun
30.	2438	0.26	Olgun
31.	2439	0.28	Olgun
32.	2440	0.43	Aşırı olgun
33.	2441	0.45	Aşırı olgun

Çizelge 5.19. Taq Taq-1 kuyusunda incelenen örneklerinin PI değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma düzeyleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik	PI	Olgunluk Düzeyi (Peters ve Cassa 1994)
1	3219	0.51	Aşırı olgun
2	3220	0.55	Aşırı olgun
3	3221	0.27	Olgun
4	3224	0.49	Aşırı olgun
5	3225	0.46	Aşırı olgun
6	3226	0.53	Aşırı olgun
7	3230	0.44	Aşırı olgun

Çizelge 5.20. Jk-1 kuyusunda incelenen örneklerinin PI değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma düzeyleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik	PI	Olgunluk Düzeyi (Peters ve Cassa 1994)
1	2061	0.11	Erken olgun
2	2063	0.09	Olgun değil
3	2068	0.11	Erken olgun
4	2072	0.2	Erken olgun
5	2074	0.11	Erken olgun
6	2077	0.17	Erken olgun
7	2078	0.14	Erken olgun
8	2088	0.17	Erken olgun
9	2089	0.2	Erken olgun
10	2090	0.12	Erken olgun

Çizelge 5.21. Sargelu bölgesinde incelenen örneklerinin PI değerleri ve buna ilişkin olgunlaşma düzeyleri (Peters ve Cassa, 1994).

NO	ÖSK No	PI	Olgunluk Düzeyi (Peters ve Cassa 1994)
1	Na-8	0.05	Olgun değil
2	Na-9	0.03	Olgun değil
3	Na-10	0.03	Olgun değil
4	Na-11	0.1	Olgun değil
5	Na-12	0.21	Erken olgun
6	Na-13	0.06	Olgun değil
7	Na-14	0.17	Erken olgun
8	Na-15	0.23	Erken olgun
9	Na-16	0.12	Erken olgun
10	Na-17	0.12	Erken olgun
11	Na-18	0.12	Erken olgun
12	Na-19	0.11	Erken olgun
13	Na-20	0.11	Erken olgun
14	Na-21	0.07	Olgun değil

5.1.4.4. S_2/S_3 parametresi

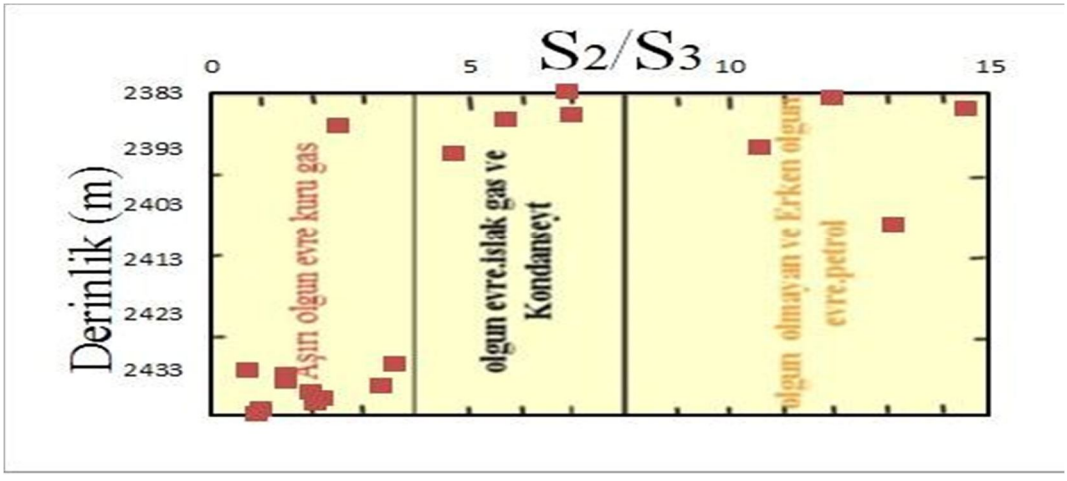
S_2/S_3 oranı organik madde tipinin belirlenmesi aşamasında kullanıldığı gibi incelenen örneklerin üretebileceği hidrokarbon tipinin belirlenmesinde de kullanılmaktadır (Çizelge 5.22) (Peters ve Cassa, 1994).

Çizelge 5.22. S_2/S_3 parametresine göre organik maddenin olgunlaşma seviyesi ve hidrokarbon potansiyeli (Clementz ve ark., 1979, Peters ve Cassa, 1994).

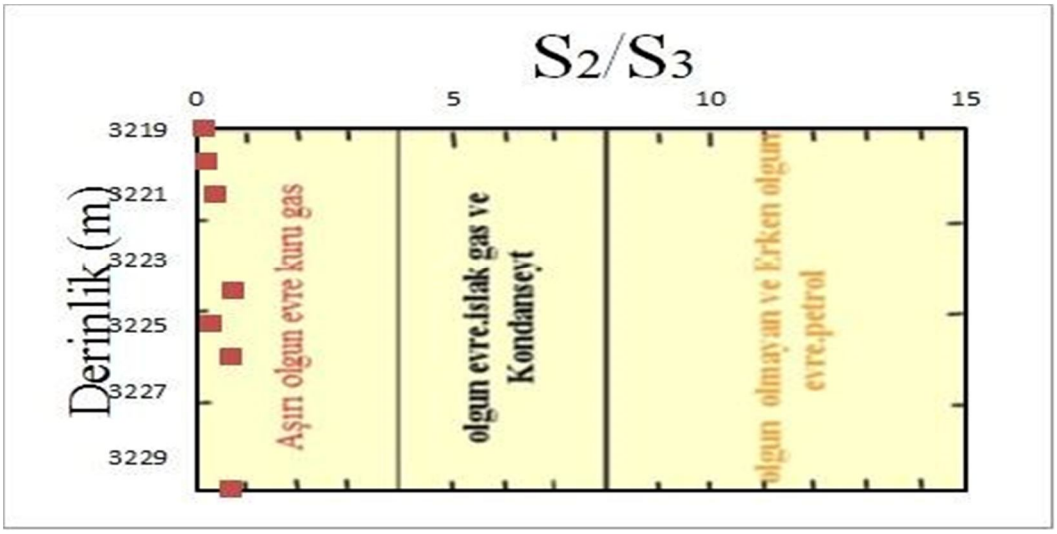
S_2/S_3	Katajenez Safhasının evrelerindeki hidrokarbon potansiyeli
< 4.0	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
4.0 – 8.0	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
> 8.0	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol

Bj-1 kuyusuna ait bitümlü kayaç örneklerinin S_2/S_3 değerleri 0.71-40.30 (ortalama14.65), Taq Taq-1 kuyusunda ait bitümlü kayaç örneklerinin S_2/S_3 değerleri ise 0.16-0.75 (ortalama 0.45) ve Jk-1 kuyusunda ait bitümlü kayaç örneklerinin S2/S3 değerleri ise 1.26-21.37 (ortalama 10.19), Sargelu bölgesine ait bitümlü kayaç örneklerinin S2/S3 değerleri ise 0.06-2.50 (ortalama 0.65) arasında değişmektedir, Peters (1986) ve Clementz diğ.‟nin (1979) sınıflanmasına göre araştırma bölgesine ait olan örnekler genelde, Bj-1 kuyusunda 2383m ile 2414 metre arasında alınan örnekler genelde katajenia aşırı olgun olmayan ve erken olgun everesine karşılık geldiği ve petrol üretken olduğu, ancak 2432 ile 2441 metre arasındaki örnekler katejeniz aşırı olgun eversini gösterdiğini ve kuru gaz üretken olduğu göstermektedir. Jk-1 kuyusunda 2061m ile 2078 m arasında alınan örnekler katajenizin olgun olmayan erken olgun eversine işaret ettiği ve petrol üretken olduğu, buna karşı 2078m ile 2090 m arasındaki derinliklerde alınan örnekler katajenizin olgun eversi ve katajenizin olgun eversine karşılık geldiği ve kuru gaz ürtken olduğu görülmüştür. Taq Taq-1 kuyusu ve Sargelu kesitinde alınan örnekler tamamı katajenizin aşırı olgun eversine ve kuru gaz üretken olduğuna işaret eder (Çizelge 5.22,5.23,5.24,5.25 ve 5.26) ve (Şekil 5.9.A.B.C,D).

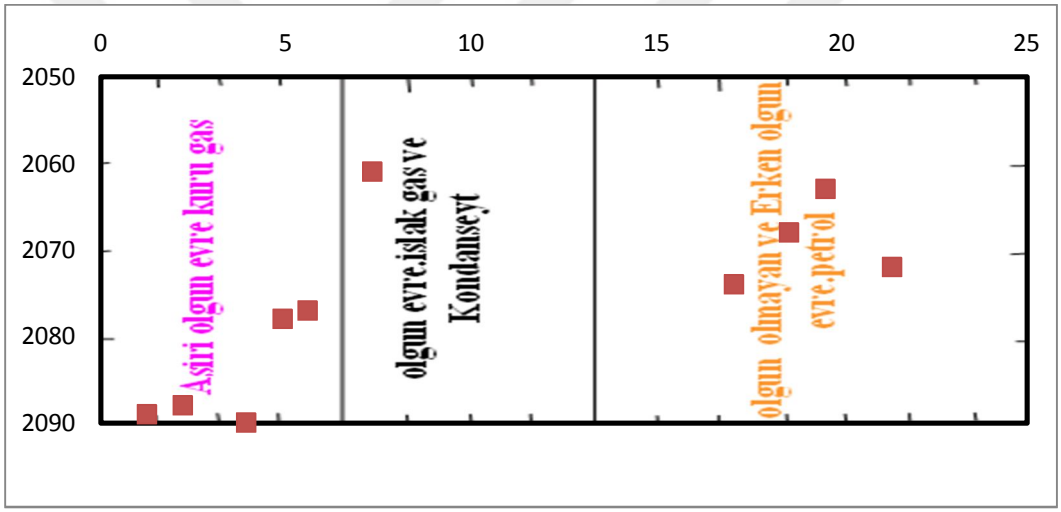
Bj-1 ve Taq Taq-1 kuyularında Naokelekan formasyonun alt kesimlerinde alınan örnekler katajeniz aşırı olgun eversine işaret etmektedir. Bu farklılığın litoloji bağlı olarak geliştiği yorumun yapılmıştır, Jk-1 kuyusu ve Sargelu bölgesi örneklerinin ise, aşırı olgun evre penceresinde olduğu görülmüştür. Buda Jk-1 kuyusunun Laminalı killi kireçtaşlarından oluştuğu ve örneklerin diğer örneklere göre daha derin kesimlerde bulunmaktadır.



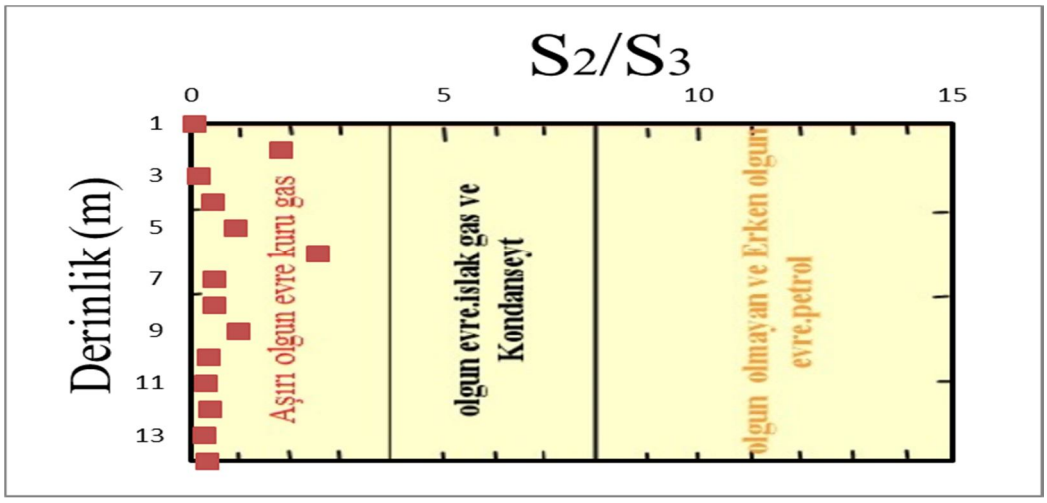
Şekil 5.9.A. Bj-1 kuyusu örneklerinin derinlikle (m) ilişkilendirilmiş S_2/S_3 grafiği.



Şekil 5.9.B. Taq Taq-1 kuyusu örneklerinin derinlikle (m) ilişkilendirilmiş S_2/S_3 grafiği.



Şekil 5.9.C. Jk-1 kuyusu örneklerinin derinlikle (m) ilişkilendirilmiş S_2/S_3 grafiği.



Şekil 5.9.D. Sargelu kesitinde (m) ilişkilendirilmiş S_2/S_3 grafiği.

Çizelge 5.23. Bj-1 kuyusunda bitümlü kayaç örneklerinin S2/S3 değerleri ve buna ilişkin HC potansiyelleri.

Örnek No	Derinlik	S_2/S_3	Katajenez Safhasının Evrelerindeki Hidrokarbon Potansiyeli
1.	2383	6.86	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
2.	2384	11.97	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
3.	2385	23.66	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
4.	2386	14.58	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
5.	2387	6.95	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
6.	2388	5.72	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
7.	2389	2.46	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
8.	2391	24.47	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
9.	2392	18.21	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
10.	2393	10.58	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
11.	2394	4.7	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
12.	2401	40.30	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
13.	2402	31.12	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
14.	2403	23.7	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
15.	2404	25.66	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
16.	2405	26.91	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
17.	2407	13.18	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
18.	2409	31.15	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
19.	2410	35.87	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
20.	2411	31.06	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
21.	2412	36.10	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
22.	2413	21	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
23.	2414	19.01	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
24.	2432	3.54	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
25.	2433	0.71	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
26.	2434	1.45	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
27.	2435	1.46	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
28.	2436	3.30	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
29.	2437	1.93	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
30.	2438	2.15	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
31.	2439	2.03	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
32.	2440	0.98	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
33.	2441	0.88	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz

Çizelge 5.25. Taq Taq-1 kuyusunda bitümlü kayaç örneklerinin S_2/S_3 değerleri ve buna ilişkin HC potansiyelleri.

Örnek No	Derinlik	S_2/S_3	Katajenez Safhasının Evrelerindeki Hidrokarbon Potansiyeli
1	3219	0.16	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
2	3220	0.22	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
3	3221	0.39	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
4	3224	0.75	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
5	3225	0.30	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
6	3226	0.70	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
7	3230	0.69	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz

Çizelge 5.24. Jk-1 kuyusunda bitümlü kayaç örneklerinin S_2/S_3 değerleri ve buna ilişkin HC potansiyelleri.

No	ÖSK No	S_2/S_3	Katajenez Safhasının Evrelerindeki Hidrokarbon Potansiyeli
1	Na-8	0.06	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
2	Na-9	1.77	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
3	Na-10	0.13	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
4	Na-11	0.43	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
5	Na-12	0.86	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
6	Na-13	2.50	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
7	Na-14	0.45	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
8	Na-15	0.44	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
9	Na-16	0.93	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
10	Na-17	0.34	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
11	Na-18	0.28	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
12	Na-19	0.36	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
13	Na-20	0.26	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
14	Na-21	0.31	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz

Çizelge 5.26. Sargelu bölgesinde bitümlü kayaç örneklerinin S_2/S_3 değerleri ve buna ilişkin HC potansiyelleri

Örnek No	Derinlik	S_2/S_3	Katajenez Safhasının Evrelerindeki Hidrokarbon Potansiyeli
1	2061	7.34	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
2	2063	19.57	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
3	2068	18.58	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
4	2072	21.37	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
5	2074	17.1	Katajenezin olgun olmayan ve erken olgun evresi, petrol
6	2077	5.6	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
7	2078	4.92	Katajenezin olgun evresi, ıslak gaz ve kondanseyt
8	2088	2.23	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
9	2089	1.26	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz
10	2090	3.93	Katajenezin aşırı olgun evresi, kuru gaz

5.1.5. Hidrokarbon Üretme Potansiyeli

Kaynak kayanın organik karbon içeriğinin yeterli miktarlarda olması hidrokarbon üretebileceğinin göstergesi değildir. Bu nedenle doğrudan kaynak kayanın kerojen tipinin ve olgunlaşmasının da ölçülmesi gerekir.

Hidrokarbon üretme potansiyelinin belirlemesinde, Jenetik Potansiyel (S_1+S_2) verileri ve HI-TOC (Jackson ve ark., 1985), S_2-TOC (Peters ve Cassa, 1994) ve S_1-TOC (Hunt, 1995) diyagramları, S_2/S_3 verileri ve organik petrografik analiz sonuçları kullanılır.

5.1.5.1. S_1 ve S_2 parametreleri

S_1, bir örnekte ısısal parçalanmaya uğramayan ve serbest şekilde bulunan hidrokarbonların (gaz veya petrol) miktarıdır. S_1 piki, piroliz analizinin ilk aşamasında ve 300 º C sıcaklığında elde edilmektedir (Tissot and Welte, 1984).

S2 piki, (CR) kaydından sonra kalan organik karbon 600 C° hava (veya oksijen)atmosferi altında oksidasyon ile ölçülür. Elde edilen CO_2 S_3 pikidir, yani yüksek sıcaklık pirolizinde açığa çıkan CO_2 miktarıdır. Kayaçta mg CO2/gr olarak ifade edilir. Kaya içerisindeki serbest hidrokarbonları temsil eden S1 piki (mg HC/g kaya), C_1 den C_{33}'e kadar uzanan hidrokarbonlardan oluşur. Ağır hidrokarbonlar, resinler ve asfaltenler, S_2 pikine (mg HC/g kaya) çok küçük oranda katkıda bulunurlar. S_1 piki çoğunlukla resin ve asfaltenlerden oluşan olgunlaşmamış sedimentler için ekstrakt edilebilen fraksiyonlardan daha küçüktür. Halbuki pek çok olgun sedimentler içinden S_1 piki (mg HC/g kaya) ve ekstrakt edilebilen içerik karşılaştırılabilir (Sarı 2014). Kaynak kayanın mevcut kaynak potansiyelinin uygun gelişimini gösteren S_2 piki (mg HC/g kaya), çoğunlukla kerojenin birincil parçalanması sonucunda, aynı zamanda da ağır hidrokarbonların, resinlerin ve asfaltenlerin birincil parçalanmasından da oluşurlar. Dolayısıyla S_2 piki (mg HC/g kaya) ısısal olgunlaşmanın şu andaki safhasından grafit safhasına kadar olan aşamada üretilebilecek petrol ve gaz miktarını gösterir (Sarı, 2014).

Bj-1 kuyusunda ait kayaç örneklerinin S_1 hidrokarbon değerleri 0.24-2.33 mg HC/g kaya (ortalama 0.98 mg HC/g kaya), Taq Taq-1 kuyusuna ait kayaç örneklerinin S_1 hidrokarbon değerleri ise 0.1-0.47 mg HC/g kaya (ortalama 0.23 mg HC/g kaya) ve Jk-1 kuyusuna ait kayaç örneklerinin S_1 hidrokarbon değerleri ise 0.35-6.92 mg HC/g kaya (ortalama 1.50 mg HC/g kaya), Sargelu kesitine ait bitümlü kayaç örneklerinin S_1

Çizelge 5.27. Kaynak kayaların petrol potansiyelini belirlemede kullanılan TOC (wt %) miktarları ve S_1, S_2 hidrokarbon değerleri (Peters ve Cassa, 1994).

Organik Madde			PETROL POTANSİYELİ
ROCK-EVAL PİROLİZ		TOC wt %	
S_1, mg HC/g kaya	S_2, mg HC/g kaya		
0 – 0.5	0 – 2.5	0 – 0.5	Zayıf
0.5 – 1.0	2.5 – 5.0	0.5 – 1.0	Orta
1.0 – 2.0	5.0 – 10.0	1.0 – 2.0	iyi
2.0 – 4.0	10.0 – 20.0	2.0 – 4.0	Çok iyi
> 4.0	> 20.0	> 4.0	Mükemmel

Çizelge 5.28. Bj-1 kuyusunda İncelenen örneklerin S_1 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa 1994).

Örnek No	Derinlik	S_1 (mg HC/g kaya)	Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa, 1994)
1.	2383	0.77	Orta
2.	2384	0.83	Orta
3.	2385	2.33	Çok iyi
4.	2386	1.17	iyi
5.	2387	0.57	Orta
6.	2388	0.4	Zayıf
7.	2389	0.24	Zayıf
8.	2391	0.99	Orta
9.	2392	1.14	iyi
10.	2393	0.68	Orta
11.	2394	0.33	Zayıf
12.	2401	2.02	Çok iyi
13.	2402	1.66	iyi
14.	2403	1.47	iyi
15.	2404	1.54	iyi
16.	2405	1.36	iyi
17.	2407	1.1	iyi
18.	2409	1.47	iyi
19.	2410	1.3	iyi
20.	2411	1.4	iyi
21.	2412	1.05	iyi
22.	2413	0.86	Orta
23.	2414	0.55	Orta
24.	2432	0.3	Zayıf
25.	2433	0.4	Zayıf
26.	2434	0.88	Orta
27.	2435	0.68	Orta
28.	2436	1.09	iyi
29.	2437	0.89	Orta
30.	2438	1.03	iyi
31.	2439	1.03	iyi
32.	2440	0.65	Orta
33.	2441	0.46	Zayıf

Çizelge 5.29. Taq Taq-1 kuyusunda İncelenen örneklerin S_1 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik	S_1 (mg HC/g kaya)	Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa 1994)
1	3219	0.1	Zayıf
2	3220	0.15	Zayıf
3	3221	0.1	Zayıf
4	3224	0.29	Zayıf
5	3225	0.23	Zayıf
6	3226	0.47	Zayıf
7	3230	0.32	Zayıf

Çizelge 5.30. Jk-1 kuyusunda İncelenen örneklerin S_1 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik	S_1 (mg HC/g kaya)	Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa 1994)
1	2061	0.35	Zayıf
2	2063	1.61	iyi
3	2068	2	iyi
4	2072	6.92	Mükemmel
5	2074	1.03	iyi
6	2077	0.85	Orta
7	2078	0.69	Orta
8	2088	0.52	Orta
9	2089	0.41	Zayıf
10	2090	0.66	Orta

Çizelge 5.31. Sargelu bölgesinde İncelenen örneklerin S_1 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa, 1994).

No	ÖSK No	S_1 (mg HC/g kaya)	Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa 1994)
1	Na-8	0.02	Zayıf
2	Na-9	0.03	Zayıf
3	Na-10	0.02	Zayıf
4	Na-11	0.05	Zayıf
5	Na-12	0.21	Zayıf
6	Na-13	0.15	Zayıf
7	Na-14	0.04	Zayıf
8	Na-15	0.04	Zayıf
9	Na-16	0.04	Zayıf
10	Na-17	0.03	Zayıf
11	Na-18	0.01	Zayıf
12	Na-19	0.05	Zayıf
13	Na-20	0.01	Zayıf
14	Na-21	0.5	Orta

hidrokarbon değerleri ise 0.01-0.5 mg HC/g kaya (ortalama 0.85 mg HC/g kaya) arasında değişmektedir. Peters ve Cassa (1994)"ya göre incelenen örneklerin zayıftan mükemmele kadar değişkenlik gösteren petrol potansiyelleri vardır (Çizelge,5.27,5.28,5.29,5.30 ve 5.31).

Çizelge 5.32. Bj-1 kuyusunda İncelenen örneklerin S_2 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik (m)	S_2 (mg HC/g kaya)	Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa 1994)
1.	2383	4.19	Orta
2.	2384	4.55	Orta
3.	2385	18.49	Çok iyi
4.	2386	10.5	Çok iyi
5.	2387	5.45	iyi
6.	2388	3.78	Orta
7.	2389	0.96	Zayıf

8.	2391	24.47	Mükemmel
9.	2392	19.49	Çok iyi
10.	2393	8.15	iyi
11.	2394	2.35	Zayıf
12.	2401	119.72	Mükemmel
13.	2402	82.18	Mükemmel
14.	2403	68.02	Mükemmel
15.	2404	107.79	Mükemmel
16.	2405	91.79	Mükemmel
17.	2407	47.61	Mükemmel
18.	2409	67.92	Mükemmel
19.	2410	68.52	Mükemmel
20.	2411	64.62	Mükemmel
21.	2412	44.05	Mükemmel
22.	2413	29.19	Mükemmel
23.	2414	16.54	Çok iyi
24.	2432	2.07	Zayıf
25.	2433	0.43	Zayıf
26.	2434	1.21	Zayıf
27.	2435	0.92	Zayıf
28.	2436	2.81	Orta
29.	2437	1.82	Zayıf
30.	2438	2.91	Orta
31.	2439	2.7	Orta
32.	2440	0.87	Zayıf
33.	2441	0.56	Zayıf

Çizelge 5.33. Taq Taq-1 kuyusunda İncelenen örneklerin S_2 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik (m)	S_2 (mg HC/g kaya)	Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa 1994)
1	3219	0.09	Zayıf
2	3220	0.12	Zayıf
3	3221	0.27	Zayıf
4	3224	0.31	Zayıf
5	3225	0.27	Zayıf
6	3226	0.43	Zayıf
7	3230	0.41	Zayıf

Çizelge 5.34. Jk-1 kuyusunda İncelenen örneklerin S_2 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa, 1994).

Örnek No	Derinlik (m)	S_2 (mg HC/g kaya)	Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa 1994)
1	2061	3.01	Orta
2	2063	16.05	Çok iyi
3	2068	15.98	Çok iyi
4	2072	28	Mükemmel
5	2074	8.55	iyi
6	2077	4.2	Orta
7	2078	4.33	Orta
8	2088	2.59	Orta
9	2089	1.63	Zayıf
10	2090	4.8	Orta

Bj-1 kuyusuna ait kayaç örneklerinin S_2 hidrokarbon değerleri 119.27-0.43 mg HC/g kaya (ortalama 28.07 mg HC/g kaya), Taq Taq-1 kuyusunda ait kayaç örneklerinin S_2 hidrokarbon değerleri ise 0.09 -0.43 mg HC/g kaya (ortalama 0.27 mg HC/g kaya) ve Jk-1 kuyusunda ait kayaç örneklerinin S_2 hidrokarbon değerleri 1.63-16.05 mg HC/g kaya (ortalama 8.94 mg HC/g kaya), Sargelu kesitine ait kayaç örneklerinin S_2 hidrokarbon değerleri ise 0.11-2.53 mg HC/g kaya (ortalama 0.58 mg HC/g kaya) arasında değişmektedir. Peters ve Cassa (1994)'ya göre incelenen örneklerin zayıftan mükemmele kadar değişkenlik gösteren petrol potansiyelleri vardır (Çizelge.5.32,5.33,5.34 ve 5.35).

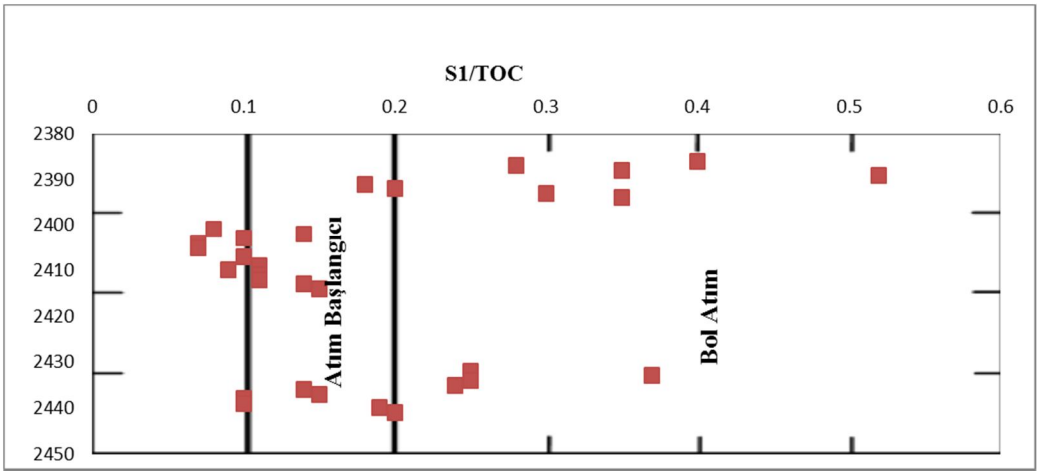
Çizelge 5.35. Sargelu bölgesinde İncelenen örneklerin S_2 (mg HC/g kaya) değerlerine göre petrol potansiyelleri (Peters ve Cassa, 1994).

No	ÖSK No	S_2 (mg HC/g kaya)	Petrol Potansiyeli (Peters ve Cassa 1994)
1	Na-8	0.41	Zayıf
2	Na-9	1.12	Zayıf
3	Na-10	0.59	Zayıf
4	Na-11	0.48	Zayıf
5	Na-12	0.78	Zayıf
6	Na-13	2.53	Orta
7	Na-14	0.22	Zayıf
8	Na-15	0.13	Zayıf
9	Na-16	0.31	Zayıf
10	Na-17	0.24	Zayıf
11	Na-18	0.11	Zayıf
12	Na-19	0.45	Zayıf
13	Na-20	0.09	Zayıf
14	Na-21	0.68	Zayıf

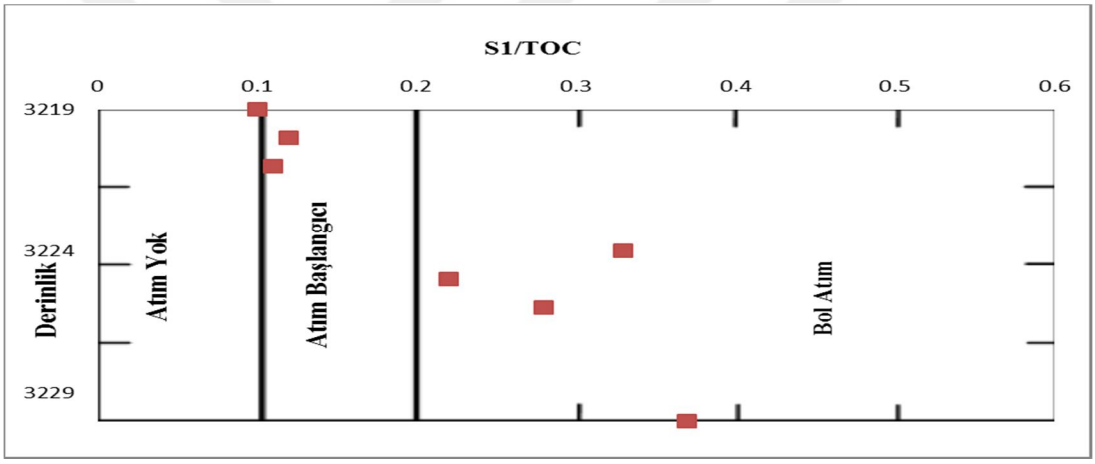
5.1.5.2. Bitümen indeks (S_1/TOC)

Bitümen indeks (S_1/TOC), kaynak kayanın petrolü dışarı atmaya başladığı derinliği belirlemek için kullanılmaktadır. Bazen göç indeksi' olarak da anılmaktadır (Hunt,1996). S1/TOC oranı, kaynak kayada petrol atımı için 0,1-0,2 arasında olmalıdır (Smith, 1994 ; Hunt, 1996).

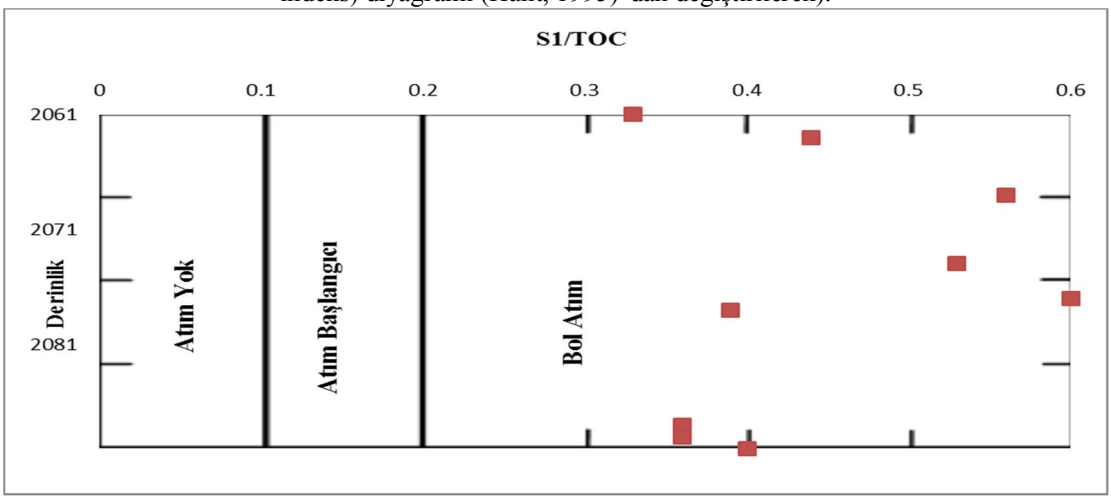
Derinlik (m) ilişkilendirilmiş bitümen indeks (S_1/TOC) diyagramında Bj-1 kuyusunda formasyonun üst ve alt seviylerindeki örnekler böl atım bölgesine düşrerken, orta bölümdeki örnekler ise atım yok ve atım başlangıç bölgesinde yer alımıştır, Taq Taq-1 kuyusunda Naokelekan formasyonun üst seviyesindeki örnekler atım başlangıcı ve alt kesimindeki örnekler ise bol atım bölgesine, Jk-1 kuyusu örneklerin tamamı bol atım bölgesine düşmektedir (Şekil 5.10,A,B,C).



Şekil 5.10.A. Bj-1 kuyusunda incelenen örneklere ait derinlikle ilişkilendirilmiş S1/TOC (bitümen indeks) diyagramı (Hunt, 1995)"dan değiştirilerek).



Şekil 5.10.B. Taq Taq-1 kuyusunda incelenen örneklere ait derinlikle ilişkilendirilmiş S_1/TOC (bitümen indeks) diyagramı (Hunt, 1995)"dan değiştirilerek).



Şekil 5.10.C. Jk-1 kuyusunda incelenen örneklere ait derinlikle ilişkilendirilmiş S_1/TOC (bitümen indeks) diyagramı (Hunt, 1995)"dan değiştirilerek).

5.1.5.3. Jenetik potansiyel

Piroliz analizlerinden hesaplanan bir diğer parametre olup, esas olarak kaynak kayanın petrol türüm potansiyelini gösterir. Tissot ve Welte (1984), Jenetik Potansiyeli (S_1+S_2), kerojenin yeterli zaman aralığı boyunca, yeterli sıcaklığa maruz kalmasıyla, üretebileceği hidrokarbon miktarı (petrol ve gaz) olarak 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. Jenetik Potansiyel, hidrokarbon tipleri değerlendirmelerinde kullanılmamaktadır (Pitman ve ark., 1987).

Çizelge 5.36. Jenetik potansiyel ile kaynak kaya potansiyeli arasındaki ilişki (Tissot ve Welte, 1984).

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

Çizelge 5.37. Bj-1 kuyusunda incelenen örneklerin Jenetik Potansiyel değerleri ve buna ilişkin kaynak kaya potansiyelleri.

Örnek No	Derinlik	Y (S1+S2), ppm	PY, mg HC/g Kaya	Kaynak Kaya Potansiyeli (Tissot ve Welte 1984)
1.	2383	4960	4.96	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
2.	2384	5380	5.38	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
3.	2385	20790	20.79	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
4.	2386	11670	11.67	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
5.	2387	6110	6.11	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
6.	2388	4180	4.18	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
7.	2389	1200	1.2	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
8.	2391	25460	25.46	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
9.	2392	20630	20.63	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
10.	2393	8830	8.83	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
11.	2394	2680	2.68	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
12.	2401	121740	121.74	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
13.	2402	83840	83.84	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
14.	2403	69490	69.49	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
15.	2404	109330	109.33	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
16.	2405	93150	93.15	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
17.	2407	48710	48.71	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
18.	2409	69390	69.39	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
19.	2410	69.820	69.82	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
20.	2411	66020	66.02	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
21.	2412	45100	45.1	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
22.	2413	30050	30.05	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli

23.	2414	17090	17.09	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
24.	2432	2370	2.37	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
25.	2433	830	0.83	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
26.	2434	2090	2.09	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
27.	2435	1600	1.6	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
28.	2436	3900	3.9	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
29.	2437	2710	2.71	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
30.	2438	3940	3.94	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
31.	2439	3730	3.73	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
32.	2440	1520	1.52	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
33.	2441	1020	1.02	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok

Çizelge 5.38. Taq Taq-1 kuyusunda incelenen örneklerin Jenetik Potansiyel değerleri ve buna ilişkin kaynak kaya potansiyelleri.

Örnek No	Derinlik	PY (S1+S2), ppm	PY, mg HC/g Kaya	Kaynak Kaya Potansiyeli (Tissot ve Welte 1984)
1	3219	190	0.19	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
2	3220	270	0.27	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
3	3221	370	0.37	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
4	3224	600	0.6	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
5	3225	500	0.5	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
6	3226	900	0.9	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
7	3230	730	0.73	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok

Çizelge 5.39. JK-1 kuyusunda incelenen örneklerin Jenetik Potansiyel değerleri ve buna ilişkin kaynak kaya potansiyelleri.

Örnek No	Derinlik	PY (S1+S2), ppm	PY, mg HC/g Kaya	Kaynak Kaya Potansiyeli (Tissot ve Welte 1984)
1	2061	3360	3.36	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
2	2063	17660	17.66	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
3	2068	17980	17.98	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
4	2072	34920	34.92	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
5	2074	9580	9.58	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
6	2077	5.050	5.05	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
7	2078	5020	5.02	İyi Kaynak Kaya Potansiyeli
8	2088	3110	3.11	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
9	2089	2040	2.04	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
10	2090	5460	5.46	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli

Çizelge 5.40. Sargelu bölgesinde incelenen örneklerin Jenetik Potansiyel değerleri ve buna ilişkin kaynak kaya potansiyelleri.

No	ÖSK NO	PY (S1+S2), ppm	PY, mg HC/g Kaya	Kaynak Kaya Potansiyeli (Tissot ve Welte 1984)
1	Na-8	0.43	430	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
2	Na-9	1.15	1150	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
3	Na-10	0.61	610	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
4	Na-11	0.53	530	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok

5	Na-12	0.99	990	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
6	Na-13	2.68	2680	Orta Derecede Kaynak Kaya Potansiyeli
7	Na-14	0.52	520	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
8	Na-15	0.17	170	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
9	Na-16	0.35	350	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
10	Na-17	0.27	270	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
11	Na-18	0.12	120	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
12	Na-19	0.5	500	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
13	Na-20	0.1	100	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok
14	Na-21	1.18	1180	Kaynak Kaya Potansiyeli Yok

Bj-1 kuyusuna ait incelenen kayaç örneklerinin Jenetik Potansiyel değerleri 830-121740 ppm (ortalama 26965.9ppm), Taq Taq-1kuyusuna ait incelenen kayaç örneklerinin Jenetik Potansiyel değerleri ise 190-600 ppm (ortalama 580 ppm) ve Jk-1kuyusuna ait incelenen kayaç örneklerinin Jenetik Potansiyel değerleri ise 2040-34920 ppm (ortalama 9913 ppm), Sargelu kesitinde incelenen bitümlü kayaç örneklerinin Jenetik Potansiyel değerleri ise 100-2680 ppm (ortalama 685.71 ppm) arasında değişmektedir. Buna göre incelenen örneklerin kaynak kaya potansiyeli yoktan iyi kaynak kaya potansiyeline değişen kaynak kaya potansiyeline (Tissot ve Welte 1984) sahip olduğunu göstermektedir (Çizelge 5.36,5.37,5.38,5.39 ve 5.40).

5.1.5.4. Rezidüel karbon (RC)

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 ve ark.,. 2006).

Çoğu araştırmacılar sıvı hidrokarbon üretimi ve atılımı için TOC içeriğinin 1% den fazla, muhtemelen en az 2% olması gerektiğini savunmuştur. TOC değerlerinin yaklaşık rezidüel (RC) karbonu eşit olması, bu kayaçların çok az hidrokarbon üretme potansiyelin kaldığını gösterir (English ve ark., 2004). Bj-1 kuyusuna ait incelenen bitümlü kayaç örneklerinin wt % RC değerleri 0.55 – 12.64 arasında (ortalama wt % 4.56), Taq Taq-1 kuyusuna ait incelenen bitümlü kayaç örneklerinin wt % RC değerleri 0.76-1.55 arasında (ortalama wt %1.73), Jk-1 kuyusunda ait incelenen bitümlü kayaç örneklerinin wt % RC değerleri 0.72 – 2.09 arasında (ortalama wt % 1.2), Sargelu kesitine ait bitümlü kayaç örneklerinin wt % RC değerleri 0.22 – 4.98 arasında (ortalama wt % 1.18) değişmektedir. İncelenen kayaç örneklerinden Taq Taq-1 kuyusu ve Sargelu kesit örneklerinin tamamı

TOC=RC çizgisine çok yakın değerlerdir. Dolayısıyla bu örnekler zayıf türüm potansiyeline sahiptir. Jk-1kuyusundaki örneklerin çoğu ve Bj-1 kuyusundaki örneklerin bir kısmı RC=TOC çizgisinin uzağına düşmektedir. Buda onların hidrokarbon türüm potansiyeline sahip olduklarını gösterir (Çizelge 5.41,5.42,5.43 ve 53.44) ve şekil (5.11-A,B,C,D).

Çizelge 5.41. Bj-1 kuyusunda incelenen örneklerin wt % RC değerleri.

Örnek No	Derinlik	RC, wt %	TOC%
1.	2383	0.55	1
2.	2384	0.63	1.11
3.	2385	1.26	3.05
4.	2386	1.84	2.88
5.	2387	1.43	1.99
6.	2388	0.72	1.12
7.	2389	0.34	0.46
8.	2391	3.07	5.26
9.	2392	3.65	5.44
10.	2393	1.47	2.26
11.	2394	0.66	0.92
12.	2401	12.64	22.89
13.	2402	8.82	15.91
14.	2403	7.74	13.64
15.	2404	11.78	21.03
16.	2405	11.41	19.35
17.	2407	6.16	10.37
18.	2409	7.44	13.3
19.	2410	7.75	13.64
20.	2411	6.38	11.96
21.	2412	5.11	8.94
22.	2413	3.5	6.07
23.	2414	2.11	3.59
24.	2432	0.96	1.19
25.	2433	0.98	1.08
26.	2434	3.17	3.39
27.	2435	2.62	2.79
28.	2436	7.28	7.67
29.	2437	5.29	5.58
30.	2438	9.47	9.91
31.	2439	9.12	9.54
32.	2440	3.24	3.42
33.	2441	2.17	2.29

Çizelge 5.42. Taq Taq-1 kuyusunda incelenen örneklerin wt % RC değerleri.

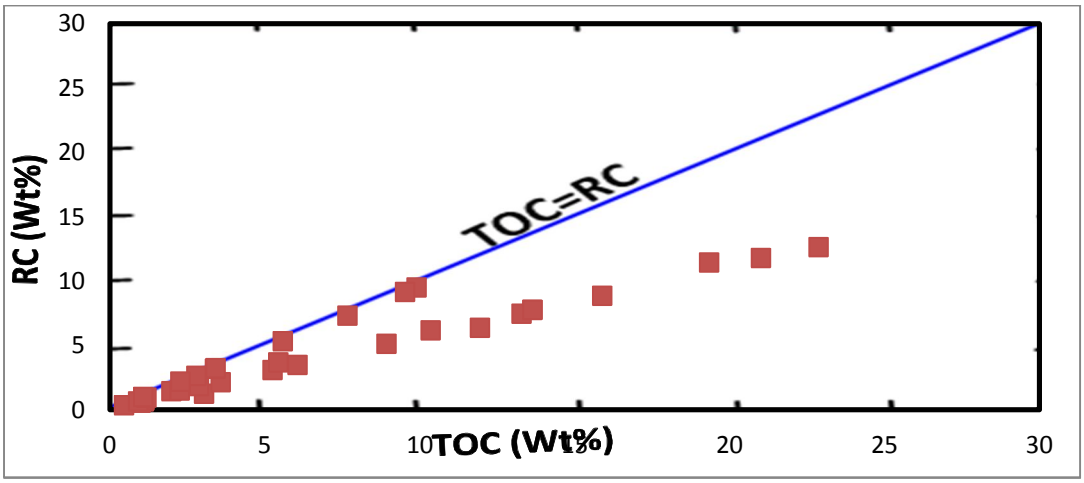
Örnek No	Derinlik	RC, wt %	TOC%
1	3219	0.91	0.95
2	3220	1.17	1.22
3	3221	0.79	0.85
4	3224	0.8	0.87
5	3225	0.96	1.04
6	3226	1.55	1.66
7	3230	0.76	0.85

Çizelge 5.43. Jk-1 kuyusunda incelenen örneklerin wt % RC değerleri.

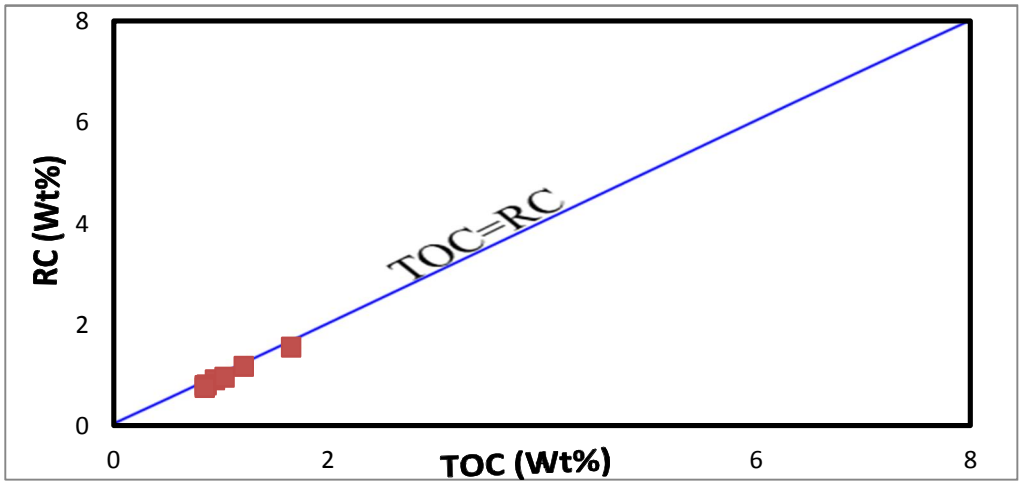
Örnek No	Derinlik	RC, wt %	TOC%
1	2061	0.72	1.04
2	2063	2.09	3.65
3	2068	1.94	3.51
4	2072	1.14	4.16
5	2074	1.08	1.93
6	2077	0.91	1.4
7	2078	1.24	1.73
8	2088	1.06	1.43
9	2089	0.85	1.11
10	2090	1.06	1.62

Çizelge 5.44. Sargelu bölgesinde incelenen örneklerin wt % RC değerleri.

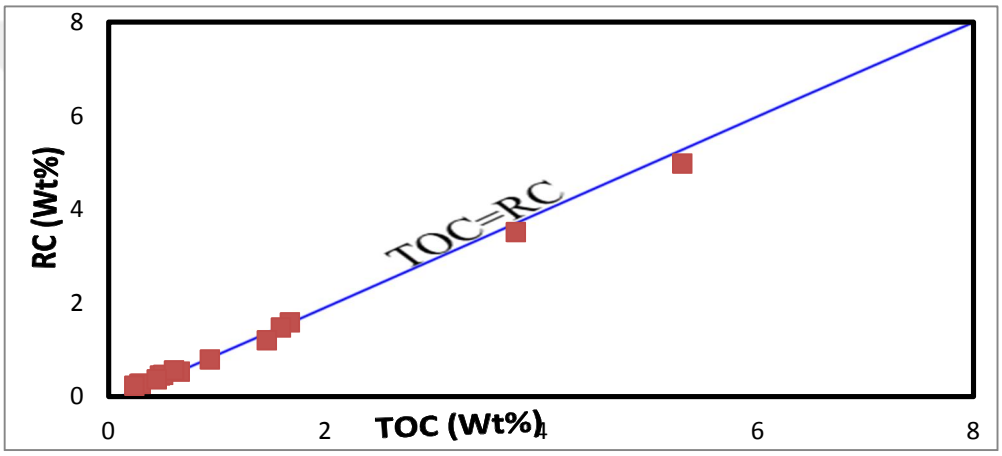
Örnek No	ÖSK No	RC, wt %	TOC%
1	Na-8	4.98	5.31
2	Na-9	0.53	0.66
3	Na-10	3.51	3.77
4	Na-11	1.58	1.68
5	Na-12	1.47	1.6
6	Na-13	1.19	1.47
7	Na-14	0.44	0.48
8	Na-15	0.26	0.29
9	Na-16	0.46	0.51
10	Na-17	0.55	0.61
11	Na-18	0.27	0.3
12	Na-19	0.36	0.45
13	Na-20	0.22	0.24
14	Na-21	0.79	0.94



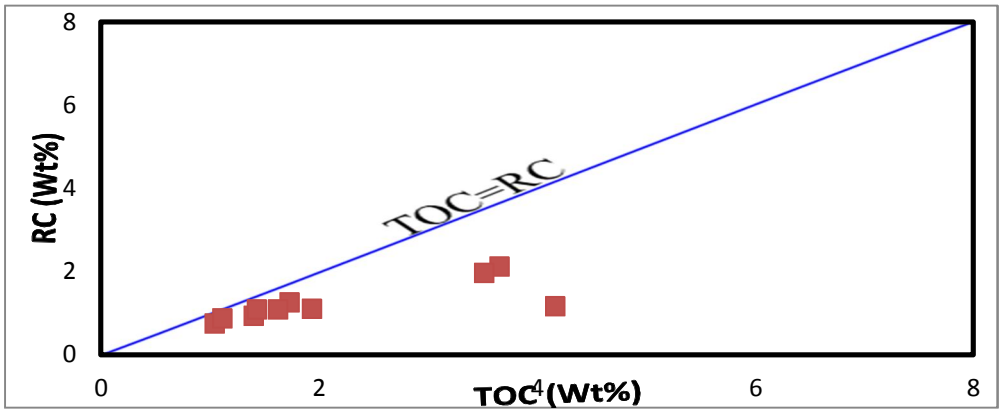
Şekil 5.11.A. Bj-1 kuyusunda RC (wt %) - TOC (wt %) diyagramındaki konumları (English ve ark., 2004)



Şekil 5.11.B. Taq Taq-1 kuyusunda RC (wt %) - TOC (wt %) diyagramındaki konumları (English ve ark., 2004)



Şekil 5.11.C. Jk-1 kuyusunda RC (wt %) - TOC (wt %) diyagramındaki konumları (English ve ark., 2004).



Şekil 5.11.D. Sargelu kesitinde RC (wt %) - TOC (wt %) diyagramındaki konumları (English ve ark., 2004).

5.1.5.5. Göç etmiş hidrokarbonlar

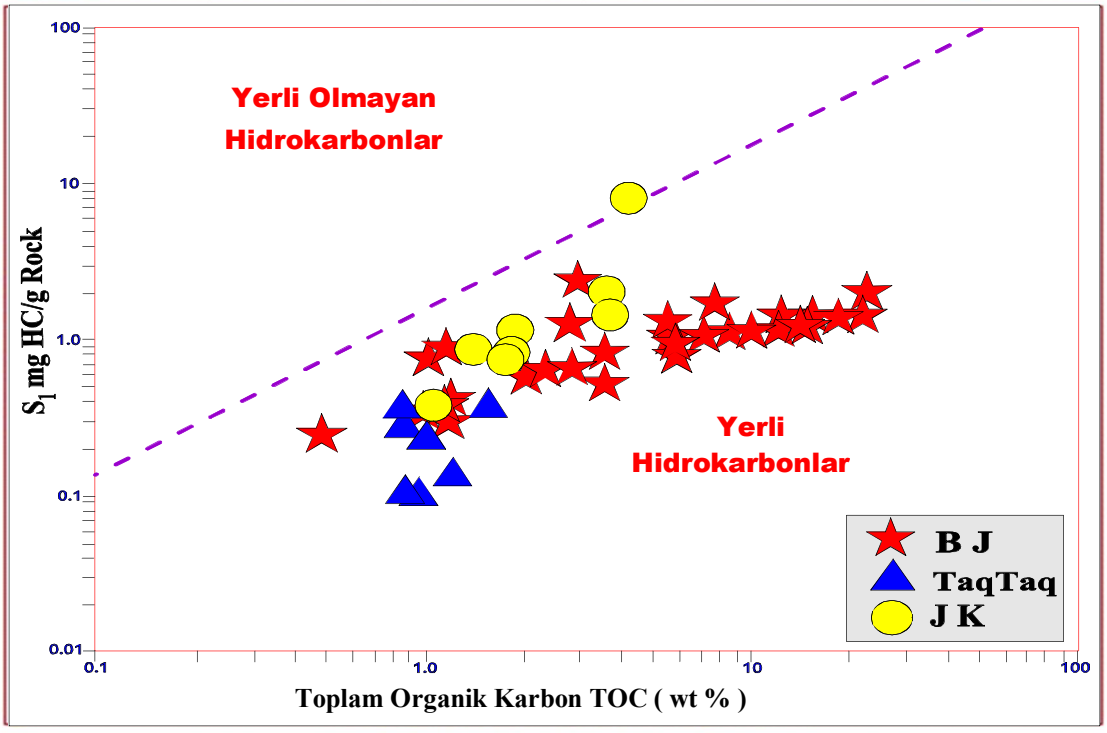
Üretim indekslerinin, ısısal olgunluk aşamalarıyla karşılaştırılması, Göç etmiş

hidrokarbonların tanımlamasında kullanılabilir (Hunt 1996). Yüksek S_1 değerleri ya:

(1) Normal, muhtemel kaynak kayalarına işaret eder; veya

(2) Anormal, Göç etmiş petrol veya sondaj katkı maddelerinden gelen kombinasyonlar sonucunda olur (Peters ve Cassa, 1994).

Orijinal olmayan hidrokarbonlar yüksek S_1 ve düşük TOC değerleriyle karektize edilmektedir. S_1 / TOC= 1.5 değeri orijinal olmayan hidrokarbonlara işaret etmektedir (Hunt, 1996). Orijinal olmayan hidrokarbonlar S_1 / TOC çizgisinin üstündeki bölgede yer almaktadır buna karşı orijinal hidrokarbonlar S_1 / TOC çizgi hattının altındaki bölgede yer almaktadır (Hunt, 1996). Çalışma alanındaki tüm örnekler orijinal hidrokarbonlara işaret etmektedir, buda incelenen örneklerdeki hidrokarbonların ana kayaçın kendi bünyesindeki hidrokarbonlar olduğu ana kayaça dışardan her hangi bir kaynaktan hidrokarbon göçünün veya kirlenmesi olmadığını işaret eder (Şekil 5.12.A.B).

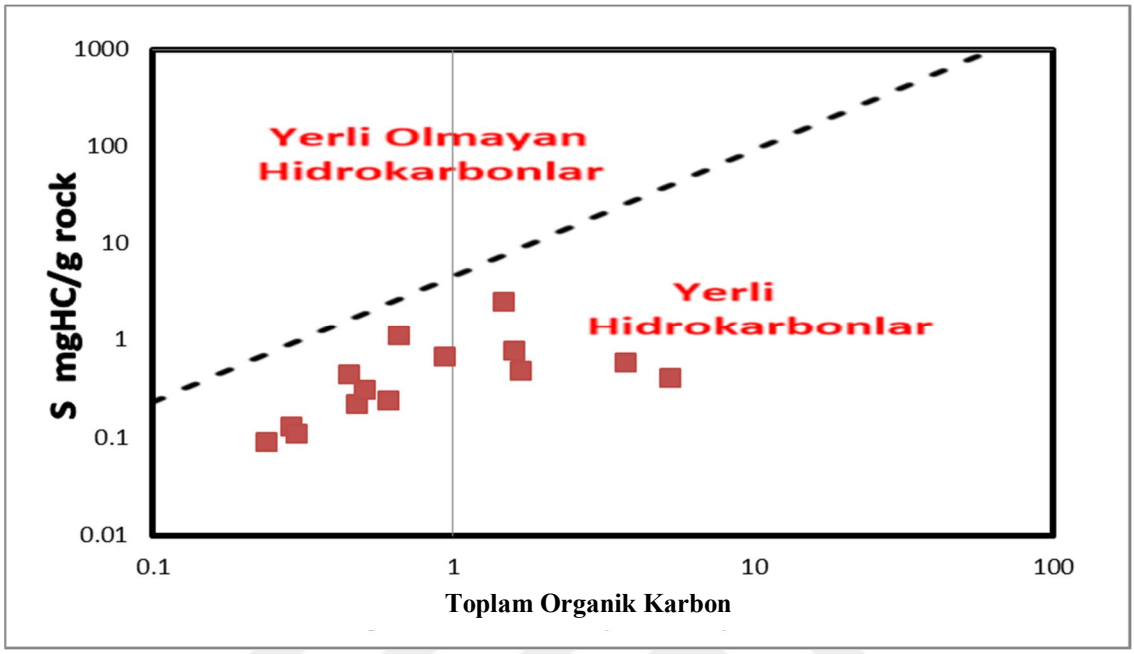


Şekil 5.12.A. Bj-1,Taq Taq-1 ve Jk-1 kuyularına ait olan bitümlü kayaç örneklerinin S_1 (mg HC/ g kaya) - TOC (wt %) diyagramındaki konumları (Hunt, I995).

5.1.5.6. Hidrokarbon tipinin belirlenmesi

Hidrokarbon parametreler hidrokarbon tipini (petrol/gaz) tahminde kullanılmaktadır (Peters 1986). Bu tez kapsamında kaynak kayaların türetebilecek hidrokarbon tipleri

(petrol/gaz); Hidrokarbon Tip İndeksi (S_2/S_3 oranı) (Clementz ve ark., 1979; Peters 1986) parametreleri, HI - TOC (Jackson ve ark., 1985) diyagramları kullanılarak belirlenmiştir.



Şekil 5.12.B. Sargelu bölgesine ait olan bitümlü kayaç örneklerinin S_1 (mg HC/ g kaya) - TOC (wt %) diyagramındaki konumları (Hunt, I995).

5.1.5.6.1. Hidrokarbon tip indeksi (S_2/S_3 oranı)

Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S_3 oranı) (Clementz ve ark., 1979; Peters, 1986) hidrokarbon tipini (petrol/gaz) belirlemede kullanılan bir parametredir (Çizelge 3.50).

Bu oran, Kerojendeki hidrojence zenginliği göstermektedir ve hidrokarbon miktarının bir ölçüsüdür. 390 C° kadar programlanan sıcaklık süresince serbest bırakılan organik CO_2 in nisbi oranına göre bir kayaçtan üretilebilen hidrokarbonlardır. Hidrokarbon Tipi İndeksi gaz için < 2 ve petrol için > 5 tür (Hunt, 1994).

Organik maddenin karasal kaynaklı olduğu ve daha fazla oksijen içeren Tip III kerojenin S_2 / S_3 oranları Tip I ve Tip II 'e göre oldukça düşüktür (Nunez ve Baceta, 1994).

Çizelge 5.45. S_2/S_3 parametresine göre organik maddenin hidrokarbon tipi (Clementz ve ark., 1979 Peters ve Cassa, 1986).

(Clementz ve diğ 1979)		(Peters 1986)	
S2/S3	HC Tipi	S2/S3b	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

Bj-1 kuyusunda bitümlü kayaç örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri 0.71 – 40.30 (ortalama 14.65) ve bu örneklerin 2383-2414 m arasında olanları petrol üretmektedir ve 2432-2441 m arası gaz üretmektedir, Taq Taq-1 bitümlü kayaç örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri ise 0.16– 0.70 (ortalama 0.45) ve tamamen gaz üretmektedir. Jk-1 kuyusunda bitümlü kayaç örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri 1.26 – 21.37 (ortalama 10.19) ve 2061-2077 m arası petrol üretirken 2078-2090 m arası gaz üretmektedir, Sargelu kesitine ait olan bitümlü kayaç örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S_2/S_3 oranı) değerleri 0.06 – 2.5 (ortalama 0.65)

Çizelge 5.46. Bj-1 kuyusuna ait olan örneklerin S_2/S_3 parametresine göre hidrokarbon tipleri (Clementz ve ark., 1979; Peters ve Cassa, 1986).

Örnek No	Derinlik	S2/S3	HC Tipi (Clementz ve diğ 1979)	HC Tipi (Peters 1986)
1.	2383	6.86	Petrol	Petrol
2.	2384	11.97	Petrol	Petrol
3.	2385	23.66	Petrol	Petrol
4.	2386	14.58	Petrol	Petrol
5.	2387	6.95	Petrol	Petrol
6.	2388	5.72	Petrol	Petrol
7.	2389	2.46	Gaz	Gaz
8.	2391	24.47	Petrol	Petrol
9.	2392	18.21	Petrol	Petrol
10.	2393	10.58	Petrol	Petrol
11.	2394	4.7	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol
12.	2401	40.30	Petrol	Petrol
13.	2402	31.12	Petrol	Petrol
14.	2403	23.7	Petrol	Petrol
15.	2404	25.66	Petrol	Petrol
16.	2405	26.91	Petrol	Petrol
17.	2407	13.18	Petrol	Petrol
18.	2409	31.15	Petrol	Petrol
19.	2410	35.87	Petrol	Petrol
20.	2411	31.06	Petrol	Petrol
21.	2412	36.10	Petrol	Petrol
22.	2413	21	Petrol	Petrol
23.	2414	19.01	Petrol	Petrol
24.	2432	3.54	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol
25.	2433	0.71	Gaz	Gaz
26.	2434	1.45	Gaz	Gaz
27.	2435	1.46	Gaz	Gaz
28.	2436	3.30	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol
29.	2437	1.93	Gaz	Gaz
30.	2438	2.15	Gaz	Gaz
31.	2439	2.03	Gaz	Gaz
32.	2440	0.98	Gaz	Gaz
33.	2441	0.88	Gaz	Gaz

Çizelge 5.47. Taq Taq-1 kuyusuna ait olan örneklerin S_2/S_3 parametresine göre hidrokarbon tipleri (Clementz ve diğ 1979; Peters ve Cassa, 1986).

Örnek No	Derinlik	S_2/S_3	HC Tipi (Clementz ve diğ 1979)	HC Tipi (Peters 1986)
1	3219	0.16	Gaz	Gaz
2	3220	0.22	Gaz	Gaz
3	3221	0.39	Gaz	Gaz
4	3224	0.75	Gaz	Gaz
5	3225	0.30	Gaz	Gaz
6	3226	0.70	Gaz	Gaz
7	3230	0.69	Gaz	Gaz

Çizelge 5.48. Jk-1 kuyusuna ait olan örneklerin S_2/S_3 parametresine göre hidrokarbon tipleri (Clementz ve ark., 1979; Peters ve Cassa, 1986).

Örnek No	Derinlik	S2/S3	HC Tipi (Clementz ve diğ 1979)	HC Tipi (Peters 1986)
1	2061	7.34	Petrol	Petrol
2	2063	19.57	Petrol	Petrol
3	2068	18.58	Petrol	Petrol
4	2072	21.37	Petrol	Petrol
5	2074	17.1	Petrol	Petrol
6	2077	5.6	Petrol	Petrol
7	2078	4.92	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol
8	2088	2.23	Gaz	Gaz
9	2089	1.26	Gaz	Gaz
10	2090	3.93	Gaz ve Petrol	Gaz ve Petrol

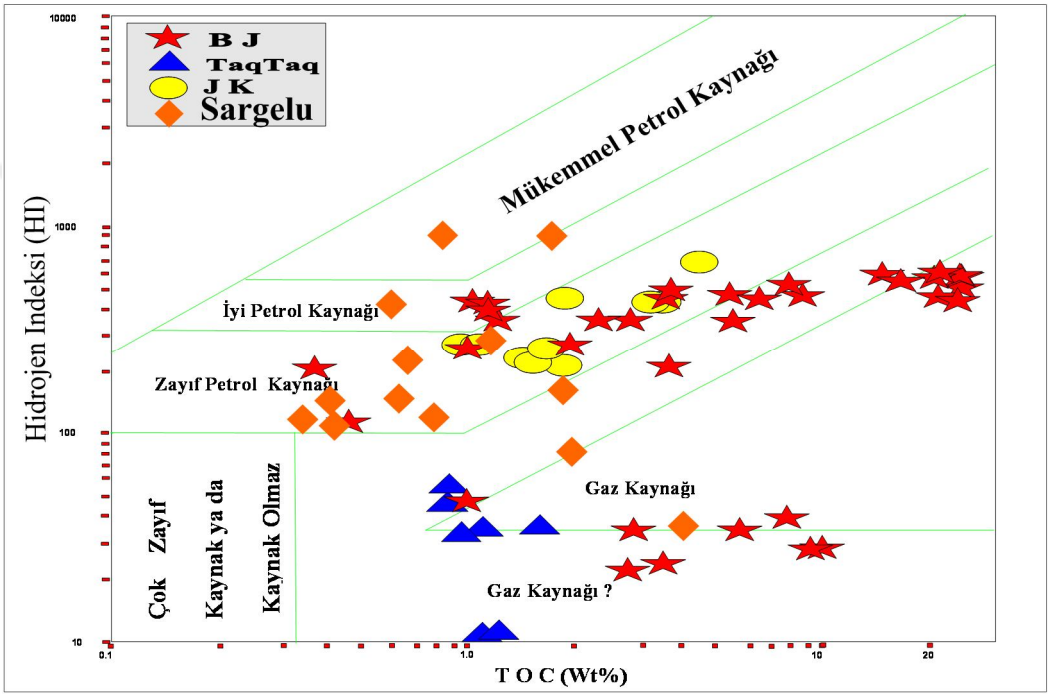
Çizelge 5.49. Sargelu bölgesinde ait olan örneklerin S_2/S_3 parametresine göre hidrokarbon tipleri (Clementz ve ark., 1979; Peters ve Cassa,1986).

No	ÖSK No	S2/S3	HC Tipi (Clementz ve diğ 1979)	HC Tipi (Peters 1986)
1	Na-8	0.06	Gaz	Gaz
2	Na-9	1.77	Gaz	Gaz
3	Na-10	0.13	Gaz	Gaz
4	Na-11	0.43	Gaz	Gaz
5	Na-12	0.86	Gaz	Gaz
6	Na-13	2.50	Gaz ve Petrol	Gaz
7	Na-14	0.45	Gaz	Gaz
8	Na-15	0.44	Gaz	Gaz
9	Na-16	0.93	Gaz	Gaz
10	Na-17	0.34	Gaz	Gaz
11	Na-18	0.28	Gaz	Gaz
12	Na-19	0.36	Gaz	Gaz
13	Na-20	0.26	Gaz	Gaz
14	Na-21	0.31	Gaz	Gaz

arasında değişmektedir ve tamamen gaz üretmektedir. Bu da örneklerin genel olarak hem gaz ve petrol karışımı, hem de gaz ve petrol üretme potansiyeline sahip olduğunu gösterir (Çizelge 5.45,5.46,5.47, 5.48 ve 5.49).

5.1.5.6.2. HI–TOC diyagramı

İncelenen bitümlü kayaç örnekleri HI (mg HC/g TOC) –TOC (wt %) diyagramına (Jackson ve ark., 1985) göre değerlendirilmiştir. Genel olarak Bj-1 kuyusuna ait örneklerde zayıf petrol ve gaz kaynağına, ancak Jk-1 kuyusuna ait örnekler yetersiz petrol kaynağına, Taq Taq-1 kuyusunda ise gaz kaynağına ve Sargelu bölgesi örneklerinin daha çok zayıf petrol kaynağına işaret etmektedir (Şekil 5.13).



Şekil 5.13. İncelenen kaynak kaya örneklerini HI (mg HC/g TOC) –TOC (wt %) diyagramına göre konumları (Jackson ve ark., 1985).

5.1.5.7.Başlangıç TOC hesaplaması

Piroliz analizinden elde edilen Toplam Organik Karbon (TOC%) verileri örnekleme yapıldığı zamandaki değeri temsil etmektedir. Ancak geçmişteki ve çökelim sürecindeki TOC_0% hesaplanabilir.

Matematiksel olarak TOC_0 :

$TOC/0.64=TOC_0$% ……..(Jarvie, 2004)

TOC_O hesaplamalarında örneklerin Tmax değerleri 443 C° den yüksek olmalıdır. Tmax değeri 443 C den küçük olması halinde TOC% verileri TOC_0 % olarak kabul edilir. Irak'ın kuzey doğusunda, TOC% değerleri en yüksek ortamalarda tespit edilmiştir. Buda

bölgedeki Naokelekan formasyonun organik maddece zengin olduğu göstermektedir. Araştırma alanında Bj-1 ve Jk-1 kuyularında Naokelekan formasyonun tabakaları genelde Şeyllerde ve Şeylli kireçtaşlarından oluşmaktadır ve Bununla beraber formasyon sığ derinliklerde bulunduğu ve bundan dolayı organik maddenin yeterince basınç ve sıcaklığa (Termal gradeyene) maruz kalmadığı için ve böylece organik maddenin olgun olmayan-Olgun penceresine yer aldığı belirlenmiştir. Şekil 5.14 de görüldüğü gibi Naokelekan formasyonun Irak'ın kuzey doğu kısımlarında TOC% oranı genel olarak

Çizelge 5.50. Bj-1 kuyusu için hesaplanan TOC_0% değerleri.

Kuyuadı	Formasyon	Derinlik (m)	TOC	TOC0	Tmax
Bi-1	*Naoklekan* Formasyon	2383	1	1	434
		2384	1.11	1.11	434
		2385	3.05	4.76	435
		2386	2.88	4.5	435
		2387	1.99	1.99	430
		2388	1.12	1.90	435
		2389	0.46	0.46	426
		2391	5.26	8.21	441
		2392	5.44	8.5	438
		2393	2.26	3.53	438
		2394	0.92	0.92	431
		2401	22.89	35.76	441
		2402	15.91	24.85	442
		2403	13.64	21.31	441
		2404	21.03	32.85	442
		2405	19.35	30.23	440
		2407	10.37	16.20	441
		2409	13.3	20.78	442
		2410	13.64	21.31	442
		2411	11.96	18.68	442
		2412	8.94	13.9	439
		2413	6.07	9.48	439
		2414	3.59	5.60	439
		2432	1.19	1.85	437
		2433	1.08	1.68	581
		2434	3.39	5.29	583
		2435	2.79	4.35	579
		2436	7.67	11.98	585
		2437	5.58	8.71	584
		2438	9.91	15.48	594
		2439	9.54	14.90	595
		2440	3.42	5.34	597
		2441	2.29	3.57	602
			Toplam	360.9	

Çizelge 5.51. TaqTaq-1 kuyusu için hesaplanan TOC_0% değerleri.

Kuyuadı	Formasyon	Derinlik (m)	TOC	TOC_0	Tmax
Taq Taq-1	Naoklekan Formasyon	3219	0.95	0.95	419
		3220	1.22	1.22	433
		3221	0.85	0.85	433
		3224	0.87	1.35	584
		3225	1.04	1.62	595
		3226	1.66	2.59	602
		3230	0.85	1.32	445

Çizelge 5.52. Jk-1 kuyusu için hesaplanan TOC_0% değerleri.

Kuyuadı	Formasyon	Toplam	Ortalama	Derinlik (m)	TOC	TOC_0	Tmax
Jk-1	Naoklekan Formasyon	21.58	2.158	2061	1.04	1.04	427
				2063	3.65	3.65	429
				2068	3.51	3.51	427
				2072	4.16	4.16	344
				2074	1.93	1.93	428
				2077	1.4	1.4	423
				2078	1.73	1.73	423
				2088	1.43	1.43	425
				2089	1.11	1.11	425
				2090	1.62	1.62	429

Çizelge 5.53. Balad-1,Aj-8 kuyularında derinlik ve piroliz verileri (Shadaan, 2000) alinmiştir.

Kuyu adı	Formasyon	Derinlik (M)	TOC	TOC_0	S_20	HI_0
Balad-1	Naoklekan Formasyon	4146	0.54	0.84	0.85	101.19
		4148	0.94	1.46	1.67	114.38
		4150	15.7	24.53	31.89	130
		4152	10.1	15.78	18.59	117.80
		4154	3.42	5.34	6.5	121.72
		4156	7.89	12.32	14.55	118.1
		4158	5.62	8.78	12.03	137
		4160	2.14	3.34	3.54	105.98
		4162	2.74	4.28	5.77	134.81
Kuyu adı	Formasyon	Derinlik	TOC	TOC_0	S2o	HI_0
Ajil-8	Naoklekan Formasyon	3230	6.85	10.70	19.97	186.63
		3238	14.5	22.65	50.57	223.26
		3240	10.2	15.93	35.95	225.67
		3241	16	25	56.8	227.2
		3242	5.13	8.01	14.04	175.28
		3243	5.89	9.20	20.9	227.17
		3245	6.33	9.89	19.18	193.93

düşüktür. Buda bölgede Naokelekan formasyonu derin kısımlarda gömüldüğü ve yeterince ısısal olgunluğa maruz kaldığı ve aşırı zonda yer aldığı belirlenmiştir. Başlangıç TOC değerleri Irakın kuzey batı kısımlarında yüksek ortalamalarda tespit edilmiştir ve bu da Naokelekan formasyonun iyi hidrokarbon türüm potansiyeline sahip olduğu işaret etmektedir Çizelge 5.50,5.51,5.52,5.53,5.54 ve (Şekil 5.14 ve 5.15).

Çizelge 5.54. Aj-12 kuyusu için hesaplanan TOC_0% değerleri (Shadan, 2000).

Kuyuadı	Formasyon	Derinlik (M)	TOC	TOC_0	$S2_0$	HI_0
Aj-12	Naoklekan Formasyon	3480	0.73	0.73	2.71	371.23
		3482	0.26	0.26		
		3484	0.13	0.13		
		3486	0.45	0.45		
		3488	1.08	1.68	1.92	114.28
		3490	0.44	0.44		
		3492	6.35	9.92	12.5	126
		3494	6.03	9.42	13.0	138
		3496	0.56	0.56	1.96	350
		3497	0.18	0.18		
		3500	15.5	24.21	33.52	138.37
		3502	14.6	22.81	34.27	150.24
		3504	16	25	34.27	137.08
		3506	10.9	17.03	19.58	114.97
		3508	13.1	20.46	20.5	100.19
		3510	8.38	13.09	7.11	54.31
		3512	6.22	9.71	12.66	129.76
		3515	3.65	5.70	8.46	148.42

*TOC_0 : Orijinal /Toplam Organik Karbon Başlangıçı.

5.1.5.8. Başlangıç HIo hesaplaması

Hidrojen indeks (S_2/TOC*100) hesaplanmaktadır. HI kaynak kayalarda mevcut hidrojence zenginliğe işaret etmektedir. Ancak geçmişteki ve depolanma esnasında HI hesaplanması özel bir formül kullanarak elde edilmektedir.

$HI_0=100*S_{2(lost)}/TOC_o$

$S_{2\ (lost)}= S_{2(observed)*}(TR/1-TR)$ (Sarı ve Koç 2012)

TR=PI ……..her örnek için

Note: TR= Transformation Ratio

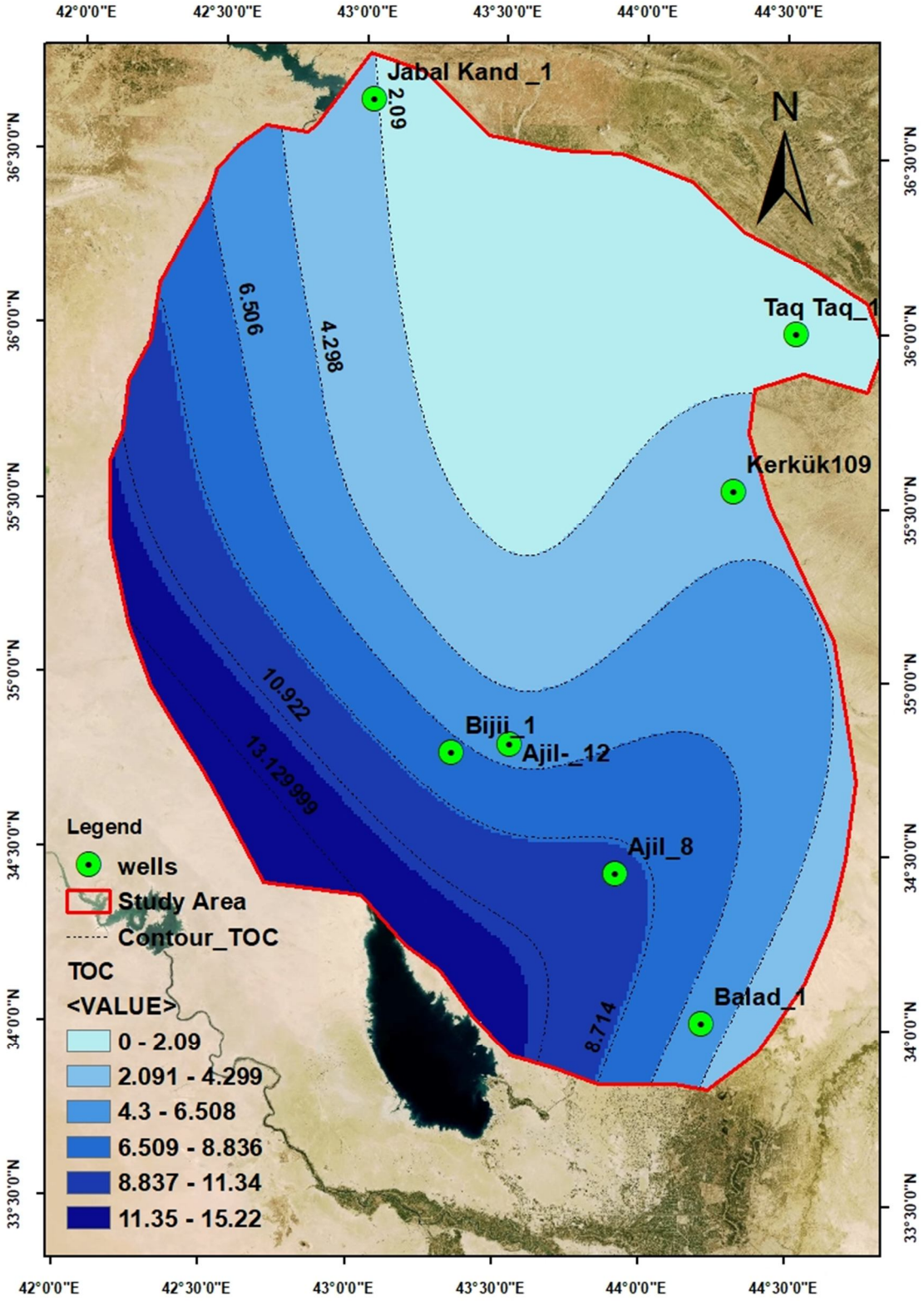
$S2_0$= Başlangıç S_2 değeri

HI_0= Başlangıç Hidrojen İndeksi

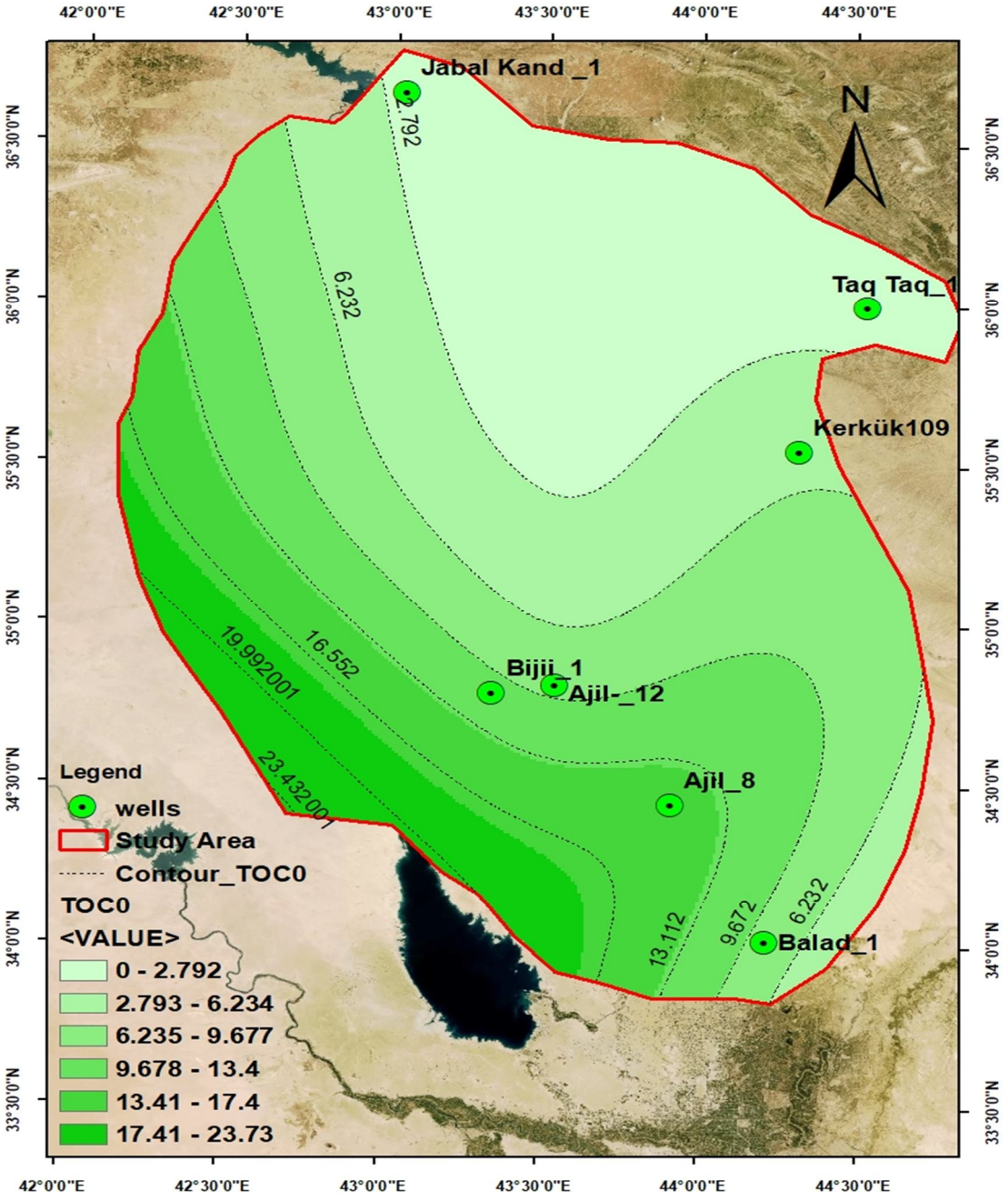
HI0 hesaplamaları sonucunda Bj-1 ve Jk-1 kuyularında kerojen tipleri Tip I, Tip II kerojen olarak belirlenmiştir. Bu çalışmada HI ve başlangıç HI_0, bölgedeki Naokelekan formasyonun özellikle Irakın kuzey batı kısımlarında iyi kaynak kaya potansiyeline sahip olduğu görülmektedir. Bölgedeki piroliz analiz sonuçlarına göre Bj-1 ve Jk-1 kuyularında petrol pencersinde yer aldığı tespit edilmiştir Çizelge 5.55, 5.56,5.57 ve (Şekil 5.16 ve 5.17).

Çizelge 5.55. Bj-1 kuyusuna ait örneklerin TOC_o,S_2 ve HI_0 değerleri.

Kuyuadı	Formasyon	Depth (M)	TOC	TOC0	S2	S20	HI	HI_0	PI
		2383	1	1	4.19	27.94	419	2.79	0.15
		2384	1.11	1.11	4.55	30.34	410	2.73	0.15
		2385	3.05	4.76	18.49	20.67	605	677.70	0.11
		2386	2.88	4.5	10.5	11.55	365	256.66	0.1
		2387	1.99	1.99	5.45	6.03	278	3.3.01	0,09
		2388	1.12	1.90	3.78	4.19	338	22.05	0.1
		2389	0.46	0.46	0.96	1.2	209	260.86	0.2
		2391	5.26	8.21	24.47	25.45	465	309.98	0,04
	Naoklekan Formasyon	2392	5.44	8.5	19.49	20.65	358	24294	0,06
		2393	2.26	3.53	8.15	8.8	361	249.29	0.08
		2394	0.92	0.92	2.35	2.65	255	288.04	0.12
Bijii-1		2401	22.89	35.76	119.72	122.11	523	341.47	0.02
		2402	15.91	24.85	82.18	83.82	517	337.30	0.02
		2403	13.64	21.31	68.02	69.44	499	235.85	0.02
		2404	21.03	32.85	107.79	108.87	513	331.41	0.01
		2405	19.35	30.23	91.79	92.71	474	306.68	0,01
		2407	10.37	16.20	47.61	49.99	459	308.58	0.02
		2409	13.3	20.78	67.92	69.28	511	333.39	0,02
		2410	13.64	21.31	68.52	69.89	502	327.96	0,02
		2411	11.96	18.68	64.62	65.91	540	352.83	0.02
		2412	8.94	13.9	44.05	44.93	493	323.23	0.02
		2413	6.07	9.48	29.19	23.16	481	244.30	0.03
		2414	3.59	5.60	16.54	17.03	461	336.56	0.03
		2432	1.19	1.85	2.07	2.35	174	127.02	0.13
		2433	1.08	1.68	0.43	1.02	40	54.83	0.48
		2434	3.39	5.29	1.21	2.08	36	39.31	0.42
		2435	2.79	4.35	0.92	1.59	33	36.55	0.42
		2436	7.67	11.98	2.81	3.87	37	32.30	0.28
		2437	5.58	8.71	1.82	2.71	33	31.11	0.33
		2438	9.91	15.48	2.91	3.98	29	25.71	0.26
		2439	9.54	14.90	2.7	3.72	28	24.97	0.28
		2440	3.42	5.34	0.87	1.52	25	28.46	0.43
		2441	2.29	3.57	0.56	1.01	24	28.29	0.45
				10.938				955.38	0.173



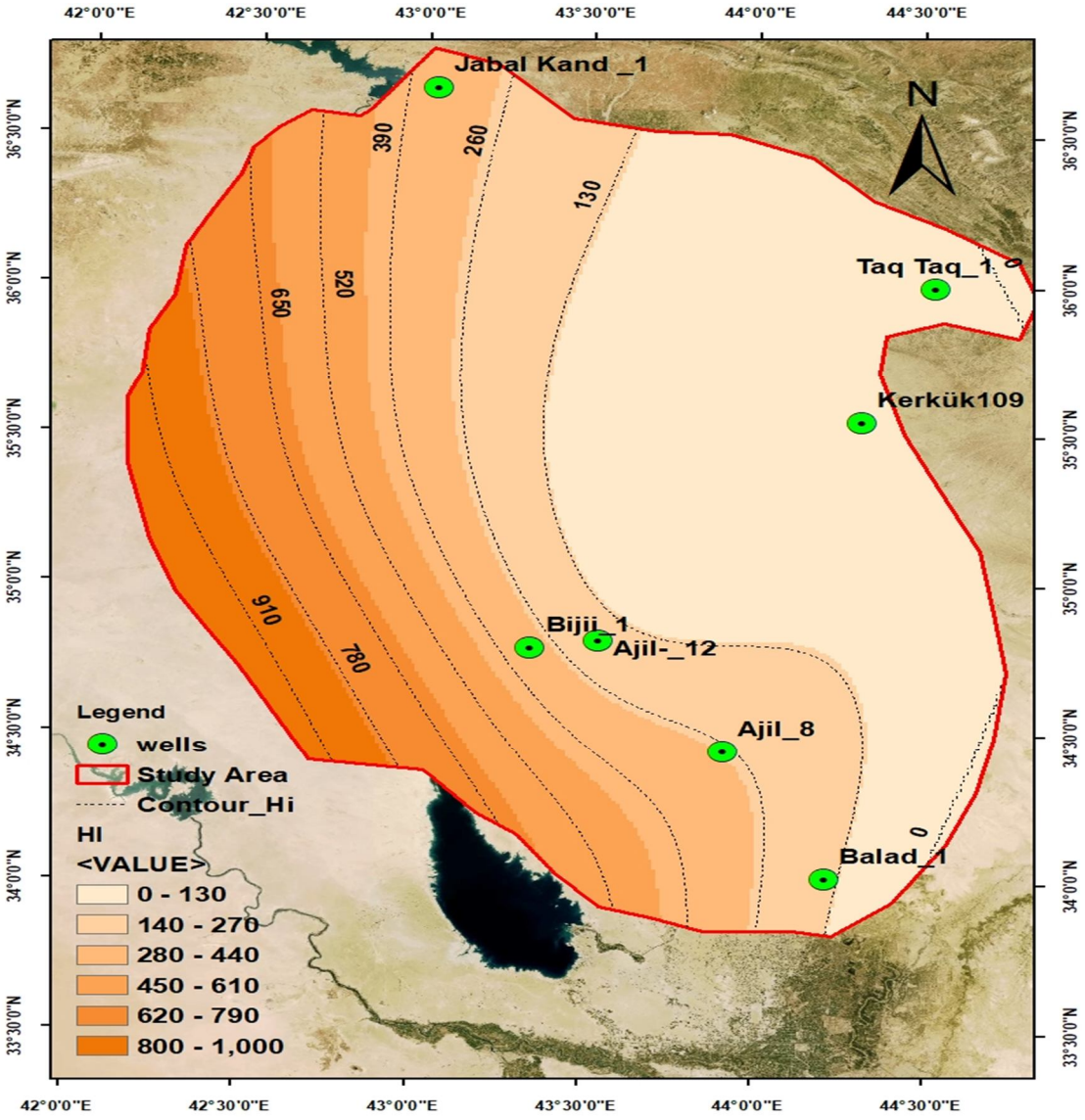
Şekil 5.14. kuzey Iraktaki farklı kuyulardan ortalama TOC dağılımı.



Şekil 5.15. kuzey Iraktaki farklı kuyulardan ortalama TOC_o dağılımı.

Çizelge 5.56. Taq Taq-1 kuyusuna ait örneklerin TOC_o,S_2 ve HI_0 değerleri.

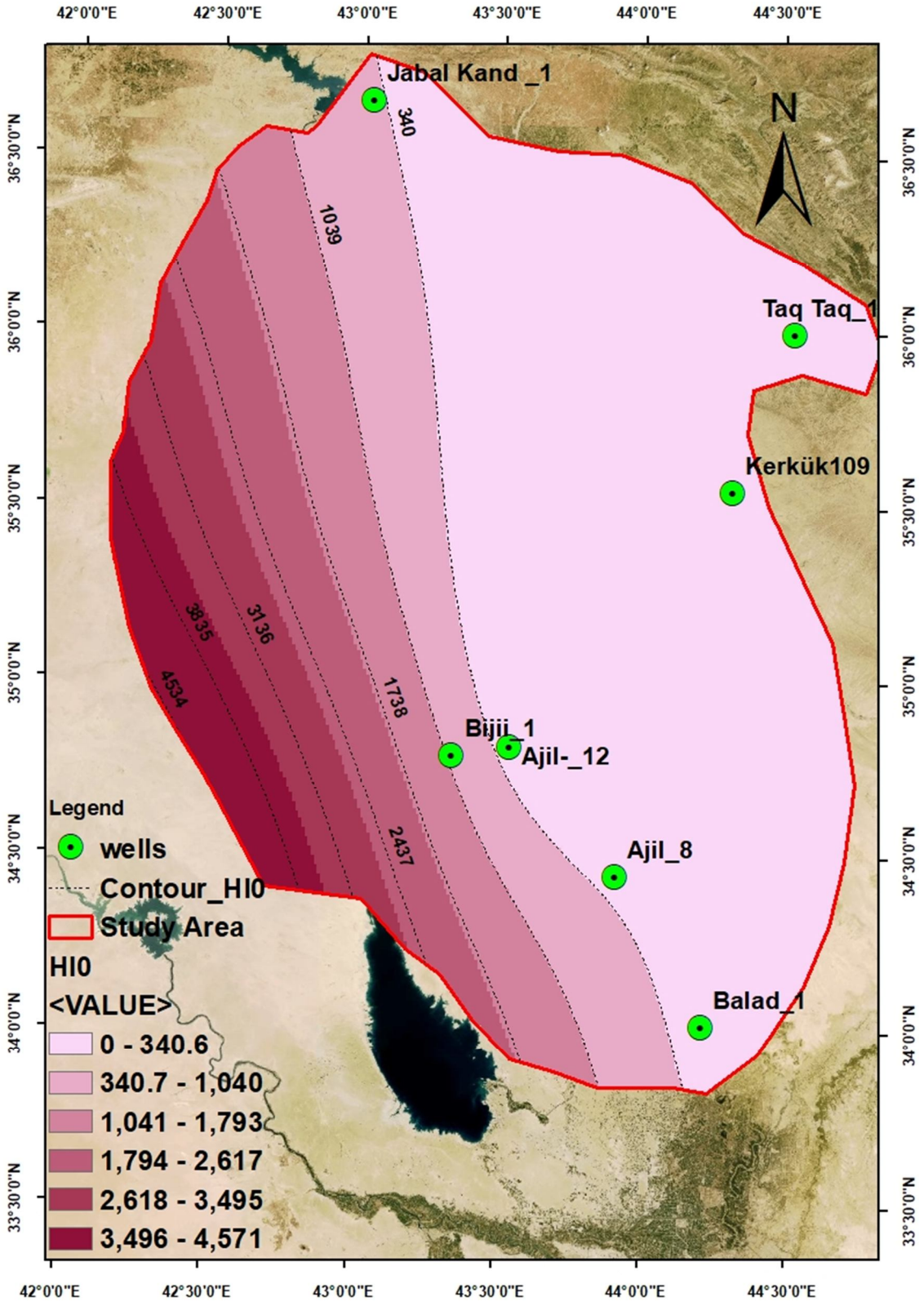
Kuyuadı	Formasyon	Derinlik (M)	TOC	TOC_0	S2	$S2_0$	HI	HI_0	PI	
Taq Taq-1	Naoklekan Formasyon	3219	0.95	0.95	0.09	0.18	9	18.94	0.51	E 44 31 56 N36 00 156
		3220	1.22	1.22	0.12	0.26	10	21.31	0.55	
		3221	0.85	0.85	0.27	0.36	32	42.36	0.27	
		3224	0.87	1.35	0.31	0.6	36	44.44	0.49	
		3225	1.04	1.62	0.27	0.49	26	30.25	0.46	
		3226	1.66	2.59	0.43	0.91	26	35.13	0.53	
		3230	0.85	1.32	0.41	0.73	48	55.30	0.44	
				1.41				35.39	0.46	



Şekil 5.16. Kuzey Iraktaki HI değerlerinin dağılımı.

Çizelge 5.57. Jk-1 kuyusuna ait örneklerin $TOC_{o,}S_2$ ve HI_0 değerleri.

Kuyuadı	Formasyon	Derinlik (M)	TOC	TOC0	S2	$S2_0$	HI	HI_0	PI	
Jabal Kand-1	Naoklekan Formasyon	2061	1.04	1.04	3.01	3.37	289	324.0	0.11	E 328 800 N3059 600
		2063	3.65	3.65	16.05	17.4	440	479.1	0.09	
		2068	3.51	3.51	15.98	17.9	455	509.9	0.11	
		2072	4.16	4.16	28	35	673	841.3	0.2	
		2074	1.93	1.93	8.55	9.57	443	495.8	0.11	
		2077	1.4	1.4	4.2	5.04	300	360	0.17	
		2078	1.73	1.73	4.33	5.02	250	290.1	0.14	
		2088	1.43	1.43	2.59	3.11	181	217.4	0.17	
		2089	1.11	1.11	1.63	2.04	147	183.7	0.2	
		2090	1.62	1.62	4.8	5.47	296	337.6	0.12	
				2.158				403.9	0.142	



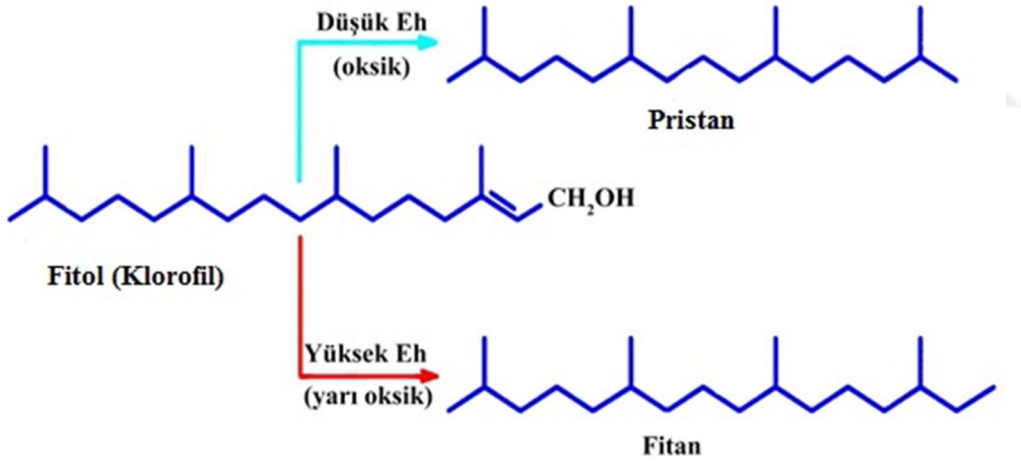
Şekil 5.17. Kuzey Iraktaki HI_0 değerlerinin dağılımı.

5.2. Gaz kromatografisi (GC)

Gaz kromatografisi, ham petrolde bulunan, izoprenoitler (pristan / fitan) ve izoprenoit / n-alkan oranları, kaynak kaya litofasiyes, çökelme ortamı ve petrolün biyolojik bozunum ya da termal olgunlaşma derecesi hakkında bilgi vermektedir (Peters ve Fowler, 2002). Bu çalışmada, n-alkan dagılımlarından yararlanarak, Pristan (Pr) / Fitan (Ph) oranı ve Karbon Tercih indeksi (CPI) (Bray ve Evans 1961, Koons ve ark.,1965), aynı zamanda Pr/Ph –CPI (Akinlua ve Smith, 2009) ve Pr/nC_{17} - Ph/nC_{18} (Petersen ve ark., 2001) diyagramları kullanılarak yorumlamaya gidilmiştir.

5.2.1.Pristane / phytane (Pr / Ph) oranları

Fitan yüksek anoksik şartlar altında, fitolun diyajeneziyle oluşmaktadır. Pristan ise, fitolun oksidasyon ile altere olması sonucunda oluşturlar (Welte ve Waples, 1973; Didyk ve diğ, 1978, Şekil (5.18).



Şekil 5.18. Fitaldan pristane ve fitanın diyajenetik kökeni.

Pr/Ph oranı, iyi bir korelasyon parametresidir. Pristan ve Fitanın farklı 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 yansıtır. 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 ve ark., 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. Ayrıca Pr/Ph oranının 0,8 ile 2,5 arasında olan örnekler için başka destekleyici veri olmaksızın bu oranın paleoortam belirleyicisi olarak kullanılmamasını önermişlerdir (Döner, 2012). Naokelekan Formasyonunda Sargelu kesitinde Pr / Ph oranı, seçilen üç özüt örneği için sırasıyla, 0.96, 0.86 ve 1.04'tür; ve bu değerler anoksik ve suboksik denizel çökelme ortamın işaret etmektedir (Çizelge.5.1), (Şekil.5.19.A.B.C).

Ten Haven ve ark. (1987), Pr / Ph, tek başına çökelme ortamının oksitlenme derecesi hakkında sonuçlar çıkarılmamasını önermiştir. Bundan dolayı kaynak sedimenterlerin redoks potansiyeli üzerine Pr/Ph kullanarak yapılacak yorumların mutlaka diğer jeokimyasal ve jeolojik verilerle desteklenmesi gerekir.

Alexander ve ark. (1981) tarafından (Pr + nC17) / (Ph + nC18) oranının kullanılması önermişlerdir. Çünkü Pr/nC17 yada Ph/nC18 termal olgunlukta daha az etkilenir. Biodegradasyon, bu oranı artırır çünkü aerobik bakteriler genel olarak izopendirolerden önce n-alkanlara saldırır. Seçilen örnekler (Ph+ n-C17'in) /(Ph + n-C18) oranların karşılaştırılması sonucunda, kaynak kaya özütlerinin yüksek indirgen şartlarda çökeldiğini işaretlemektedir. Hunt (1995) tarafından geliştiren grafikte çalışılan kaya özütleri Tip II ve /Tip III olarak sınıflandırılmıştır (Şekil 5.20). Ancak, Obermajer ve ark. (1999) diyagramı üzerinde ise çalışılan örnekler Tip II bölgesine düşmektedir (Şekil 5.21).

5.2.2.Karbon tercih indeksi (CPI)

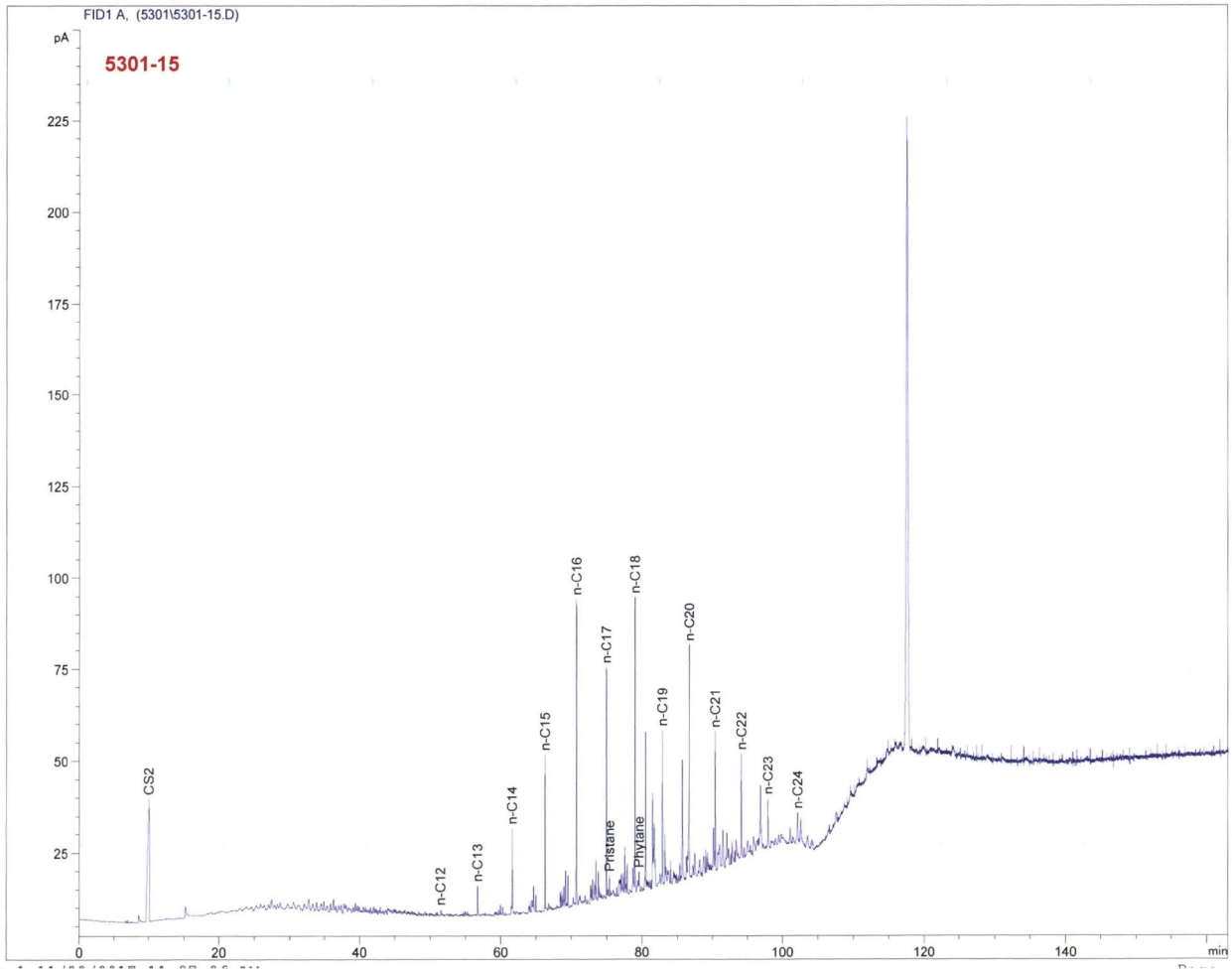
Karbon Tercih İndeksi (CPI), tek karbon numaralı n-alkanların ve çift numaralı n-alkanların birbirlerine göre bolluğu, organik madde tipi, çökelme ortamı ve ısısal olgunluğu yorumlamada kullanılabilmektedir. CPI indeksinin hesaplanmasında araştırmacılar farklı formüller önermişlerdir. Bu indeks, karbon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

aralığına uygulanabilmektedir. Bu çalışmada;

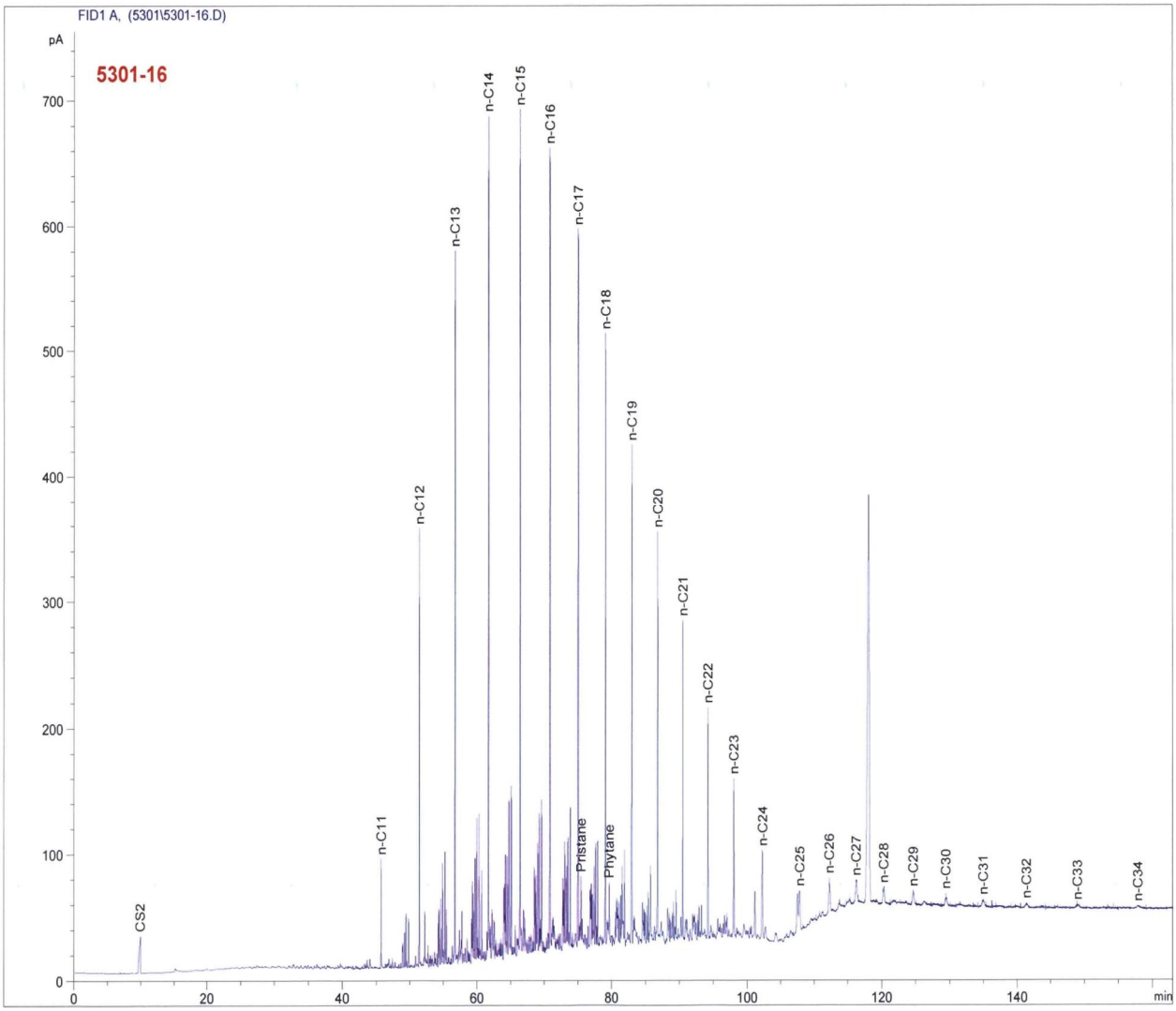
$CPI_{(16\text{-}24)} = (nC_{15} + nC_{17} + nC_{19} + nC_{21} + nC_{23}) / (nC_{16} + nC_{18} + nC_{20} + nC_{22} + nC_{24})$

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 bir 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; Döner ,2012).

Çalışma alınana ait ekstrakt örneklerinin CPI değerleri 0.83 ila 0.87 arasındadır (Çizgele.5.58.) ve daha yüksek termal olgunluğa işaret eden bire yakındır (CPI ~ 1) . Pr /Ph- CPI diyagramına göre (Şekil 5.22), incelenen tüm örneklerin denizel ortam da çökeldiğini ve olgun koşullarda olduğunu göstermektedir.



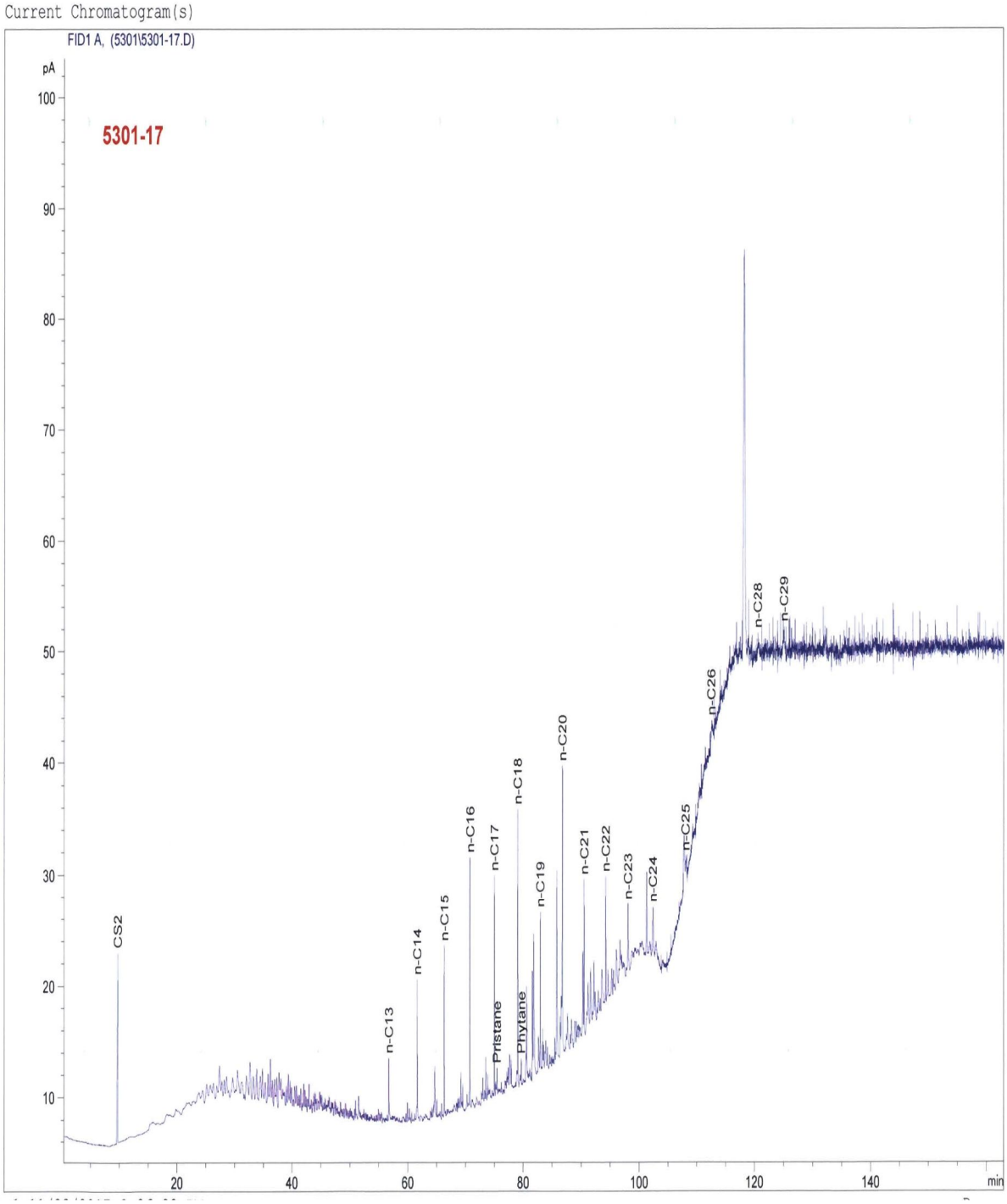
Şekil 5.19.A. 5301-15-örneğinin doymuş hidrokarbon fraksiyonlarına ait gaz kromatogramı.



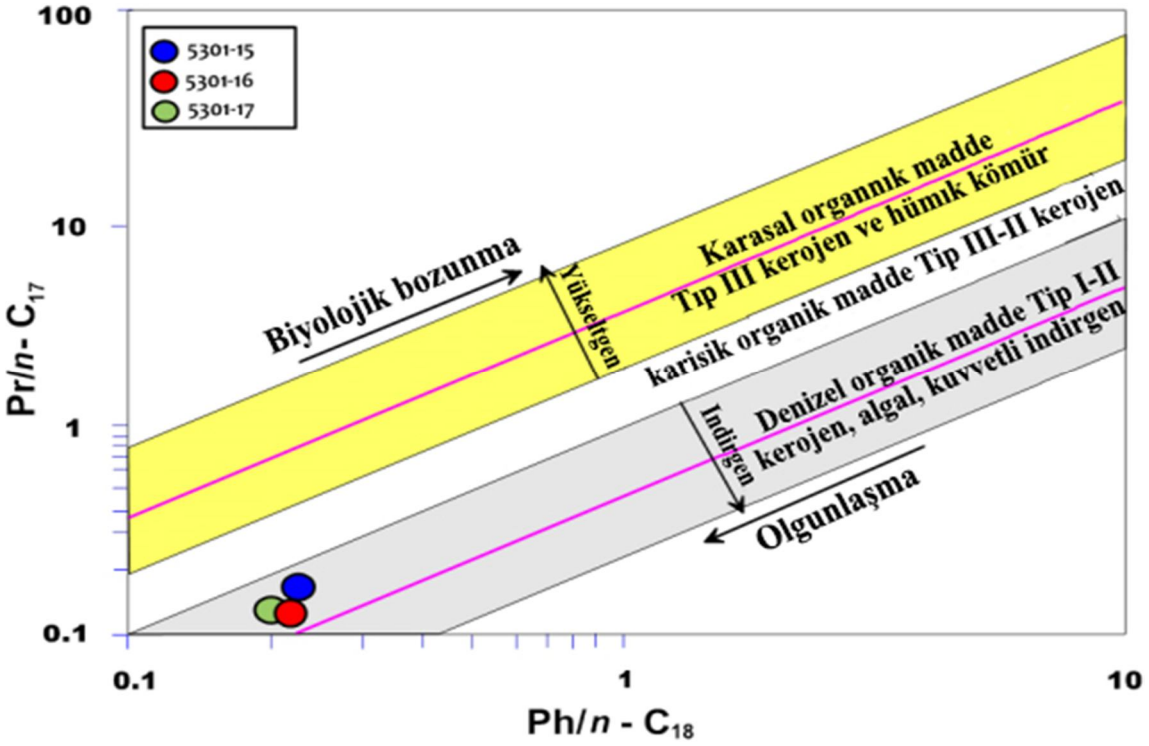
Şekil 5.19.B. 5301-16-örneğinin doymuş hidrokarbon fraksiyonlarına ait gaz kromatogramı.

Tipik olarak, Pr / Ph'dan çıkarılan kaynak-kaya depolanması koşulları, kükürt içeriği veya C35 homohopan indeksi gibi diğer göstergelerle uyumludur. Naokelekan formasyonundan alınmış olan üç kaynak kayaç ekstraktlarından elde edilen gaz kromatografi verilerine göre (Şekil.5.19.A.B.C) incelenen örnekler önemli derecede farklılık göstermektedir.

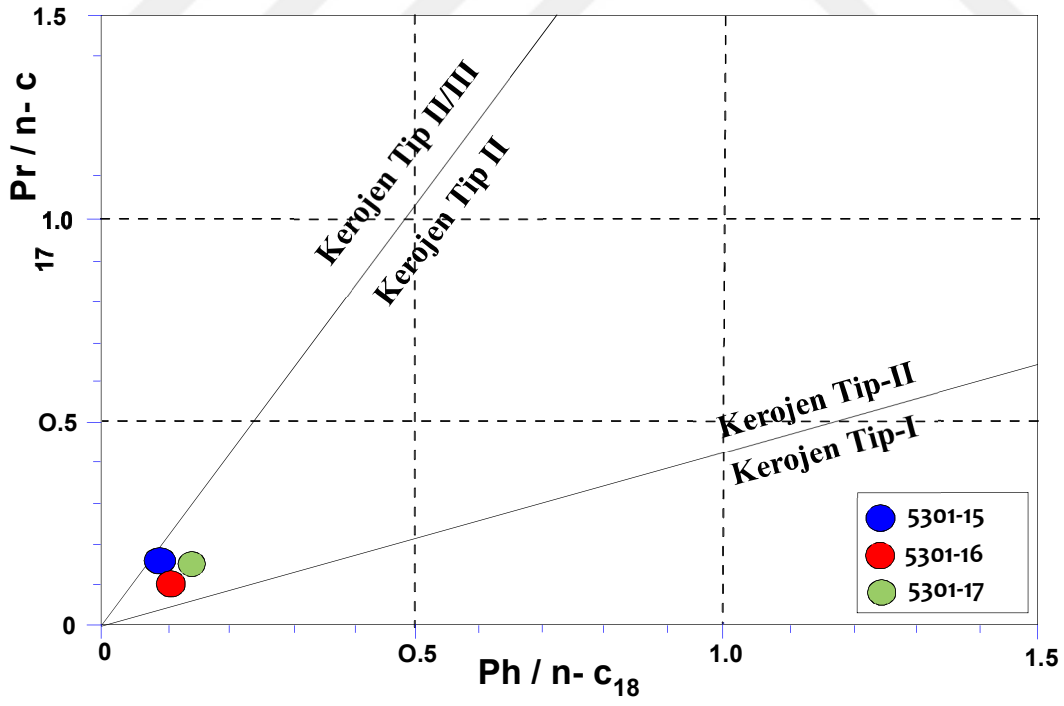
Örnekler çoğunlukla düşük molekül ağırlıklı bileşiklerden oluşmakta ve düzgün bir n-alkan dağılımına sahiptirler. Ancak örnekler de az miktarda karasal olarak türetilmiş mumsu n-alkanlar da mevcuttur. Pr / Ph oranları 1.0'a yakındır (Çizgele.5.58). Bu da denizel kaynaklı organik materyalin daha çok ve karasal katkının ise çok az olduğunu göstermektedir.



Şekil 5.19.C. 5301-17-örneğinin doymuş hidrokarbon fraksiyonlarına ait gaz kromatogramı.



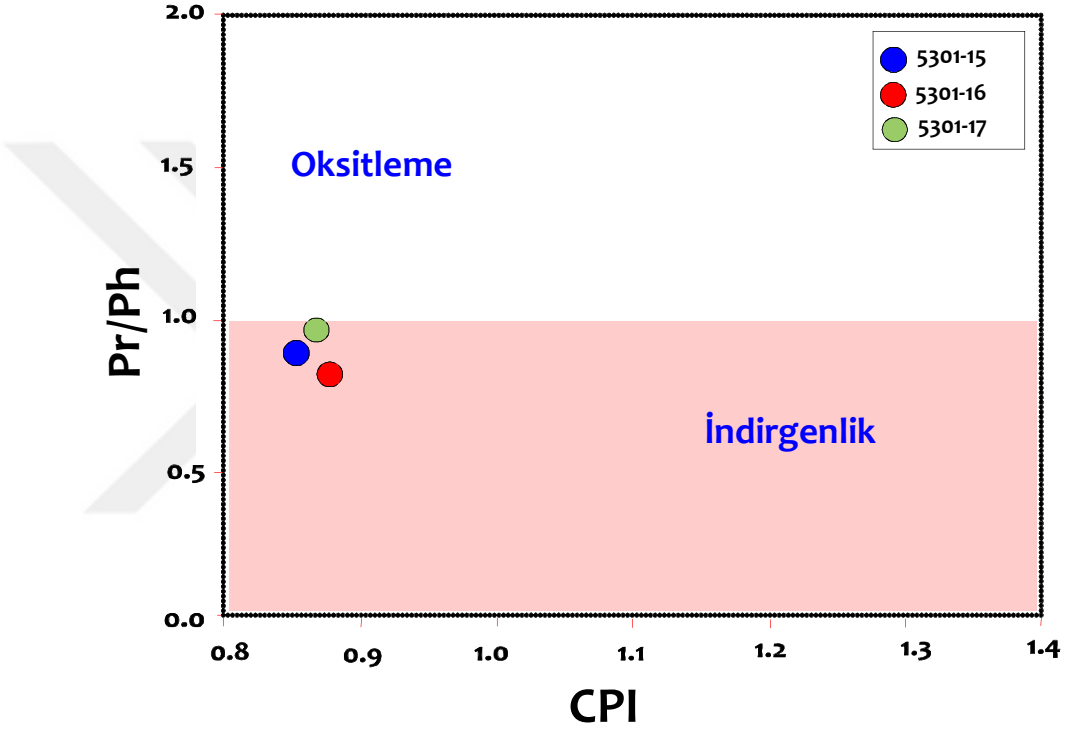
Şekil 5.20. Naokelekan formasyonundan (Sargelu kesiti) ekstrakt edilen örneklerin Pristan/n-C17- Fitan/n-C18 diyagramı (Hunt, 1995).



Şekil 5.21. Naokelekan formasyonunda (Sargelu kesiti) ekstrakt edilen örneklerin, pristan / n-C17'in fitantin / n-C18 diyagramına göre kerojen tipi (Obermajer ve ark., 1999).

Çizelge 5.58. Sargelu kestinde olan naokelekan formasyonun GC analiz verileri Pr/Ph = Pristane/phytane ratio; Pr/*n*-C_{17} = Pristane/*n*-C_{17} ratio; Ph/*n*-C_{18} = Phytane/*n*-C_{18} ratio.

Formasyon	Örnek Tipi	Derinlik (m)	Pr/Ph	Pr/*n*-C_{17}	Ph/*n*-C_{18}	CPI
Naokelekan	Kırıntı	5301-15	0.96	0.11	0.09	0.83
Naokelekan	Kırıntı	5301-16	0.86	0.09	0.12	0.87
Naokelekan	Kırıntı	5301-17	1.04	0.16	0.12	0.86



Şekil 5.22. Naokelekan Formasyonu çökelme ortamı redoks şartları.

5.3. Gaz kromatografi / kütle spektrometresi, bitümen verileri

Gaz Kromatografi-Kütle Spektrometresi (GC-MS) sonucu elde edilen doymuş ve aromatik fraksiyonlar, çeşitli jeokimyasal özelliklerin değerlendirilmesini sağlar. Organik maddenin farklı özelliklerinin belirlenmesi için kullanılan birçok biyomarker parametresi steran ve triterpan dağılımları kullanılarak yorumlanır (Özkar, 2012). Daha önce piroliz analizi yapılmış örnekler içerisinden (Sargelu kesitinden) seçilen 3 adet örnek üzerinde GC-MS analizleri yapılmış olup, ve bu analizden elde edilen doymuş hidrokarbonların ait terpan (m/z 191) ve steranların (m/z 217) iyon fragmentogramları kullanılmış ve tüm yorumlar bu iki önemli iyon fragmentogramı üzerinden yapılmıştır (Çizelge.5.59 ve 5.60).

GC-MS analizi olgunluk çalışmalarında kullanılan önemli bir tekniktir ve kaynak kaya çökelme ortamı, litolojisi ve olgunluğu hakkında önemli ipuçları sağlamaktadır (Nisseen 2001).

5.3.1.Kaynak ve çökelme ortamıyla ilgili biomarkerler

Biomarkerler, belirli organizmaların biyolojik moleküllerinden türediklerinden ve bu organizmaların her biri sadece belirli şartlar altında yaşadıklarından dolayı yaşam şartlarının belirticisi olarak biomarkerleri kullanması mantıklıdır (Waples ve Machihara, 1991). Biyolojik biomarkerler şunları içerir:

5.3.1.1. Terpanlar ve benzeri bileşikler

Terpenoidler, izoprenden türetilen iki veya daha fazla yapısal birimden oluşan bir organik bileşim sınıfıdır (Tønnessen, 2009). Onlar, tüm canlılarda türerler ve organizmalardan izole edilen ikinci en büyük sekonder metabolitleri temsil ederler (Ajikumar ve diğ 2008). Terpanlar genellikle bakteriyel (Prokaryotik) membran lipidlerinden üretilir (Ourisson ve ark., 1982). Bu bakteriyel terpanlar, petrol ve kaynak kayayla ilişkilendirilen asiklik, bisiklik, trisiklik, tetrasiklik ve pentasiklik bileşiklerini içeren çok sayıda homolog seriyi kapsarlar.

C25 / C26 Trisiklik Terpanlar 1.00'den büyük değerler denizel ortamın, 1.00'den düşük değerler ise denizel olmayan ortamın göstergesidir. İncelenen örnekler ekstraktlarının C25 / C26 trisiklik oranı 1 den büyüktür, dolayısıyla denizel kökene işaret etmektedir (Şekil 5.23.A,B,M,N,F). Bu aynı zamanda yüksek C23 / C19, C21 / C22, C23 / C24, trisiklik terpanlar / hopanlar ve (C28 + C29) / TS oranları ile de desteklenmektedir. Bu da organik maddenin. güçlü bir şekilde denizel algal madde olduğunu belirtirmektedir.

5.3.1.2. Trisiklik Terpanlar

Trisiklik Terpanlar, gölsel ve denizel kaynak kayalarından türetilmektedir ve m / z 191 fragmogramı kullanılarak ölçülmektedir (Peters ve ark., 2005). Trisiklik terpanlar, petrol ve bitümenlerde yaygın olarak bulunmaktadır. Trisiklik Terpanlar, ham petrolleri ve kaynak kayaç özütlerinin karşılaştırmasında, kaynak kaya özelliklerini , termal olgunluk ve biyolojik bozunum derecesinin değerlendirmesi için kullanılmaktadır.

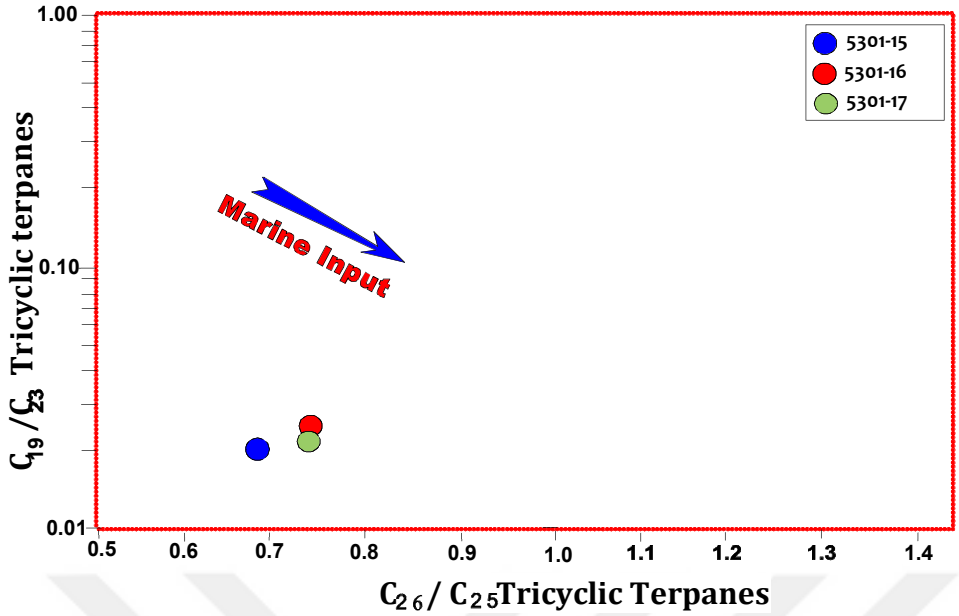
Çizelge 5.59. GC-MS analizlerinde kullanılan tanımlanmış m/z 191 Trepan iyonları listesi.

Bileşen No	Bileşen Adı
1	C19
2	C20
3	C21
4	C22
5	C23
6	C24
7	C25(22S+22R) Trisiklik Trepan
8	C24 Tetrasiklik Hopan
9	C26 22 (S) Trisiklik Trepan
10	C26 22 (R) Trisiklik Trepan
11R	C28 Trisiklik Trepan (R)
11S	C28 Trisiklik Trepan (S)
12R	C29 Trisiklik Trepan (R)
12S	C28 Trisiklik Trepan (R)
13	C27 18α (H)-22,29,30 (Ts)
14	C27 17α (H)-22,29,30 (Tm)
15	17α (H)-29,30 Bisnorhopan
16	C30 Trisiklik Trepan
17	17α (H)-28,30 Bisnorhopan
18	C29 17α (H),21β (H)-30-Norhopane
19	C29 Ts (18α(H)-30-Norhopan
20	C30 (17α(H) -Diahopan
21	C29 17β (H),21α (H)-30-Normoretan
22	Olenan
23	C30 17α (H),21β (H) Hopan
24	C30 17α (H),21β (H) Moretan
25	C30 17α (H),21β (H)-30-Homohopan (22R)
26	C30 17α (H),21β (H)-30-Homohopan (22S)
27	Gamaseran
28	Homomoretan
29	C32 17β (H),21α (H)-30-31Bishomohopan (22S)
30	C32 17β (H),21α (H)-30-31Bishomohopan (22R)

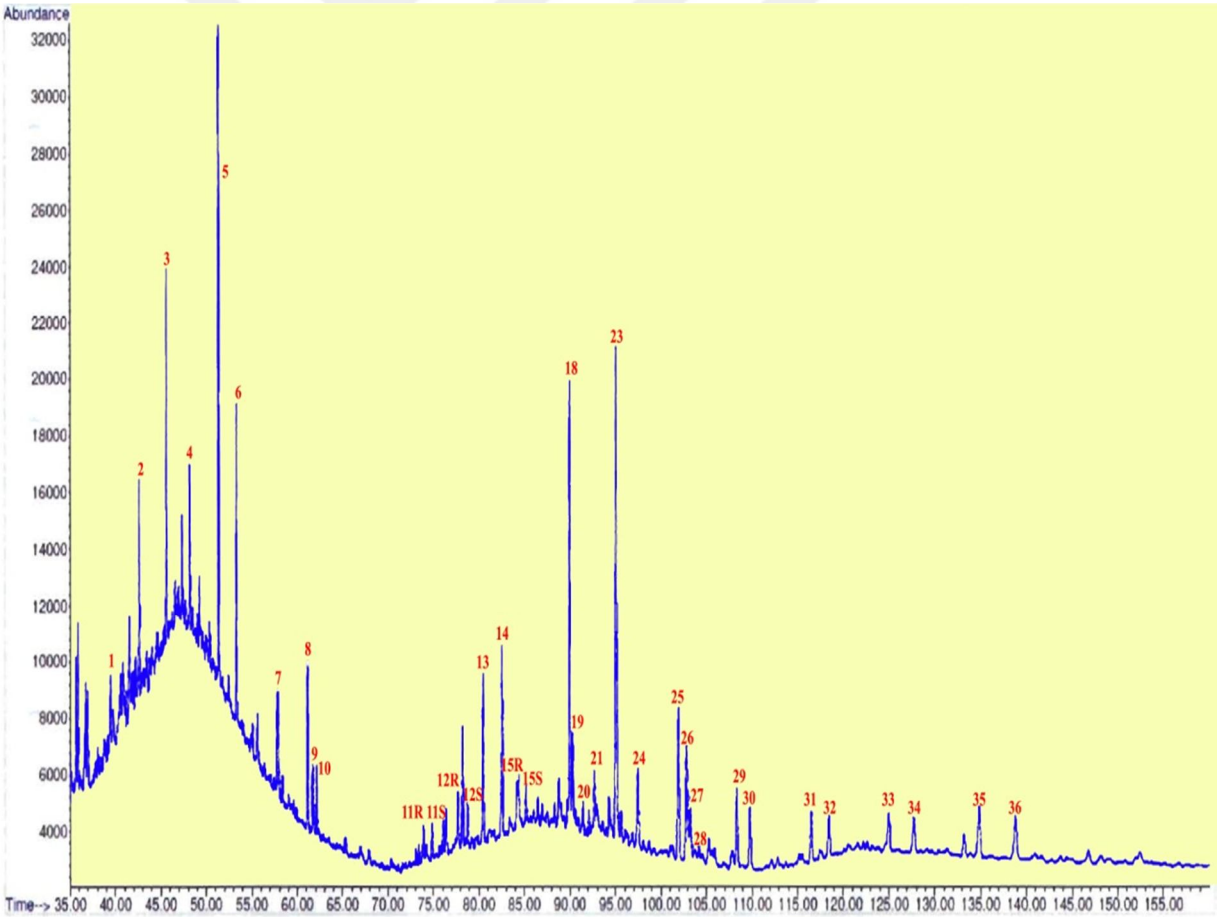
Çizelge 5.60. GC-MS analizlerinde kullanılan tanımlanmış m/z 217 Steran iyonları listesi.

Bileşen No	Bileşen Adı
1	C27 13β (H),17α (H)-Diasteran (20S)
2	C27 13β (H),17α (H)-Diasteran (20R)
3	C27 13α (H),17β (H)-Diasteran (20S)
4	C27 13α (H),17β (H)-Diasteran (20R)
5	C28 13β (H),17α (H)-Diasteran (20S)
6	C28 13β (H),17α (H)-Diasteran (20R)
7	C28 13α (H),17β (H)-Diasteran (20S)
8	C27 5α (H), 14 α (H), 17α (H)-Steran (20S)+ C28 13α (H), 17β (H)-Diasteran (20S)
9	C27 5α (H), 14 β (H), 17β (H)-Steran (20S)+ C29 13β (H), 17α (H)-Diasteran (20S)
10	C27 5α (H), 14 β (H), 17β (H)-Steran (20S)+ C28 13α (H), 17β (H)-Diasteran (20R)
11	C27 5α (H), 14 α (H), 17α (H)-Steran (20R)
12	C29 13β (H), 17α (H)-Diasteran (20R)
13	C29 13α (H), 17β (H)-Diasteran (20S)
14	C28 5α (H), 14 α (H), 17α (H)-Steran (20S)
15	C28 5α (H), 14 β (H), 17β (H)-Steran (20R)+ C29 13α (H), 17β (H)-Diasteran(20R)
16	C28 5α (H), 14 β (H), 17β (H)-Steran (20S)
17	C28 5α (H), 14 α (H), 17α (H)-Steran (20R)
18	C29 5α (H), 14 α (H), 17α (H)-Steran (20S)
19	C29 5α (H), 14 β (H), 17β (H)-Steran (20R)
20	C29 5α (H), 14 β (H), 17β (H)-Steran (20S)
21	C29 5α (H), 14 α (H), 17α (H)-Steran (20R)
22	C30 5α (H), 14 α (H), 17α (H)-Steran (20S)
23	C30 5α (H), 14 β (H), 17β (H)-Steran (20R)
24	C30 5α (H), 14 β (H), 17β (H)-Steran (20S)
25	C30 5α (H), 14 α (H), 17α (H)-Steran (20R)

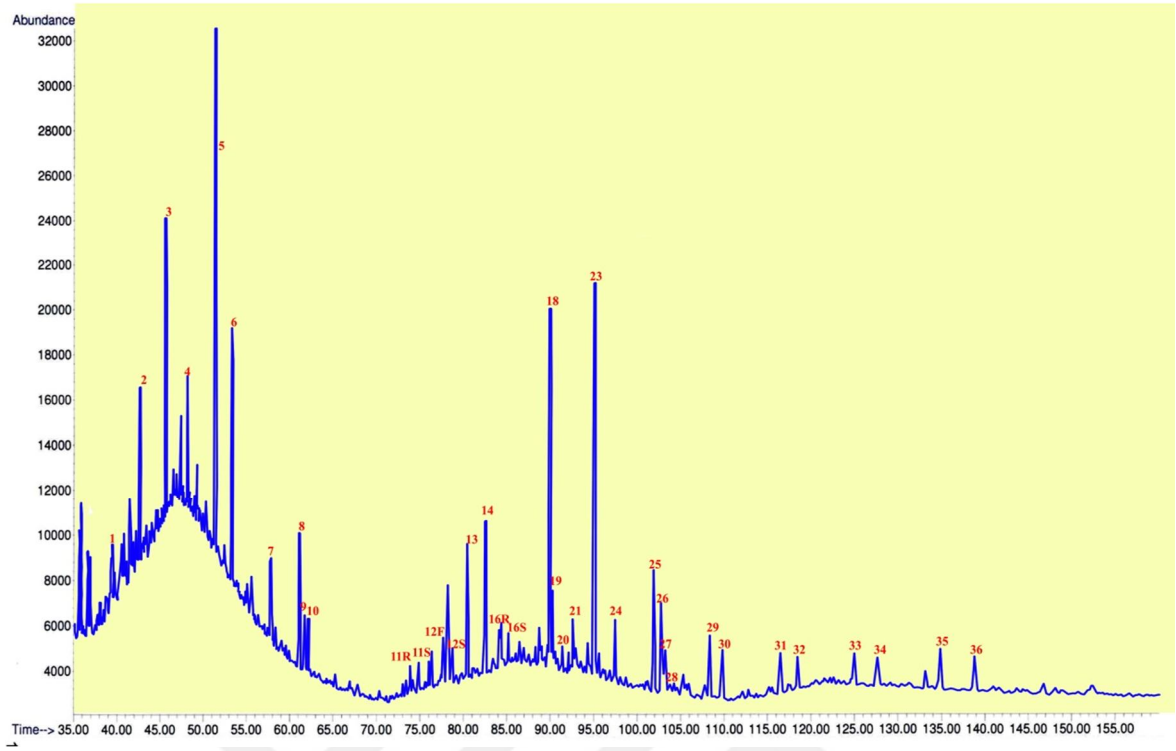
Naokelekan formasyonu örneklerine ait C19 / C23, C22 / C21, C24 / C23 ve C26 / C25'in değerleri (Çizelge 5.61) verilmiştir. C24 / C23 ve C22 / C21 Trisiklik Terpanları kullanarak yapılan grafikte (Şekil 5.23.C,D.H,M,V) ekstrakların tamamı denizel çökelme ortamına düşmektedir (Şekil 5.24).



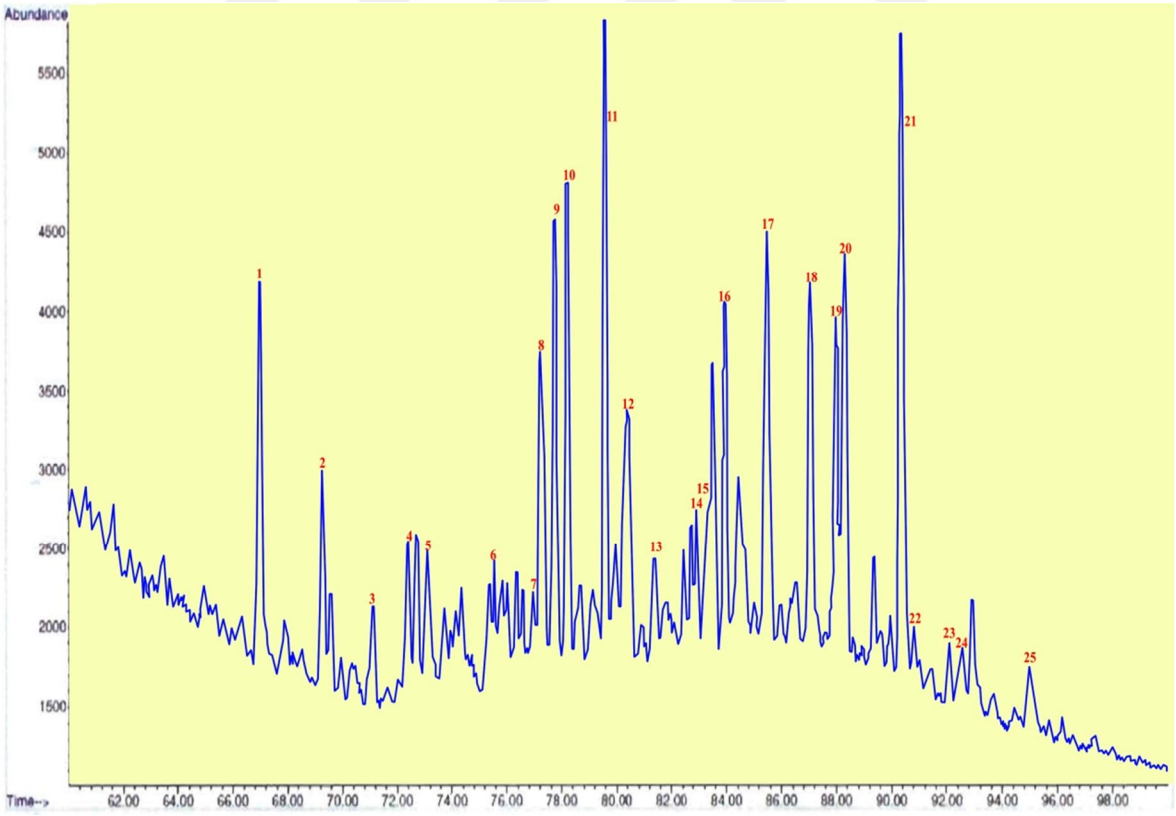
Şekil 5.24. Geç Oksfordiyen –Erken Kimmericiyen yaşlı Naokelekan Formasyonu çökelme ortamı.



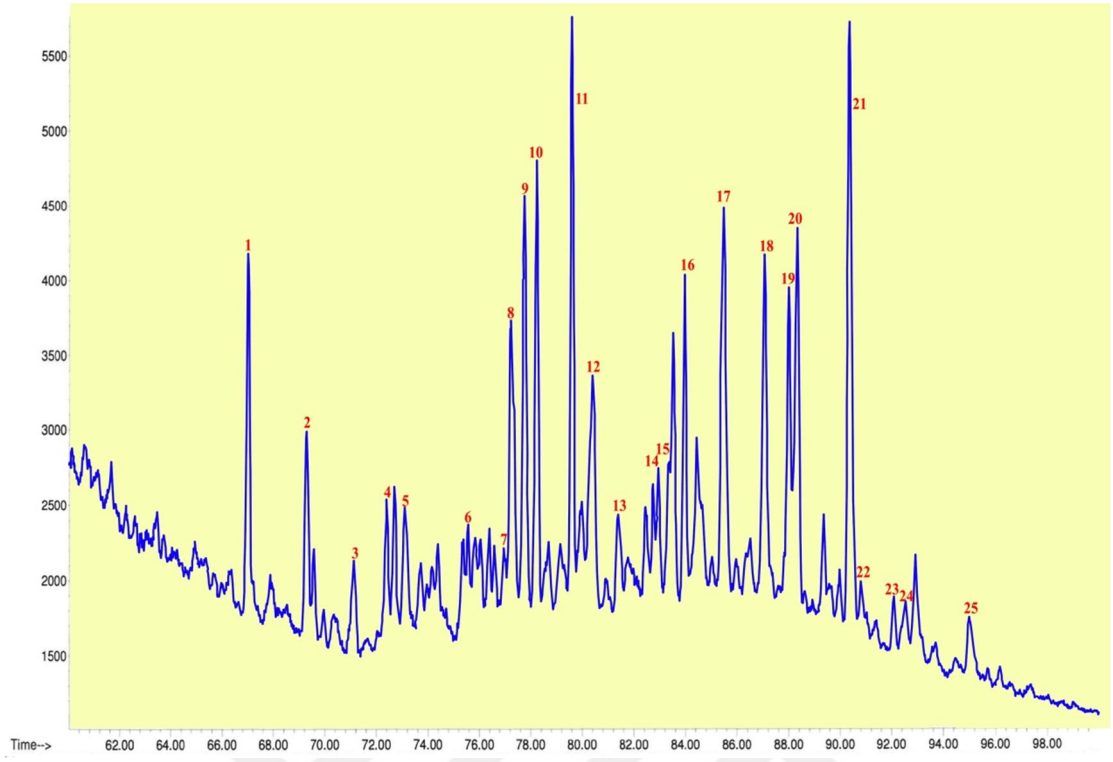
Şekil 5.23.A. 5301-15 - örneğe ait m/z 191 Triterpan fragmentogramı.



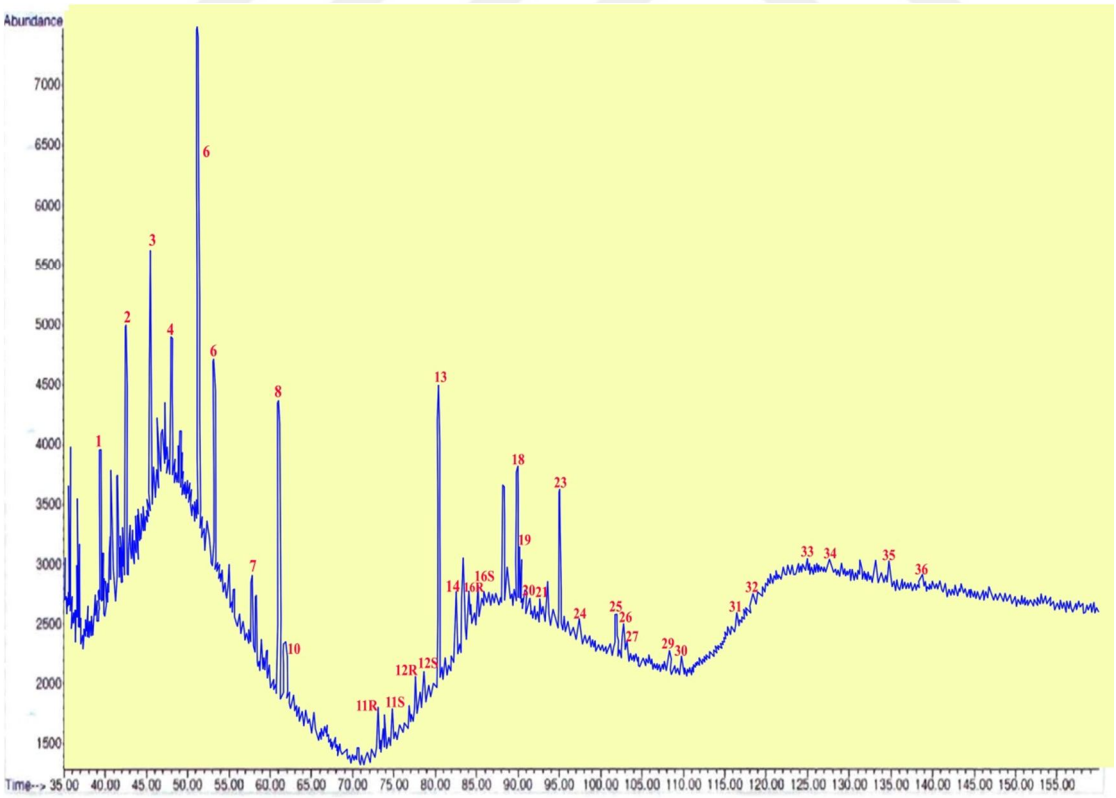
Şekil 5.23.B. 5301-15 - örneğe ait m/z 191 Triterpan fragmentogramı.



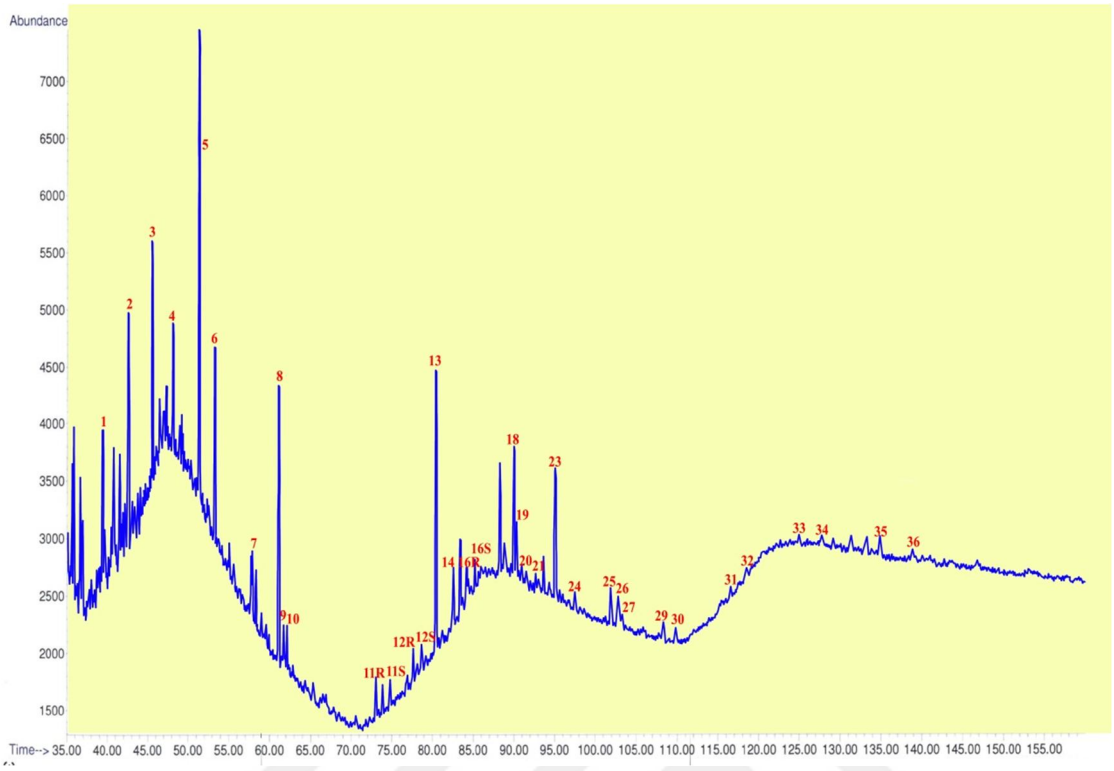
Şekil 5.23.C. 5301-15 –örneğe ait m/z 217 Steran fragmentogramı.



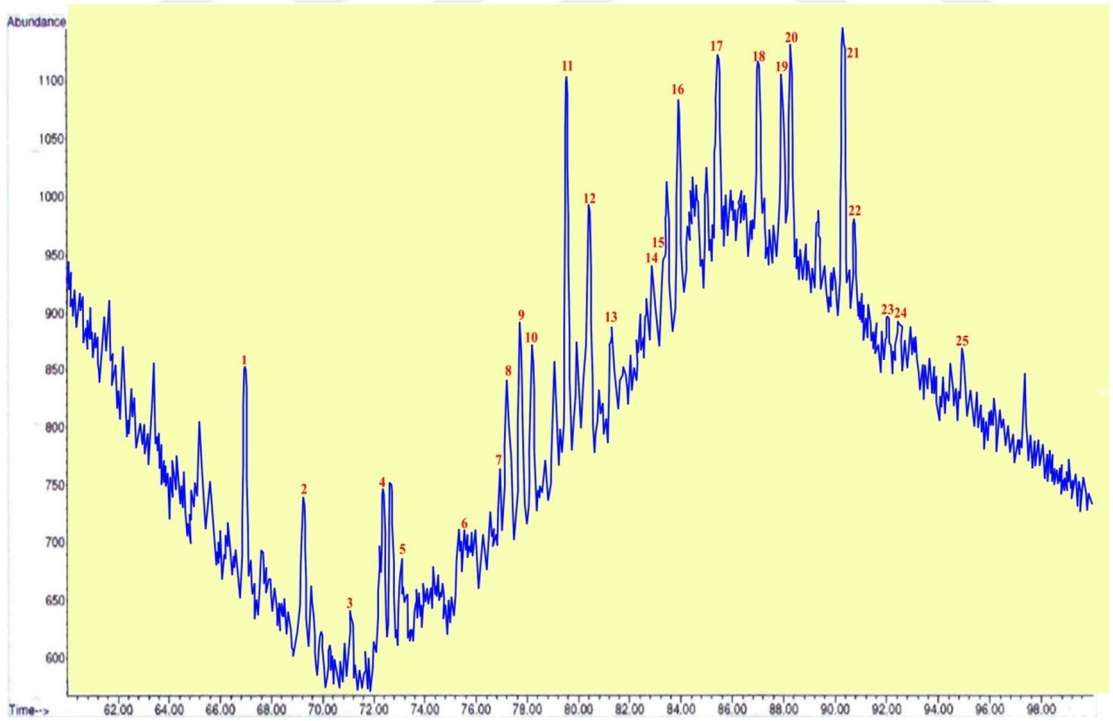
Şekil 5.23.D. 5301-15 –örneğe ait m/z 217 Steran fragmentogramı.



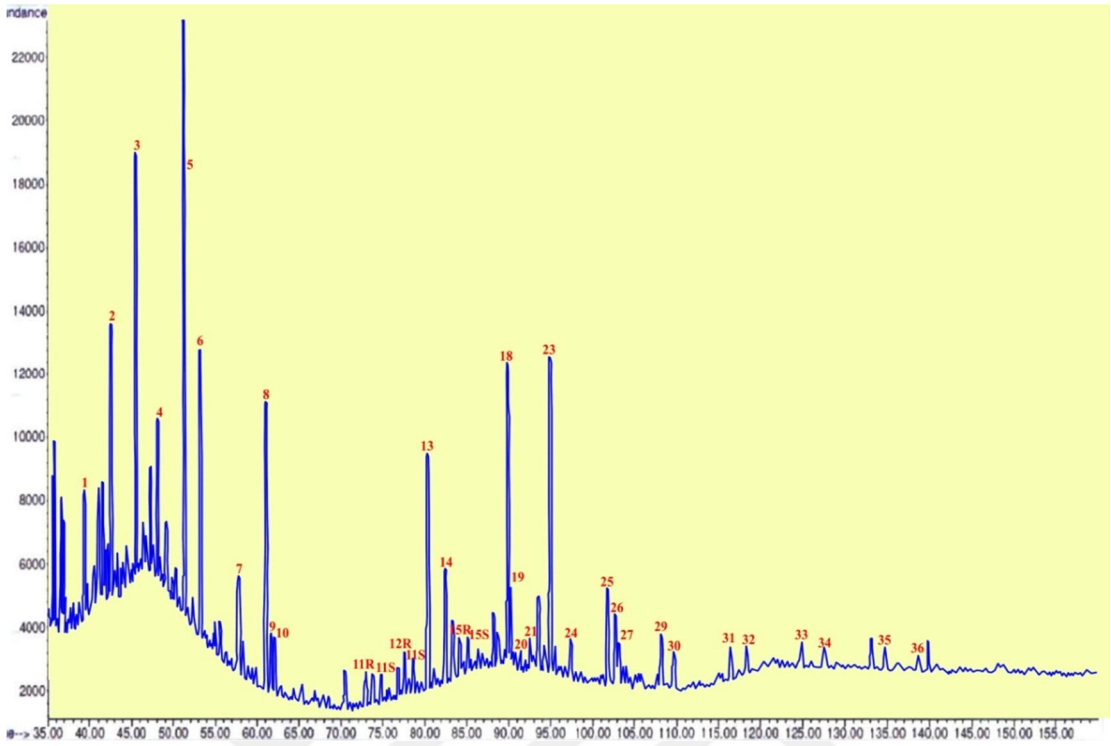
Şekil 5.23.E. 5301-16 - örneğe ait m/z 191 Triterpan fragmentogramı.



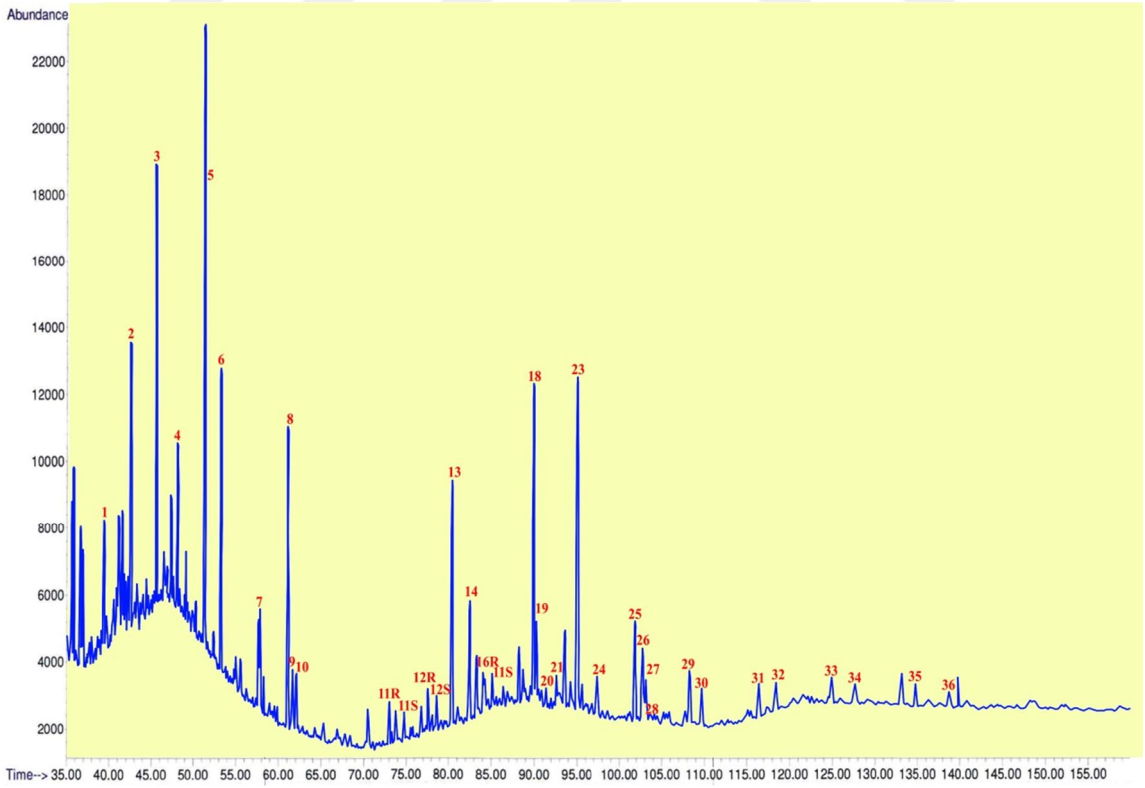
Şekil 5.23.F. 5301-15 - örneğe ait m/z 191 Triterpan fragmentogramı.



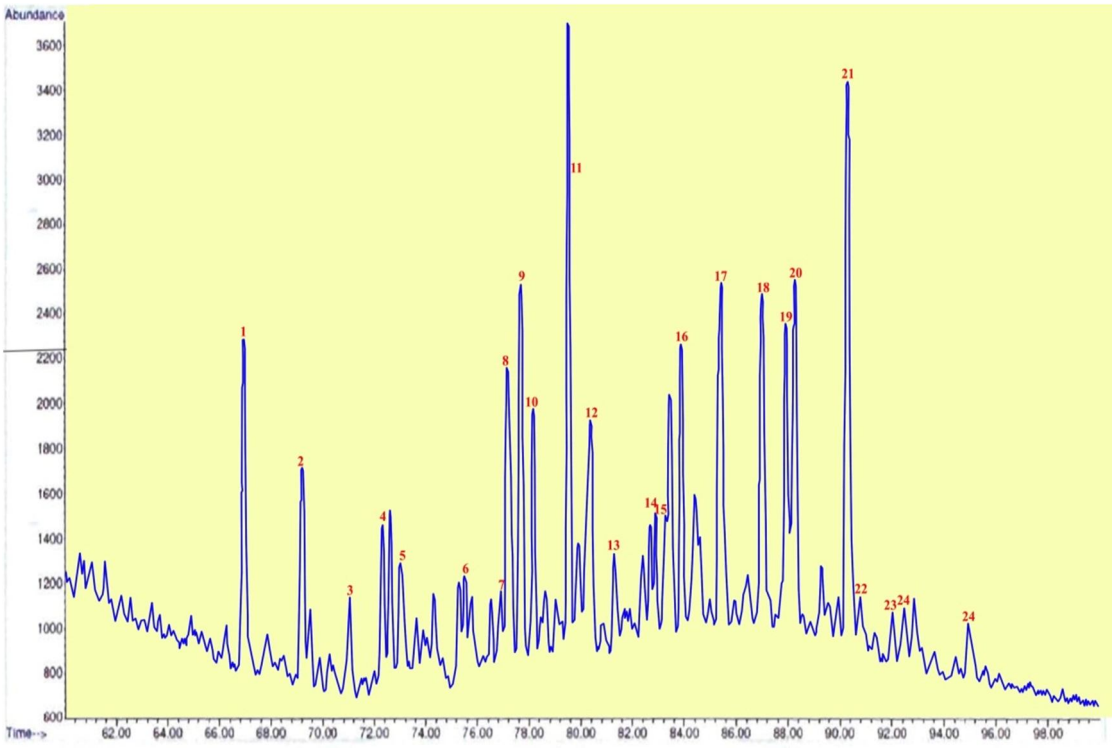
Şekil 5.23.H. 5301-16 –örneğe ait m/z 217 Steran fragmentogramı.



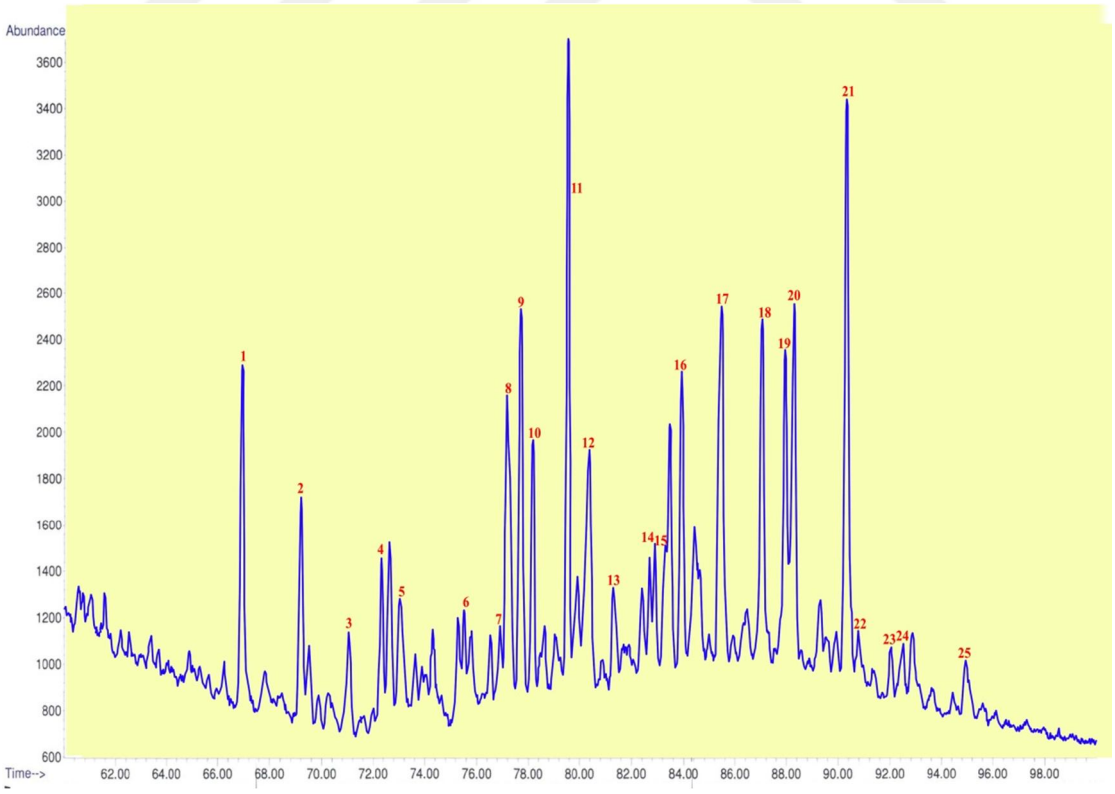
Şekil 5.23.M. 5301-17 - örneğe ait m/z 191 Triterpan fragmentogramı.



Şekil 5.23.N. 5301-17 - örneğe ait m/z 191 Triterpan fragmentogramı.



Şekil 5.23.L. 5301-17 - örneğe ait m/z 191 Triterpan fragmentogramı.



Şekil 5.23.V. 5301-17 –örneğe ait m/z 217 Steran fragmentogramı.

5.3.1.3. Norhopane/Hopane

Yüksek Norphan/hopan oranı anoksik karbonat yada marn kaynak kayaçlar ve petrol için tipiktir. Peters ve ark. (2005) göre, C29/C30 Hopan olarak gösterilen rutin m/z191 kromotografları kullanarak ölçülür. Çoğu denizel kaynak kayaçlar yüksek C29/C30 hopan oranına sahiptir (> 0.6) (Peters ve Moldown 2005). Çalışılan örneklerin C29/C30 17 α – hopane oranları sırasıyla 0.77, 0.80 ve 0.81 arasında değişmektedir (Çizgele.5.61). Bu oranlar anoksik karbonatlı /marnlı kaynak kayaçlarına (Peters ve ark., 2005; Waples ve Machihara, 1991) işaret etmektedir.

5.3.1.4. Ts / Tm oranı

Tm biyolojik olarak oluşturulan bir yapıyı temsil ettiğine inanılır, Ts ise diyajentik yada termal işlevler ya da her ikisi tarafından sedimenter kayaçlar içerisinde oluşturulur (Waples ve Machihara, 1991). Ts/Tm oranı, fasiyes parametresi olarak kullanılır ve kaynak kayanın çökelme ortamlarındaki spesifik kaynak girişi yada mineral matriksini yansıtabilir (Mello ve ark., 1988b). Karbonat kaynak kayaçlardan türeyen petroller ve şeylerden türeyenlerle karşılaştırıldığında daha düşük Ts/(Ts+Tm) oranına sahiptir (Mckirdy, 1983). Bu oranın kil ile katalize olmuş reaksiyonlara duraylı olduğunu gösterir. İncelenen örneklerde Ts/(Ts+Tm) oranı sırasıyla 0.45, 0.64 ve 0.78 dir. Bu da ekstrakt edilen iki özüt örneğinin (5301-16 ve 5301-17) şeylli kaynak kayaçlardan türediğine, ancak Ts/(Ts+Tm) oranının <0.5 olan (5301-15) kodlu örneğin ise karbonatlı kaynak kayaçtan türediğine işaret etmektedir.

Ts/Tm oranı petrol jeokimyasında olgunluk göstergesi olarak da değerlendirilir (Farrimond ve ark., 1999).

Ts, Tm'ye göre daha duraylı olduğundan Tm parametresinin olgunlaşma ile azaldığı bilinmektedir (Seifert ve Moldowan 1981; Palacas ve ark., 1984). Olgunlaşma ile Tm azalırken, Ts göreceli olarak artar ve olgunluk parametresi olarak çalışılan örnekleri değerlendirir.

Yüksek olan Ts / Tm oranı (> 0.5), genelde çökelme ortamının indirgen olduğuna işaret etmektedir (Hunt, 1996).

Bu çalışmada, üç özüt örneği için Ts / Tm oranları, 0,82, 3,65 ve 1.8 dır

(Çizelge.3.61.) bu da indirgen ortamda çökeldiğini işaret etmektedir.

5.3.1.5. Gammacerane indeksi

Gammacerane genellikle hem denizel hem göllerde artan ortam tuzluğuyla ilişkilidir. Gammacerane, hipersaline karbonat ve evaporite çökelleri içerisinde bulunmuştur (Hunt 1996). Gammacerane denizel ve denizel olmayan derin kaynak kaya çökelme ortamındaki aşırı tuzlulukla sonuçlanan bir katlanmış su sutününe işaret eder (Sinninghe Damsté ve Leeuw 1995). Gammacerane aynı zamanda karbonat-evaporite kaynak kayalarından türeyen belirli denizel ham petrollerde de yaygındır.

Gammaceran / hopan oranının 2.88 fazla olması, kaynak kayaçın belirgin olarak katmanlanmış yada hipersalin denizel şartlarda çökeldiğine işaret etmektedir (Ten Haven ve diğ 1989). Terpan kromatogramındaki yüksek oranlardaki Gammacerane varlığı göl ve deniz sedimentlerindeki yüksek tuzluluğun tipik işaretçisi (Waples ve Machihara 1991, Hunt 1995) olabildiği gibi göl ortamındaki algal büyümenin varlığına da işaret eder (Sinninghe Damsté ve Leeuw 1995). çökelme ortamında deniz suyunun oldukça tuzlu ve kaynak kaya litolojisinin karbonat kaya olması Gammacerane molekülünün önemli miktarlarda gözlenmesi ile temsil edilir (Özkar 2012). İncelenen örneklerdeki Gammaceran içeriği (0.13, 0.17 ve 0.15) olarak ölçülmüştür (Çizelge 5.61.). Bu değerler incelenen kaynak kayaçın hipersaline olmayan bir ortamda çökeldiğini işaret eder.

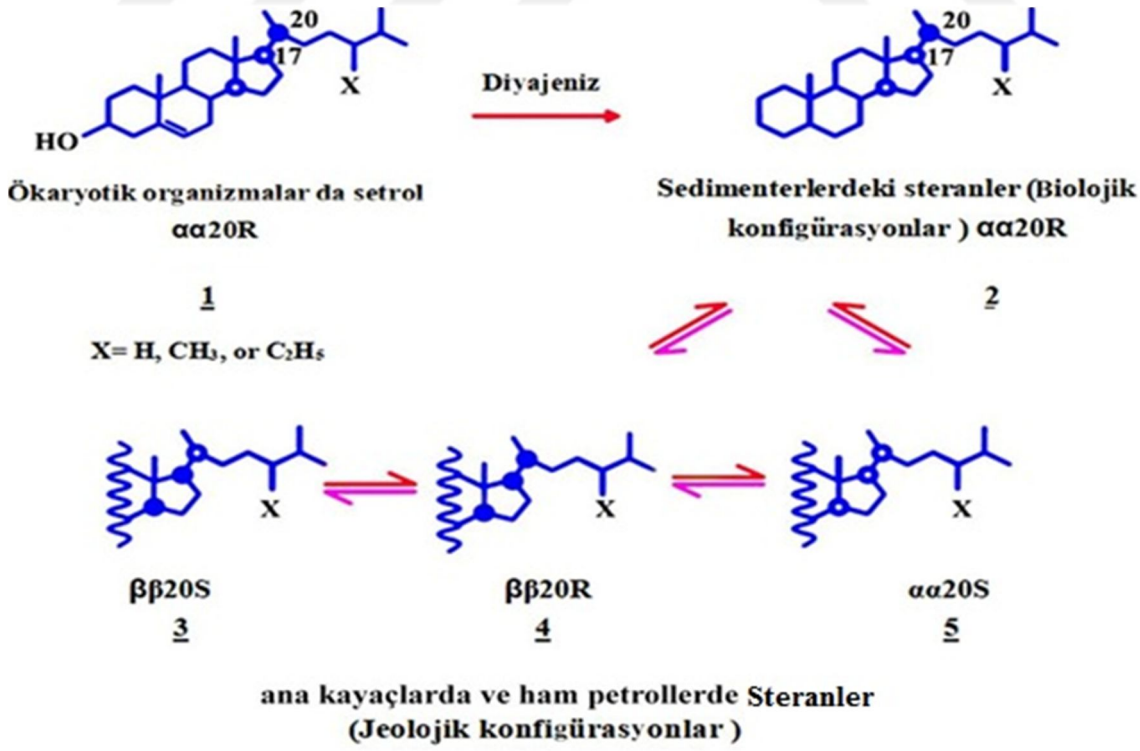
5.3.1.6. Steran incelemeler

C28 ve C29 normal steranlarının göreceli bollukları organik madde tipinin belirlenmesinde kullanılır (Gurgey 1999). Huang ve Meinschein (1979)'e göre C27-C29 steranların dağılımı petrollerdeki depolanma koşullarının ve organik kökenin göstergesi olarak kullanılabilir. Huang ve Meinschein (1979)'a göre C27 steranlar denizel fitoplanktonlar ve zooplanktonlardan türeyen bir organik maddeyi işaret ederken, C29 steranların baskınlığı yüksek karasal bitkilerin oluşturduğu organik maddeyi işaret etmektedir. Buna bağlı olarak C29/C27 steranların baskınlığı (>1) karasal organik maddece zengin bir kaynak kayayı gösterirken (Czochanska vd. 1988), tam tersi bir durum denizel alglerce zengin bir kaynak kayayı işaret eder. Birçok güncel çalışma sonucunda C29 steranların, diatomlar ve tatlı su eustigmatophytes gibi çok sayıda mikroalglerde gözlendiği

ispatlanmıştır (Volkman vd. 1998). Ancak tüm bu göstergelerle beraber C28 steranların bolluğu da dikkatli olarak incelenmelidir. C28 steranların baskın olarak gözlenmesi gölsel alglerin katkısını işaret edebilir (Waples ve Machihara 1991).

Steranların gaz kromatogramları-kütle fragmentogramları (m / z 217), pik tanımları Şekil (5.25) gösterilmiştir Steranlar gaz kromatogramları-kütle fragmanogramları (m / z 217) (Şekil.5.23.C.D.V, M,H,C)'da gösterilmiştir, ve önemli steran oranları (Çizgele 5.3.) 'te verilmiştir.

Huang ve Meinchein (1979) C27, C28 ve C29 steranların, organik maddenin kökeninin, kaynak kaya çökelme ortamının yorumlanmasında kullanılabileceğini savunmuşlar ve bununla ilişkili olarak üçlü bir diyagram geliştirmişlerdir. C29un C27 den daha bol olması karasal bir kaynağa işaret ederken, C27nin C29 dan daha fazla olduğu steranler ise esas olarak denizel bir kaynağa işaret eder (Peters ve Moldowan, 1993). Naokelekan formasyonundan seçilen özüt örneklerinin C27-C28-C29 steranlarının oranı diyagramına yerleştirildiğinde (Şekil 5.26), Naokelekan formasyonun (Sargelu kesiti) açık denizel çökelme ortamında çökeldiğine işaret etmektedir.



Şekil 5.25. Ana kayaçlarda ve ham Petrollerde streanler (Waples ve Machihara 1991).

Çizelge 5.61. Sargelu kesitinde olan Naokelekan Formasyonun GC-MS analizinden elde edilen jeokimyasal özellikleri.

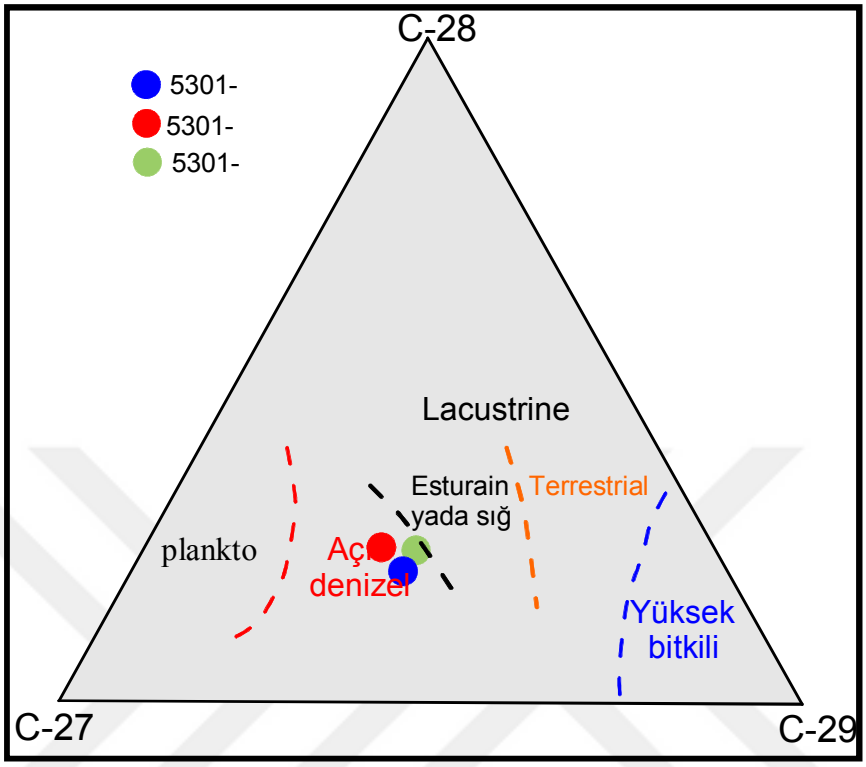
Formasyon	Derinlik (m)	C_{19}/C_{23}	C_{22}/C_{21}	C_{24}/C_{23}	C_{26}/C_{25}	Ts/Tm	$C_{24}TT/C_{26}T$	NorH/$C_{30}H$	G/$C_{30}H$	C_{35}/C_{34}	M/C_{30}H	$C_{28}+C_{29}$/Ts	$C_{29}Ts/C_{29}H$
Naokelekan	5301-15	0.21	0.51	0.51	0.67	0.82	2.6	0.77	0.13	1.3	0.19	0.58	0.19
Naokelekan	5301-16	0.36	0.66	0.39	0.76	3.65	5.8	0.80	0.17	1.7	0.16	0.26	0.42
Naokelekan	5301-17	0.32	0.39	0.51	0.76	1.8	4.0	0.81	0.15	0.94	0.12	0.31	0.26

C_{19}/C_{23} = C_{19}/C_{23} Tricyclic Terpanes; C_{22}/C_{21} = C_{22}/C_{21} Tricyclic Terpanes; C_{24}/C_{23} = C_{24}/C_{23} Tricyclic Terpanes; C_{25}/C_{26} = C_{25}/C_{26} Tricyclic Terpanes; Ts/Tm = 18α(H)-22,29,30 Trisnorneohopane/17α(H)-22,29,30 Trisnorhopane $C_{24}TT/C_{26}T$ = C_{24} Tetracyclic Terpanes/C_{26} Tricyclic Terpanes; Norhop/$C_{30}H$ = C_{29} Norhopane/C_{30} Hopane; G/$C_{30}H$ = Gammacerane/C_{30} Hopane; C_{35}/C_{34} = $C_{35}S+R/C_{34}S+R$; M/$C_{30}H$ =17β(H),21α(H) Moretane/17α(H),21β(H) Hopane; $C_{28}+C_{29}$/Ts = C_{28} and C_{29} Tricyclic Terpanes/18α(H)-22,29,30 Trisnorneohopane; $C_{29}Ts/C_{29}H$ = $C_{29}Ts/C_{29}$ Norhopane;

Çizelge 5.62. Sargelu kesitinde olan Naokelekan Formasyonun Biomarker özelikleri.

Formasyon	Derinlik (m)	$C_{32}S$	Tri/ Ster	ααS C_{29}	ββ R C_{29}	Dia/ster	% C_{27}	% C_{28}	% C_{29}	C_{28}/C_{29}	MPI-1	% Rc	DBT/P
Naokelekan	5301-15	0.55	1.4	0.39	0.34	0.75	29.5	30.5	40.0	0.76	1.00	1.00	0.11
Naokelekan	5301-16	0.58	5.0	0.46	0.36	0.58	43.0	24.0	33.0	0.73	0.75	0.84	0.15
Naokelekan	5301-17	0.59	1.5	0.39	0.35	0.64	32.0	30.0	38.0	0.78	0.91	0.94	0.14

$C_{32}S$ = 22S/(22S+22R) C_{32} hopane oranı; Tri/Ster = Tricyclic terpanes/steranes; ααS C_{29} = 20S/(20S+20R) sterane oranı; ββR C_{29} = αββ/(αββ+ααα) sterane oranı; Dia/ster = 13β(H),17α(H) 20S C_{27} diasterane/5α(H),14α(H),17α(H) 20R C_{27} regular sterane oranı; %C_{27} (*m/z* 217) = 100×$C_{27}R/(C_{27}R+C_{28}R+C_{29}R)$; %$C_{28}$ (*m/z* 217) = 100×$C_{28}R/(C_{27}R+C_{28}R+C_{29}R)$; %$C_{29}$ (*m/z* 217) = 100×$C_{29}R/(C_{27}R+C_{28}R+C_{29}R)$; Methylphenanthrene indeksi (MPI-1) = 1.5(2-MP + 3-MP)/(P + 1-MP + 9-MP) (Radke ve Welte, 1983); Hesaplanmış vitrinit yanısması (%Rc)= 0.6×MPI-1 + 0.4 (Radke et al., 1984); DBT/P = Dibenzothiophene (DBT)/Phenanthrene (P)



Şekil 5.26. Çökelme ortamı belirteci, C27, C28 ve C29 normal steranların üçlü diyagramı (Huang ve Meinchein 1979'dan derlenmistir).

5.3.1.7. Diasteran / Steran oranı

Yeniden düzenlenmiş Steranler ve diasteranler, düzenli olan Streanlerden metil gurubunun Streanlerdeki C10-C13 halka pozisyonlarından C5 ve C14 göçüyle oluşur. Bu transformasyon, diyajeniz ve katajeniz süresince ölçülür. Normal Steranlere göre diasteranlerin miktarı sediment litolojisi ve olgunlukla ilişkilidir. Diasteranler, klastik sedimenter içeresinde oluşur. Buna göre bu oran karbonat kaynak kayaçlarıyla klastik kaynak kayaçları birbirinden ayırtlamada kullanılır. Düşük diastrean/strean oranı m/z 217 anoksik kilce fakir yada karbonat kaynak kayayı gösterirken, yüksek oranlar kilce zengin kaynak kayaçlardan türediğine yorumlanır (Mello ve ark., 1988b). Bu çalışmada, Naokelekan formasyonundan elde edilen ekstrakt örnekleri için diasteren / steran oranları (0.75, 0.58 ve 0.64), Çizelge.5.62. te gösterilmektedir. Bu değerler steranin diasternden fazla olduğunu göstermektedir. Bu da kaynak kayaçın anoksik bir ortamda çökeldiğine ve kil içeriğinin yüksek olduğu bir karbonatlı kayaça işaret etmektedir.

5.3.2. Olgunluğa ilişkin parametreler

Organik madde petrol üretme penceresiyle ilişkendirerek olgunlaşmamış, olgun veya aşırı olgun olarak tanımlanabilir (Tissot ve Welte, 1984). Olgunlukla bağılı olan parametreler:

A.Terpanlar

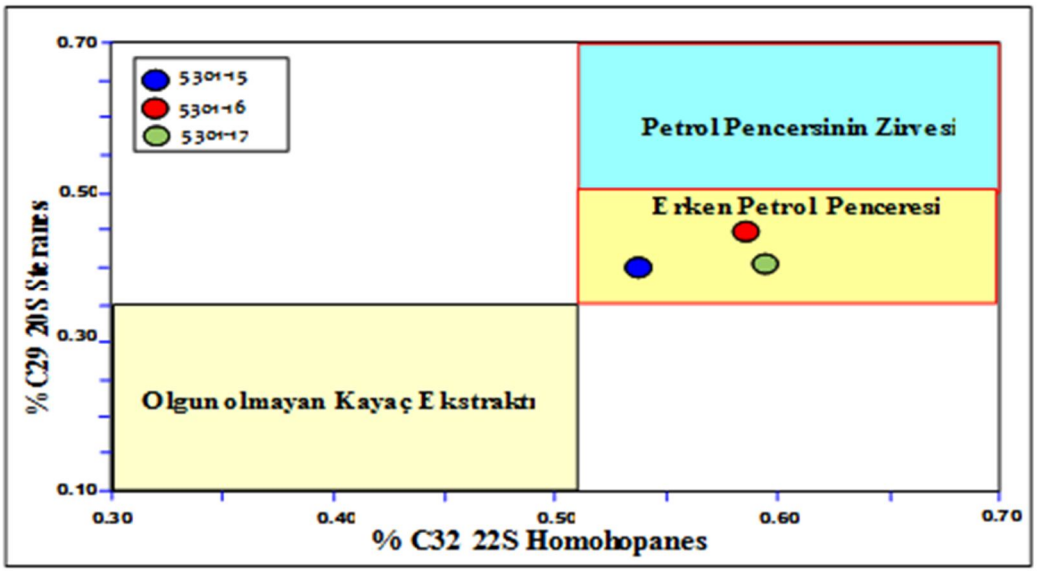
5.3.2.1. H32 S/(S+R) homohopanes

Biyolojik olarak üretilen hopan öncüleri, 22 R konfigürasyon taşırlar. Bunlar olgunlaşmayla birlikte kademeli olarak 22 R ve 22 S diasteromer karışımına dönüştürülür. Çünkü genişlenmemiş hopanlar, Ensminger ve diğ. (1977), tarafından doğrulandığı gibi, petrol ve bitümenlerin olgunluğunu belirlemede kullanan çoğu biomarker reaksiyonlarından çok daha hızla ve daha erken dengeye ulaşır. Naokelekan formasyonundan seçilen örneklerin 20S/(20S+20R) değerleri sırasıyla 0.55, 0.58 ve 0.59 olarak tespit edilmiştir ve Seifert and Moldowan (1981) diyagramına göre, örnekler Erken petrol penceresinde olduğunu işaret etmektedir Şekil.5.27.

5.3.2.2. Moretan / hopane

Bu oran, m / z 191 kromatografı kullanarak yada olgun olmayan dan erken petrol oluşumu için spesifik olan C29 yada C30 homologları kullanarak GCMS/MS ölçülür. Hopaniolerdeki 17β, 21β (H) konfigürasyonları termal olarak az duraylıdır ve 17β, 21α (H) -moretanlara dönüşür, bu da duraysızdır daha sonra 17α, 21β (H) -hopanlara dönüşür. C29 ve C30 moretanların bolluğu termal olgunlukla birlikte C29 ve C30 hopanlar oranına azalır (Peters ve ark., 2005).

17β, 21α (H) -moretan'ların, onların karşılığı olan 17α, 21β (H) -hopan oranı, termal olgunlukla, olgun olmayan bitümlerde 0.8 den olgun kaynak kayaçlarda 0.15 den daha küçük bir değere sahiptir, petrolde ise minimum 0.05 e düşür. (Seifert ve Moldowan, 1980). 17β (H), 21α (H) -moretan'ların karşılık gelen 17α (H), 21β (H) -polan (βα-moretan / aβ-hopan) oranları, 0.19, 0.16 ve 0.12'dir (Çizelge 5.61.).



Şekil 5.27. C29 (20S/20S+20R) Steran ve C32 (22S/22S+ 22R) Homohopane arasındaki ilişki (Seifert and Moldowan 1981).

Analiz edilen ekstraktlar, kromatogramlarda belirgin moretan pikleri belirlenmiş bu da örneklerde moretan oranının yüksek, organik materyalin çoğunlukla denizel kaynaklı ve terrijen materyal girişinin sınırlı olduğuna işaret etmektedir.

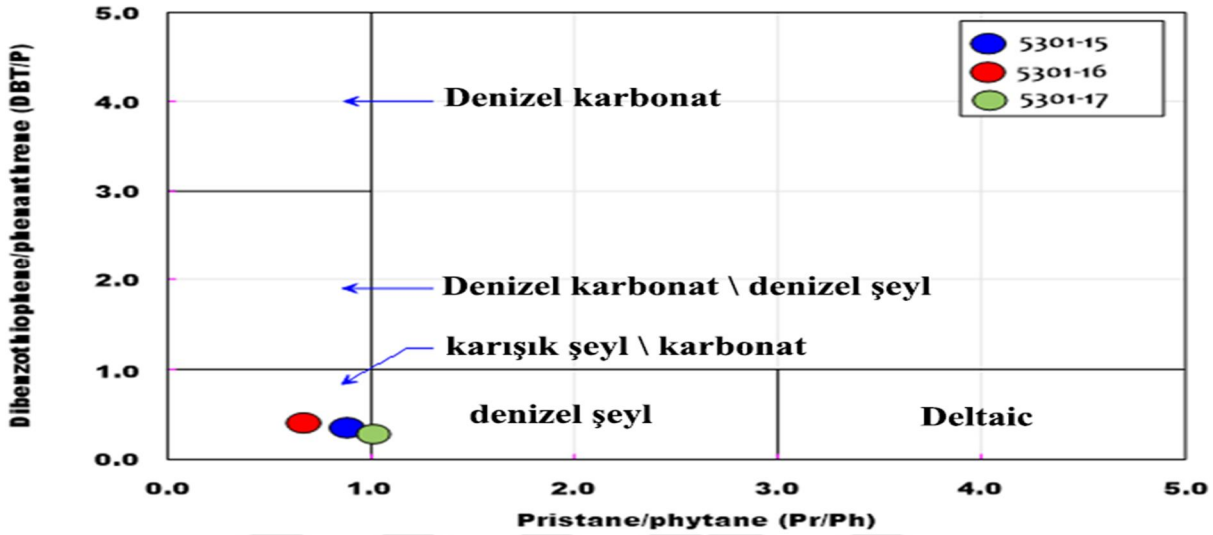
B. Steranler

5.3.2.4. Aromatik steroidler, hoponoidler ve benzeri bileşikler

Aromatik hidrokarbonlar ve sülfür hetro sıkliklerinin değişik izomer oranları, kaynak ve termal belirticiler olarak geliştirmiştir (Adnan 2015). Aromatik fraksiyonlardaki ana bileşenlerden biri DBT ve onu alkil türevi Fenantrendir (P). Onlar depolanma ve diyajenez süreçlerinde hidrojen sülfid ve polisülfid gidişi indirgenmiş sülfür ile organik madde arasındaki reaksiyonla son ürünü olan polisiklik aromatik hidrokarbonlar içeren hetroatomlardır

Fenantren ve alkil türevleri, aromatik fraksiyonu üreten tüm örneklerde fark edilebilir miktarlarda bulunmaktadır. Tanımlanan metilfenantrenlerin (MP) dağılımı, m / z 192 iyon kromatogramı (Radke ve Welte, 1983) kullanılarak tespit edilmektedir. İncelenen üç örnekte m / z 178, 192 fragtogram Çizgele 5.62 değerleri gösterilmiştir (Budzinski ve diğ, 1995).

DBT / Phenantheren ve Pr / Ph oranı kullanarak çizilen diyagramla bazı denizel ve tatlı su ortamlarını ayrıt etmek mümkündür (Hughes ve ark.,, 1995) (Çizelge 3.62). Bu diyagram üzerinde (Şekil 5.28), Naoklekan Formasyonun karışık denizel ortamda çökelen şeyl ve karbonatlardan olduğunu göstermiştir.



Şekil.5.28. Naokelekan formasyonuna ait sargelu kesiti örneklerinin (DBT) / (P) -(Pr/Ph) diyagramındaki konumlar Hughes ve diğ. (1995).

5.4. Organik fasiyes ve palinofasiyesler

Palinofasiyes kavramı ilk olarak (Combaz, 1964) tarafından palinolojik tekniklerle sedimenter kayaçlardan elde edilen asit dayanıklı tüm organik maddeleri kapsamak amacıyla önerilmiştir. Daha sonraları bu kavramın, paleoortamsal ve çökelme tanımlamalarında faydalı bir araç olduğu bir çok yazar tarafından görülmüştür.

Palinofasiyes analizi, sediment içerisindeki her bir farklı parçacığın bileşemi (bitki artığı, palinomorf ve amorf) ve bu bileşenlerin mutlak ve göreceli oranlarını, boyutlarını ve korunma durumlarını inceler (Combaz 1964).

Palinofasiyes çalışmaları aşağıdaki konularda bilgi sahibi olmak üzere kullanabilir (Cross, 1964):

1 -Terrijen materyalin lokasyon ve miktarının belirlemesi (sediment kaynağına göre Iraksak , yakınsak ilişki).

2- Çökelme yönelmesinin belirlemesinde (kıyıya doğru/ kıyıdan uzaklaşma).

3-Stratigrafik istifte göreceli sığlaşma- derinleşme ve regresif ve transgresif gidişatın belirlemesinde.

5-Açık deniz, sınırlanmış deniz, kapalı deniz (disoksik-anoksik), tuzlu ve tatlı su çökelmelerinin ayrıtlamasında.

5-Belirlenen palino artıkların tanımlamasında ve korelasyonunda .

6-Kerojen tipini belirlemek ve böylece kaynak kayaçtan atılacak hidrokarbon tipinin belirlemesinde .

7- Düşük biostartigrafik çözürlük seviyesi durumunda korelasyon yapılmasında.

5.4.1.Organik madde incelemesi

Organik madde çeşitleri, olgunlaşma seviyesi, kaya olgunlaşma zamanı veya muhtemelen ortamın depolanma şartlarına bağlıdır (Staplin,1969). Görsel kerojen analizleri yaygın bir şekilde mikroskop kullanarak incelenmektedir.

Görsel kerojen yöntemi, Jeokimyasal analizlerle beraber kullanarak farklı kerojen tiplerinin oranı hesaplanmaktadır (toplam organik karbon, piroliz ve gaz kromatografi, element analizi, vitrinit yansıtma ve diğerleri), buda kaynak kayaçlarının oluşum potansiyeli hakkında daha iyi bir şekilde yorumlar verebilmektedir.

5.4.2.Organik madde olgunlaşması

Olgunlaşma, petrol jeokimyasında yaygın bir şekilde kullanılan teknik bir terimdir. Olgunlaşma, özet olarak kerojenin dönüşüm işlemleri sonucunda petrol üretimine başlamasıdır (Radke ve ark., 1997).

Diyajenetik süreçlerde sedimenterler içinde bulunan bakteri ve bitki artıkları kerojen (çözünmez, partiküller organik madde) ve bitüme (Çıkarılabilir Organik madde) dönüşür (Peters ve ark., 2005).

Diyajenez sürecinde olgunlaşmamış organik madde sıcaklık dışında, tüm biyolojik , fiziksel ve kimyasal değişiklikleri kapsar. Olgunlaşmış organik madde ise katajenez ile etkilenmiştir. Isısal işlemler diyageniz ve metajeniz arasındaki sıcaklık aralığını kapsamaktadır (Peters ve ark., 2005).

5.4.3.Sedimenter organik maddelerin sınıflandırması

Tyson (1995) sedimenter organik maddeleri dört ana guruba ayırmıştır :

5.4.3.1. Amorf organik madde

Amorf organik madde, herhangi belirgin bir şekli ve hücresel iç yapısı olmayan altere olmuş organik maddedir (Tyson, 1995). Amorf organik materyalın ana kaynağı, phytoplankton veya bakteriyel degradasyon ve heterotrophic bakteriler tarafından organik materyalin yeniden işlenmesi ve bakteri aktivite ürünleridir. AOM, anoksik denizel şartlarda çökelmiş sedimenterlerin baskın organik bileşendir. Görünümlerine göre karasal orjinli ve aquatik orjinli (AOM) olmak üzere iki sınıfa ayrılırlar:

1-Terrijen Amorf organik madde AOMT:

Sığ tatlı sudan az tuzluya değişen sularla ilişikli palinofasiyes toplulukları temsil eder. Tipik amorf materyalden çok, kahve rengi yada siyah yapılı fitoklastlera benzerlik gösterir. AOMT göreceli olarak düşük floresans potansiyeline sahiptir ve miospar ve odunsu artıklarla beraber bulunuyorsa, vescular bitkili orijinli olduğu var sayılır.

2-Denizel Amorf organik madde (AOMA):

Bu tip AOM'a belirgin biyolojik yapıların yokluğunda degradasyon yada yeniden işlenmiş direkt olarak yada indirekt olarak fitoplanktonlardan üretilir (Batten, 1996). Çoğunlukla denizel dinosistlerle ilişkilidir, onların tıknaz kompakt kütleleri, daha koyu taneli yarı köşeliden- köşeliye değişen AOMT ayırtmasını sağlar.

5.4.3.2.Bitkisel parçalar (fitoklastlar)

Bu terim ilk olarak Bostick (1971) tarafından tüm kil yada silt boyutundaki karasal bitkilerden türeyen partiküller için kullanılmıştır. Genelde bitkisel kamışlar ve yaprak parçalarından oluşmaktadır. Fitoklastlar organik ince kesit yapılarak incelenir:

1-İnce kesitte kırmızı renkli organik maddeler , olgunlaşmamış seviyeleri temsil eder.

2- koyu renkli organik maddeler, olgunlaşmış organik maddelere işaret etmektedir.

Bu tip organik maddelerin dış görünümleri sedimenter ortam hakkında bilgi verir. Düzgün şekillere sahip olan organik parçalar sığ ortamlara işaret eder.

5.4.3.3.Plinomorf organik maddeler

Palinomorf, HCl ve HF asitlerde çözünmeyen tüm organik duvarlı mikrofosilleri kapsar (Tschudy, 1961). Palinomorf organik maddeler üç alt guruba ayrılır:

İ- Sporomorf (Polen taneleri, Sporlar ve mantarımsı sporlar)

İi- Mikroplankton (*Botryococcus*, *Pediastrum*, dinoflagellate kist, prasinophyte ve acritarchs)

iii- Zoomorf (foraminiferal test lining, scolecodontlar ve chitinozoa).

5.4.3.4.Opaklar

Opak fitoklast materyal, esas olarak uzun süre taşıma yada depolanma sonrası alterasyon sırasında yarı saydam odunsu materyal oksidayonundan türerler. Aynı zamanda doğal vahşi yangınlar sırasında kömürleşmeyle de oluşur. Opak fitoklastların yüksek oranları, odunsu materyalın depolanma sonrası oksidasyonuyla oluşur. Tekrar taşınmış ve okside olmuş fraksiyonlar ihmal edebilir hidrokarbon potansiyeli gösterir (Dow 1977). Organik materyal partiküllerin kategorileri, bileşimi, kaynağı ve kerojen tipleri Çizelge.5.63 de verilmiştir.

5.4.4.1. Tip I .palinofasiyes

Bu fasiyesi, yüksek amorf organik madde içeriğiyle karektize olur. Fasiyes içerisindeki organik madde 89% ile 99% arasında değişmektedir. Geriye kalan kısmı ise fitoklastlardan oluşmaktadır. Süleymaniye, Duhok ve Bj-1 kuyusundan alınan örnekler bu tip palinolojik fasiyes ile temsil edilmektedir. Thompson and Dembiki (1986) mikroskobik dokusal farklılıklarına göre dört AOM kerojen tipi tanımlamışlardır:

1-Tip-A: Alacalı bir şebeke yada zayıf polynogonal dokulu topaksı kompak kütle.

2-Tip-B: çok küçük, uzamış, oval yada yuvarlanmış bireysel taneler,

3-Tip-C: Parçalanmış yada globoler dokulu kümeler.

4-Tip-D: İnce levhamsı yada dik dörtgen şekilli taneler.

Çizelge 5.63. Sedimenter organik madde sınıflandırması (Tyson, 1995).

kategori	Kaynak	Bileşen	Kerojen Tipi
palinomorf	Zoomorfs	Scolecodonts foraminiferal linings	**III** Gaz üretken
	Organik kuşaklı Fitoplankton	Dinocysts	**II** Petrol üretken
Fitoklastlar	Macrofit bitki kalıntıları	Cuticle	**III** Gaz üretken
		Cortex dokuları	
		Ahşap	
		kömür	**IV** Inert
AOM	Fitoplankton	Organik aggregat ve Fekal pellets	**II** Petrol üretken

Jeokimyasal olarak petrol- üretken olarak tanımlanan örnekler, genel olarak Tip A kerojen ve /veya Tip D kerojen ayrı olarak yada karışık olarak içerirler. Jeokimyasal olarak gaz üretken- olarak tanımlanan örnekler ender olarak Tip A – AOM kerojen ve değişken oranlarda Tip B, C, D kerojen içeriler. Süleymaniye ve Dohuk- bölgelerindeki bu fasiyesleri içeren örnekler, Çizelge.5.64-A de gösterilmektedir.

Bj.1 kuyusunda, tüm örnekler PF.1 olarak sınıflandırılmıştır. En yüksek AOM miktarı (% 99) 2401 metre derinliğinde kayıt edilmiştir ve en düşük (% 94) 2406 metre de kayıt edilmiştir (Çizelge 5.64-B) ,levha I ve şekil 1-4). Thompson and Dembiki (1986) 'ye göre incelenen örneklerdeki amorf organik madde (AOM) genelde Tip A ve D olarak sınıflandırılmış ve kahverenginden kırmızımsı kahve rengine sahiptir (levha I ve Şekil 1 ve 2), bununla beraber B ve C sınıfı hafif gaz etkileriyle ilişkilendirildiği (Şekil 1, Şekil 3 ve 4) göstermektedir.

Çizelge 5.64.A. Kuzey Irak'taki Naokelekan formasyonun (Süleymaniye ve Duhok kesitlerinde), palino kalıntıların ve farklı organik madde tiplerinin yüzde dağılımı.

Örnek No.	Bölge	Örnek Tipi	Yaş	Formasyon	Litoloji	Palinofasiyes	Organik madde yüzdesi (%)		
							AOM	Fitoklast	Palinomorf
1	Süleymaniye	Yüzeysel Örnekler	Oksfordiyen-Kimmericiyen	Naokelekan	Şeyl	P.F.1	99	1	0
2							99	1	0
3					Şeylli kireçtaşı		95	3	2
4							96	4	0
5							97	2	1
6							96	2	2
7							92	5	3
8							93	5	2
9							93	4	3
10							95	3	2
11							94	4	2
12							95	3	2
13					Şeyl		96	3	1
14							94	4	2
15					Şeylli kireçtaşı		92	6	2
16							93	5	2
17							89	9	2
18							92	6	2
1	Duhok		Oksfordiyen Kimmeridyen	Naokelekan	Şeylli kireçtaşı		94	1	5
3							98	0	2
5							97	0	3

Süleymaniye kesitinde ki örneklerde PF-1 olarak tanımlanan fasiyes (Çizelge.5.64-A) AOM (levha I, Şekil 5, 6 ve 7) , kahverengiden koyu kahve rengine doğru değişen renklerdedir ve Tip A, Tip B sınıfı olarak sınıflandırılmış ve petrol ve gaz üretken olarak tanımlanmıştır (Thomson ve Dembiki, 1986).

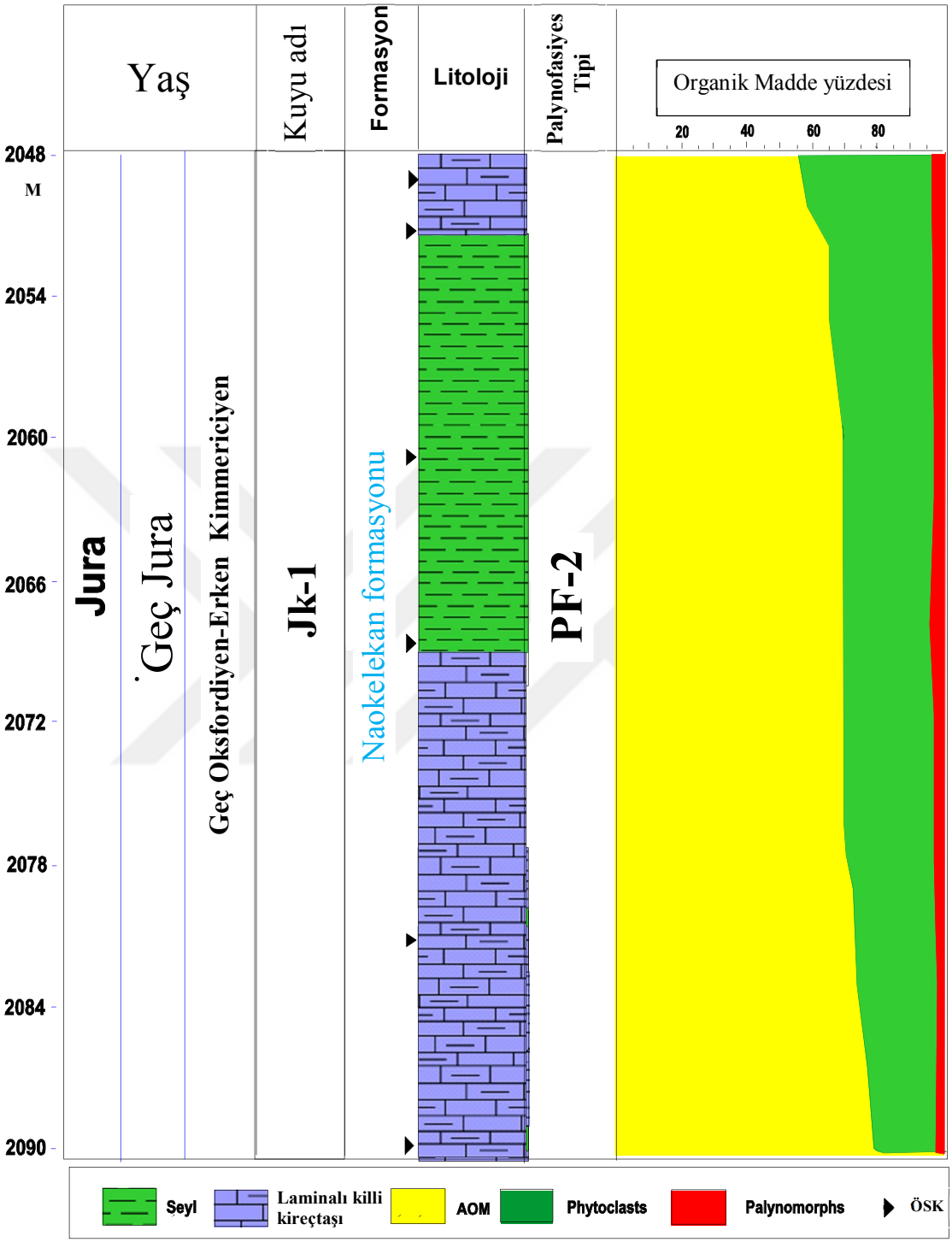
Duhok 'ta ölçülen Banik kesitinde, bu fasiyes Naokelekan formasyonun (1, 3 ve 5) metrelerinde belirlenmiştir (Çizelge.5.64-B). Thompson and Dembiki (1986) göre AOM, sarımsı kahverengi A-sınıfı temsil eder (petrol üretken) ve koyu kahverengi Tip A+C ve

Tip A + B temsil etmektedir (levha II şekil 8, 9 ve 10). Banik kesitinde egemen kerojen tipi Tip II kerojen olarak belirlenmiştir.

Süleymaniye deki (Sargelu) kesitinde, Naokelekan formasyonun 7. metresindeki örneği Caved materyallerden (levha II, Şekil 9) ve (9 metresinde) Dinoflagellat kistlerden oluştuğu tespit edilmiştir. PF-1 fasiyesinde, fitoklastlar (saplar ve yapraklar) çok az bir miktarda bulunmaktadır, Bj-1 kuyusunda, özeliklle 2392 m derinliğinde bitkisel saplar tespit edilmiştir (levha II, Şekil 1), ayrıca 2403 derinliğinde (levha II ve Şekil 2) bitkisel yapraklar görülmüştür. Süleymaniye (Sargelu) kesitinde özellikle 13' metresinde yapraksal saplar tespit edilmiştir (levha II, Şekil 3). Duhok 'taki Banik kesitindeyse Naokelekan formasyonun birinci metresinde görünmüş ve yaprak parçacıklardan oluşmaktadır (levha II, Şekil 4).

Çizelge 5.64.B. Kuzey Irak'taki Naokelekan formasyonun (Jk-1 ve Bj-1 kuyularında), palino kalıntıların ve farklı organik madde tiplerinin yüzde dağılımı.

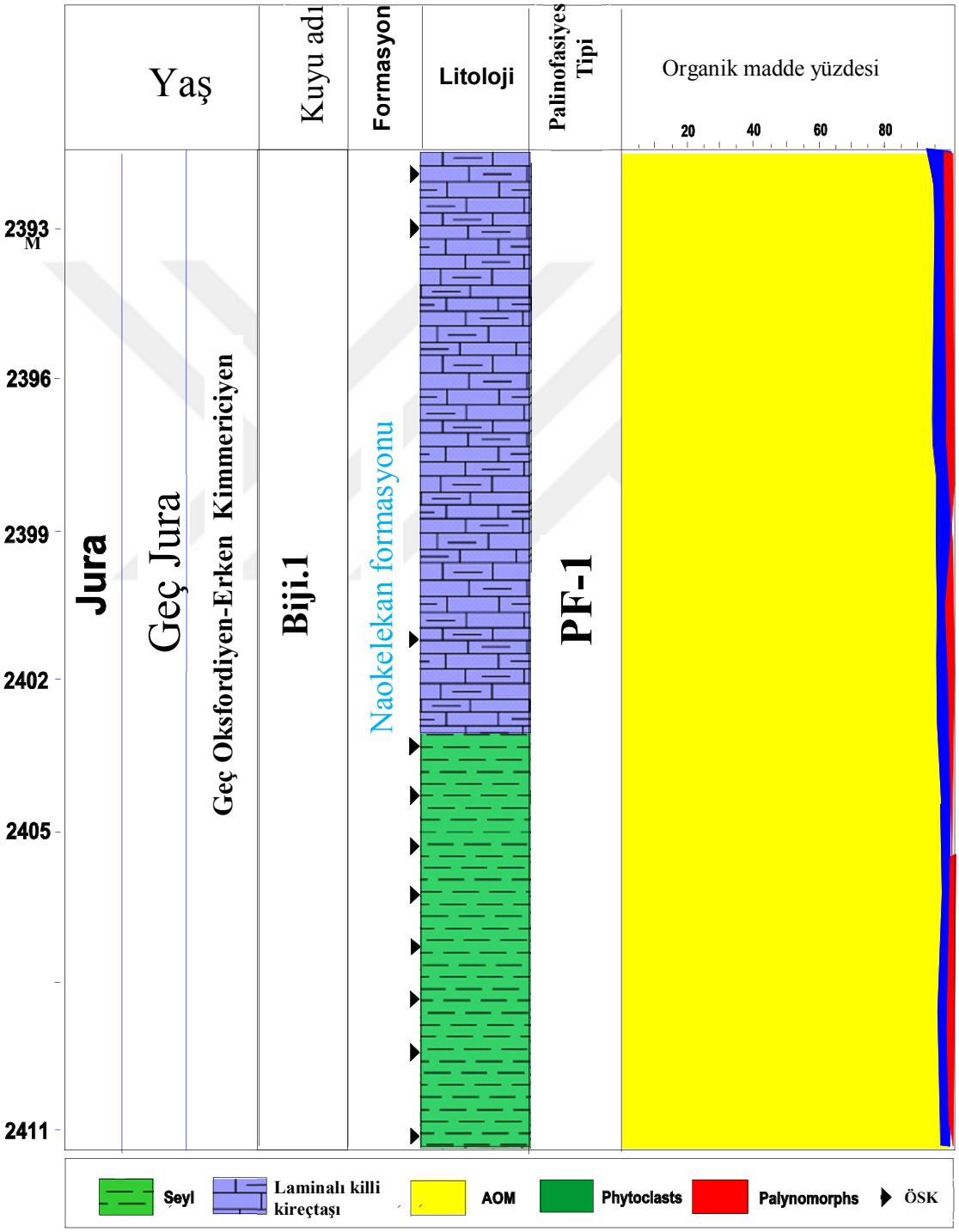
Örnek No.	Kuyu adı	Derinlik (m)	Örnek Tipi	Yaş	Formasyon	Litoloji	Palinoffasiyes	Organik madde yüzdesi (%)		
								AOM	Fitoklast	Palinomorf
1	Jk.1	2049	Kırıntı	Oksfordiyen-Kimmericiyen	Naoklekan	Şeylli Kireçtaşı	P.F.2	55	38	7
2		2051						60	32	8
3		2061				Şeyl		64	28	8
4		2069				Şeylli Kireçtaşı		64	31	5
5		2081						71	34	5
6		2090						70	36	4
7	Bj.1	2392				Şeyli Kireçtaşı	P.F.1	91	5	4
8		2393						95	4	1
9		2401						94	4	2
10		2403				Şeyl		96	4	0
11		2404						96	3	1
12		2405						98	2	0
13		2406						99	1	0
14		2407						97	2	1
15		2408						97	2	1
16		2409						96	3	1
17		2411						96	2	2



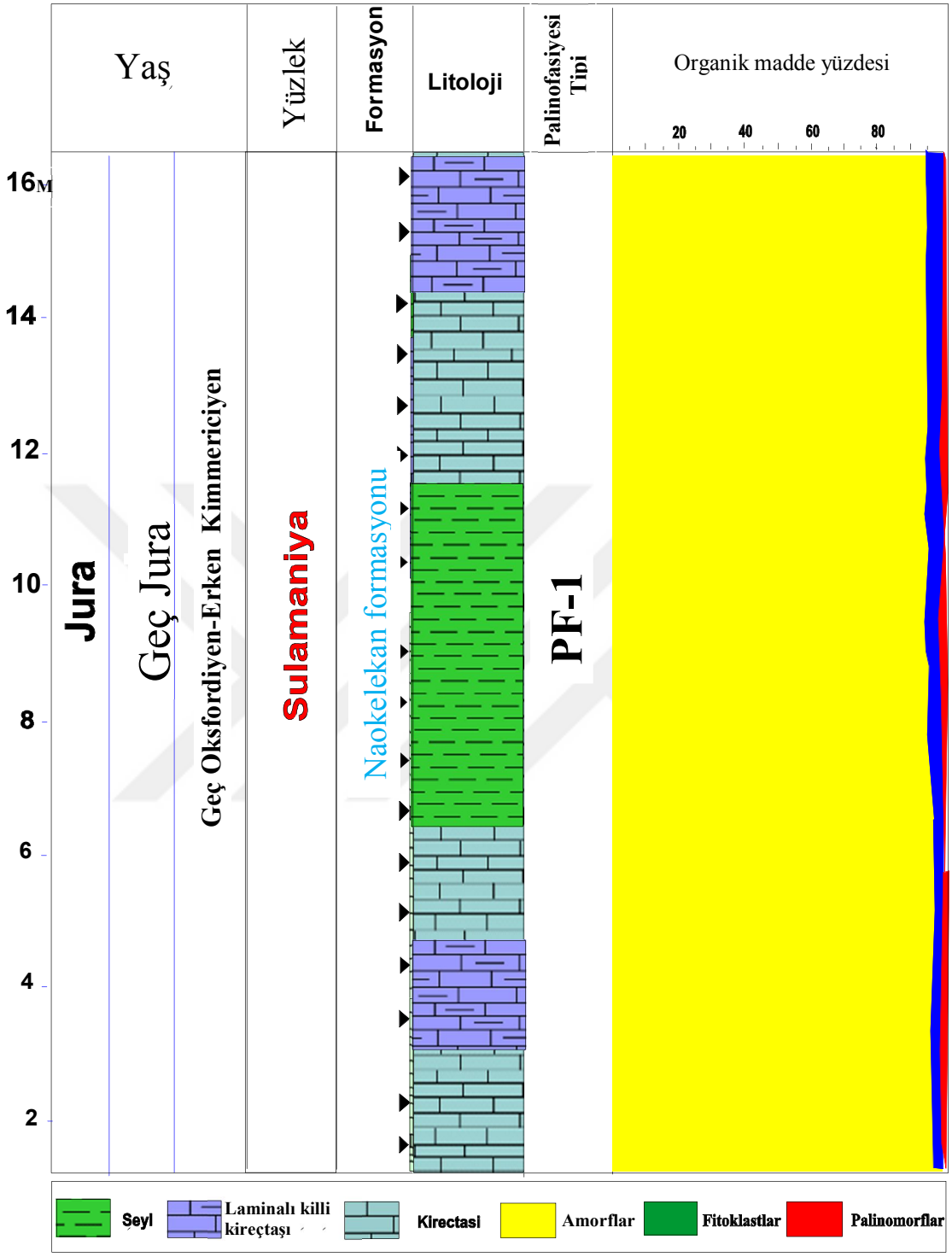
Şekil 5.29.A. Jk-1 kuyusunda, Naokelekan formasyonundaki organik madde yüzdesi.

Palinomorflar, Pf-1 fasiyesinde çok az miktarda bulunmaktadır. Bj-1 kuyusunda özellikle 2392m derinliğinde, spor ve polenlerden oluşmaktadır (levha II, Şekil 7) ancak 2401 m derinliğinde Fungal sporden oluştuğu gözlenmiştir (Levha II, Şekil 8). Jk-1 kuyusunda, genelde AOM 'un egemen olunduğu görülmektedir.

Kuyunun derin kısımlarına doğru AOM yüzdesi gittikçe yükselmektedir. Bunun da sebebi olgunluğun derinlikle artmasından kaynaklanmaktadır. Jk-1 kuyusundaki örneklerin litolojisi çoğunlukla şeylli kireçtaşlardan oluşmakta ve Tip -II kerojen içermektedir Şekil 5.29.A.



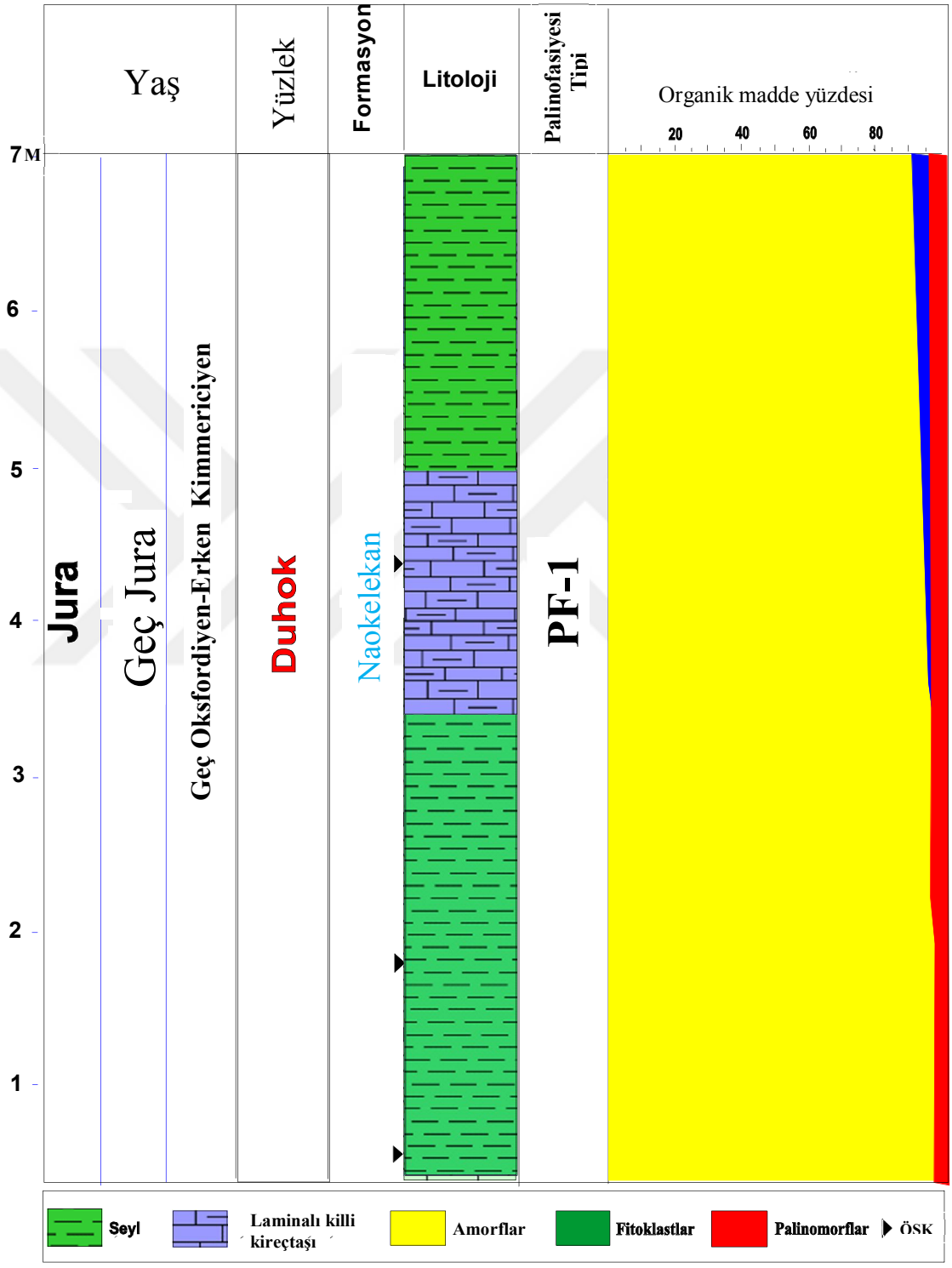
Şekil 5.29.B. Bj-1 kuyusunda, Naokelekan formasyonundaki organik madde yüzdeleri.



Şekil 5.29.C. Süleymaniye kesitinde, Naokelekan formasyonundaki organik madde yüzdeleri.

Bj-1 kuyusundan alınan örneklerde AOM egemen organik madde tipidir (Şekil.5.29.B). Naokelekan formasyonu, Bj-1 kuyusunda Jk-1 kuyusuna göre daha derinde kesilmiştir. Sargelu kesitinde alınan örneklerde AOM yüzdesi oldukça yüksektir buna karşı fitoklastların oranı oldukça düşüktür (Şekil.5.29.C). Banik kesitinde alınan

örneklerde AOM egemen organik maddedir. Fitoklastların oranı ise oldukça düşüktür (Şekil.5.29.D).



Şekil 5.29.D. Duhok kesitinde, Naokelekan formasyonunda organik madde Yüzdeleri.

5.4.4.2.Tip II. Palinolojik fasiyes (PF-2)

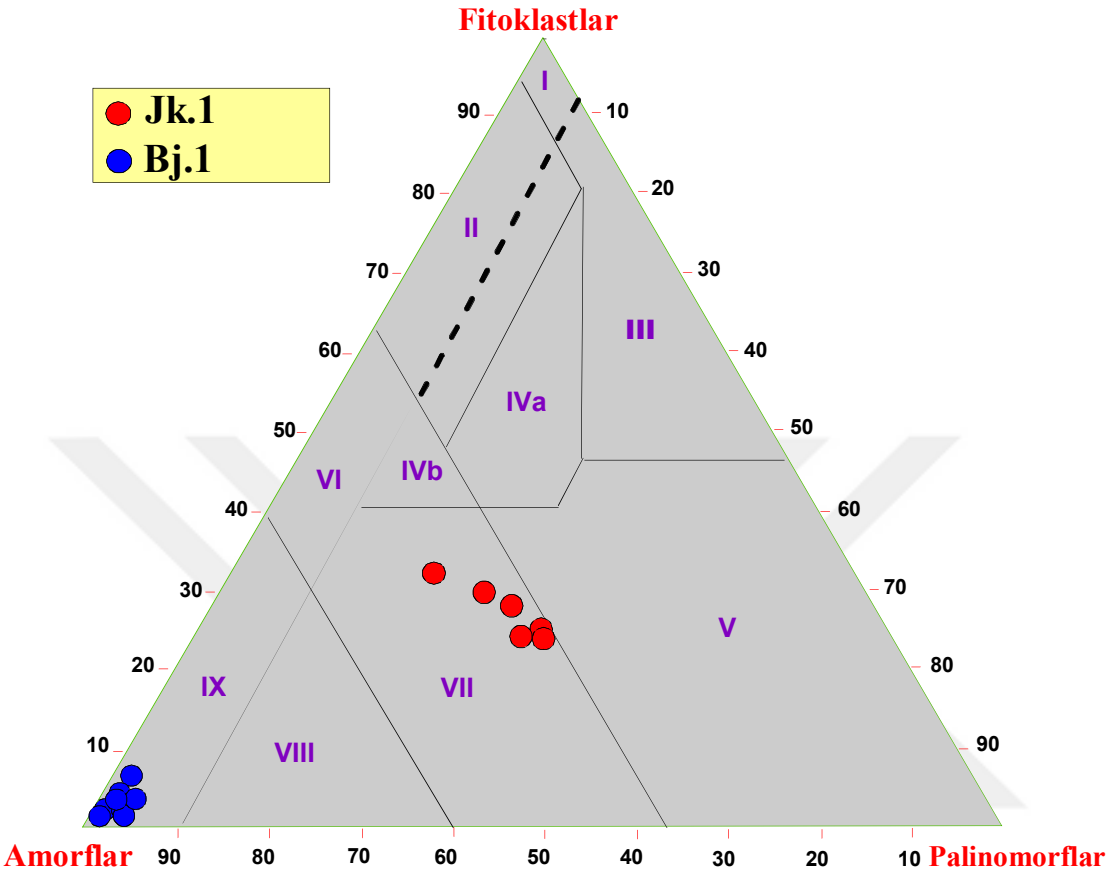
PF-2, fitoklastların ve falinomorfların PF-1 göre daha yüksek oranda bulunmasıyla karekterize edilmektedir. PF-2 fasiyesi genel olarak (AOM), fitoklastlar ve palinomorflardan oluşmaktadır, bu fasiyes petrol ve gaz üretmektedir (Tyson, 1995). PF-2 de kerojen Tipi genelde Tip II/III kerojen olarak tespit edilmiştir.

İncelenen örnekler içinde bu fasiyes sadece Jk-1 kuyusundan alınan örneklerde tanımlanmıştır (Şekil.5.29.A). PF-2 2049 metre ile 2090 metre arasındaki derinliklerden alınan örneklerde en yüksek amorf organik madde miktarı (% 64) 2069 metrede, en düşük oranı ise (% 55) 2049 metre derinliğinde kayıt edilmiştir. Amorf organik maddenin ortalama oranı % 60 dır. Thompson ve Dembiki (1986) göre amorf organik madde Tip A ve Tip B olarak sınıflandırılmıştır. Bu tip organik maddenin rengi kahverengiden kırmızımsı kahve rengine doğru değişir ve petrol - gaz hidrokarbonlar üretir (Levha I ve Şekil 12),

PF-2 fasiyesinde en yüksek fitoklast oranı (% 38) 2049 metre derinlikte alınan örnekte, en düşük fitoklast oranı (% 28) olarak 2061 metre derinlikte alınan örnekte belirlenmiştir. Bitki yapıların Jk-1 kuyusunda ortalama olarak % 32 oranında bulunmaktadır. Jk-1 kuyusundan alınan örneklerin ortalama fitoklast oranı 32%. Fitoklastlar genelde bitkisel yapılar ve bitki saplarından (Levha II Şekil 5) ve az miktarda bitki yaprak parçaları da temsil edilmektedir (Şekil II, Şekil 6). Palinomorflar PF-2 fasiyesinde % 8 oranında bulunmaktadır ve dinoflagellat ve sporlar ile temsil edilmektedir (levha II, Şekil 11, 12).

Tyson (1993) sedimenterlerdeki organik maddelerin (fitoklast, AOM ve palinomorf) miktarlarını kullanarak oluşturduğu üçgen diyagramı üzerinde ortamsal yorumlar yapmış ve kerojen tipini belirlemiştir. Bu diyagramı kullanarak Naokelekan formasyonunun depolanma ortamı ve kerojen tipi yorumlanmaya çalışılmıştır. Tyson diyagramında Bj-1 kuyusundaki Naokelekan formasyonu örneklerinde Amorf organik maddenin egemen olunduğu görülmektedir. Örnekler IX zonunda yer almaktadır **(**Şekil 5.30.A). Bu zon oldukça petrol üretken ve kerojen tipinin daha fazla Tip II olduğu şeklinde tanımlanmıştır. Bj-1 kuyusunda Naokelekan formasyonun Iraksak yarıoksik- anoksik bir depolanma ortamında çökeldiğini işaret etmektedir. Jk-1 kuyusunda alınan örnekler Tyson (1995) diyagramında VII nolu alanda yer almaktadır (Şekil 5.30.A). Bu zondaki örneklerin

Tip-II kerojen oldukları ve petrol türümüne uygun oldukları yorumlanmıştır. Bu

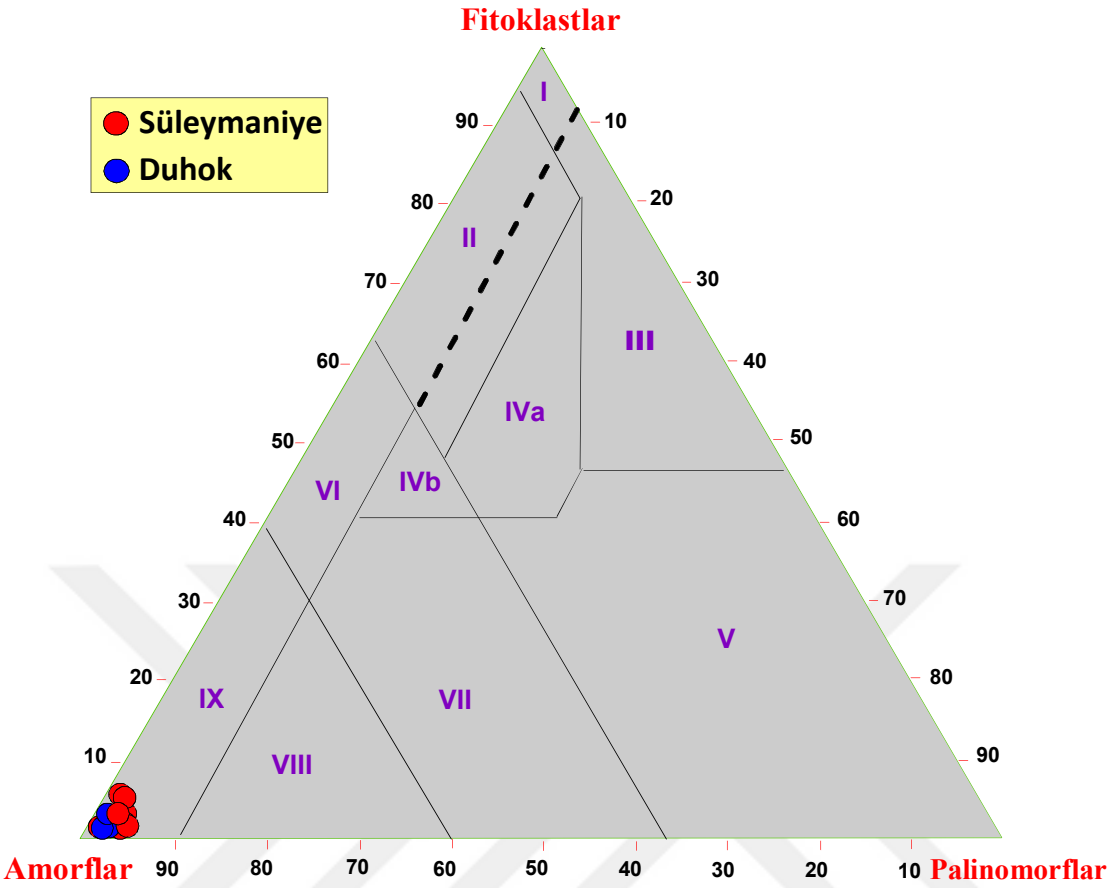


Palinofasiyes alanları	Çökelme Ortamı	Kerojen Tipi
I	Oldukça yakınsak şelf yada havza	Tip-III (Gaz-üretken)
II	Kenar disoksik- anoksik havza	Tip-III (Gaz-üretken)
III	Hetrolitit oksik şelf	Tip-III veya -IV (Gaz-üretken)
IV	Şelf havza geçişi	Tip-III veya -II (Gaz-üretken)
V	Çamur- baskın oksik şelf	Tip-III > -IV (Gaz-üretken)
VI	Yakınsak suboksik – anoksik şelf	Tip-II (Petrol-üretken)
VII	Iraksak disoksik – anoksik şelf	Tip-II (Petrol-üretken)
VIII	Iraksak disoksik – anoksik şelf	Tip-II >> -I (Petrol-üretken)
IX	Iraksak suboksik – aoksik şelf	Tip-II >-I (Oldukça Petrol-üretken)

Şekil.5.30.A. AOM-Fitoklast-Palinomorf üçgen diyagramı (Tyson, 1993).

grafike göre bölgedeki Naokelekan formasyonun distal disoksik –anoksik şelf ortamında çökeldiğini işaret etmektedir (Şekil 5.30.A).

Tyson (1993) diyagramına göre Süleymaniye (Sargelu) ve Duhok (Banik) kesitlerinden alınan Naokelekan formasyonu örneklerinde Amorf organik maddenin egemen olunduğu ve örneklerin IX zonunda yer aldığı görülmektedir (Şekil 5.29.B). Bu zon oldukça petrol üretken ve kerojen tipinin daha fazla Tip II olduğu şeklinde



Palinofasiyes alanları	Çökelme Ortamı	Kerojen Tipi
I	Oldukça yakınsak şelf yada havza	Tip-III (Gaz üretken)
II	Kenar disoksik – anoksik havza	Tip-III (Gaz-üretken)
III	Hetrolitit oksik şelf	Tip-III veya -IV (Gaz-üretken)
IV	Şelf havza geçişi	Tip-III veya -II (Gaz-üretken)
V	Çamur – baskın oksik şelf	Tip-III > -IV (Gaz-üretken)
VI	Yakınsak suboksik – anoksik şelf	Tip-II (Petrol-üretken)
VII	Iraksak disoksik – anoksik şelf	Tip-II (Petrol-üretken)
VIII	Iraksak disoksik anoksik şelf	Tip-II >> -I (Petrol-üretken)
IX	Iraksak suboksik – anoksik havza	Tip-II >-I (Oldukça Petrol-üretken)

Şekil.5.30.B. AOM-Fitoklast-Palinomorf üçgen diyagramı (Tyson,1993).

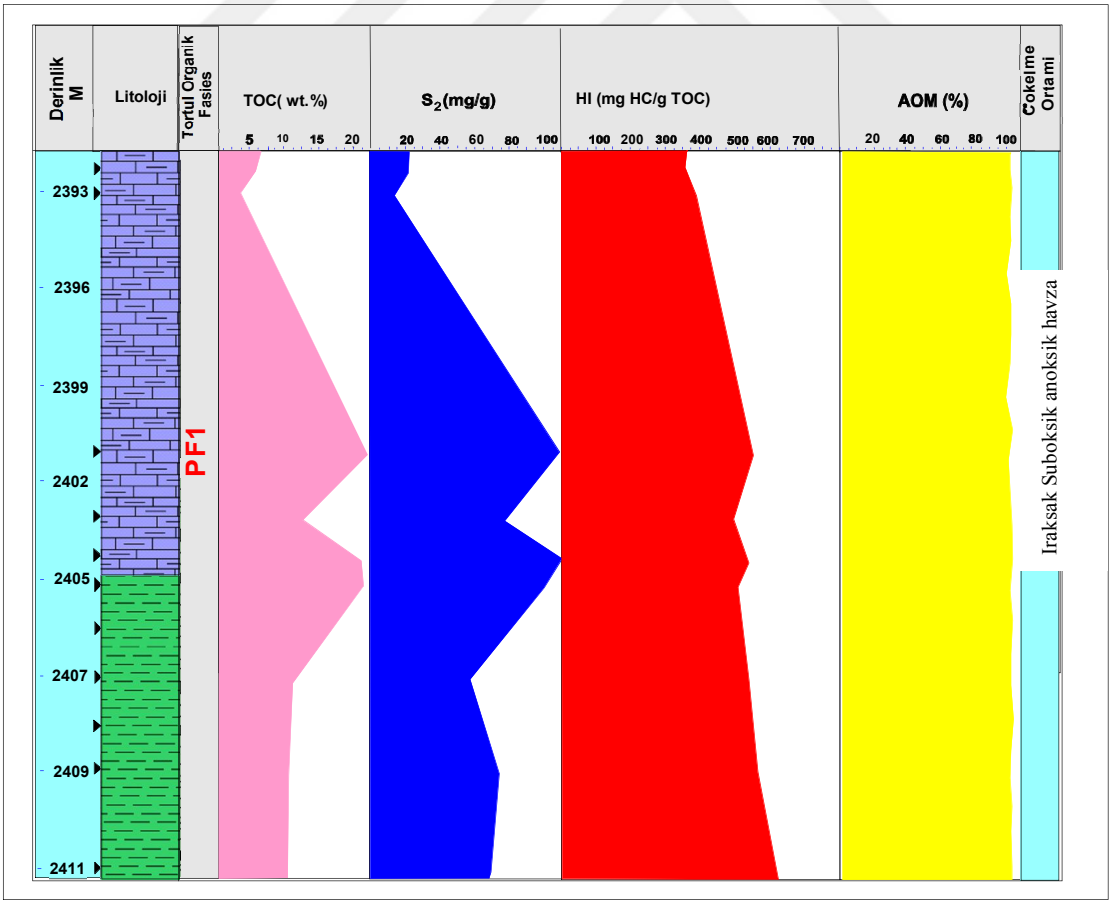
tanımlanmıştır. Ayrıca Süleymaniye (Sargelu) ve Duhok (Banik) kesitinde Naokelekan formasyonunun Distal disoksik- anoksik bir depolanma ortamında çökeldiğine işaret etmektedir Şekil (5.30.B).

5.4.5. Optik verilerle korelasyon

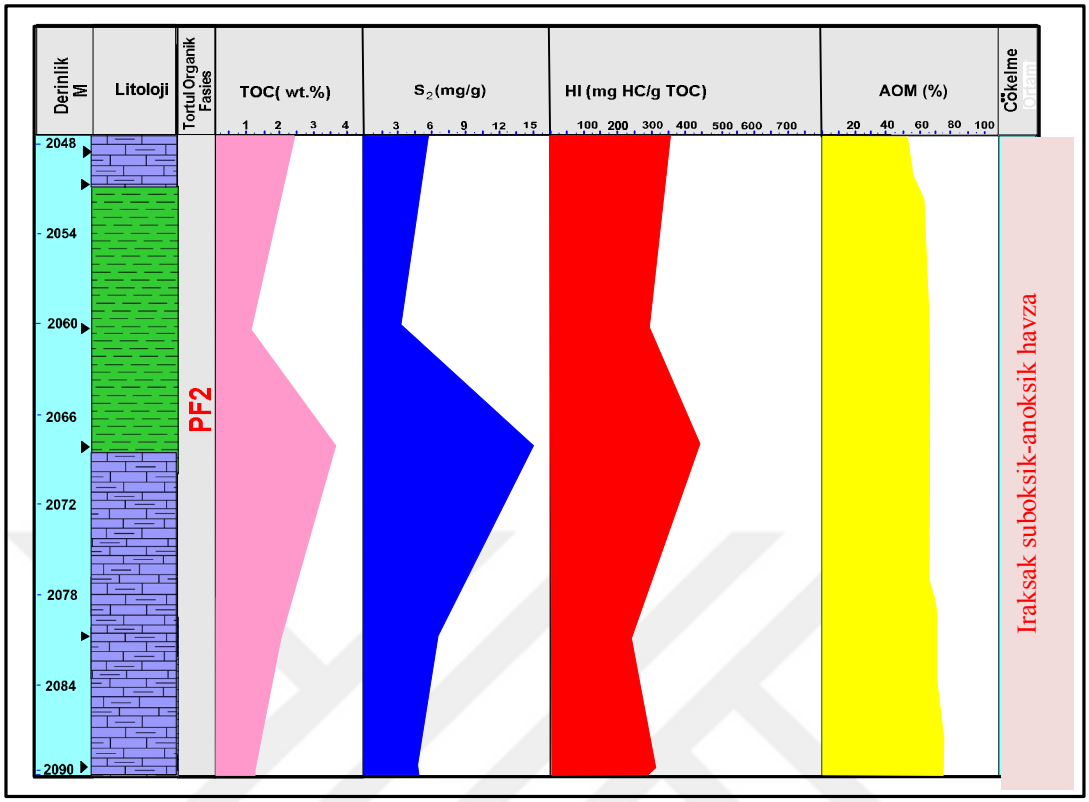
Jeokimyasal ve optik metotlarla kaynak kaya kerojen tiplendirmesinin göreceli faydaları üzerine çok sayıda tartışma mevcuttur (Brooks, 1981; Powell ve diğerleri 1982; Tissot ve Welte 1984; Waples 1985; El-Diasty ve ark. 2014). Powell ve ark. (1982)

Çizelge 5.65. Kuzey Irak'ta, Naokelekan formasyonunun optik ve piroliz analizleriyle belirlenen kerojen tipleri.

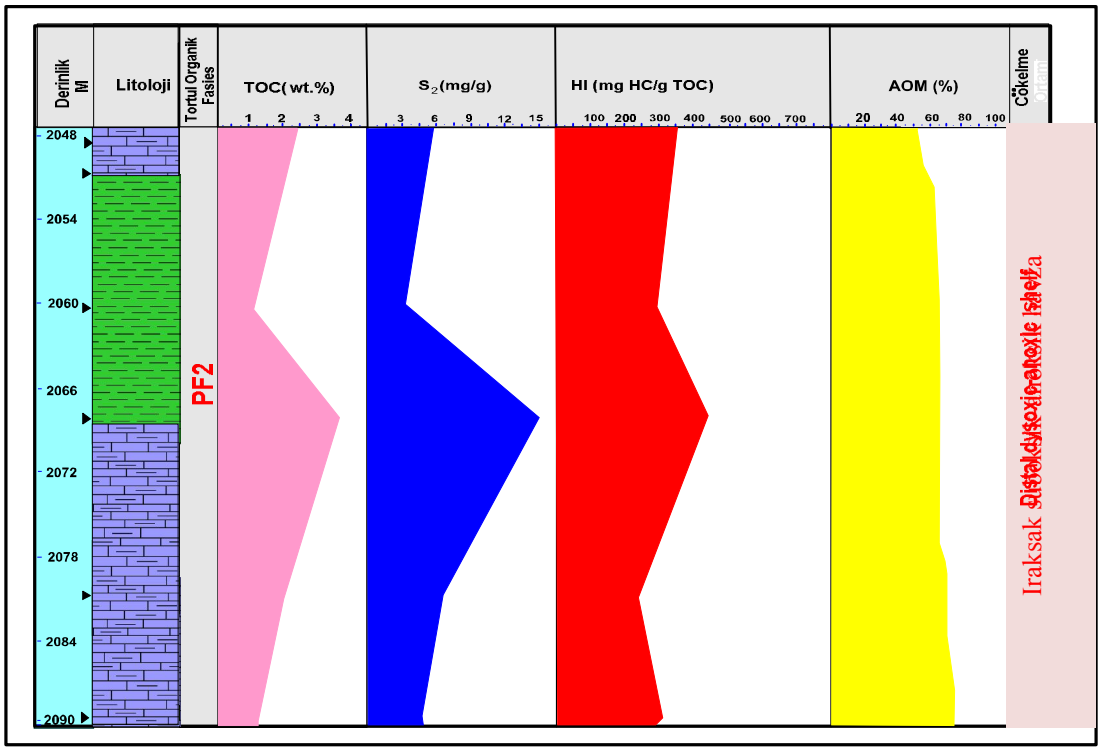
Lokasyon	Palinofasiyes Verileri	Piroliz Veriler	Hidrokarbon Önemliliği
Bj-1 kuyusu	Tip-I >-II	karışık-II-III	Petrol ve Gaz üretken
Jk-1 kuyusu	Tip-II	Tip II-TipIII	Oldukça yüksek petrol üretkenidir Petrol ve gaz üretken
Duhok	Tip II >-I	Veri yok	yüksek petrol-üretken
Süleymaniye	Tip II >-I	Tip-IV	yüksek petrol-üretken



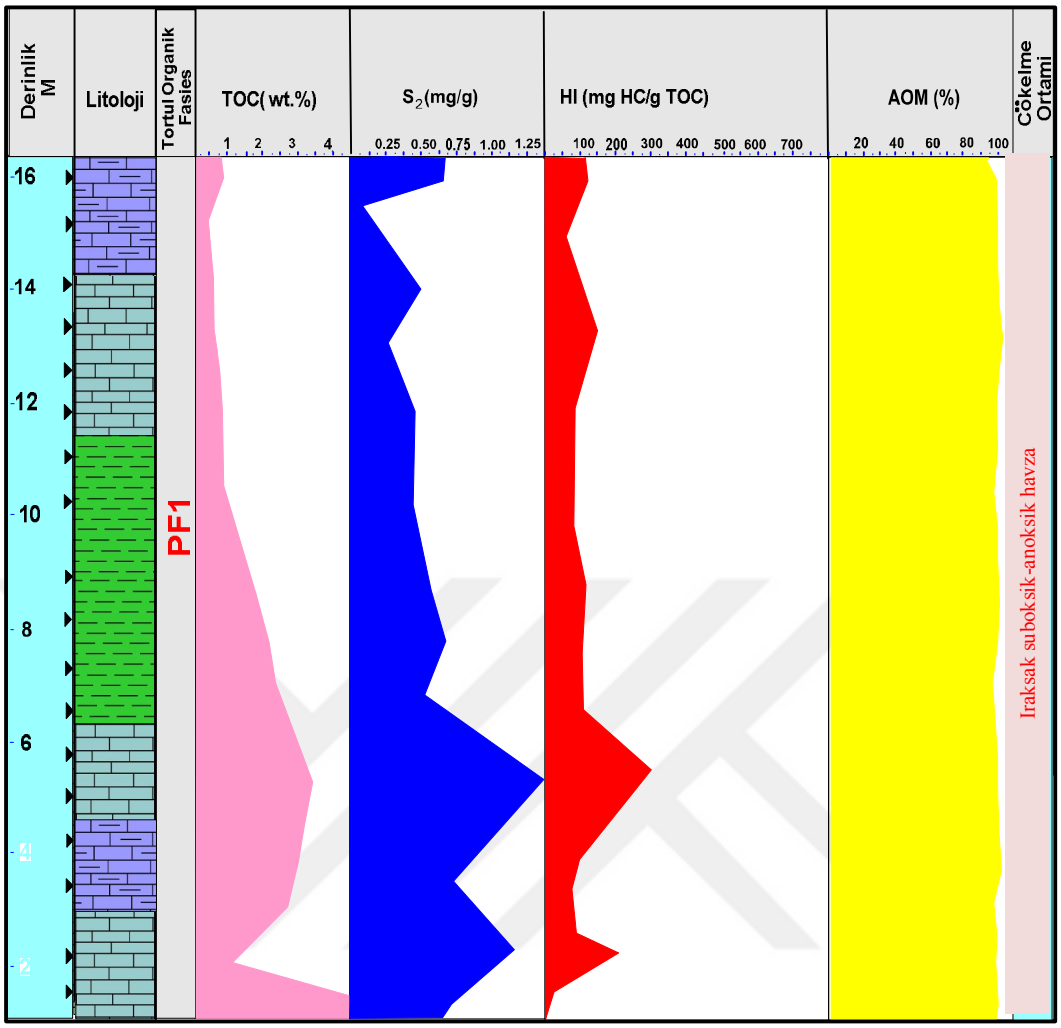
Şekil 5.31.A. Geç Jura (Geç Oksfordiyen-Erken Kimmericiyen) Naokelekan formasyonu, Bj-1 kuyusunda palinofasyes verilerinin piroliz analiz verileri ile korelasyonu.



Şekil 5.31.B. Geç Jura (Geç Oksfordiyen-Erken Kimmericiyen) Naokelekan formasyonu, Taq Taq-1 kuyusunda palinofasyes verilerinin piroliz analiz verileri ile korelasyonu.



Şekil 5.31.C. Geç Jura (Geç Oksfordiyen-Erken Kimmericiyen) Naokelekan formasyonu, Jk-1 kuyusunda palinofasyes verilerinin piroliz analiz verileri ile korelasyonu.



Şekil 5.31.D. Geç Jura (Geç Oksfordiyen-Erken Kimmericiyen) Naokelekan formasyonu, Sargelu yüzleğin palinofasyes verilerinin piroliz analiz verileri ile korelasyonu.

Waples (1985)' e göre, çoğu zaman daha objektif olmalarına rağmen jeokimyasal kerojen tipleme teknikleri sadece kerojen topluklarının ortalama değerlerini veren toplam kaya analiz şeklidir. Bireysel bileşenlerin göreceli oranlarını ve korunma durumlarını vermezler. Bundan dolayı sadece piroliz yada elementel analiz verilerinden kayacın detaylı maceral yada palinofasiyes bileşimleri güvenebilir şekilde tahmin edemez. Ancak yeterli deneyime sahip kişilerin flouresan ve beyaz ışık gözlemlerini kullanılmasıyla denizel fasiyeslerde kerojenin kuantitif optik analizi yaparak genel kerojen tipi ve genel hidrokarbon potansiyeli tahmin yapması çoğu zaman mümkündür (Powell ve ark., 1991).

Çoğu zaman optik olarak belirlenen kerojen tipi ve piroliz analizleri arasında bir uyum vardır. Naokelekan formasyonundan aldığımız örneklerden optik olarak tanımlanan kerojen tipleriyle, piroliz analizlerinden elde edilen kerojen tipleri uyumluluk göstermektedir. (Şekil 5.31.A,B,C,D ve Çizgile 5.65.).

LEVHA-1

Naokelekan formasyonu örneklerinden tanımlanan AOM tipleri.

1. 1 - 4, Bj-1 kuyusunda 2405, 2407, 2392 ve 2401 metre derinliklerde alınan örneklerdeki Amorf organik maddeler .

2- (5, 6 ve 7) Süleymaniye kesitinde tabandan 1, 7 ve 16 metre yukardan alınan örneklerdeki amorf organik materyal.

3- 8, 9 ve 10 Duhok kestinde tabandan 1, 3 ve 5 meterlerde alınan örneklerdeki amorf organik materyal.

4- 11 ve 12 ise Jk.1 kuyusundan 2015 ve 2061metre derinlikte alınan örneklerdeki amorf organik materyal.

Thompson ve Dembiki' (1986) sınıflanmasına göre şekil 1, 6, 8 ve 11A sınıfı (sıvı hidrokarbon üretir)

3 ve 12 B-sınıfı (Gaz hidrokarbon üreten)

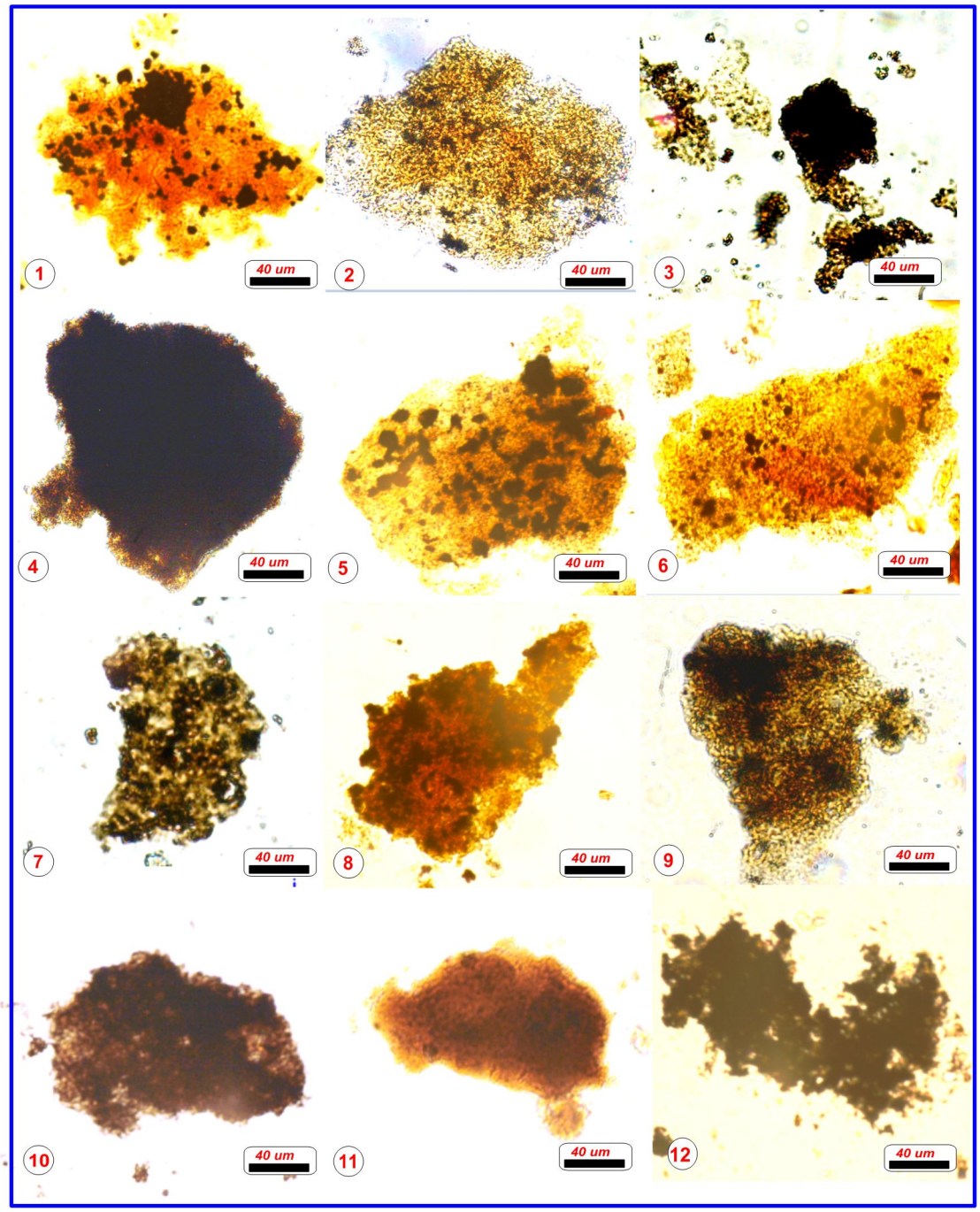
4.C sınıfı (Gaz hidrokarbon üreten)

2.D sınıfı (sıvı hidrokarbon üreten)

5 ve 9, A+C sınıfı (sıvı+gaz hidrokarbon üreten)

7 ve 10 A+B sınıfı (sıvı+gaz hidrokarbon üreten) olarak sınıflandırılar.

LEVHA-1


1
40 um
2
40 um
3
40 um
4
40 um
5
40 um
6
40 um
7
40 um
8
40 um
9
40 um
10
40 um
11
40 um
12
40 um

LEVHA-2

Naokelekan formasyonu örneklerinden tanımlanan fitoklast tipleri. (7-12) Şekiller ise, canlı yapılarını temsil etmektedir.

1) 1 – 2, Bj.1 kuyusunda (2392) ve (2403) metre derinliklerden alınmıştır ve bitki saplarının parçaları (Tracheids), bitki yaprak parçaları (Cuticle) ile temsil etmektedir.

2) 3 - 4: Süleymaniye kestinin 13 metresinden ve Duhok kesitinin 1 metresinden alınan örneklerdeki bitki sapları (Tracheids) ve yaprak parçaları (Cuticle).

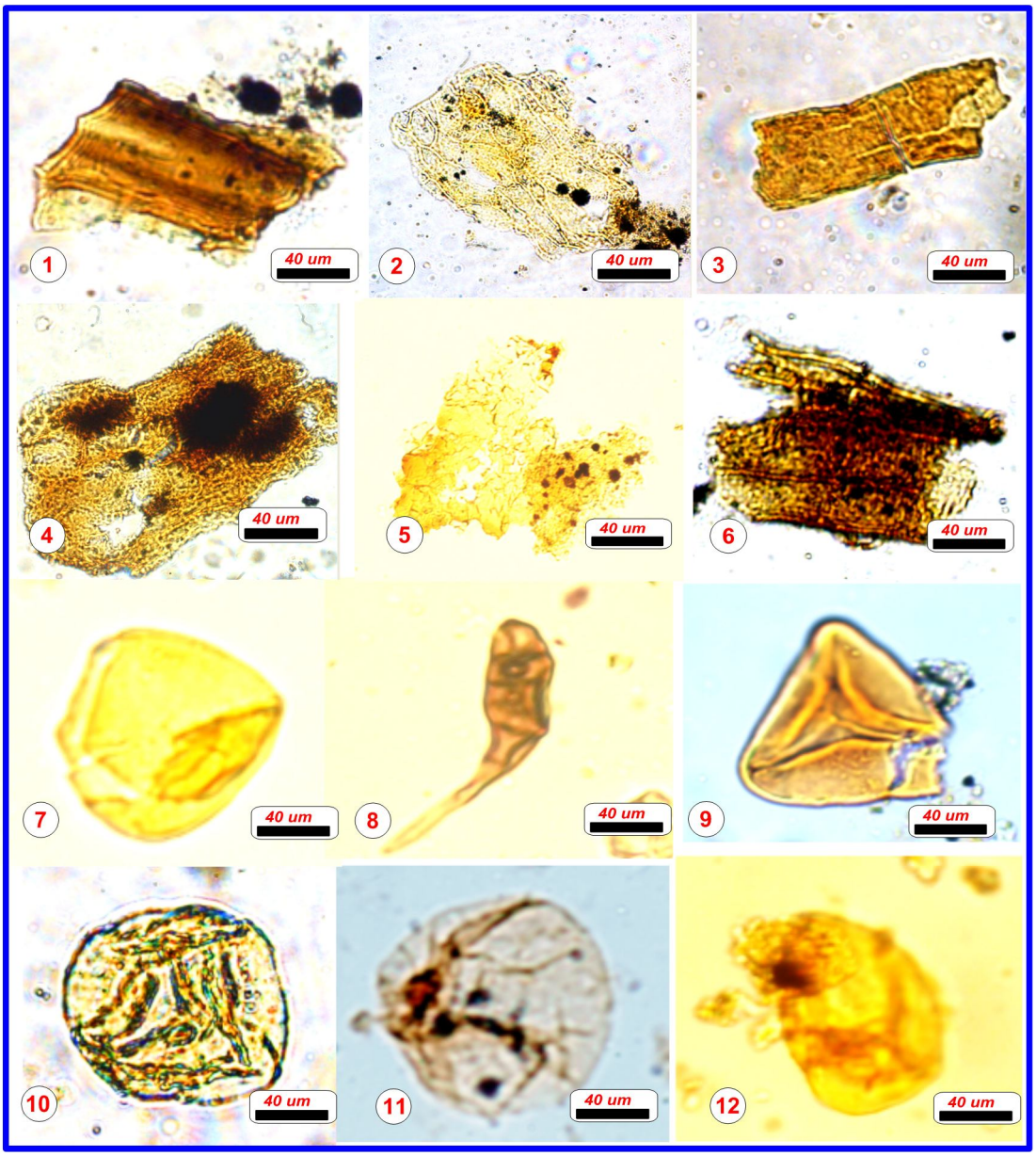
3) 5 ve 6, Jk-1 kuyusundan 2049 ve 2081 metre derinliğinden alınan örneklerdeki. Ve bu bitki sapları parçaları (Tracheids) ve (Cuticle) yaprak parçaları.

4) 7 , Bj-1 kuyusundaki palinomorf temsil etmektedir, 2392 metre derinliğinde spor parçacıkları. 8- 2401 derinliğinde Fungal Spore'dan oluşmaktadır.

5) (9 ve 10) Süleymaniye kesitinde, kemrilmış materyal , Dinoflagellate kist oluşmaktadır.

6) 11, Jk.1 kuyusundaki canlı yapılarından oluşmaktadır, özellikle 2051 metre derinliğinde Dinoflagellate kist tespit edilmiştir. 12-2061 metre derinliğinde kemrilmış materyallerden oluşmaktadır.

LEVHA-2


1
40 um
2
40 um
3
40 um
4
40 um
5
40 um
6
40 um
7
40 um
8
40 um
9
40 um
10
40 um
11
40 um
12
40 um

6. JEOLOJİK MODELLENME

Havza modellemesi, zaman ve mekan içinde sedimanter havzadaki jeolojik süreçlerin modellemesidir. Havza modelleme teknikleri petrol arama riskini azaltmak için kullanılır. Piyasada mevcut modelleme simülasyonları maliyet riskini değerlendirmek için kullanılır. Bu da bir veya birden fazla alanda aktif petrol sistemleri için jeolojik ve mühendislik verilerini entegre ederek, birden fazla kuyu veya tek bir kuyu kullanarak bütün havza için simülasyonları yapılır (Welte ve ark., 1997).

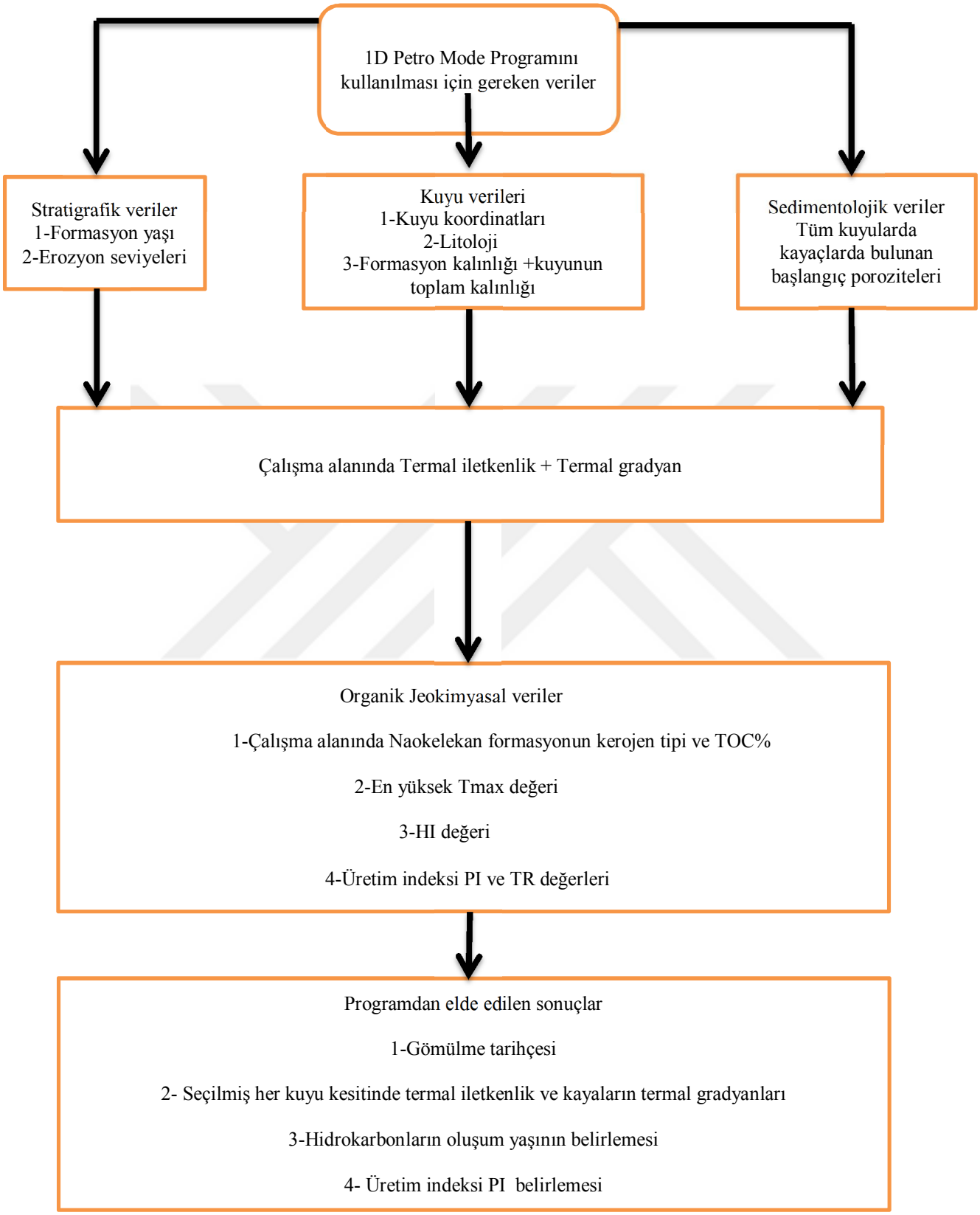
İlk havza modelleme simülasyonu yaklaşık 1980 yılında geliştirilmiştir Modellemenin ana fikri, kaynak kayanın olgunluğunu hesaplamak için birden çok (1-D boyutlu) ısı akışı simülasyonunu ve ilgili jeokimya verilerini kullanarak yapılmasıyla ortaya çıkmıştır (Welte ve Yükler 1980).

Bu çalışmada yapılan havza modellemeleri, Schlumbergerin PetroMod yazılımı kullanılarak yapılmıştır. Gömülme tarihçesi modelini hesaplamak için incelenen kuyulardaki her biri formasyonun kalınlığına ihtiyaç duyulmakta olup, kalınlıklar her kuyu için Kuzey Irak Petrol şirketinin kuyu tamamlama raporlarından (Final well Reports) değerler alınmıştır. Tez kapsamında çalışılan 3 kuyudan elde edilen bilgiler kullanılarak sıcaklık, hidrokarbon üretimi, olgunlaşma ve basınç geçmişi hesaplamalarıyla bir boyutlu (1-D) 12 model oluşturulmuştur (Sharland vd. 2004; Jasim ve Goff, 2006; Al-Ameri ve ark., 2009).

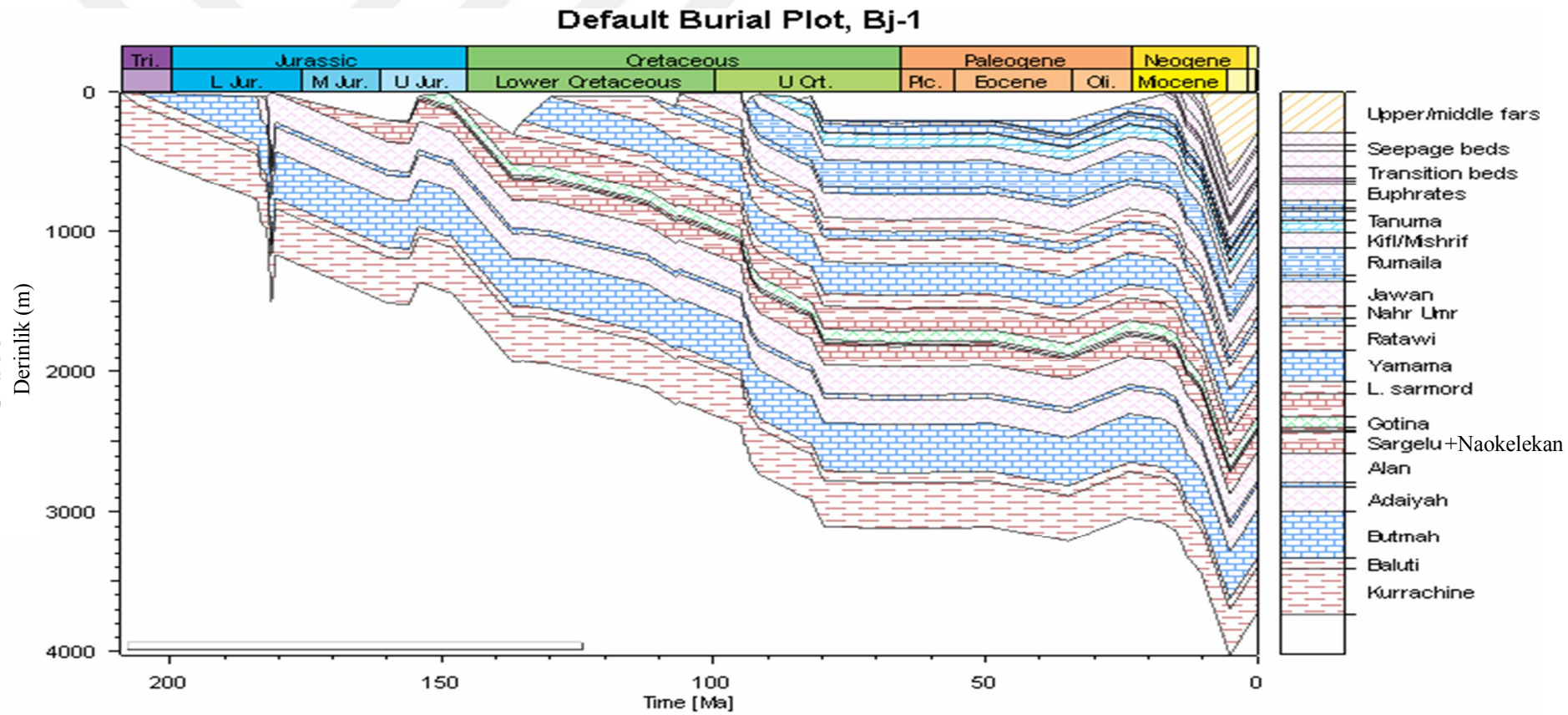
Bu çalışmada yapılan (1-D) modeli yorumlamaları sonucunda (Şekil 4-1) stratigrafi, yaş ve ayrıca paleo deniz seviyesi değişimi hakkında bilgiler elde edilmiştir.

İnceleme alanında örnekleme yapılan kuyulardaki Naokelekan formasyonun jeolojik modellenmesine göre:

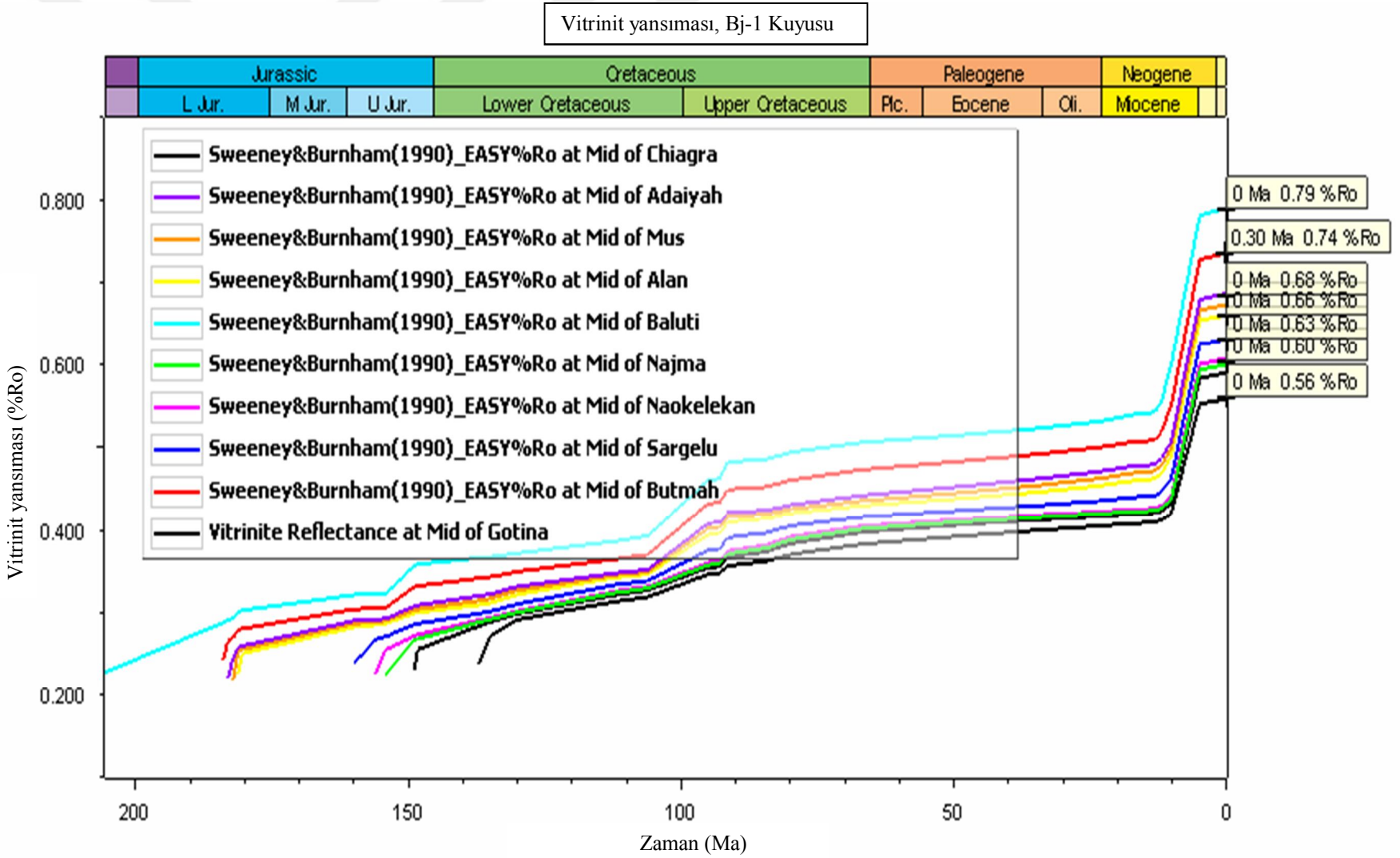
Bj-1 kuyusunda Naokelekan+Sargelu formasyonunları Erken Juradan itibaren Geç Jura ortalarına kadar 300 m derinliğe gömülmüştür. Geç Jura ortalarındaki kısa süreli bir yükselmeyi (yaklaşık 100 m derinliğinde) takiben Geç Jura ortalarına kadar yaklaşık 1700 m derinliğe gömülmüştür ve yaklaşık Miyosen başlarına kadar bu derinlikte kalmıştır. Miyosen başlarında tekrar hızlı bir şeklide 2700 m derinliğe gömülmüştür. Miyosen sonlarında hızlı yükselerek bugünkü konumu olan 2400 m derinliğe ulaşmıştır (Şekil 6.2.A).



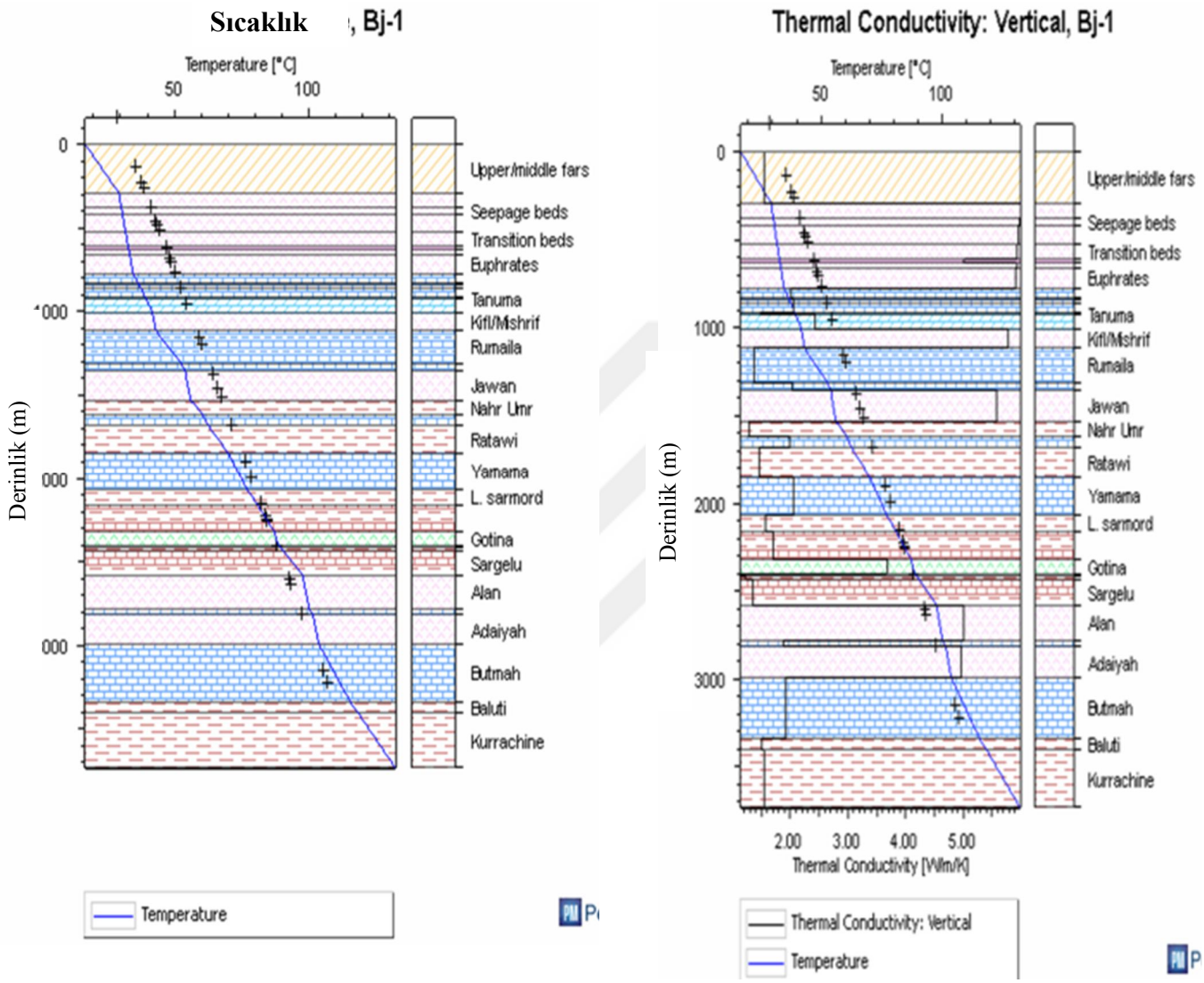
Şekil 6.1. Naokelekan formasyonun modellenme şeması(Welte ve Yükler 1980).



Şekil 6.2.A Bj-1 kuyusunda Naokelekan gömülme tarihçesi.



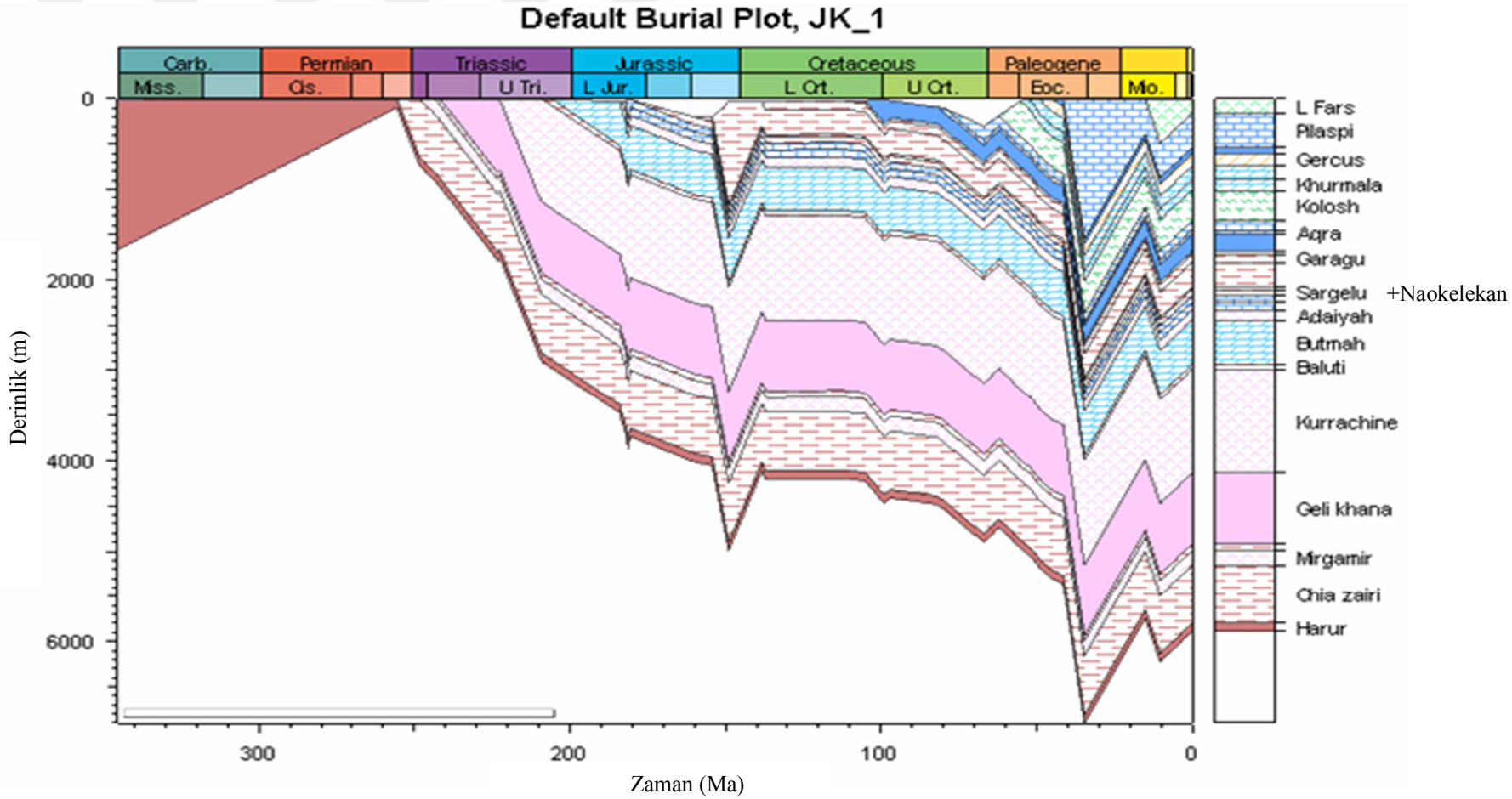
Şekil 6.2.B. Bj-1 kuyusunda Naokelekan vitrinit yansıması değerlerinin zamanla değişimi



Şekil 6.2.C. Bj-1 kuyusunda Naokelekan formasyonun.

C-Bj-1 kuyusunun derinlikle ilişkili sıcaklık tarihçesi.

D- Bj-1 kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik tarihçesi.



Şekil 6.3.A. Jk-1 kuyusunda Naokelekan formasyonun gömülme tarihçesi

Jk-1 kuyusunda Naokelekan formasyonu Erken Juradan itibaren Geç Jura başına kadar 500 m derinliğe gömülmüştür. Geç Jura başından- Geç jura sonuna kadar formasyon hızlı gömülme sonucunda 1500 derinliğinde gömülmüştür. Geç jura sonundan- Erken Kretase başına kadar kısa süreli bir yükselmeyi (yaklaşık 500 m derinliğinde) uğramıştır. Erken kretase başından- Geç kretase başına kadar formasyon aynı derinlikte kalmıştır. Geç Kretase başından- Eosen ortasına kadar 2000 m derinliğe kadar gömülmüştür. Eosenin ortasından-Eosen sonuna kadar hızlı göümlümeye maruz kalmıştır ve 3400 m derinliğinde gömülmüştür. Eosenin sonundan itibaren Miyosen başına kadar hızlı yükselerek ve 2000 m derinliğe ulaşmıştır. Miyosen başından- Miyosen sonuna kadar formasyon 2500m derinlikte gömülmüştür. Miyosen sonundan bugünkü konumu olan 2100 m derinliğe ulaşmıştır (Şekil 6.3.A).

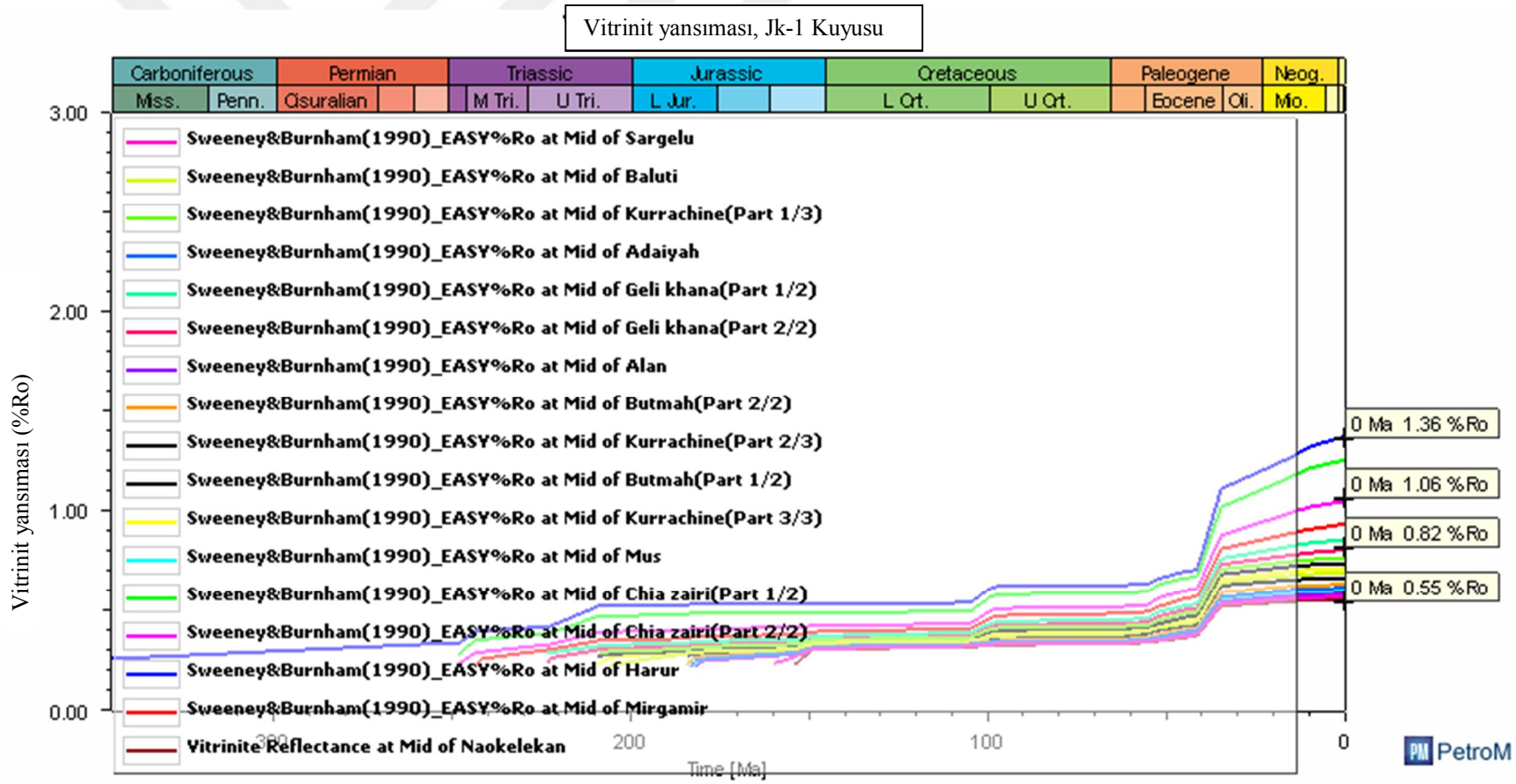
Jk-1 kuyusunda Naokelekan formasyonu gömülmeye başladığı Erken Jura daki vitrinit yansıması değeri 0.28 dir. Güncel vitrinit yansıması 1.6 olarak hesaplanmıştır (Şekil 6.3.B).

Gömülme modelinde göre Naokelekan+Sargelu formasyonun 2200 metrede maksimum 90° lik bir sıcaklığa ulaştığı hesaplanmıştır (Şekil 6.3.C).

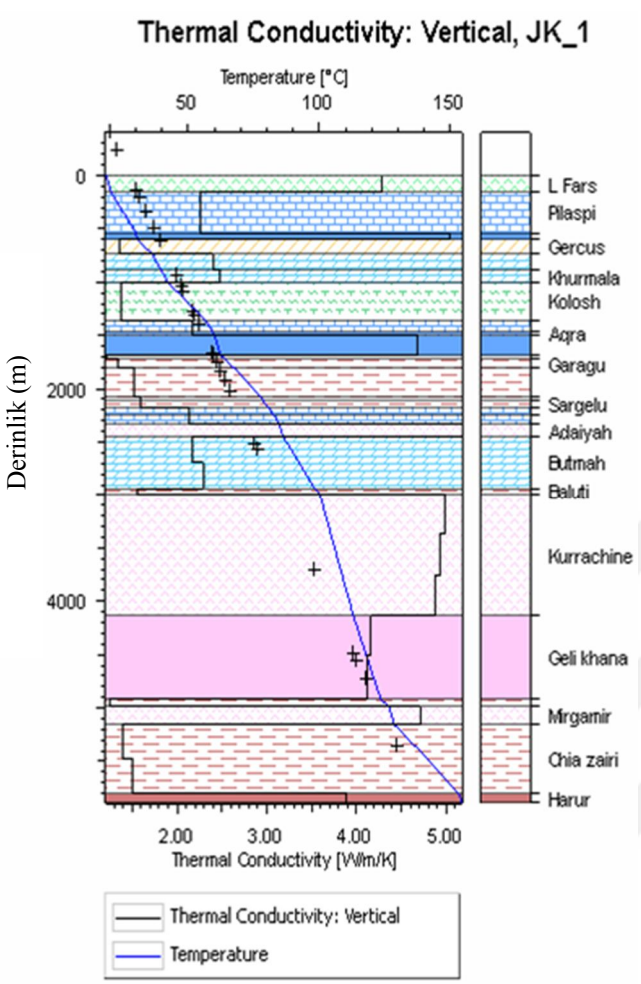
Taq Taq-1 kuyusunda Naokelekan formasyonu Geç Juradan itibaren Erken Kretase başına kadar 700 m derinliğe gömülmüştür. Erken Kretase başından-Erken Kretase sonuna kadar aynı derinlikte bulunmaktadır. Erken Kretase sonu-Eosen başına kadar hızlı gömülmeye maruz kalmıştır ve 3600m derinlikte gömülmüştür. Eosenin başından-Miyosen başından hızlı yükselerek 2700 m derinliğinde kadar ulaşmıştır. Miyosen başından itibaren, formasyon hızlı gömülmeye maruz kalmıştır ve 3600 m derinliğinde gömülmüştür (Şekil 6.2.A).

Taq Taq-1 kuyusunda Naokelekan formasyonu gömülmeye başladığı ve Geç Juradaki vitrinit yansıması değeri 0.2 dir. Güncel vitrinit yansıması 1.55 olarak hesaplanmıştır (Şekil 6.2.B).

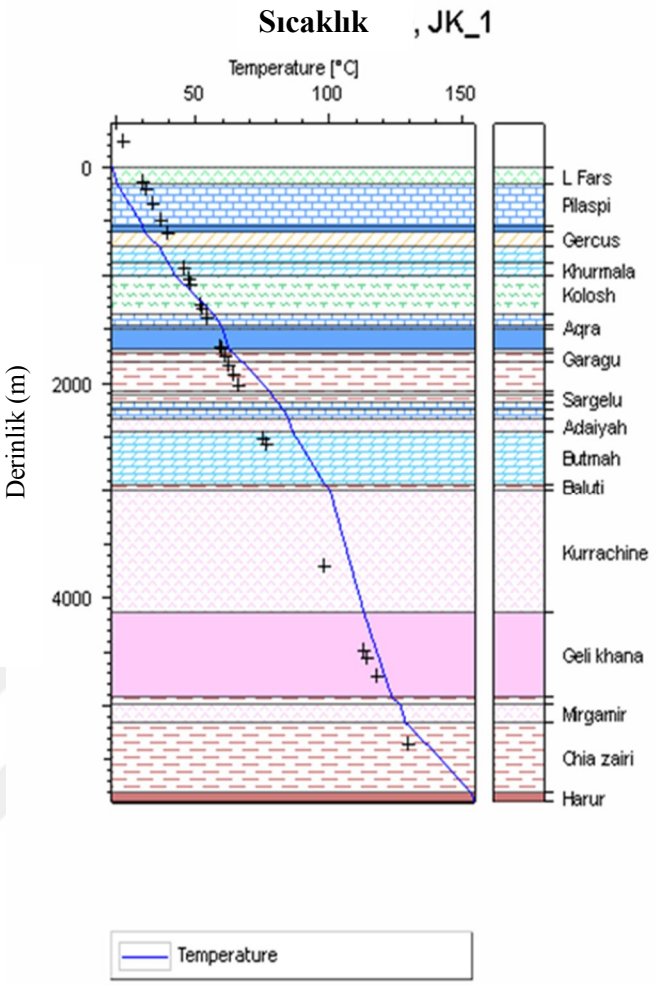
Gömülme modelinde göre Naokelekan formasyonun 3200 metrede maksimum 120° lik bir sıcaklığa ulaştığı hesaplanmıştır (Çizelge.6.1).



Şekil 6.3.B. Jk-1 kuyusunda Naokelekan formasyonun vitrinit yansıması tarihçesi

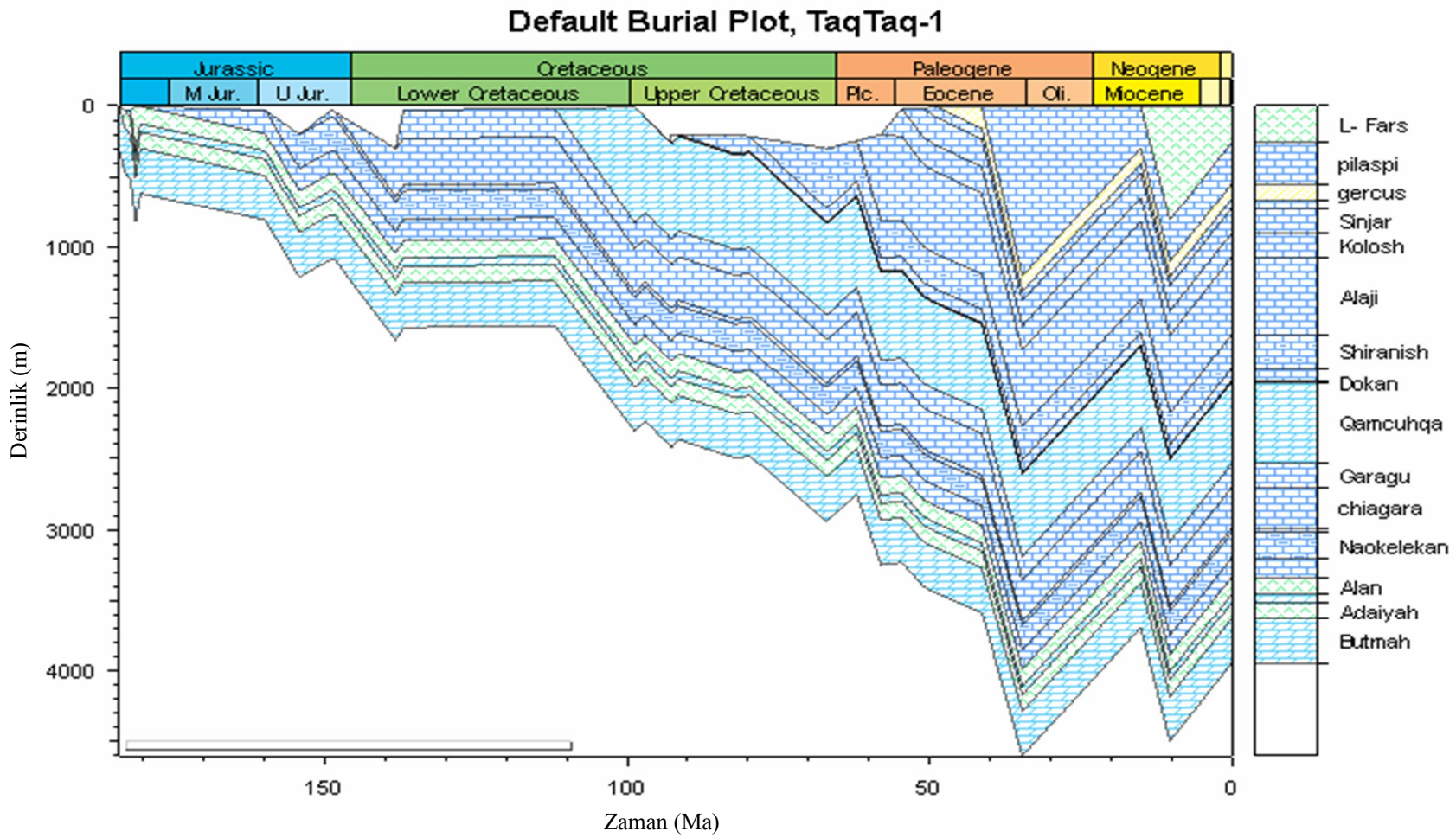


C-Jk-1 kuyusunun derinlikle termal iletkenlik,

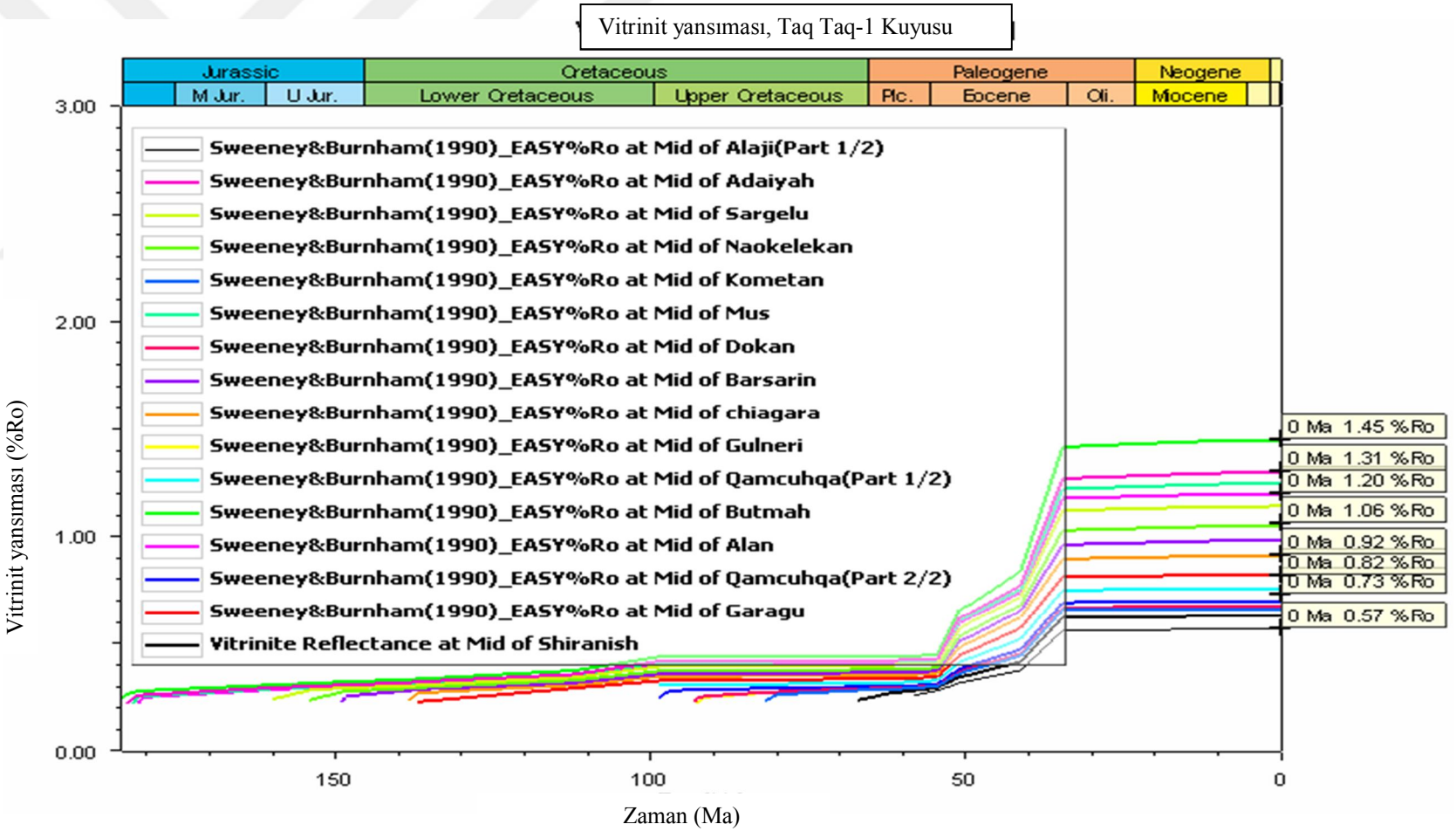


D- Jk-1 kuyusunun derinlikle ilişkili sıcaklığı

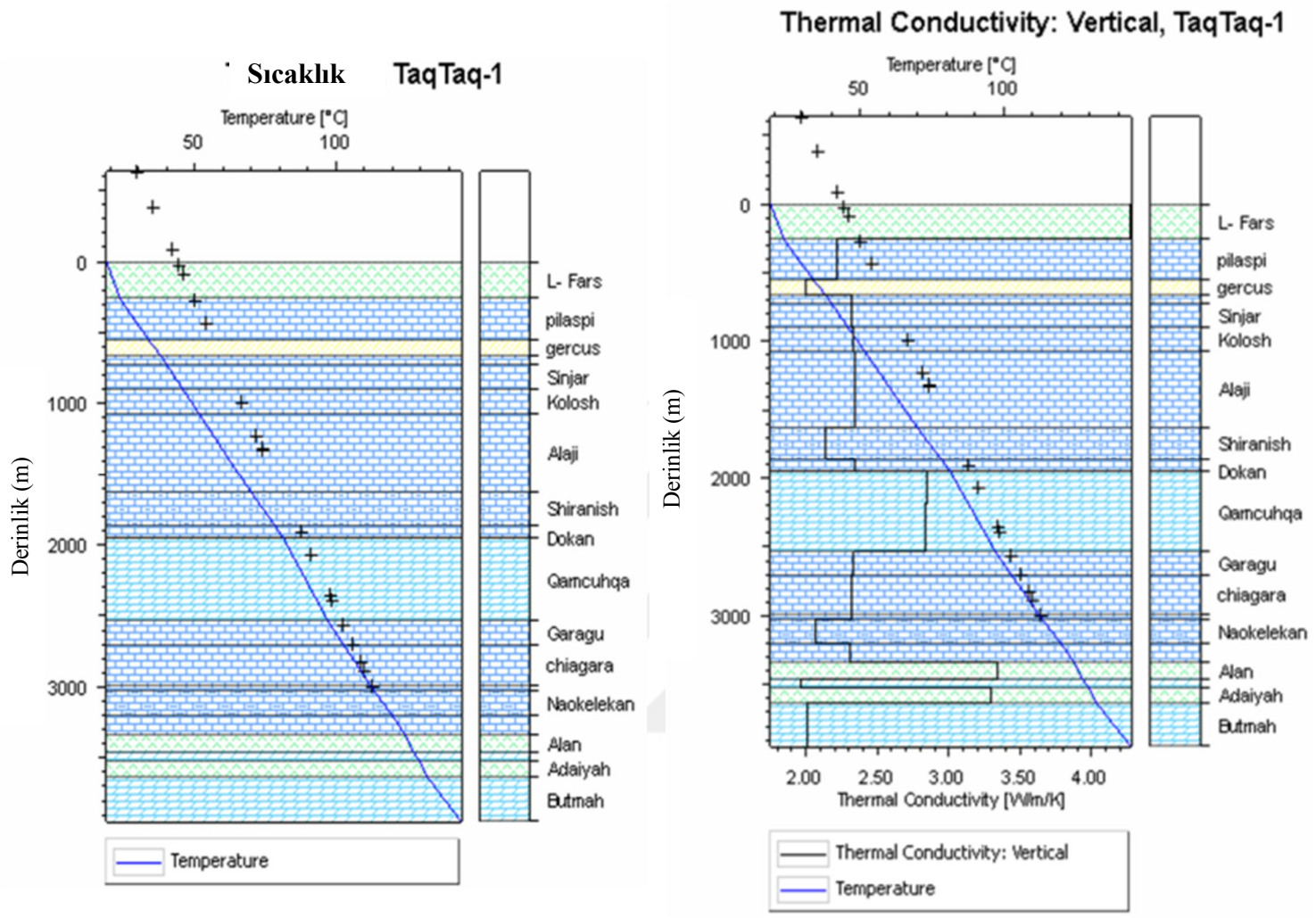
Şekil 6.2.C. Jk-1 kuyusunda Naokelekan formasyonun.



Şekil 6.4.A. Taq Taq-1 kuyusunda Naokelekan formasyonun gömülme tarihçesi



Şekil 6.4.A.Taq Taq-1 kuyusunda Naokelekan vitrinit yansıması tarihçesi



Şekil 6.4. Taq Taq-1 kuyusunda Naokelekan formasyonun

C-Jk-1 kuyusunun derinlikle sıckalık, D- Jk-1 kuyusunun derinlikle ilişkili termal iletkenlik

Çizelge 6.1. havza modelleme parametreleri

Kuyu Adı	Sıcaklık °C	Vitrinit Ro%
Bj-1	80	1.6
Taq Taq-1	120	1.55
Jk-1	90	1.6

7. Naokelekan Formasyonun Kaya Gazı Potansiyeli

Kuzey Irakta çalışma alanlarında kaynak kaya tabakaları ve Rock Eval piroliz analizinde elde edilen sonuçlara göre TOC%, RC% ve organik madde tipine göre, Bj-1 kuyusunda genel olarak Tip II kerojen olarak belirlenmiştir ve TOC% içeriği (0.85-1.66) ve RC% değerler ise (12.64-2.11%) arasında değişmektedir. Bu da tabakaların organikçe zengin olduğunu göstermekte olup ve böylece Bj-1 kuyusun gaz potansiyeline sahip olduğunu işaret etmektedir.

Taq Taq-1 kuyusunda genel olarak Tip IV kerojen belirlenmiştir ve TOC% (0.85-1.66) ve RC% değerler ise (0.76-1.55 %) arasında değişmektedir. böylece Naokelekan formasyonun Taq Taq-1 kuyusunda gaz potansiyeline sahip olmadığını tespit edilmiştir.

Jk-1 kuyusunda genel olarak organik madde tipi, Tip II/III kerojen olarak belirlenmiştir ve TOC% (1.04-4.16) ve RC% değerler ise (0.72 – 2.09 %) arasında değişmektedir. Naokelekan formasyonun Jk-1 kuyusunda Zayıf gaz potansiyeline sahip olduğuna göstermektedir.

Sargelu bölgesinde genel olarak organik madde tipi, Tip II/III kerojen olarak belirlenmiştir ve TOC% (0.24-5.31) ve RC% değerler ise (0.22 – 4.98 %) arasında değişmektedir. Naokelekan formasyonun Sargelu bölgesinde gaz potansiyeline sahip olduğuna işaret etmektedir.

Rock Eval piroliz analizinden elde edilen sonuçlara göre, Naokelekan formasyonun organik madde tipi, ısısal olgunluğu ve hidrokarbon üretme potansiyeli Çizlege 7.1'de özetlenmiştir.

Çizlege 7.1. Naokelekan formasyonun organik jeokimyasal özellikleri.

	Bj-1	Taq-Taq-1	Jk-1	Sargelu
TOC	İyi-zengin	yeterli	İyi-mükemmel	zayıf
Organik madde Tipi	II-IV	IV	II/III	IV
Isısal olgunluk	Olgun olmayan-Aşırı olgun	Aşırı olgun	Erken Olgun	Olgun olmayan-Erken Olgun
Jenetik potansiyeli (Ortalama)	Orta-İyi kaynak kaya	Kaynak kaya yok	Orta-İyi kaynak kaya	Kaynak kaya yok
Hidrokarbon Tipi	Karışık Gaz-Petrol	Gaz (Metan)	Yetersiz Petrol kaynağı	Gaz (Metan)

8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, çalışma alanından derlenen örneklerin organik jeokimyasal özelliklerini belirlemek için; organik palinofasiyes, piroliz analizi, Gaz kromatografi ,kütle Gaz kromatografi analizlerinin verileri kullanılmıştır. Ayrıca piroliz analizinden elde edilen sonuçları, PetroMod yazılımında kullanılmıştır. Bu analizlerden elde edilen sonuçlar aşağıda sunulmuştur:

1-Naokelekan formasyonundan 50 adet karot ve 14 yüzlek örneği olmak üzere toplam 64 örneğin TOC içerikleri belirlenmiştir. Bj-1 kuyusundan alınan 33 adet kayaç örneğinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri % wt 0.46-21.33 (ortalama % wt 7.06), Taq Taq-1 kuyusundan alınan 7 adet kayaç örneğinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri ise % wt 0.85-1.66 (ortalama % 1.06) ve Jk-1 kuyusunda alınan 10 adet bitümlü kayaç örneğinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri ise % wt 1.04-4.16 (ortalama % 2.15) arasında değişmektedir. Süleymaniye ilindeki Sargelu kesitinden alınan 14 el örneğinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri ise % wt 0.24-5.31 (ortalama % 1.30) arasında değişmektedir. Karotlardan alınan örneklerin TOC değerleri birimin iyi-zengin (Tissot ve WeIte 1984), yeterli (Jarvie 1991) ve iyi-mükemmel (Peters ve Cassa 1994) kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu, ancak Sargelu bölgesindeki yüzleklerden alınan örnekler ise birimin zayıf kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.

2-İncelenen örneklerin Hidrojen İndeks değerleri Bj-1 kuyusunda 24-605 mg HC/g kaya (ortalama 318.03 mg HC/g kaya), Taq Taq-1 kuyusunda ise 9-48 mg HC/g kaya (ortalama 26.71 mg HC/g kaya) ve Jk-1 kuyusunda 147-673 mg HC/g kaya (ortalama 347.4 mg HC/g kaya) arasında değişmektedir. Buna göre, Bj-1 kuyusunda incelenen karot örneklerin kerojen Tipi, genelde Tip II kerojen ve önemli bir miktarda Tip IV kerojenden oluşmaktadır. Taq Taq-1 kuyusundaki örneklerin ise tamamı Tip IV kerojen ve Jk-1 kuyusundaki örnekler ile karışık II/III kerojen olarak sınıflandırılmıştır. Yüzleklerden (Sargelu) alınan ve incelenen örneklerden genelde Tip IV kerojen tespit edilmiştir.

İncelenen örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S2/S3 oranı) Bj-1 kuyusunda 0.71-36.10 (ortalama 14.65), Taq Taq-1 kuyusunda ise 0.16- 0.75 (ortalama 0.45) ve Jk-1 kuyusunda 1.26-23.31 (ortalama 10.19) arasında değişmektedir, buna göre örneklerin BJ-1 kuyusunda genel olarak Tip I-Tip III, Taq Taq-1 kuyusunda ise Tip IV ve Jk-1

kuyusunda Tip I- Tip III kerojen tipi olarak belirlenmiştir. Sargelu bölgesinden alınan yüzlek örneklerin Hidrokarbon Tip indeksi (S2/S3 oranı) değerleri ise 0.06-2.50 (ortalama 0.65) arasında değişmektedir. Buna göre Sargelu bölgesindeki örnekler Tip IV kerojen olarak sınıflandırılmıştır.

Rock-Eval piroliz yöntemini kullanarak, sedimantolojik sistem tract bilgileri genelde S2-TOC diyagramı ile belirlenebilir. Buna göre, Bj1 kuyusunun bazı örnekleri ve Jk-1 kuyusundaki çoğu örnekleri Transgresif (T) sistem alanında yer almıştır. Bu da organik maddenin denizel ortamlarda depolandığı ve petrol-prone olduğu işaret etmektedir. Ancak Taq Taq-1 kuyusu, Sargelu kesitinin tüm örnekleri ve Bj-1 kuyusunun çoğu örnekleri yüksek (H) stand sistem alanında yer almış ve bu örneklerin karasal veya yeniden işlenmiş organik maddeden oluştuğuna işaret etmektedir.

İncelenen kuyu alınan örneklerin (Bj-1,Taq Taq-1ve Jk-1), TOC - PCI (Shaaban ve diğ 2006) diyagramına göre değerlendirildiğinde kerojen tipinin Tip III kerojen olduğu görülmüştür. Yüzlek (Sargelu bölgesi) örnekleri ise Tip III kerojen olarak belirlenmiştir.

3-HI- Hesaplanmış vitrinit yansıması (Ro) diyagramına göre, BJ-1 kuyusundaki örnekler Tip- II kerojen olarak tanımlanmış, organik maddenin denizel kaynaklı ve petrol verimli olduğu belirlenmiştir. Bj-1 kuyusunda ki örnekler olgunluk penceresi içerisinde yer alır. Jk-1 kuyusunda ise kerojen tipi genelde Tip III kerojen olarak tanımlanmıştır. Bununda sebebi düşük HI değerlerinden kaynaklanmaktadır ve örnekler olgun olmayan penceresi içinde yer alır. Ancak bazı örneklerin gaz verimli olduğu görülmüştür. Taq Taq-1 kuyusunda kerojen Tipi genelde Tip IV kerojen olarak tanımlanmıştır. Buda örneklerin diğer kuyulara göre daha derin kesimlerde alınmasına ve organik maddenin yeterince ısısal olgunluğa maruz kaldığına işaret etmektedir. Sargelu kesitinde, örneklerin tamamı gaz penceresine düşmektedir ve Tip III kerojen olarak tanımlanmıştır.

İncelenen kaya örneklerinin PI değerleri Bj-1 kuyusunda 0.01-0.48 (ortalama 0.14), Taq Taq-1 kuyusunda ise 0.27-0.49 (ortalama 0.46) ve Jk-1 kuyusunda incelenen kayaç örneklerinin PI değerleri 0.09-0.14 (ortalama 0.14), arasında değişmektedir, Peters ve Cassa‟nın (1994) PI değerlerine göre kerojenlerin olgunluk derecelerini tanımlamıştır. PI değerlerine göre Bj-1 kuyusunda 2383-2389 m arasındaki örnekler erken olgun, 2391-2432 m arasındaki örnekler olgun olmayan ve 2433-2441 m arasındaki örnekler ise olgun-aşırı olgun olarak tanımlanmıştır. 3219-3230 metre derinlikte örneklenen Taq Taq-1 kuyusuna ait örneklerin tamamı aşırı olgun olarak sınıflandırılmıştır.

Jk-1 kuyusunda Naokelekan formasyonu 2061 ile 2090 m arasında kesilmiştir. Alınan 10 örnek Peters ve Cassa (1994) sınıflandırmasında erken olgun sınıfına düşmektedir.

Naokelekan formasyonun ait olan örneklerinin S2/S3 değerleri Bj-1 kuyusunda 0.71-40.30 (ortalama14.65), Taq Taq-1 kuyusunda ise 0.16-0.75 (ortalama 0.45) ve Jk-1 kuyusunda 1.26-21.37 (ortalama 10.19), Sargelu bölgesine ait kayaç örneklerinin S2/S3 değerleri ise 0.06-2.50 (ortalama 0.65) arasında değişmekte olup, Peters (1986) ve Clementz ve diğ." (1979)nin sınıflandırmasına incelenen örneklerin genel olarak Bj-1 ve Taq Taq-1 kuyusunun derin kesimlerinde aşırı olgun ve olgun evresi içinde görünmekte olup, Jk-1 kuyusu ve Sargelu bölgesi, aşırı olgun evre penceresinde yer almıştır.

Naokelekan formasyonuna ait örnekler PI-Tmax(°C) diyagramında iki bölgede yoğunlaşmıştır. Birinci bölge 420-445°C arası, PI ise 0,01-0.2 arasında değişmektedir. İkinci bölgesi 580 °C üzerinde ve PI değerleri 0.3-0.5 arasında değişmektedir. Buna göre birinci bölgedeki örnekler olgun petrol zonunda, ikinci guruptaki örnekler ise aşırı olgun ve kuru gaz zonunda yer almıştır. İkinci bölgedeki örnekler, birinci bölgedeki örneklere göre daha derinden alınmıştır.

4-Bj-1 kuyusuna ait olan bitümlü kayaç örneklerinin S1 hidrokarbon değerleri 0.24-2.33 mg HC/g kaya (ortalama 0.98 mg HC/g kaya), Taq Taq-1 kuyusunda 0.1-0.47 mg HC/g kaya (ortalama 0.23 mg HC/g kaya) ve Jk-1 kuyusunda 0.35-6.92 mg HC/g kaya (ortalama 1.50 mg HC/g kaya), Sargelu kesitine ait kayaç örneklerinin S1 hidrokarbon değerleri ise 0.01-0.5 mg HC/g kaya (ortalama 0.85 mg HC/g kaya) arasında değişmektedir. Peters ve Cassa (1994)"ya göre incelenen örneklerin zayıftan mükemmele kadar değişkenlik gösteren petrol potansiyelleri vardır.

Bj-1 kuyusuna ait olan kayaç örneklerinin S_2 hidrokarbon değerleri 119.27-0.43 mg HC/g kaya (ortalama 28.07 mg HC/g kaya), Taq Taq-1 0.09 -0.43 mg HC/g kaya (ortalama 0.27 mg HC/g kaya) ve Jk-1 kuyusunda 1.63-16.05 mg HC/g kaya (ortalama 8.94 mg HC/g kaya), Sargelu kesitine ait bitümlü kayaç örneklerinin S2 hidrokarbon değerleri ise 0.11-2.53 mg HC/g kaya (ortalama 0.58 mg HC/g kaya) arasında değişmektedir. Peters ve Cassa (1994)"ya göre incelenen örneklerin zayıftan mükemmele kadar değişkenlik gösteren petrol potansiyelleri bulunmaktadır.

İncelenen örneklerin Jenetik Potansiyel değerleri Bj-1 kuyusunda 830-121740 ppm (ortalama 26965.9ppm), Taq Taq-1 kuyusunda ise 190-600 ppm (ortalama 580 ppm)

ve Jk-1kuyusunda 2040-34920 ppm (ortalama 9913 ppm), Sargelu kesitinde incelenen kayaç örneklerinin Jenetik Potansiyel değerleri ise 100-2680 ppm (ortalama 685.71 ppm) arasında değişmektedir. Buna göre incelenen örneklerin kaynak kaya potansiyeli yoktan iyi kaynak kaya potansiyeline değişen kaynak kaya potansiyeline (Tissot ve Welte 1984) sahip olduğunu göstermektedir.

Bj-1 kuyusuna ait incelenen kayaç örneklerinin wt % RC değerleri 0.55 – 12.64 arasında (ortalama wt % 4.56), Taq Taq-1 kuyusunda ise 0.76-1.55 arasında (ortalama wt %1.73) ve Jk-1 kuyusunda 0.72 – 2.09 arasında (ortalama wt % 1.2), Sargelu kesitine ait olan ve incelenen bitümlü kayaç örneklerinin wt % RC değerleri 0.22 – 4.98 arasında (ortalama wt % 1.18) değişmektedir.

İncelenen örneklerinden Taq Taq-1 kuyusu ve Sargelu kesit örneklerinin tamamı TOC=RC çizgisine çok yakın değerlerdir. Dolayısıyla bu örnekler zayıf türüm potansiyeline sahiptir. Jk-1kuyusundaki örneklerin çoğu ve Bj-1 kuyusundaki örneklerin bir kısmı RC=TOC çizgisinin uzağına düşmektedir. Buda onların hidrokarbon türüm potansiyeline sahip olduklarını gösterir.

İncelenen kayaç örnekleri HI (mg HC/g TOC) –TOC (wt %) diyagramına (Jackson ve diğ 1985) göre değerlendirilmiştir ve genel olarak Bj-1 kuyusunda organik madde tipi gaz , petrol veya petrol kaynağı, ancak Jk-1 kuyusunda yetersiz petrol kaynağına, Taq Taq-1 kuyusundaki örnekler gaz kaynağına, Sargelu bölgesindeki zayıf örnekler petrol-mükemmel petrol kaynağına değişmektedir bazı örneklerin ise gaz kaynağına işaret etmektedir.

S_1 (mg HC/ g kaya) - TOC (wt %) (Hunt 1995) diyagramına göre incelenen örneklerin ürettigi hidrokarbonlar yerli olup, herhangi bir mekanik veya antropojenik yolla organik kirlenmeye maruz kalmamıstır.

5-Naokelekan formasyonu, kuzey Irak'taki önemli kaynak kayaçların dan birisi olarak tanımlanmaktadır. Naokelekan formasyonunun Palinofasiyes analizi ile iki ayrı Palinofasiyes (PF-1 ve PF-2) tespit edilmiştir.

PF-1, yüksek AOM içeriklidir ancak çok az miktarda fitoklastlar da içermektedir. PF-1 fasiyesindeki organik materyalin kerojen tipi genelde Tip II kerojen olarak tespit edilmiştir. APP diyagramına göre bu fasiyes distal yarıoksik- anoksik çökelme ortamında depolanmıştır.

PF-2 genelde PF-1 göre daha az AOM içermekte ve yüksek oranlarda fitoklastlar ve palinomorflardan oluşmaktadır. PF-2 de kerojen tipinin genelde Tip II/III kerojen olduğu tespit edilmiştir. APP diyagramına göre bu fasiyesi distal dioksik- anoksik şelf çökelme ortamında depolanmıştır.

6-Palinofasiyes verileri, Bj-1 ve Jk-1 petrol kuyularından ve Duhok , Süleymaniye bölgelerindeki yüzleklerden alınan Naokelekan formasyonuna ait örneklerinin organik jeokimyasal sonuçlar ile birlikte yorumlanmıştır. Naokelekan formasyonundan seçilen örneklerin optik incelemeler ve piroliz analizlerinden belirlenen kerojen tipleri uyumluluk göstermektedir.

7-Naokelekan Formasyonunda Sargelu kesitinde seçilen üç özüt örneğinin Pr / Ph oranı, için sırasıyla, 0.96, 0.86 ve 1.04'tür. Bu değerler anoksik ve suboksik denizel çökelme ortamın işaret etmektedir.

Naokelekan Formasyonunda Sargelu kesitinde, seçilen örneklerin (Ph+ n-C17'in) /(Ph + n-C18) oranlarının karşılaştırılmasıyla, kaynak kaya özütlerinin yüksek indirgen şartlarda çökeldiğini sonucuna varılmıştır. Hunt (1995) tarafından geliştiren grafikte çalışılan kaya özütlerinin Tip II ve /Tip III kerojen olduğunu göstermektedir (Şekil 4.3), ancak Obermajer ve ark., (1999) diyagramı üzerinde ise çalışılan örnekler Tip II kerojen bölgesine düşmektedir.

Naokelekan formasyonun ekstrakt örneklerinin CPI değerleri 0.83 ila 0.87 arasındadır. Bu değerler yüksek termal olgunluğa işaret eden CPI ~ 1 değerine oldukça yakındır. Pr /Ph- CPI diyagramına göre, incelenen tüm örneklerin denizel ortam da çökeldiğini ve olgun koşullarda olduğunu göstermektedir.

Naokelekan formasyonundan alınmış olan üç kaynak kayaç ekstraktlarından elde edilen gaz kromatografi verilerine göre incelenen örnekler önemli derecede farklılık göstermektedir. Örnekler çoğunlukla düşük molekül ağırlıklı bileşiklerden oluşmakta ve düzgün bir n-alkan dağılımına sahiptirler. Ancak örnekler de az miktarda karasal olarak türetilmiş mumsu n-alkanlar da mevcuttur. Pr / Ph oranları 1.0'a yakındır. Bu da denizel kaynaklı organik materyalin daha çok ve karasal katkının ise çok az olduğunu göstermektedir.

8-İncelenen örneklerde Ts/(Ts+Tm) oranı sırasıyla 0.45, 0.64 ve 0.78 dir. Bu da ekstrakt edilen iki özüt örneğinin (5301-16 ve 5301-17) şeylli kaynak kayaçlardan türediğine, ancak Ts/(Ts+Tm) oranının <0.5 olduğu (5301-15) kodlu örneğin ise karbonatlı kaynak kayaça işaret etmektedir. Ts/Tm oranı petrol jeokimyasında olgunluk göstergesi olarak da değerlendirilir (Farrimond vd. 1999).

Bu çalışmada, üç özüt örneği için Ts / Tm oranları, 0,82, 3,65 ve 1.8 dır buda Naokelekan formasyonun indirgen ortamda çökeldiğine işaret etmektedir.

İncelenen örneklerdeki Gammaceran içeriği (0.13, 0.17 ve 0.15) olarak ölçülmüştür. Bu değerler incelenen kaynak kayaçın hipersalin olmayan bir ortamda çökeldiğini işaret eder.

Naokelekan formasyonundan elde edilen ekstrakt örnekleri için diasteren / steran oranları (0.75, 0.58 ve 0.64). Bu değerler steran diasternden fazla olduğunu göstermektedir. Bu da kaynak kayaçın anoksik bir ortamda çökelen ve kil içeriğinin yüksek olduğu bir karbonatlı kayaça işaret etmektedir. DBT / Phenantheren ve Pr / Ph oranına göre Naoklekan Formasyonu karışık denizel ortamda çökelen şeyl ve karbonatlardan oluşmaktadır.

9-Bu çalışmada, Bj-1,Taq Taq-1 ve Jk-1 kuyularında TOC, HI ve Tmax değerlerini PetroMod yazılımı ile yapılan (1-D) modellenmesi sonucunda, stratigrafi , yaş ve yanı sıra paleo deniz seviyesi hakkında veriler elde edilmiştir.

Gömülme modeline gore Bj-1 kuyusunda Naokelekan+Sargelu formasyonu için hesaplanan maksimum sıcaklık 90 C° ve maksimum gömülme derinliği 2700 metre olarak belirlenmiştir.

Gömülme modeline gore Jk-1 kuyusunda Naokelekan+Sargelu formasyonu için hesaplanan maksimum sıcaklık 90 C° ve maksimum gömülme derinliği 2200 metre olarak belirlenmiştir.

Gömülme modeline gore Taq Taq-1 kuyusunda Naokelekan+Sargelu formasyonu için hesaplanan maksimum sıcaklık 120 C° ve maksimum gömülme derinliği 3200 metre olarak belirlenmiştir.

Bu çalışma kapsamında elde edilen sonuçlara göre Naokelekan formasyonun kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu belirlenmiştir. Buna göre kuzey Irakta Naokelekan formasyonun şeyl gaz kapasitesinin güvenilir bir şekilde belirlenmesi için tüm Irakı kapsıyacak şekilde Naokelekan formasyonun yüzeylediği lokasyonlardan ve diğer mevcut sondaj verileri ve gerekirse yeni sondajlar yapılarak örneklenilmesi önerilmiştir:

1- Banic ve Sargelu bölgesinde ve seçilen sondajlarda Naokelekan formasyonun yaşı ve depolanma ortamı hakkında detaylı bilgi elde edilmesi detaylı paleontoloji çalışmaları önerilmektedir.
2- Çalışma alanlarında formasyonun kil içeriğinin türü ve miktarını belirlemesi için XRD ve karbonatların çökelme ortamlarının belirlemesi için izotop çalışmaları önerilmektedir.

3- Irak'ın batı kısımlarında formasyonun kesilen sondajlarda detaylı piroliz analiz yapılması önerilmiştir.

9. KAYNAKLAR

Abeed, Q., Littke, R., Strozyk, F., Uffmann, A.K., 2013, The Upper Jurassic– Cretaceous petroleum system of southern Iraq: A 3-D basin modelling study.GeoArabia, 18(1), 179-200.

Adnan, Q.m., 2015, Source Rock Evaluation of the Najmah, Chia Gara and Blambo Formations and Related Crude Oils, North West Zagros Basin, Northren Iraq. M.s Thesis, University of Mansoura, Eygpt, 185.

Ajikumar, P.K., Tyo, K., Carlsen, S., Mucho, O., Phon, T.H., Stephanopoulos, G., 2008, Terpenoids: opportunities for biosynthesis of natural product drugs using engineered microorganisms. *Molecular Pharmacy,* 5(2), 167-190.

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*, 30 (1), 91-100.

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.

Al-Ahmad A.A.N. 2006, Organic geochemistry, Palynofacies, and Hydrocarbon potential of Sargelu formation (Middle Jurassic) Northern Iraq. Unpublished Ph.D. thesis, Baghdad University,Baghdad, Iraq, 120.

Al-Ameri, T.K., A. Al-Ahmed, J. Zumberge, J.K. Pitman, 2009, Hydrocarbon potential of the Middle Jurassic Sargelu Formation, Zagros Fold Belt, northern Iraq: AAPG Search and Discovery Article, no. 90090, Annual Convention an Exhibition,Denver, Colorado.

Al-Badry, A. M. S., 2012, Stratigraphy and geochemistry of Jurassic formations in selected sections – northern Iraq: PhD dissertation, Science College, University of Baghdad, Baghdad, Iraq, 162.

Al-Hakari, S.H.S., 2011, Geometric Analysis and Structural Evolution of NW Sulaimani Area, Kurdistan Region, Iraq. Unpublished PhD Thesis University of Sulaimani, Sulaimaniya,Iraq, 308.

Alexander, R., Kagi, R. I., Woodhouse, G. W., 1981, Geochemical correlation of Windalia oil and extracts of Winning Group (Cretaceous) potential source rock Barrow sub-basin, Western Australia. *AAPG Bulletin,* 65, 235-249.

Allen, T.L., Fraser, T.A. and Osadetz, K.G., 2008, Rock-Eval/TOC data for 18 wells, Peel Plateau and Plain, Yukon Territory (65º 50‟to 67º 00‟N; 133º 45‟to 135º 15‟W), *Yukon Geological Survey*, Open File 2008-1,14.

Alsharhan, A.S., and Nairn, A.E.M., 2003, Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East: Amsterdam, Netherlands, Elsevier Science B. V., 843.

Aqrawi, A.A.M., Goff, J.C., Horbury, A.D., Sadooni, F.N., 2010, The Petroleum Geology of Iraq: Beaconsfield, United Kingdom, *Scientific Press Ltd*, 424.

Aqrawi, A. M., Goff, J., Horbury, A., & Sadooni, F. N., 2009, *The Petroleum Geology of Iraq*. U.K.: Scientific Press,451.

Balaky, M.S., 2014, Sequence stratigraphic analyses of Naokelekan Formation (Late Jurassic), Barsarin area, Northeast Iraq: *Arab journal Geosenice*, 5869-5878.

Bellen, R.C., Van, Dunnigton , H.V., Wetzel, R. and Morton, D. M.,1959, Lexique stratigraphique international. V. III, Asie, Fasc.,10, Iraq. Paris.

Batten, D. J., 1996, Palynofacies and petroleum potential. In*:* Jansonius, J. and McGregor, D.C. (Eds.), Palynology: Principles and Applications*. American Association of Stratigraphic Palynologists Foundation, Dallas, Texas*, 3, 1065–1084.

Beydoun. Z.R., 1991, Arabian plate hydrocarbon geology and potential – a plate tectonic approach*: American Associations of Petroleum Geologists*, Studies in Geology, 33, 77.

Bissada, K. K., 1982, "Geochemical constraints on petroleum generation and migration". *Proceedings ASCOPE '81*, Manilla, the Philippines, 69-87.

Bostick, N.H., 1971, Thermal alteration of clastic organic particles as an indicator of contact and burial metamorphism in sedimentary rocks. *Geoscience and Man* 3, 83-92.

Bray, E.E., and Evans, E.D., 1961, Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22, 2-15.

Brooks, J.,1981, Organic maturation of sedimentary organic matter, a review, in Brook, J. (Ed).Organic maturation studies and fossil fuelexploration, *academic press*, London, 1 - 37.

Buday, T., 1980, The regional geology of Iraq, v. 1, stratigraphy and paleogeography: Mosul, Iraq, *Dar Al-Kutub Publishing House*, University of Mosul, 445.

Buday, T. Jassim, S.Z., 1987, The Regional Geology of Iraq. 2: Tectonism, Magmatism and Metamorphism. State Establishment of Geological Survey and Mineral Investigation, *Ministry of Heavy Industries Baghdad*, Iraq, 352.

Budzinski, H., Garrigues, Ph., Connan, J., Devillers, J., Domine, D., Radke, M. and Oudin, J. L., 1995, Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59, 2043–2056.

Burwood, R., Leplat, P., Mycke, B., Paulet, J., 1992, Rifted margin source rock deposition: a carbon isotope and biomarker study of a west African Lower Cretaceous ―lacustrine‖ section. *Organic Geochemistry* 19(1-3), 41-52.

Clementz, D., Demaison, G. and Daly, A., 1979, Well site geochemistry by programmed pyrolysis, *Proceedings of the 11th Offshore Technology Conference*, Houston, OTC 3410, 1, 465-470.

Combaz, A. 1964, Les palynofaciès. *Revue de Micropalèontologie*, 7, 205-218.

Cross, A.T. 1964. Plant microfossils and geology: an introduction, in palynology in oil exploration. In: Cross, A.T. (ed.), Society of Economic Palaeontologists and Mineralogists Special Publication, 11: 3-13.

Czochanska, Z., Gilbet, T.D., Philp, R.P., Sheppard, C.M., Weston, R.J., Wood, T.A. and Woolhouse, A.D. 1988, Geochemical application of sterane and triterpane biomarkers to a description of oils from the Taranaki Basin in New Zeealand. Organic Geochemistry, 123-135.

Dahl, B., Bojesen-Koefoed, J., Holm, A., Justwan, H., Rasmussen, E., Thomsen, E., 2004, A new approach to interpreting Rock-Eval S2 and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry*, 35, 1461-1477.

Dembicki, Jr. H., 2009, Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 93 (3), 341–356.

Didyk, B.M., Simoneit, B.R.T., Brassell, S.C., Eglinton, G., 1978, Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature* 272, 216-221.

Döner, Z., 2012, Tekirler civari (Nallihan/Ankara) şeyllerinin hidrokarbon potansiyellerinin incelenmesi, Yüksek Lisas Tezi, *Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı*, Ankara, 135.

Dow, W.G., 1977, Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration,* **7,** 79-99.

Dunnington H.V. 1958, Generation, Migration, Accumulation and Dissipation of Oil in northern Iraq. In: Weeks, G.L. (ed.): Habitat of oil. *AAPG Bull.* A symposium, Tulsa,1194-1251.

El Diasty, W. Sh., El Beialy, S. Y., Abo Ghonaim, A. A., Mostafa, A. R., El Atfy, H., 2014, Palynology, palynofacies and petroleum potential of the Upper Cretaceous–Eocene Matulla, Brown Limestone and Thebes formations, Belayim oilfields, central Gulf of Suez, Egypt. *Journal of African Earth Sciences*, 95, 155-167.

El-Kammar ,M., Hussein .S, Sherwani.,H.,2015, Organic Petrological and Geochemical Evaluation of Jurassic Source Rocks from North Iraq. *Asian Refiw of Environmentel and Earth scince*.2-8.

English, J., Fowler, M., Johnston, S., Mihalynuk, M. and Wight, K., 2004, Thermal maturity in the central whitehorse trough, Northwest British Columbia, Resource Development and Geoscience Branch, *BC Ministry of Energy and Mines*, 79-85.

Ensminger, A., Albrecht, P., Ourisson, G., Tissot, B., 1977, Evolution of polycyclic alkanes under the effect of burial (Early Toarcian shales, Paris basin). *In Advances in Organic Geochemistry I975 (ed. R. CAMPOS and J. Gols)*, 45-52.

Erik, N.Y., O. Özçelik, M. Altunsoy, and H.I. Illeez, 2005, Source-rock hydrocarbon potential of the Middle Triassic—Lower Jurassic Cudi Group Units, eastern southeast Turkey: *International Geology Review*, 47 (4) 398-419.

Espitalie, J., Deroo, G. and Marquis, F., 1985, Rock-Eval pyrolysis and its applications, *Revue De L Institut Francais Du Petrole*, 40 (5), 563-579.

Espitalie, J., Senga-Makadi, K.. and Trichet, J.,1984, Role of the mineral matrix during kerogen pyrolysis: *Organic Geochemistry,* 6, 365 -382.

Farrimond, P., Beaven, J.C. and Bishop, A.N. 1999, Tricyclic terpanes maturity parameters: response to heating by an igneous intrusion. *Organic Geochemistry*, 30, 1011-1019.

Gavin, J., 1924, Oil shale, *U.S. Government Printing Office*, Washington, D.C, 201.

Gurgey, K. 1999, Geochemical characteristics and thermal maturity of oils from Thrace Basin (western Turkey) and western Turkmenistan. *Journal petroluem Geology,* 22, 35-75.

Huang, W. Y. and W. G. Meinschein. 1979, Sterols as ecological indicators, *Gechim. Cosmochim. Acta.* 40, 323-330.

Huang, W.Y., Meinschein, W.G., 1979, Sterols and ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 43, 739–745.

Hughes, W. B., Holba, A. G., Dzou, L. I. P., 1995. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 59, 3581-3598.

Hunt, J.M., 1996. Petroluem Geochmesistry and Geology (Second Edition), *Freeman and Company*, New York, 743.

Hunt, J.M, I995, Petroleum geochemistry and geology, *W.H. Freeman and Company*, New York, 743.

Hussein, F. S., El Kammar, M. M., and Sherwani, G. H., 2013, Organic Geochemical Assessment of Jurassic Source Rock from Duhok, North Iraq , Journal of American Science, 9(1), 258-264.

Jackson, K., Hawkins, P. and Bennett, A., 1985, Regional facies and geochemical evaluation of southern Denison trough, *Australian Petroleum Exploration Association Journal*, 20, 143-158.

Johannes, J., Kruusement, K., Palu, V., Veski, R., and Bojesen, J.A.,2006, Evaluation of oil potential of Estonian Shales and Biomasssamples using Rock-Eval Analyzer, *Oil Shale*, 23(2),110-118.

Jarvie, D.M., 1991, Factors affecting Rock-Eval derived kinetic parameters, *Chemical Geology*, 93 (1-2), 79-99.

Jarvie, D.M., 2004, Evalution of Hydrocarbon generation and storage in the Barnett shale ,Ft.worthBasinTexas[online],http://www.academia.edu/5701771/Evaluation_of_Hydrocarbon_Genration_and_Storage_in_the_Barnett_Shale

Jarvie, D.M. and Lundell, L., 2001, Amount, type, and kinetics of thermal transformation of organic matter in the Miocene Monterey formation, In: *The Monterey Formation: From Rocks to Molecules*, (Eds: Isaacs, C.M. and Rullkotter, J), Columbia University Press, New York, 268-295.

Jassim S.Z, Buday T., 2006, Late Toarcian-Early Tithonian (Mid-LateJurassic) Megasequence AP7. In: Jassim SZ, Goff J (eds) Regional geology of Iraq. *Prague and Moravian Museum*, Brno, Czech Republic, Dolin, 145–156.

Jassim, S. Z., Buday, T., 2006c, Units of the Unstable Shelf and the Zagros Suture. In:Jassim, S. Z. and Goff, J. C. (eds), The Geology of Iraq. Dolin, *Prague and Moravian Museum* (Brno), 71-83.

Jassim S.Z, Buday T., 2006, Late Toarcian-Early Tithonian (Mid-Late Jurassic) Megasequence AP7. In: Jassim SZ, Goff J (eds) Regional geology of Iraq. *Prague and Moravian Museum*, Brno, Czech Republic, Dolin, 145–156.

Jassim, S. Z., and Goff, J. C., 2006, Regional Geology of Iraq. Dolin, *Prague and Moravian Museum*, Brno, Czech Republic, 341.

Koons, C.B., Jamieson, G.W. and Ciereszko, L.S. 1965, Normal alkane distributions in marine organisms: possible significance to petroleum origin. *Bullten American Assocation of Petroluem Geolgy*, 49,301-316.

Langford, F.F., Blank-Valleron, M.M., 1990, Interpretation of Rock-Eval pyrolysis data using pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon. *American Associations of Petroleum Geologists Bulletin*, 74 (6), 799-804.

McKirdy, D. M., Aldridge, A. K. and Ypma, P. J. M. 1983, A geochemical comparison of some crude oils from preOrdovician carbonate rocks. *Proceedings of the International Meeting on Organic Geochemistry*.10, 99–107.

Mello, M.R., Gaglianone, P.C., Brassel, S.C., Maxwell, J.R., 1988a, Geochemical and biological marker assessment of depositional environments using Brazilian offshore oils. *Marine and Petroleum Geology*, 5, 205–233.

Mello, M.R., Telnaes, N., Gaglianine, P.C., Chicarelli, M.I., Brassel, S.C., Maxwell, J.R., 1988b, Organic geochemical characterization of depositional paleoenvironment of source rocks and oils in Brazilian Marginal basins. *Organic Geochemistry*, 13, 31-45.

Moldowan, J.M., Dahl, J., Jacobson, S.R., Huizinga, B.J., Fago, F., Shetty, R.,Watt, D.S., Peters, K.E., 1996, Chemostratigraphic reconstruction of biofacies: Molecular evidence linking cyst-forming dinoflagellates with pre-Triassic ancestors.*Geology*, 24, 159-162.

Moldowan, J.M., Lee, C.Y., Sundararaman, P., Salvatori, T., Alajbeg, A., Gjukic, B., Demaison, G.J., Slougui, N.E., Watt, D.S., 1992, Source correlation and maturity assessment of selected oils and rocks from the central Adriatic Basin (Italy and Yugoslavia). In*: Moldowan, J.M., Albrecht, P. & Philp, R.P. (Eds.), Biological Markers in Sediments and Petroleum*, 142-155.

Murris R.J., 1984, Introduction, in G. Demaison and R. J. Murris, eds, Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation: American Association of Petroleum Geologists Memoir 35, Tuisa,. American Association of Petroleum Geologists, pp. x – xii.

Mukhopadhyay, P.K., Wade, J.A. and Kruge, 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.

North Oil Company,1987, Final Well report of Taq Taq-1. 21, [unpublished].

North Oil Company,1989, Final Well report of Baji-1. 97, [unpublished].

North Oil Company,1983, Final Well report of JK-1. 114, [unpublished].

Nisseen, W.M.A., 2001, Current Practice of Gas Chromatography-Mass Spectrometry 1st Edition. *Chromatographic Science Series*, 86, 528.

Nunez-Betelu, L., and Baceta, J. I.,1994, Basic and application on Rock – Eval/TOC Pyrolysis: and example from the upper Paleocene/Lowermost Eocene in the Basque Basin,Western Pyrenees. *MUNIBE(Ciencias Naturales)*,46, 43-62.

Obermajer, M., Fowler, M.G., Snowdon, L. R., 1999, Depositional environment and oil generation in Ordovician source rocks from southwestern Ontario, Canada: organic geochemical and petrological approach. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin,* 83, 1426-1453.

Ourisson, G., Albrecht, P., Rhomer, M., 1982, Predictive microbial biochemistry from molecular fossils to prokaryotic membranes. *Trends in Biochemical Sciences,* 7, 236-239.

Özkar, E., 2012, Organik maddece zengin kayaçların (Kürnüç-Göynük/Bolu) organik madde türü ve organik karbon miktarlarının hidrokarbon türüm potansiyeline etksinin incelemesi, Yüksek Lisas Tezi, *Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı*, Ankara, 108.

Palacas, J.G., Anders, D.E., King, J.D. 1984, South Florida Basin - a prime example of carbonate source rocks of petroleum.In: Palacas, J.G. (Ed.), Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. *American Assocation Petroluem Geology*. Stud. Geol. 18, 71-96.

Pedersen, T. R, and Calvert, S. E., 1990, Anoxia vs productivity. What controls the formation of organic-carbon-rich sediments and sedimentary rocks: AAPG Bulletin, 74 , 454 -466.

Peters, K., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis, *AAPG Bulletin*, 70 (3), 318-329.

Peters, K.E. and Cassa, M.R., 1994, Applied source rock geochemistry. In: The Petroleum System-from Source to Trap, Tusla-Okla, (Eds: Magoon, L.B. and Dow, W.G), *American Association of Petroleum Geologists Memoirs*, 60, 93-117.

Peters, K.E., Fowler, M.G., 2002, Application of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. *Organic Geochemistry* 33, 5–36.

Peters, K. E., Fraser, T. H., Amris, W., Rustanto, B. and Hermanto, E. 1999, Geochemistry of crude oils from eastern Indonesia. *American Assocation of Petroluem Geology Bulletin*. 83, 1927–1942.

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., Moldowan, J.M., Sundararaman, P., 1990, Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey phosphatic and siliceous members. *Organic Geochemistry* 15, 249-265.

Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005, The Biomarker Guide, Second Edition, Volume II, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History, *United Kingdom at the Cambridge University Press*, 684.

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.

Pimmel, A., and Claypool, G., 2001 . Introduction to Shipboard organic geochemistry on Joides Resolution. *ODP Technical Note*, 30, 1 - 29.

Pitman, J.K., K.J. Franczyk, and D.E. Andres, 1987, Marine and non marine gas-bearing rocks in Upper Cretaceous Blackhawk and Nelson formations, eastern Uinta Basin,

Utah-sedimentology, diagenesis, and source rock potential: *AAPG Bulletin*, 71, 1, 76-94.

Powell, T.G., Boreham, C.J., Smyth, M., Russell, N., Cook, A. C., 1991, Petroleum source rock assessment in non-marine sequences: pyrolysis and petrographic analysis of Australian coals and carbonaceous shales. *Organic Geochemistry*, 17,375-94.

Radke, M., Horsfield, B., Littke, R., Rullkötter, J., 1997, Maturation and Petroleum Generation, in Welte, D.H., Horsfield, B., Baker, D.R.,(eds.), Petroleum and Basin Evolution*, Springer-Verlag*, Berlin Heidelberg, 535.

Radke, M. and Welte, D.H., 1983, The methylphenanthrene index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. In: Bjørøy, M. (Ed.), Advances in Organic Geochemistry 1981. *Wiley, Chichester*, 504–512.

Reed, S. and Ewan, H.M., 1986, Geochemical report, Norse Hydro A/S, 6407/7-1 [online], http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/geochemical_pdfs/474_7.pdf, Accessed February 8, 2010.

Robison, V.D. Engel, M.H., 1993, Characterisation of the source horizons within the Late Cretaceous transgressive sequence of Egypt. In: Katz, B. J., Pratt, L.M. (eds.), Source Rocks in a Stratigraphic Framework. *American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology*, 37, 101–117.

Rzger, A., 2010, Petroleum source rock analysis of the Jurassic Sargelu Formation, Northern Iraq: Colorado Scool of Mines, USA, 90. -92 .

Sadooni, F.N., 1997, Stratigraphy and Petroleum Prospects of Upper Jurassic Carbonates in Iraq, *Petroleum Geoscience*, 3, 233-243.

Sarı, A., 2014, Ana kaya analizi, Ders notları, Ankara Üniversitesi, 107.

Sarı, A., Akkaya, P. ve Özakar, E., 2016, Kürnüç/Göynük-Bolu Alt Eosen Bitümlü Kayaçlarının Depolanma Ortamı ve Organik Jeokimyasal Karakteristikleri, *MTA Dergisi,* 152, 1-17.

Sarı, A., Koç, 2012, Scientific Investigation and Economic Potential of Bituminou Shale Field in Bolu-Göynük-Hasanlar and Suburbs (Hatıldağı), Turkish Coal Institute. Internal report, No.1, (in Turkish).

Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1978, Applications of steranes, terpanes and mono-aromatics to the maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 42, 77–95.

Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1979, The effect of biodegradation on steranes and terpanes in crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Act,* 43, 111–26.

Seifert, W.K., Moldowan, J. M., 1980, The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry. Physics and Chemistry of the Earth, 12, 229–237.

Seifert, W.K., Moldowan, J.M., 1981. Paleoreconstruction by biological markers. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 45, 783–795.

Shaaban, F., Lutz, R., Littke, R., Bueker, C. and Odisho, K., 2006, Source-rock evaluation and basin modelling in NE Egypt (NE nile delta and northern Sinai), *Journal of Petroleum Geology*, 29 (2), 103-124.

Shadan, A., 2000, Source Rock Evaluation of Naokelekan and Barsarin Formations (Upper Jurassic) Kurdistan Region/ N. Iraq Unpiblished Ph.D thesis , University of Sulaimani, Sulaimaniye, Iraq, 189.

Sharland, P. R., Archer, R., Casey, D. M., Hall, S. H., Heward, A. P., Horbury, A. D., and Simmons, M. D., 2004, Arabian Plate sequence stratigraphy, GeoArabia, special publication 2, Gulf Petrolink, Bahrain, 371.

Sinninghe Damstè, J. S., de Leeuw, J.W., 1995, Biomarkers or not biomarkers: a new hypothesis for the origin of pristane involving derivation from methyltrimethyl tridecylchromans (MTTCs) formed during diagenesis from chlorophyll and alkylphenols. *Organic Geochemistry,* 23(2), 159-167.

Smith, J.T., 1994, Petroleum system logic as an exploration tool in a frontier setting, chapter 2, in Magoon, L.B., and W.G. Dow, eds., The petroleum system—from source to trap: *AAPG Memoir* , 60, Tulsa, 25-49.

Staplin, F.L., 1969, Sedimentary Organic Matter, Organic Metamorphism and oil and gas occurrence, 17, 47-66.

Ten Haven, H.L., Rohmer, M., Rullkotter, J., Bisseret, P., 1989, Tetrahymanol, the most likely precursor of gammacerane, occurs ubiquitously in marine sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 53, 3073–3079.

Thompson, C.L., and Dimbicki, H., 1986, Optical characterization of kerogen and the hydrocarbon-generating potential of source rocks, *International Journal of Coal Geology*, 6, 229-249.

Tissot, B.P., Pelet, R., 1971, New data on the mechanism of formation and migration of petroleum. *Mathematical simulation of the 8th World Petroleum Congress*. Moscow 2, 35-46.

Tissot, B. P., Pelet, R., and Ungerer, P. H.,1987, Thermal history of sedimentary basins,maturation indices and kinetics of oil and gas generation. *AAPG Bulletin*,71 , 1445-1446.

Tissot, B., B. Durand, J. Espitalié, and A. Combaz, 1974, Influence of nature anddiagenesis of organic matter in formation of petroleum: *AAPG Bulletin*, 58 (3), 499-506.

Tissot, B. P., and Welte, D.H.,1984, Petroleum formation and occurrence: A new approach tooil and gas exploration, nd ed., *Springer-Verlag*, Berlin, 699.

Tønnessen, M., 2009, The Nature View Held by Environmentalists: Attitudes in the Norwegian Environmental Establishment. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science,* 6, 2-10.

Traverse, A., 2007, Paleopalynology, 2nd edition: *Springer*, Dordrect, Netherlands, 813.

Tschudy, R.H., 1961, Palynomorphs as indicators of facies environments in Upper Cretaceous and Lower Tertiary strata, Colorado and Wyoming. In: Wyoming Geological Society, *16th Annual Field Conference*, Guidebook, 53-59.

Tyson, R.V., 1993, Palynofacies analysis. In: Jenkins, D.G. (Ed.), Applied Micropaleontology. *Kluwer Academic Publishers*, 153–191.

Tyson, R.V., 1995, Sedimenter organik matter. Organik facies and playnofacies. *Chapman and Hall*, London, 615.

Van Bellen, R.C., Dunnington, H.V., Wetzel, R., Morton, D.M., Dubertret, L., 1959, Stratigraphic Lexicon of Iraq : Lexique Stratigraphique International, Asie (Iraq).III, Asie Fascicule 10a, Iraq, Tertiary / by R. C. van Bellen, Mesozoic and Palaeozoic / by H.V. Dunnington, R. Wetzel and D.M. Morton. *Centre National de la Recherche Scientifique*, Paris, DL 1959, 239.

Volkman, J. K., 1986**,** A review of sterol markers for marine and terrigenous organic matter. *Organic Geochemistry*, 9, 83-99.

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.

Volkman, J.K., 1988. Biological marker compounds as indicators of the depositional environments of petroleum source rocks. In: Lacustrine Petroleum Source Rocks (Fleet, A.J., Kelts, K., Talbot, M.R., (eds.)) *Blackwell*, London, 103–22.

Waples, D.W. 1985, Geochemistry in petroleum exploration, International Human Resources Development Corp., Boston.

Welte, D. H., Horsfield, B. Baker, D. R. (eds) 1997, Petroleum and Basin Evolution. Insights from Petroleum Geochemistry, Geology and Basin Modeling, 535.

Waples, D.W., Machihara, T., 1991, Biomarkers for geologists. *American Association of Petroleum Geologists methods in exploration series*, 9, 91.

Welte, D.H., Waples, D., 1973, Uber die Bevorzugung geradzahliger *n*-alkane in sedimentgesteinen. *Naturwissenschaften*, 60.

Welte DH, Yükler MA., 1981, Petroleum origin and accumulation in basin evoluation-a quantitative model. *AAPG Bull*, 65(8),1387–1396.

Wetzel, R., 1948, Sargelu Formation, in Bellen, R.C. van, H.V. Dunnington, R. Wetzel, and D.M. Morton, eds., Lexique stratigraphic international: Paris, III, Asie, *Fascicule of Iraq*, 250-253.

Wetzel, R., and D.M. Morton.,1950, eds., Lexique stratigraphic international: Paris, III, Asie, *Fascicule a Iraq*, 211 -215.

Yen, T.F. and Chilingarian, G.V., 1976, Oil shale, *Elsevier*, Amsterdam, 292.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı :	JAN IBRAHIM ISMAEL ISMAEL
Uyruğu :	Irak
Doğum Yeri ve Tarihi :	Kerkük, Irak, 10.01.1988
Telefon :	05317668911
Faks :	
e-mail :	alturkmaniy@yahoo.com

EĞİTİM Derece	**Adı, İlçe, İl**	**Bitirme Yılı**
Lise :	Merkezi Kerkük Erkek Lisesi, Kerkük, Irak	2005
Üniversite :	Kerkük Üniversitesi, Kerkük, Irak	2009
Yüksek Lisans :	Tikrit Üniversitesi, Tikrit, Irak	2012
Doktora :	Selçuk Üniversitesi, Konya Türkiye	-

İŞ DENEYİMLERİ

Yıl	**Kurum**	**Görevi**

UZMANLIK ALANI

Genel Jeoloji, Sedimantoloji, Petrol Jeolojisi

YABANCI DİLLER

Arabça (Anadil), İngilizçe, Türkçe

BELİRTMEK İSTEĞİNİZ DİĞER ÖZELLİKLER

YAYINLAR

Isamel, J. I, 2018. Organic Geochemistry and Source Rock Potential of Naokelekan Formation in Selected Wells, North Iraq. *Asian Review of Environmental and Earth Sciences*, Vol.5, No.1,8-14, (Doktora tezinden yapılmıştır).