



**DİYARBAKIR (BİSMİL) YÖRESİ PALEOZOYİK
YAŞLI DADAŞ VE BEDİNAN FORMASYONLARININ
ORGANİK JEOKİMYASAL İNCELENMESİ**

Oğuzhan BOLAT

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Özgür BİLİCİ

Yüksek Lisans Tezi

Jeoloji Mühendisliği Ana Bilim Dalı

2025

(Her hakkı saklıdır.)

T.C
ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
JEOLJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**DİYARBAKIR (BİSMİL) YÖRESİ PALEOZOYİK YAŞLI DADAŞ VE BEDİNAN
FORMASYONLARININ ORGANİK JEOKİMYASAL İNCELENMESİ**

(Organic Geochemical Investigations of the Paleozoic Aged Dadaş and Bedinan Formations
of Diyarbakır (Bismil) Region)

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Oğuzhan BOLAT

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Özgür BİLİCİ

Erzurum
Eylül, 2025



T.C.
ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ
Fen Bilimleri Enstitüsü

KABUL VE ONAY TUTANAĞI

Dr. Öğr. Üyesi Özgür BİLİCİ danışmanlığında Oğuzhan BOLAT tarafından hazırlanan “**DİYARBAKIR (BİSMİL) YÖRESİ PALEOZOYİK YAŞLI DADAŞ VE BEDİNAN FORMASYONLARININ ORGANİK JEOKİMYASAL İNCELENMESİ**” başlıklı çalışma 25/08/2025 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Jeoloji Mühendisliği - Anabilim Dalı Jeoloji Mühendisliği Bilim Dalı'nda **Yüksek Lisans** tezi olarak oy birliği ile kabul edilmiştir.

Jüri Başkanı:	Doç.Dr. MEHMET ALİ GÜCER <i>GÜMÜŞHANE ÜNİVERSİTESİ</i>	e-imza
Jüri Üyesi (Danışman):	Dr. Öğr. Üyesi Özgür BİLİCİ <i>ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ</i>	e-imza
Jüri Üyesi:	Dr. Öğr. Üyesi Necmi YARBAŞI <i>ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ</i>	e-imza

Bu tezin Atatürk Üniversitesi Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliği'nin ilgili maddelerinde belirtilen şartları yerine getirdiğini onaylarım.

08/09/2025
Prof.Dr. Alper NUHOĞLU
Enstitü Müdürü
e-imza





T.C.
ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ REKTÖRLÜĞÜ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜ

ETİK BİLDİRİM VE İNTİHAL BEYAN FORMU

Yüksek Lisans Tezi olarak Dr. Öğr. Üyesi Özgür BİLİCİ danışmanlığında sunulan “Diyarbakır Yöresi Paleozoyik Yaşlı Dadaş ve Bedinan Formasyonlarının Kaynak Kaya Özellikleri” başlıklı çalışmanın tarafımızdan bilimsel etik ilkelere uyularak yazıldığını, yararlanılan eserlerin kaynakçada gösterildiğini, Fen Bilimleri Enstitüsü tarafından belirlenmiş olan Turnitin Programı benzerlik oranlarının aşılmadığını ve aşağıdaki oranlarda olduğunu beyan ederiz.

Tez Bölümleri	Tezin Benzerlik Oranı (%)	Maksimum Oran (%)
Giriş	1	30
Kuramsal Temeller	14	30
Materyal ve Metot	3	35
Araştırma Bulguları ve Tartışma	7	20
Sonuçlar ve Öneriler	3	20
Tezin Genelİ	9	25

Not: Yedi kelimeye kadar benzerlikler ile Başlık, Kaynakça, İçindekiler, Teşekkür, Dizin ve Ekler kısımları tarama dışı bırakılabilir. Yukarıdaki azami benzerlik oranları yanında tek bir kaynaktan olan benzerlik oranlarının %5'den büyük olmaması gerekir.

Sunulan bilgilerin doğru olduğunu, aksi halde doğacak hukuki sorumlulukları kabul ettiğimizi beyan ederiz.

Tez Yazarı (Öğrenci)	Tez Danışmanı
Oğuzhan Bolat	Dr. Öğr. Üyesi Özgür Bilici
11.9.2025	11.9.2025
İmza: Aslı Islak İmzalıdır	İmza: Aslı Islak İmzalıdır

* Tez ile ilgili YÖKTEZ’de yayınlamasına ilişkin bir engelleme var ise aşağıdaki alanı doldurunuz.

☐ Tezle ilgili patent başvurusu yapılması / patent alma sürecinin devam etmesi sebebiyle Enstitü Yönetim Kurulunun/....../.... tarih ve sayılı kararı ile teze erişim 2 (iki) yıl süreyle engellenmiştir.

☐ Enstitü Yönetim Kurulunun/....../.... tarih ve sayılı kararı ile teze erişim 6 (altı) ay süreyle engellenmiştir.

TEŞEKKÜR

Diyarbakır bölgesindeki petrol kaynak kaya değerlendirmelerinde kullanılan organik jeokimyasal analiz yöntemlerini belirlemek amacıyla, Bedinan ve Dadaş Formasyonu örneklerinin organik jeokimyasal özellikleri incelenmiş olup benzerlik ve farklılıkları irdelenmiştir. Afrika ve Arap plakasında üretilen ham petrol, büyük çoğunluğu Paleozoyik yaşlı kaynak kayalarından üretilmektedir. Ülkemizin Güneydoğusunda bulunan Diyarbakır havzası, Paleozoyik yaşlı Siluriyen devire ait çökel kayalardan oluşmaktadır. Kaynak kaya potansiyelin belirlenmesi ve petrol ve doğalgaz rezervlerinin tespit edilebilmesi amacıyla bu çalışma yapılmıştır.

Yüksek lisans tez çalışmam süresince bilgi birikim ve destekleriyle bana yol gösteren danışman hocam Sayın Dr. Öğr. Üyesi Özgür BİLİCİ'ye en içten teşekkürlerimi sunarım. Kendilerinin akademik rehberliği ve yapıcı eleştirileri, çalışmamın gelişmesinde büyük rol oynamıştır. Tez sürecimde bilgi ve deneyimlerini paylaşarak katkı sağlayan, fikir ve yönlendirmeleriyle beni daima destekleyen Arş. Gör. Dr. Tuğba BİLİCİ hocama da teşekkür ederim. Varlığı ve koşulsuz desteğiyle hep yanımda olan sevgili eşim Kübra Nur BOLAT'a teşekkür ederim. Eğitim sürecim boyunca her daim yanımda olan, verdikleri maddi ve manevi destekle her türlü zorluğun üstesinden gelmemi sağlayan değerli kardeşim Bahadır BOLAT'a ve aileme en içten teşekkürlerimi sunarım. Ailemin desteği sayesinde bu tez çalışmasını tamamlamam mümkün oldu. Ayrıca, Organik jeokimyasal araştırmalar çerçevesinde Toplam Organik Karbon Miktar Analizi ve Rock-Eval Piroliz analizlerinin yapılıp, tespiti için katkı ve yardımlardan dolayı Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) Araştırma ve Geliştirme Merkezi, Teknik Hizmetler Müdürlüğü personellerine teşekkürlerimi sunarım. Bu çalışmanın ortaya çıkmasında emeği geçen herkese gönülden teşekkür ederim.

Oğuzhan BOLAT

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

DIYARBAKIR (BİSMİL) YÖRESİ PALEOZOYİK YAŞLI DADAŞ VE BEDİNAN FORMASYONLARININ ORGANİK JEOKİMYASAL İNCELENMESİ

Oğuzhan BOLAT

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Özgür BİLİCİ

Amaç: Tez kapsamında Bismil (Diyarbakır, Güneydoğu Türkiye) yöresinde bir arama kuyusunda yapılan çalışmada Paleozoik yaşlı Dadaş ve Bedinan Formasyonları farklı derinliklerden örneklenerek kaynak kaya özelliklerinin araştırılması ve hidrokarbon potansiyellerinin belirlenmesi amaçlanmıştır.

Yöntem: Çalışmada sistematik olarak örneklenen formasyonların organik madde içeriklerini ve termal olgunluk düzeylerini belirlemek amacıyla TPAO Analitik Laboratuvarlarında Rock-Eval piroliz ve toplam organik karbon (TOC) analizleri gerçekleştirilmiştir.

Bulgular: İncelenen petrol arama kuyusunda yüzeyden itibaren en genç birim olarak Miyosen yaşlı Şelmo Formasyonu yer almakta olup, bu formasyon yaklaşık 0–125 m derinlikler arasında temsil edilmektedir. Tez konusunu oluşturan Paleozoik istife ait birimlerden Silüriyen yaşlı Bedinan Formasyonu 2835–2980 m derinlik aralığında, örnek alımları bu formasyon boyunca düzenli aralıklarla ve 2840, 2845, 2850, 2855, 2860 ve 2870 m derinliklerinden gerçekleştirilmiştir. Daha derin seviyelerde Ordovisyen yaşlı Dadaş Formasyonu izlenmekte olup 2980–3045 m aralığında çökel kayalar ile temsil edilmektedir. Dadaş Formasyonu’ndan da 2980, 3030, 3033, 3035, 3038, 3040 ve 3042 m derinliklerinden numune alımı yapılmıştır. Analizlerden elde edilen veriler, Dadaş Formasyonu’nda organik madde içeriklerinin %0.44-1.39 (ortalama %1.03), Bedinan Formasyonu’nda ise %0.17-0.77 (ortalama %0.53) aralığında olduğunu göstermiştir. Bu değerler, her iki formasyonun da düşük-orta düzeyde kaynak kaya niteliği taşıdığını işaret etmektedir. Kerojen tipi tayininde kullanılan HI-OI, HI-T_{max} ve S₂-TOC parametreleri, her iki formasyondaki organik maddenin genellikle Tip II–Tip III kerojen karakterinde olduğunu ortaya koymaktadır. Isısal olgunluğu gösteren T_{max} değerleri, Dadaş Formasyonu için 433–436 °C, Bedinan Formasyonu için ise 433–438 °C aralığında ölçülmüş olup; bu veriler her iki formasyonun da benzer ısısal olgunluk düzeylerinde bulunduğunu ve erken olgunluk aşamasında olduklarını işaret etmektedir.

Sonuç: Yapılan çalışmalar sonucunda elde edilen bulgular, çalışma alanındaki bu formasyonların araştırmaya değer hidrokarbon üretim potansiyeline sahip olduklarını ortaya koymaktadır. Dadaş Formasyonunun Bedinan Formasyonuna göre daha iyi kaynak kaya özellikleri taşıdığı gözlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Kaynak kaya, jeokimya, Paleozoik, Diyarbakır, Türkiye

Eylül 2025, 55 sayfa

ABSTRACT

MASTER THESIS

ORGANIC GEOCHEMICAL INVESTIGATIONS OF THE PALEOZOIC AGED DADAŞ AND BEDINAN FORMATIONS OF DIYARBAKIR (BISMIL) REGION

Oğuzhan BOLAT

Supervisor: Asst. Prof. Dr. Özgür BİLİCİ

Objective: The aim of this thesis is to investigate the source rock characteristics and determine the hydrocarbon potential of the Paleozoic-aged Dadaş and Bedinan Formations by sampling them at different depths from an exploration well drilled in the Bismil region (Diyarbakır, Southeastern Türkiye).

Methodology: To determine the organic matter content and thermal maturity levels of the systematically sampled formations, Rock-Eval pyrolysis and Total Organic Carbon (TOC) analyses were conducted at the TPAO Analytical Laboratories.

Findings: In the investigated exploration well, the youngest unit from the surface is the Miocene-aged Şelmo Formation, which is represented between approximately 0–125 m depth. Among the Paleozoic units that constitute the focus of this study, the Silurian-aged Bedinan Formation occurs between 2835–2980 m, and sampling was carried out at regular intervals throughout the formation at depths of 2840, 2845, 2850, 2855, 2860, and 2870 m. At deeper levels, the Ordovician-aged Dadaş Formation is observed, represented by sedimentary rocks between 2980–3045 m, from which samples were taken at depths of 2980, 3030, 3033, 3035, 3038, 3040, and 3042 m. The analytical results indicate that the organic matter contents range between 0.44–1.39 wt.% (average 1.03 wt.%) in the Dadaş Formation, and between 0.17–0.77 wt.% (average 0.53 wt.%) in the Bedinan Formation. These values suggest that both formations have low to moderate source rock potential. The HI–OI, HI–Tmax, and S₂–TOC parameters used for kerogen type identification indicate that the organic matter in both formations is predominantly of Type II–Type III kerogen character. The Tmax values, which indicate thermal maturity, range between 433–436 °C for the Dadaş Formation and 433–438 °C for the Bedinan Formation, showing that both formations have similar levels of thermal maturity and are in the early mature stage.

Conclusion: The results of this study demonstrate that these formations in the study area possess hydrocarbon generation potential worthy of further investigation. It has been observed that the Dadaş Formation exhibits better source rock characteristics compared to the Bedinan Formation.

Keywords: Source rock, geochemistry, Paleozoic, Diyarbakır, Turkey

September 2025, 55 pages

İÇİNDEKİLER

KABUL VE ONAY TUTANAĞI.....	i
ETİK BİLDİRİM VE İNTİHAL BEYAN FORMU	ii
TEŞEKKÜR	iii
ÖZET	iv
ABSTRACT	v
TABLolar DİZİNİ.....	viii
ŞEKİLLER DİZİNİ	ix
KISALTMALAR DİZİNİ	x
GİRİŞ.....	1
Çalışmanın Amacı.....	1
Çalışma Alanın Konumu.....	2
KURAMSAL TEMELLER.....	4
Önceki Çalışmalar.....	4
MATERYAL VE YÖNTEM	10
Arazi Çalışmaları	10
Laboratuvar Çalışmaları.....	10
Rock-Eval Piroliz yöntemi ve TOC analizi	10
Organik madde miktarı	12
Organik madde tipi.....	14
Organik madde olgunluğu.....	16
Hidrokarbon potansiyeli.....	17
Ofis Çalışmaları	18
ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMA.....	19
Bölgesel Jeoloji	19
Çalışma Alanında Yer Alan Arama Kuyusunun Stratigrafisi ve Örneklendirme	20
Bedinan Formasyonu'nun Kaynak Kaya Karakteristiği	23
Organik jeokimyasal özellikleri	23
Piroliz (Rock-Eval) analizi.....	24
Organik madde miktarı	24
Organik madde tipi.....	26
Organik madde olgunluğu.....	29

Hidrokarbon potansiyeli.....	29
Dadaş Formasyonu'nun Kaynak Kaya Karakteristiğı.....	30
Organik jeokimyasal özellikleri	30
Piroliz (Rock-Eval) analizi.....	31
Organik madde miktarı	31
Organik madde tipi.....	32
Organik madde olgunluğu.....	36
Hidrokarbon potansiyeli.....	36
SONUÇLAR.....	37
KAYNAKÇA	39
ÖZGEÇMİŞ.....	43



TABLÖLAR DİZİNİ

Tablo 1. Rock-Eval Piroliz Yöntemi Sırasında Elde Edilen S_1 , S_2 , S_3 ve T_{max} Göstergeleri İle Bu Verilere Dayalı Hesaplanan Parametrelerin Şematik Gösterimi	12
Tablo 2. Rock-Eval Piroliz Analiz Yöntemine Göre S Pik Değerleri ile TOC Verilerine Dayalı Olarak Hesaplanan Parametreler ve Bu Değerlere İlişkin Genel Yorumlar	13
Tablo 3. Şeyl ve Karbonatlı Kayaçlar İçin Kaynak Kaya Potansiyelini Yansıtan TOC Değerleri.....	14
Tablo 4. Toplam Organik Karbon Analiz Miktarlarına Göre Kayacın Kaynak Potansiyel Sınıflama Tablosu.....	14
Tablo 5. Kerojen Türlerinin HI, S_2/S_3 , Atomik H/C Oranları ve Hidrokarbon Potansiyellerine Göre Sınıflandırılması	15
Tablo 6. Farklı Araştırmacılara Göre T_{max} (°C) Sınır Değerleri ve Olgunluk Aralıkları	17
Tablo 7. Peters (1986) ve Espitalié vd (1977)'den Uyarlanarak Alınarak Yeniden Oluşturulan Jeokimyasal Parametrelere Göre Üretim Potansiyeli ve Potansiyel Ürün (S_1+S_2) Sınıflamaları	18
Tablo 8. Dadaş ve Bedinan Formasyonu'na Ait Alınan Kuyu Kırıntı Örneklerinin Derinlikleri	22
Tablo 9. Bedinan Formasyonu'na Ait Piroliz Analiz Sonuçları ve Sınıflamaları	24
Tablo 10. Dadaş Formasyonu'na Ait Piroliz Analiz Sonuçları	31

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1. Çalışma alanını gösteren yer bulduru haritası.....	3
Şekil 2. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde çalışma alanı ve yakın çevresinin genel jeoloji haritası	20
Şekil 3. Çalışma alanında bulunan arama kuyusuna göre hazırlanan stratigrafik kesit ve örnek alım derinlikleri	22
Şekil 4. Bedinan Formasyonlarına ait TOC değerlerinin örnek sayısına (%) göre dağılım diyagramı.....	25
Şekil 5. Bedinan Formasyonlarına ait örneklerinin S ₂ -TOC kaynak kaya sınıflama diyagramındaki dağılımı.....	25
Şekil 6. Bedinan Formasyonu örneklerine ait S ₂ -TOC diyagramı	26
Şekil 7. Bedinan Formasyonu örneklerine ait HI-OI diyagramı	28
Şekil 8. Bedinan Formasyonu örneklerine ait HI-T _{max} kerojen sınıflama diyagramı	28
Şekil 9. Bedinan Formasyon örneklerine HI-TOC kaynak kaya sınıflama grafiği dağılımı.....	30
Şekil 10. Dadaş Formasyonlarına ait TOC değerlerinin örnek sayısına (%) göre dağılım grafiği	32
Şekil 11. S ₂ -TOC kaynak kaya sınıflama grafiğinde Dadaş Formasyonlarına ait örneklerinin dağılımı	32
Şekil 12. Dadaş Formasyonu örneklerine ait S ₂ -TOC diyagramı	33
Şekil 13. Dadaş Formasyonu örneklerine ait HI-OI diyagramı.....	35
Şekil 14. Dadaş Formasyonu örneklerine ait HI-T _{max} kerojen sınıflama diyagramı.....	35
Şekil 15. Dadaş Formasyon örneklerine HI-TOC kaynak kaya sınıflama grafiği dağılımı	36

KISALTMALAR DİZİNİ

AR-GE	: Araştırma – Geliştirme
HI	: Kayaçtaki hidrojen miktarını temsil eden değer
OI	: Kayaçtaki oksijen oranını gösteren değer
PI	: Serbest hidrokarbonların toplam potansiyel içeriğe oranını ifade eden değer
PY	: Kayaçtan elde edilebilecek toplam hidrokarbon miktarını ifade eden değer
R₀	: Vitrinit yansıması
S₁	: Piroliz işlemi sırasında açığa çıkan hidrokarbonların miktarı
S₂	: Kayacın hidrokarbon üretim potansiyelini gösteren pik
S₃	: CO ₂ (karbon dioksit) içeriği
S₄	: Yüksek sıcaklıkta ayrıışan hidrokarbonlar
T_{max}	: Piroliz sürecinde S ₂ pikinin ulaştığı maksimum sıcaklık (°C)
TOC	: Kayaçtaki organik madde miktarını yüzdelik olarak gösteren oran
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

GİRİŞ

Toplumda artan ihtiyaçlar ve sınırlı doğal kaynaklar, yeni enerji arayışlarını zorunlu kılmaktadır. Bu nedenle gerek Dünyada gerekse ülkemizde artan enerji ihtiyacıyla birlikte var olan hidrokarbonların araştırılması büyük önem taşımaktadır. Türkiye enerji talebini karşılamakta büyük oranda dışa bağımlı olduğundan, özellikle yenilenemeyen enerji kaynaklarından biri olan ham petrol ihtiyacı gün geçtikçe artmaktadır.

Petrol jeolojisi çalışmalarında, petrol kaynak kayalarının tespiti büyük önem arz etmektedir. Yeni arama hedeflerinin oluşturulmasında, potansiyel kaynak kaya birimlerinin belirlenmesi, zaman ve maliyet bakımından büyük tasarruflar sağlamak ve belirlenen hedeflere daha hızlı ulaşmayı mümkün kılmaktadır. Petrol kaynak kayası belirleme çalışmaları ekonomiye önemli katkılar sağlamakta olup petrol arama süreçlerini daha verimli hale getirerek maliyetleri düşürmekte ve zaman kazandırmaktadır. Kaynak kaya birimlerinin doğru ve güvenilir bir şekilde tespit edilmesi, başarılı petrol keşfi olasılığını önemli ölçüde artırmaktadır. Bu da ülke ekonomisine doğrudan gelir sağlamakla birlikte, enerjide dışa bağımlılığı azaltmakta ve enerji maliyetlerini düşürerek genel ekonomik büyümeyi desteklemektedir. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yer alan petrol sahalarına yönelik çok sayıda kapsamlı araştırma gerçekleştirilmiş olup bu çalışmalar günümüzde de devam etmektedir. Tez kapsamında çalışmanın odak noktası olan Bedinan ve Dadaş Formasyonları da bu bölgedeki kaynak kaya potansiyeli açısından dikkat çeken ve bilimsel açıdan önem arz eden birimlerdir.

Tez kapsamında Bedinan ve Dadaş Formasyonları'nın kaynak kaya potansiyelleri değerlendirilmiştir. Çalışmada, söz konusu formasyonlardan elde edilen kaynak kaya örnekleri, organik jeokimya analizleri aracılığıyla incelenmiş ve bu birimlerin jeolojik zamanlar boyunca petrol üretim potansiyelleri ile olgunluk düzeyleri belirlenmeye çalışılmıştır. Bu doğrultuda, organik maddenin miktarını, türünü ve olgunluk düzeyini belirlemek için Toplam Organik Karbon (TOC) ve Rock-Eval piroliz analizlerinden yararlanılmıştır.

Çalışmanın Amacı

Diyarbakır ili ve yakın çevresi, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin petrol üretimi bakımından önemli bir sahası konumundadır. Bölgedeki jeolojik koşullar, petrol oluşumuna, birikimine ve kapanlanmasına olanak sağlamıştır. Diyarbakır Havzası'nda gerçekleştirilen önceki çalışmalar Paleozoyik döneme ait Siluriyen yaşlı sedimanter kayalarda gözlenen petrol

emarelerinin, bölgenin petrol oluşumu açısından belirleyici öneme sahip olduğunu ortaya koymaktadır.

Bu çalışmada, Dadaş ve Bedinan Formasyonlarının Bismil (Diyarbakır) ve çevresindeki yayılımlarında hidrokarbon potansiyellerinin araştırılması amaçlanmıştır. Yapılan arazi çalışmaları ve alınan kuyu kırıntı örnekleri TPAO AR-GE (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) Laboratuvarında analiz edilerek organik jeokimya içeriği araştırılmıştır.

Yapılan tez kapsamında, organik jeokimyasal analizlerden elde edilen sonuçlar kullanılarak; Bedinan ve Dadaş Formasyonlarından alınan örneklerin organik madde miktarları, hidrokarbon türetme potansiyelleri ve organik madde tipleri belirlenmiştir. Çalışma alanının bulunduğu bölgede kaynak kaya potansiyeli üzerine yeterli araştırma yapılmamış ve organik jeokimyasal verilere dayalı çalışmalar sınırlı kalmıştır. Bu nedenle yapılan bu çalışma, bölgede daha sonra yapılacak araştırmalara ışık tutmak ve konunun daha iyi anlaşılmasını sağlamak amacıyla gerçekleştirilmiştir.

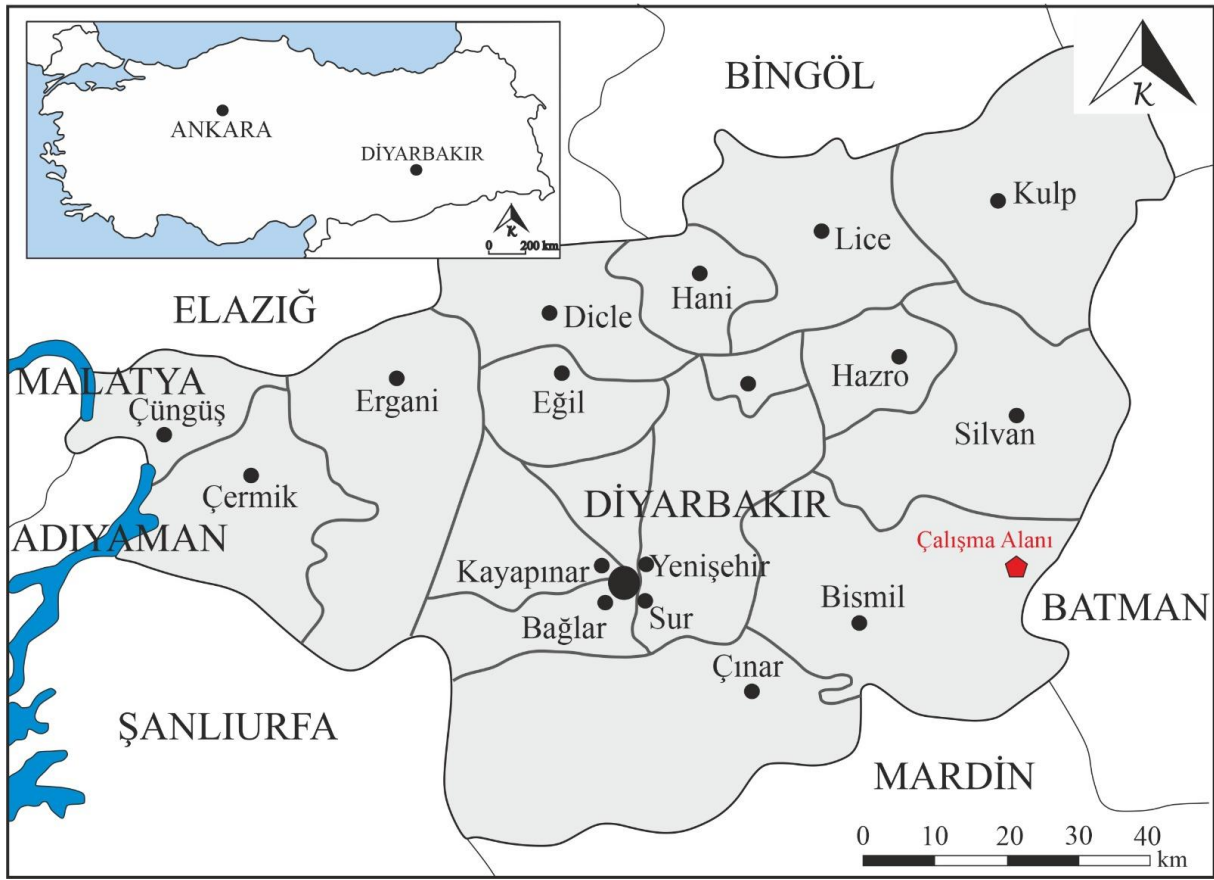
Çalışma Alanın Konumu

Çalışma alanı, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Diyarbakır-Bismil bölgesini kapsamaktadır. Ortadoğu petrol kuşağında yer alan bu bölgenin jeolojik yapısı, Gondwana'nın bir uzantısı olan Arap levhasının tektonik gelişimine bağlı olarak oluşmuştur (Rigo de Righi ve Cortesini 1964). Güneydoğu Anadolu Bölgesi, Prekambriyen'den Pliyosen dönemine dek farklı yaş gruplarını temsil eden kayaçların stratigrafik birimleriyle karakterize edilmektedir. Diyarbakır Bismil yöresi, Diyarbakır Havzası'nın ön bölgesinde yer almakta olup, ağırlıklı olarak Paleozoik yaşlı kayaçların hâkim olduğu bir petrol bölgesi konumundadır.

Çalışma sahası, coğrafi olarak 37°53'–44°53' kuzey enlemleri ile 41°0'–25°55' doğu boylamları arasında bulunmaktadır. Doğusunda Şırnak, batısında Malatya ve Adıyaman, kuzeyinde Elâzığ ve Bingöl, güneyinde ise Mardin ve Şanlıurfa illeri yer almaktadır. Bu bölge topoğrafik olarak büyük oranda platolar, dağlık alanlar ve ova sistemlerinden oluşmaktadır. Bölge genelinde belirgin rakım farklılıkları görülmekte olup deniz seviyesinden ortalama yüksekliği yaklaşık 660 metredir. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin en önemli akarsularından biri olan Dicle Nehri de bölgeden geçmektedir.

Diyarbakır Havzası, petrol aramacılığı bakımından stratejik bir öneme sahiptir. Bu nedenle birçok araştırmacı tarafından bölgede çeşitli araştırmalar yapılmış, çok sayıda petrol sondajları yapılarak ve önemli rezervuarlar keşfedilmiştir.

Tez kapsamında Bedinan ve Dadaş Formasyonlarının örneklendiği çalışma lokasyonu, Diyarbakır Bismil-Batman il sınırları arasında bulunan Mirzabey Köyü civarında yer almaktadır (Şekil 1).



Şekil 1. Çalışma alanını gösteren yer bulduru haritası

KURAMSAL TEMELLER

Önceki Çalışmalar

Tolun (1949), Silvan ve Hazro çevresinde gerçekleştirdiği stratigrafik incelemelerde, bölgedeki Devoniyen, Permo-Karbonifer, Triyas, Jura-Kretase, Eosen ve Oligo-Miyosen yaşlı birimlerin varlığını ortaya koymuştur. Devoniyen yaşlı mostranın orta kesimlerinde, Hazro kumtaşları bulunduğunu tespit ederek, Türkiye'nin güneydoğusunda Paleozoyik döneme ait ilk hidrokarbon varlığından söz etmiştir.

Taşman (1950), Türkiye'de petrol içeren mostraların stratigrafik dağılımını incelediği çalışmasında, 1950 yılı öncesinde tespit edilen petrol içeren birimleri, yaşlarına göre sınıflandırmış ve Hazro civarındaki Devoniyen kumtaşlarının en yaşlı petrol içeren birim olduğunu ileri sürmüştür.

Egeran (1951), Güneydoğu Anadolu Bölgesinde yapılan birçok çalışma petrol ve hidrokarbon belirtilerinin olduğu yönündedir. Prekambriyen-Paleozoyik istifin tabanında sırasıyla Derik Grubuna ait, Telbesmi, Sadan, Koruk ve Sosink Formasyonları yer almaktadır. Derik Grubu üzerinde Ordovisiyen yaşlı Habur Grubu yer almakta olup, bu grup sırasıyla Seydişehir Formasyonu ve Orta-Geç Ordovisiyen yaşlı Bedinan Formasyonu'nu içermektedir.

Bilgütay (1959) ve Yahşiman vd (1959), Hazro'da yer alan Permien yaşlı istifler hakkında yapmış oldukları çalışmalarda mikro ve makro düzeyde bitki fosillerini incelemiştir. Bölgede Geç Permien'e ait çökellerin varlığını ortaya koymuşlardır.

Temple ve Perry (1962), Güneydoğu Türkiye'nin jeolojisini ve petrol potansiyelini inceledikleri araştırmalarında, bu bölgenin Ortadoğu'daki büyük petrol sahalarının yer aldığı basenin kuzey uzantısında yer aldığını belirtmişlerdir. Ancak Türkiye'nin, İran ve Irak'taki gibi büyük ölçekli kaynak kaya, rezervuar ve örtü kaya gelişimlerinden yoksun olduğunu da ileri sürmüşlerdir.

Rigo de Righi ve Cortesini (1964), yapmış oldukları çalışmalarıyla Güneydoğu Anadolu'daki tektonik unsurları detaylandırarak sürüklenim kuşağındaki ilişkilerini kapsamlı biçimde ele almış ve sonraki araştırmalara önemli katkılar sağlamıştır.

Altınlı (1966), Doğu ve Güneydoğu Anadolu'nun genel jeolojik yapısını ele almış olduğu çalışmasında, Diyarbakır Havzası ve Hazro Antiklinali hakkında ayrıntılı bilgiler

sunmuştur. Bu havzayı Diyarbakır-Siirt Havzası olarak adlandırmış, bölgedeki stratigrafinin tektonik süreçlerle biçimlendiğini vurgulamıştır.

Ağralı ve Akyol (1967), Hazro Antiklinali'ndeki kömür seviyelerini palinolojik olarak inceledikleri çalışmalarında, Paleozoyik yaşlı istifleri alt-üst yönlü olarak Devoniyen, alt gölsel horizon, Alt Permiyen, üst gölsel horizon, Üst Permiyen ve fosilli kireçtaşları ile tanımlamışlardır.

Kalafatcıoğlu (1967), Ordovisiyen ve Siluriyen yaşlı formasyonların Türkiye ve çevresindeki dağılımını ele aldığı çalışmasında, bu yaşlı kayaçların Derik, Hazro, Korudağ, Amanoslar ve Hakkâri'de yüzeylendiğini bildirmiştir.

Lebküchner (1974), Hazro Antiklinali'ne yönelik gerçekleştirdiği araştırmalarda antiklinalin stratigrafik birimlerini detaylandırarak haritalamış, bu birimlerin yaşlarını tartışmış ve yapısal özelliklerine dair önemli bilgiler vermiştir.

Sungurlu (1974), Gaziantep ile Diyarbakır arasında kalan alanın jeolojik geçmişini Kambriyen'den Miyosen sonuna kadar incelemiş, yeraltı ve yerüstü verileriyle bölgenin stratigrafik çatısını ortaya koymuştur.

Perinçek (1979), Hazro civarında yüzeylenen Bedinan Formasyonu'nun ara seviyelerinde kireçtaşı bantları ve siyah şeyller içerdiğini, bu birimi Siluriyen-Devoniyen yaşlı Dadaş Formasyonu'nun izlediğini ifade etmiştir. Dadaş köyü civarında saptanan *Cyrtograptus* fosilleri ile bu birimin Siluriyen yaşlı olduğunu söylemiştir.

Güven vd (1982), Hazro Antiklinali ile Korudağ ve Harbol'daki Paleozoyik birimleri detaylı biçimde inceleyerek Dadaş Formasyonu'nun Antiklinalin merkezinde yer alan en alt birim olduğunu ve Geç Siluriyen-Erken Devoniyen yaşlı olduğunu belirtmişlerdir. Bu birim, alt seviyelerinde şeyl, üst seviyelerinde ise kumtaşı, kireçtaşı ve marn ardalıması içeren bir şelf ortamında çökelmiştir.

Bozdoğan vd (1987), Hazro bölgesindeki Paleozoyik istifin stratigrafik yapısını ele almış, Ordovisiyen-Siluriyen-Devoniyen ve Permiyen olarak biyostratigrafik bulgularla detaylandırmıştır.

Bozdoğan vd (1987), Tabanda koyu kahve, kirli beyaz renkli bol organik malzemeli ve ince kireçtaşı bantları içeren şeyllerle başlar, yukarıya doğru aynı karakterde devam eder. Dadaş Formasyonu'nun şelf ortamında transgresif başlayıp, regresif biten bir istif özelliğinde olduğu belirtilmiştir ve çok iyi kaynak kaya özelliğine sahip olduğu vurgulanmıştır.

Bozdoğan ve Erten (1990), Mardin Yükselimi'nin Erken Ordovisiyen'de geliştiğini ve yükselimin kuzeydoğusundaki havzada hidrokarbon potansiyeli olan Paleozoyik birimlerin çökelmeye başladığını belirtmişlerdir.

Gürgey vd (1991), Güneydoğu Türkiye petrollerinin kaynak kaya kökenine ilişkin çalışmalarında farklı organik kökenli, litolojik ve olgunluk seviyelerine sahip en az dört kaynak kaya tanımlayarak bölgedeki petroleri beş gruba ayırmışlardır.

Perinçek vd (1991), Prekambriyen'den Miyosen'e kadar olan otokton istifi, litolojisi, yaşı, dokanak ve yayılımları açısından incelemiş ve bu istifi on iki gruba ayırmıştır.

Bozdoğan (1992), Erken Siluriyen yaşlı çökelleri Palinomorf topluluklarıyla tanımlamış ve bunların Suriye'deki Tanf Formasyonu ile benzer özellikler taşıdığını belirtmiştir.

Cater ve Tunbridge (1992), Güneydoğu Anadolu'nun Paleozoyik tektonik evrimini değerlendirerek bölgenin Arap Levhası'nın kuzey ucunda konumlandığını ve Geç Kretase–Miyosen dönemlerinde meydana gelen tektonik hareketlerin bugünkü yapısal özellikleri belirlediğini ortaya koymuşlardır.

Tekinli ve Eseller (1992), 10.Petrol Bölgesi'ndeki Permien istiflerin Mikrofasiyes analizlerini yaparak Kaş ve Gomaniiirik Formasyonlarının zayıf rezervuar potansiyeline sahip oldukları sonucuna ulaşmışlardır.

Bozdoğan vd (1994), Diyarbakır çevresindeki Paleozoyik istiflerin detaylı stratigrafisini ve hidrokarbon potansiyelini değerlendirmiş ve bölgedeki Paleozoyik kökenli petrolerin kaynaklarını ortaya koymuştur.

Duran vd (1996) tarafından gerçekleştirilen “11 ve 12. Petrol Bölgelerinde Üst Kretase Karbonatlarının Stratigrafisi, Sedimentolojisi, Rezervuar Özellikleri, Jeokimyasal Değerlendirmesi ve Hidrokarbon Potansiyeli” başlıklı çalışmada, incelenen sahalarda yer alan rezervuar, kaynak kaya ve örtü birimlerinin stratigrafik, petrografik ve sedimentolojik nitelikleri ayrıntılı biçimde ele alınmıştır.

Stemans vd (1996), Ordovisiyen yaşlı Bedinan ve Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonlarının Kriptospor ve Miyospor içeriklerini incelemiş ve bu birimlerin stratigrafik özelliklerini kuyulardan ve yüzey örneklerinden yararlanarak belirlemiştir.

Bozdoğan ve Ertuğ (1997), Güneydoğu Anadolu'nun Paleozoyik dönemdeki Paleocoğrafyasını değerlendirerek, bu çökellerin Arap Levhası'nın kuzey kenarında biriken Prekambriyen-Kambriyen yaşlı stabil platform çökelleri ile Ordovisiyen-Permien yaşlı daha instabil çökeller olarak ayrıldığını ifade etmişlerdir.

Yılmaz ve Duran (1997), Siluriyen-Alt Devoniyen yaşlı Dadaş Formasyonu, Güneydoğu Anadolu bölgesinde Prekambriyen-Paleozoyik yaşlı otokton istif içerisinde yer almaktadır.

Wender vd (1998), Arabistan'daki Siluriyen Şeylleri'nin iki farklı çökelme merkezinde yoğunlaştığını, kalınlıklarının 1800 metreye kadar ulaştığını ancak organik maddece zengin seviyelerin genellikle 30 metre kalınlıkta olup bazı bölgelerde 70 metreye kadar çıktığını belirtmişlerdir. Ayrıca, bazı alanlarda Paleo-yükselimlerin varlığı nedeniyle şeyl istiflerinin eksik çökeldiğini vurgulamışlardır.

Demirel ve çalışma arkadaşları (2001), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yer alan Paleozoyik yaşlı stratigrafik birimlerin hidrokarbon potansiyelini incelemişlerdir. Araştırmalarında, özellikle Cudi Grubu'nun hem kaynak hem de rezervuar kaya özellikleri taşıdığı ifade edilmiştir. Jeokimyasal analiz sonuçlarına dayanarak, Diyarbakır çevresindeki başlıca kaynak kaya birimlerinin Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu ile birlikte Devoniyen yaşlı Bedinan Formasyonu olduğu vurgulanmıştır.

İzitan (2004), "Güneydoğu Anadolu X. ve XI. Bölgeler Paleozoik Birimlerin Jeokimyasal Değerlendirmesi" başlıklı çalışmada, söz konusu bölgelerdeki Dadaş ve Bedinan Formasyonlarına ait kuyulara ilişkin jeokimyasal verileri yeniden incelemiş ve güncel veriler ışığında hidrokarbon potansiyeline sahip olabilecek alanları yeniden tanımlamıştır. Bu kapsamda, bölgenin Paleozoik yaşlı birimlerinin değerlendirilmesi, mevcut petrol sistemleri içerisindeki rolünün daha iyi anlaşılmasına katkı sağlamıştır.

Aydemir (2011), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yer alan Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu'nu, Amerika Birleşik Devletleri'nde iyi bilinen ve kapsamlı şekilde araştırılmış olan Mississippiyen-Pensilvaniyen yaşlı Barnett Şeyli ile karşılaştırmıştır. Karşılaştırmada organik madde zenginliği, formasyon kalınlığı, depolanma ortamı ve termal olgunluk düzeyleri gibi faktörler dikkate alınmış; ayrıca yatay sondaj ve hidrolik kırılma teknolojileri açısından uygulanabilirlik değerlendirilmiştir. Araştırma, toplam organik karbon (TOC) içeriği ve potansiyel hidrokarbon verimi (S_1+S_2) gibi organik jeokimyasal parametreler üzerinden değerlendirme yaparak, Dadaş Formasyonu'nun geleneksel olmayan hidrokarbon sistemleri açısından taşıdığı önemi ortaya koymuştur.

Öztürk (2013) tarafından yapılan çalışmada, Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu'na ait kaynak kaya niteliği gösteren örneklerin büyük oranda aşırı olgunlaşmış jeokimyasal özellikler sergilediği belirlenmiştir. Özellikle Dadaş-I Üyesi'nin, organik içerik ve termal olgunluk düzeyleri dikkate alındığında, yalnızca petrol üretimi açısından potansiyel taşıdığı ifade

edilmiştir. Bu bulgular, formasyonun belirli seviyelerinin hidrokarbon türetim kapasitesinin farklılaştığını göstermesi açısından önem arz etmektedir.

Özdemir ve Ünlügenç (2013), Diyarbakır Gökiçi civarında yapmış olduğu çalışmada, Dadaş Formasyonu'nun önemli derecede kaynak kaya potansiyeli gösterdiğini saptamıştır. Elde ettikleri bulgulara göre çalışma alanında yer alan kaynak kayanın türettiği petrol miktarı değerlendirildiğinde henüz tespit edilmemiş petrol sahalarının olabileceği öne sürmüşlerdir. Ayrıca Bedinan Formasyonu'nda gömülme derecesinin fazla olduğunu işaret ederek diyajenez süreçlerine bağlı olarak gözeneklilik (porozite) ve geçirgenlik (permeabilite) sorunları yaşandığını dile getirmiştir.

İnan vd (2019), Dadaş Formasyonu organik Jeokimyasal Mineralojik verileri farklı derinliklerde ve bölgelerde farklı özellikler göstermektedir.

Yıldız ve Yılmaz (2020), Türkiye'nin Güneydoğusundaki Diyarbakır Havzası'ndaki kumtaşı içeren rezervuar seviyeleri (Bedinan Formasyonu), gözeneklilik, geçirgenlik ve kılcal basınç açısından güçlü bir heterojenlik göstermektedir. Paleozoik, birikim özellikleri, petrografik özellikler, köken, gözenek yapısı, rezervuar heterojenlik derecesi, diyajenetik aşama ve rezervuar kalitesi üzerindeki olası etkilerinin entegre analizi, ince kesit analizi, tortul yapı analizi, petrofiziksel yorumlamalar, jeo-istatistik yöntemler, X-ışını kırınımı (XRD) ve tahribatsız X-ışını bilgisayarlı tomografisi kullanılarak incelenmiştir.

Kara ve Işık (2021) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, Diyarbakır yöresinde yüzeyleyen Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu'nun petrol potansiyelini belirlemeye yönelik kapsamlı jeolojik ve jeokimyasal analizler yapılmıştır. Araştırma sonucunda, formasyonun tüm seviyelerinin aynı düzeyde kaynak kaya potansiyeli taşımadığı ortaya konmuştur. Log verileri, litolojik özellikler ve hidrokarbon içerikleri dikkate alınarak formasyon, üç ayrı üye (Dadaş-I, Dadaş-II ve Dadaş-III) şeklinde tanımlanmıştır. Bu sınıflandırmada, alt seviyede yer alan Dadaş-I Üyesi etkili bir kaynak kaya niteliği sergilemekte olup petrol türetimi açısından yüksek potansiyele sahip olarak değerlendirilmiştir. Öte yandan, Dadaş-II ve Dadaş-III Üyeleri yer yer hidrokarbon potansiyeli gösterse de, genel anlamda ekonomik ölçekte hidrokarbon üretimi için yeterli özelliklere sahip değildir.

Çalışmada ayrıca, Dadaş Formasyonu'nun hem kaynak kaya hem de rezervuar kaya özellikleri taşıyabilecek dört farklı çökme paketine (L-1, L-2, L-3 ve L-4) ayrıldığı belirtilmiştir. Her çökme birimi özgün rezervuar karakteristiklerine sahip olmakla birlikte, L-2 birimi en yüksek hidrokarbon potansiyeline sahip fasiyes olarak öne çıkmaktadır. Bunun yanı sıra, yapılan havza modellemeleri ve hacimsel analizler aracılığıyla rezerv hesaplamaları

gerçekleştirilmiş ve formasyonun bölgesel ölçekteki hidrokarbon sistemlerindeki önemi vurgulanmıştır.

Bilici (2022), Adıyaman Bölgesi civarında yapmış olduğu araştırmada Karaboğaz ve Karababa Formasyonlarına ait kayaç örnekleri alarak petrol potansiyellerini değerlendirmiş, formasyon numunelerine organik jeokimyasal analizler gerçekleştirmiştir. Elde edilen bulgulara göre bölgede Kaynak Kaya-Petrol ve Petrol-Petrol Korelasyonları yaparak bölgenin hidrokarbon potansiyelini detaylı şekilde irdelemiştir.

Hoşgör vd (2022), Paleozoik yaşlı, Silüriyen Dadaş Formasyonu, kalın şeyl tarafından kapanlanmış ve Llandovery yaşlı kaynak kayaçları, Dadaş Formasyonu alt kısmı kumtaşı rezervuarlarından oluşur. Molla-Bismil bölgesinde bulunan petrol, havza özellikleri ve hidrokarbon ihtimalleri çerçevesinde yeni bilgiler sağlamaktır. Yapılan jeokimyasal yöntemler, korelasyonlar ve Diyarbakır Havzası'nın arama kuyularının sondaj verilerinden yararlanılarak yapılır. Paleozoik alt-dadaş şeylleri, yüksek toplam organik karbon miktarı (TOC) Değerleri de organik maddenin korunduğunu göstermektedir. Yapılan çalışma silüriyen şeylleri petrol üretme potansiyelleri, petrol uygun kaynak kayaçlar haline getirdiğini göstermektedir.

Fathy vd (2023), Paleozoik kayaçlar içindeki organik madde denizel kökenlidir. Alg/bakteriyel ve karasal kaynaklı izotopik ve Palinofasiyes verileri ham petrol hakkında değerli bilgiler vermektedir.

MATERYAL VE YÖNTEM

Bu araştırmada kullanılan materyal ve yöntemler; arazi, laboratuvar ve ofis çalışmalarına göre üzere üç temel başlık altında irdelenmiştir.

Arazi Çalışmaları

Saha çalışmaları kapsamında, Diyarbakır il sınırında bulunan Mirzabey Köyü civarında açılan arama kuyusunda kaynak kaya potansiyeli olan Paleozoik döneme ait Dadaş Formasyonu (Silüriyen) ve Bedinan Formasyon 'undan (Orta-Geç Ordovisiyen) farklı derinliklerde olmak üzere toplamda 14 adet kuyu kırıntı numuneleri alınmıştır.

Laboratuvar Çalışmaları

Arama kuyusundan alınan formasyonlara ait 14 adet kuyu kırıntı örnekleri organik jeokimyasal analizler için Atatürk Üniversitesi Mühendislik Fakültesi laboratuvarlarında öğütülerek analize hazır hale getirilmiştir. Daha sonra bu örnekler Enerji Bakanlığı bünyesinde bulunan Türkiye Petrolleri Araştırma ve Geliştirme laboratuvarlarında TOC/Rock-Eval Piroliz Analiz yöntemine tabi tutulmuştur.

Rock-Eval Piroliz yöntemi ve TOC analizi

Sedimanter kayaçların organik jeokimyasal karakteristiklerini belirlemeye yönelik uygulanan Toplam Organik Karbon (TOC) tayini ve Rock-Eval piroliz analizleri, potansiyel kaynak kaya niteliklerinin değerlendirilmesinde temel yöntemlerinden biridir. Bu analizler, birimlerin hidrokarbon üretim potansiyeli, termal olgunluk düzeyi, organik maddenin türü ve genel jeokimyasal kalitesi hakkında kapsamlı bilgi sunar (Tissot ve Welte 1984).

Toplam Organik Karbon (TOC) analizleri, örneklerin organik karbon içeriklerinin nicel olarak belirlenmesi amacıyla gerçekleştirilir. Numuneler, kırıntı veya matkap kesintileri şeklinde alınarak öğütülmek suretiyle toz haline getirilir. Ardından, karbonat içeriğinin bertaraf edilmesi amacıyla hidroklorik asit ile işleminden geçirilir. Hazırlanan örnekler, Rock-Eval VI karbon analiz cihazında analiz edilir. Yakma işlemi, oksijen gazı altında 700 ila 1600 °C sıcaklık aralığında gerçekleştirilir ve bu süreçte açığa çıkan karbondioksit, çeşitli tutuculardan geçirilerek hassas bir dedektörle ölçülür. Nihayetinde, analiz edilen 1 gram örnekteki karbon oranı dijital sistem aracılığıyla doğrudan okunur.

Rock-Eval VI piroliz yöntemi, kaynak kaya karakterinin belirlenmesinde yaygın olarak kullanılan ve kapsamlı bir numune hazırlığı gerektirmeyen pratik bir analiz tekniğidir (Espitalié vd 1977). Bu yöntem sayesinde, organik maddelerin içerdiği serbest hidrokarbonlar yaklaşık 300 °C’de ayrışır. İşlem sırasında elde edilen sinyal S_1 (mg HC/g kaya) olarak tanımlanır. Kerojenin 300–600 °C aralığında ısı ayrışması ile ortaya çıkan bileşikler ise S_2 pikini oluşturur ve bu değer, kayacın toplam hidrokarbon üretme potansiyelini yansıtır. Bu sırada oksijen içeren bileşikler 300–390 °C arasında parçalanarak karbondioksit açığa çıkarır; bu da S_3 (mg CO₂/g kaya) olarak kaydedilir. Piroliz sürecinde S_2 pikinin ulaştığı maksimum sıcaklık, T_{max} (°C) olarak adlandırılır ve organik maddenin ısı olgunluk düzeyine dair önemli bir göstergedir (Tissot ve Espitalié 1975).

Piroliz işleminden sonra geriye kalan karbon, 600 °C sıcaklıktaki oksijen yardımıyla yakılarak ölçülür ve bu işlem S_4 pikine karşılık gelir. Kayacın hidrokarbon üretim evresine geçip geçmediğini anlamak için S_1/TOC oranı dikkate alınır; bu oranın 0.1’in üzerinde olması, petrol üretiminin başlamış olabileceğine işaret eder (Peters 1986; Bordenave 1993).

Rock-Eval verilerinin yorumlanmasında kullanılan bazı temel parametreler ise şu şekildedir:

Hidrojen İndeksi (HI): Kayacın içerdiği hidrokarbon üretme kapasitesini belirler ve $(S_2/TOC \times 100)$ formülüyle hesaplanır. Bu değer, kerojenin hidrojen zenginliğini yansıtır.

Oksijen İndeksi (OI): Oksijen içeriği ile ilgili bilgi verir ve $(S_3/TOC \times 100)$ oranı şeklinde hesaplanır.

Potansiyel Verim (PY): S_1 ve S_2 piklerinin toplamı olup, organik maddenin mevcut ve potansiyel hidrokarbon üretme kapasitesini ifade eder.

Üretim İndeksi (PI): $S_1/(S_1+S_2)$ formülüyle belirlenir ve kaynak kayadaki serbest hidrokarbonların, toplam potansiyel içerisindeki oranını gösterir. Bu değer, organik maddenin olgunlaşma derecesine bağlı olarak artış gösterebilir.

Bu analiz parametreleri, kayaçların hidrokarbon üretme potansiyelini daha kapsamlı biçimde değerlendirmek ve kaynak kaya karakterizasyonunu desteklemek amacıyla yaygın şekilde kullanılmaktadır. Ayrıca, Law (1999) tarafından tanımlanan pik değerleri ile hesaplamalara dayalı çeşitli oranlar, bu verilerin yorumlanmasını daha sistematik ve karşılaştırmalı hale getirmektedir. Espitalié (1982) tarafından önerilen yöntem, üretim verilerini ısısal olgunluk derecesiyle ilişkilendirerek bu değerlendirmeye katkı sağlamaktadır (Tablo 1).

Tablo 1. Rock-Eval Piroliz Yöntemi Sırasında Elde Edilen S_1 , S_2 , S_3 ve T_{max} Göstergeleri İle Bu Verilere Dayalı Hesaplanan Parametrelerin Şematik Gösterimi (Espitalié vd 1977'den alınmıştır)

Kaynak Kaya Araştırma Parametreleri

Petrol & Gaz Göstergesi

S_1 (mg HC / g kaya)

Petrol & Gaz Potansiyeli

Potansiyel Ürün

$$PÜ = S_1 + S_2$$

Olgunluk

Üretim İndeksi

$$PI = S_1 / (S_1 + S_2)$$

T_{max}

Organik Madde Tipi

Hidrojen İndeksi

$$HI = (S_2 / TOC) * 100$$

(mg HC / g TOC)

Oksijen İndeksi

$$OI = (S_3 / TOC) \times 100$$

(mg CO₂ / g TOC)

Organik madde miktarı

Organik madde miktarı, petrol üretme potansiyeline sahip ince taneli kayaçların değerlendirilmesinde temel bir kriterdir. Bu kayaçlarda yer alan organik maddenin türü, miktarı ve termal olgunluk düzeyi; kaynak kaya olarak sınıflandırılmasında belirleyicidir (Welte ve Tissot 1984). Kayacın organik madde bakımından kalitesi, genellikle Toplam Organik Karbon (TOC) yüzdesi üzerinden değerlendirilir. Ayrıca, Rock-Eval piroliz yöntemiyle elde edilen S_1 , S_2 , S_3 gibi pik değerleri ve bunlara bağlı olarak hesaplanan bazı oranlar da kaynak kayanın potansiyeli hakkında detaylı bilgi sunar. Bu analiz parametrelerine ve yorumlamalarına Tablo 2'de yer verilmiştir (Law 1999).

Tablo 2. Rock-Eval Piroliz Analiz Yöntemine Göre S Pik Değerleri ile TOC Verilerine Dayalı Olarak Hesaplanan Parametreler ve Bu Değerlere İlişkin Genel Yorumlar (Law 1999 ve Bilici 2022’den alınmıştır)

Pik	Tanım	Yorum
S₁	Kayaç içerisindeki serbest hidrokarbon miktarı	Artık hidrokarbon fazı olarak düşünülebilir. S ₁ , S ₂ ’ye oranla daha fazla olduğu durumlarda, göç eden HC veya kontaminasyon gibi alternatif kaynaklardan şüphelenilmelidir.
S₂	Kerogenin piroliz sonrasında ısısal parçalanması ile açığa çıkan hidrokarbon miktarı	Örneğin kalan hidrokarbon üretme potansiyelini tahmin etmek için kullanılır.
S₃	Kerogenin piroliz sonrasında ısısal parçalanması ile açığa çıkan CO ₂ miktarı	En çok kireçli kaynak kayaçlarda mevcuttur.
S₄	Kalıntı karbon, oksidasyon sırasında açığa çıkan CO ₂ miktarı	Kalıntı karbon içeriği, hidrojen eksikliği ve molekülün kimyasal yapısı nedeniyle hidrokarbon oluşturma potansiyeli çok azdır veya hiç yoktur.
HI (Hidrojen İndeksi) (S₂/TOC) *100	Hidrojen indeksi, bir kayaç örneğinin normalize edilmiş hidrojen içeriğidir.	HI değeri, kerogenin hidrojen zenginliğini ifade eder ve petrol türüm potansiyeline işaret eder.
OI (Oksijen İndeksi) (S₃/TOC) *100	Oksijen indeksi, bir kayaç örneğinin normalize edilmiş oksijen içeriğidir.	OI değeri, kerogenin oksijen zenginliğini gösterir ve yüksek OI değerleri Tip III kerogeni, düşük OI değerleri Tip I ve Tip II kerogeni ifade eder.
PI (Üretim İndeksi) PI = S₁ / (S₁+S₂)	Serbest hidrokarbonların (S ₁), kayaçın içerdiği potansiyel hidrokarbonlara (S ₁ +S ₂) oranıdır.	Kerogenin serbest hidrokarbonlara dönüşümünün bir göstergesidir ve petrolün olgunluğu hakkında bilgi vermektedir.
PY (Potansiyel Ürün) PY = (S₁+S₂)	Kayaç içerisindeki serbest ve potansiyel hidrokarbonlarının toplamı olarak ifade edilir.	Kaynak kayağının oluşturup dışarı atamadığı ve oluşturabileceği toplam hidrokarbon miktarını ifade eder.
S₂/S₃ oranı	H/C oranını yansıtmaktadır.	TOC verisi olmayan örneklerde kerogen tiplerini belirlemek için üretilmiştir.

Sedimanter kayaçlar içinde yer alan organik karbon, kayacın kaynak kaya niteliğini belirleyen temel unsurlardan biridir. Bu oran, karbonun kaya içerisindeki ağırlıkça yüzdesini gösterir. Örneğin %1 TOC değeri, 100 gramlık bir örnekte yaklaşık 1 gram organik karbon bulunduğunu ifade eder (Tissot ve Welte 1984). Bu durum detaylı şekilde Tablo 3’ te görülmektedir.

Sedimanter kayaçların kaynak kaya olarak değerlendirilebilmesi için belirli bir düzeyde organik madde içermesi gerekir. Bu bağlamda, karbonatlı kayaçlarda toplam organik karbon (TOC) miktarının en az %0.3; şeyl tipi kayaçlarda ise %0.5 olması gerektiği belirtilmiştir (Espitalié vd 1984). Tablo 4’te detaylandırılarak sunulmuştur.

Tablo 3. Şeyl ve Karbonatlı Kayaçlar İçin Kaynak Kaya Potansiyelini Yansıtan TOC Değerleri (Bilici 2022’den alınmıştır)

Chinn (1991)		Peters (1986)		
Kaya Cinsi	%TOC	Potansiyel	Şeyller (%TOC)	Karbonatlar (%TOC)
Şeyl	0.8	Zayıf	0.0–0.5	0.0–0.2
Şeyl Kaynak Kaya	45690	Kötü	0.5–1.0	0.2–0.5
Kireçli Şeyl Kaynak K.	45870	İyi	1.0–2.0	0.5–1.0
Karbonat Kaynak Kaya	0.7	Çok İyi	2.0–5.0	1.0–2.0
Tüm Kaynak Kaya	45870	Mükemmel	>5.0	>2.0

Tablo 4. Toplam Organik Karbon Analiz Miktarlarına Göre Kayacın Kaynak Potansiyel Sınıflama Tablosu (Bilici 2022’den alınmıştır)

Jarvie (1991)		Tissot ve Welte (1984)		Peters ve Cassa (1994)	
TOC(%)	Kaynak Kaya Kalitesi	TOC(%)	Kaynak Kaya Kalitesi	TOC(%)	Kaynak Kaya Kalitesi
0-0,5	Yetersiz	0,1-0,5	Zayıf	0-0,5	Zayıf
0,5-1	Orta	0,5-1	Orta	0,5-1	Orta
>1	Yeterli	1-2	İyi	1-2	İyi
		2-10	Zengin	2-4	Çok iyi

Organik madde tipi

Sedimanter kayaçlar, oluşum ortamlarına bağlı olarak farklı oranlarda mineral ve organik madde içerebilirler. Bu organik maddelerin kaynaklandığı biyolojik materyaller, daha sonra oluşabilecek hidrokarbonların hem miktarını hem de kalitesini doğrudan etkileyen başlıca faktörler arasında yer alır. Bu durum; çökelme esnasında biriken organik maddenin bileşimi, yoğunluğu, çökelme hızı ile birlikte ortam koşullarının elverişliliği gibi faktörlerin bir arada değerlendirilmesiyle açıklanmaktadır (Tissot ve Welte 1984; Dow 1978; Demaison 1984; Cornford 1984).

Kerojen, organik çözücülerle ayrıştırıldıktan sonra geriye kalan, suda çözünmeyen ve kayaç matrisinde dağılmış biçimde bulunan kompleks organik maddelerdir. Bileşiminde çoğunlukla karbon, hidrojen ve oksijen bulunmakla birlikte, daha az miktarda nitrojen ve sülfür de içerebilir. Kerojenler; alg, spor, vitrinit ve amorf yapıdaki organik kalıntılardan oluşur ve kaynak kaya içerisinde gelişen hidrokarbon türünün belirleyicisi olarak kabul edilir (Law 1999). Tablo 5’te kerojen tipi ve ilgili parametreler verilmektedir.

Kerojen sınıflandırması, esas olarak hidrojen ve oksijen içeriğine göre tanımlanan kimyasal bileşenlere dayandırılır. Genel olarak dört ana tipe ayrılır: Tip I, Tip II, Tip III ve Tip IV.

Tip I kerojenler; yüksek hidrojen/içerik oranı ($H/C > 1.5$), düşük oksijen/içerik oranı ($O/C \approx 0.1$) ve yüksek hidrojen indeksi ($HI > 600 \text{ mg HC/g TOC}$) ile tanımlanır. Bu tür kerojenler, genellikle gölsel ortamlarda çökelmiş, lipitçe zengin alglerden türetilmiştir. Lipinit maseral grubu baskındır (Hutton vd 1980).

Tip II kerojenler, denizel ortam kökenli fitoplankton ve bakteriyel kalıntılardan oluşur. H/C oranı 1.2–1.5, HI değeri 300–600 mg HC/g TOC arasında değişmektedir. Tip I'e kıyasla daha fazla aromatik bileşik ve sülfür içerirler. Liptinit maseral grubu hâkimdir ve hem petrol hem gaz üretim potansiyeline sahiptir.

Tip II/III geçiş tipi kerojen, denizel ve karasal organik madde karışımı içeren sedimanlarda görülür. Bu tip, 1.0–1.2 arasında H/C oranına ve 200–300 mg HC/g TOC arasında HI değerine sahiptir.

Tip III kerojenler, karasal bitki kökenlidir. H/C oranı düşük (0.7–1.0), HI değeri 50–200 mg HC/g TOC düzeyindedir. Yüksek oksijen içeriği ($O/C \approx 0.3$) lignin ve selüloz gibi bileşenlerden kaynaklanır. Bu tip kerojenler genellikle vitrinitçe zengindir ve daha çok gaz üretim potansiyeli ile ilişkilendirilir.

Tip IV kerojenler ise inert karakterli, hidrokarbon üretim kapasitesi oldukça sınırlı ya da hiç olmayan organik kalıntılardır. H/C oranı genellikle 0.7'nin altındadır, $HI < 50 \text{ mg HC/g TOC}$ düzeyindedir ve çoğunlukla inertinit maseral grubundan oluşurlar. Bu sınıflandırma, kerojenin hem olgunlaşma sürecindeki davranışlarını hem de ürettiği hidrokarbon türünü anlamada kritik öneme sahiptir.

Tablo 5. Kerojen Türlerinin HI , S_2/S_3 , Atomik H/C Oranları ve Hidrokarbon Potansiyellerine Göre Sınıflandırılması (Peters ve Cassa 1994'ten alınmıştır)

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

Farklı türlerdeki organik maddeler, birbirinden farklı hidrokarbon potansiyeline sahiptirler. Bu sebepten dolayı kaynak kaya değerlendirmelerinde kerojen türleri arasında kesin bir ayırım yapılması gerekmektedir. Kerojen türleri arasında ki temel farklar, organik maddelerin kimyasal bileşiminde görülen çeşitlilikten kaynaklanmaktadır. Kerojen çeşitliliği ve oluşumuna katkı sağlayan biyolojik kaynaklar arasında bakteri, fitoplankton, zooplankton ve karasal yüksek bitkilerin kalıntıları yer almaktadır. Deniz kökenli organizmalar ile karasal kökenli organizmalar arasında gözlemlenen kimyasal farklılıklar, bu konuda ayırt edici bir rol

oyunmaktadır. Bu farkın ana sebebi; karasal bitkilerin dik durmalarını sağlayan lignin gibi polimer yapılara ihtiyaç duyması, buna karşılık sucul ortamlarda yaşayan canlıların böyle bir desteğe gerek duymamalarıdır. Bu nedenle, planktonik organizmalardan türeyen kerojen ile karasal kökenli yüksek bitkilerden kaynaklanan kerojen arasında fark ayırt edilebilmektedir. Ayrıca, organik maddenin taşınıp depolandığı ortamdaki fiziksel ve kimyasal koşullar, organik bileşimin karakterini doğrudan etkileyerek önemli bir rol oynar (Tissot ve Welte 1978).

Kerojen tipi ve buna bağlı olarak organik maddenin karakteri, genellikle piroliz analizleri aracılığıyla belirlenir. Bu analizlerde, hidrojen ve oksijen indeksleri temel belirleyici parametreler olarak kullanılmaktadır. Söz konusu indeksler, doğrudan organik madde miktarına değil; kerojenin kimyasal yapısını belirleyen elementel bileşime dayanmaktadır ve bu sayede organik maddenin tipi konusunda güçlü ipuçları sunmaktadır (Tissot ve Welte 1978).

Organik madde olgunluğu

Kaynak kaya içerisindeki organik maddenin gömülme derinliğiyle birlikte zaman içinde geçirdiği ısısal evrim süreci, sedimanlar içerisindeki organik bileşiklerin birçok fiziksel ve kimyasal özelliğinde değişimlere neden olur. Bu değişimler, ısı olgunlaşma göstergeleri aracılığıyla organik maddenin evrimsel dönüşümünü yansıtır (Tissot ve Welte 1984). Organik maddenin olgunlaşma süreci temel olarak iki aşamada ilerler: İlk olarak, henüz pekişmemiş tortullarda bulunan biyolojik materyallerin kolayca parçalanarak proto-hidrokarbon (öncül hidrokarbon) bileşiklerine dönüşmesiyle başlayan diyajenez evresinde; zamanla gömülmenin artmasıyla birlikte lipid, protein ve karbonhidrat gibi biyomoleküller, kerojen adı verilen kompleks organik yapıya dönüşür (yaklaşık $R_o \sim 0.5$ seviyelerinde). İkinci aşama olan katajenez döneminde ise bu kerojen, artan sıcaklık ve basınca bağlı olarak termal parçalanmaya uğrar; bu süreçte sırasıyla petrol, gaz, bitüm ve katı bitüm gibi yeni hidrokarbon türleri oluşur (Sanei 2020).

Isısal olgunlaşma süreçlerinin değerlendirilmesinde kullanılan piroliz analizlerinde; özellikle T_{max} ve Üretim İndeksi (PI) gibi parametreler önemli göstergeler olarak kabul edilmektedir (Barker 1979; Claypool ve Reed 1976; Espitalié vd 1977). T_{max} değeri, piroliz sırasında kerojenin termal ayrışması sonucu hidrokarbon üretiminin en yüksek olduğu sıcaklık değerini ifade eder ve genellikle organik maddenin olgunluk derecesiyle birlikte artış gösterir. Üretim İndeksi ise, serbest haldeki sıvı hidrokarbonların toplam hidrokarbon potansiyeline oranı şeklinde hesaplanmakta olup, bu parametredeki artış da yine ilerleyen olgunluk düzeyinin bir göstergesi olarak değerlendirilir (Espitalié vd 1985) (Tablo 6).

Tablo 6. Farklı Araştırmacılara Göre T_{max} (°C) Sınır Değerleri ve Olgunluk Aralıkları (Espitalié vd 1984; Espitalié vd 1985; Peters ve Cassa 1994'ten alınmıştır)

Espitalié vd. (1985)				
Kerogen Türü	Tip I	Tip II	Tip III	Olgunluk
	< 440 °C	< 425 °C	< 435 °C	Olgunlaşmamış
T_{max}	440–448 °C	425–450 °C	435–465 °C	Petrol Penceresi
	> 448 °C	> 450 °C	> 465 °C	Gaz Penceresi
Espitalié vd. (1984)		Peters ve Cassa (1994)		
T_{max} (°C)	Olgunluk	T_{max} (°C)	Olgunluk	
< 440 – 435 °C	Olgunlaşmamış	< 435 °C	Olgunlaşmamış	
430 – 460 °C	Petrol Penceresi	435 – 445 °C	Erken Olgun	
> 455 – 460 °C	Gaz Penceresi	445 – 450 °C	Orta Olgun–Geç Olgun	
		> 450 °C	Aşırı Olgun	

Hidrokarbon potansiyeli

Rock-Eval piroliz analizleri, kaynak kayaların hidrokarbon üretim potansiyelini değerlendirmek amacıyla yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu analizde elde edilen jeokimyasal parametreler, organik maddenin hem mevcut hem de gelecekteki hidrokarbon üretme kapasitesine dair önemli bilgiler sunar. Analiz sonuçlarından S_1 parametresi, kayaç içerisindeki mevcut serbest hidrokarbon miktarını yani orijinal genetik potansiyelin hâlihazırda dönüşmüş kısmını temsil ederken; S_2 parametresi ise kerojenin piroliz süreciyle üretebileceği potansiyel hidrokarbon miktarını, yani henüz dönüşmemiş kısmını göstermektedir. Bu iki parametrenin toplamı olan S_1+S_2 değeri ise, söz konusu kaya örneğinde ton başına düşen toplam hidrokarbon üretim potansiyelini ifade eder ve bu nedenle "Potansiyel Ürün" olarak adlandırılır (Tissot ve Welte 1984).

S_1+S_2 parametresi, ilk kez Espitalié vd (1977) tarafından kaynak kaya potansiyelinin belirlenmesi amacıyla önerilmiştir. Üretim İndeksi (PI), S_1 'in S_1+S_2 'ye oranı olarak hesaplanmakta olup, organik maddenin olgunluk düzeyine ilişkin önemli bir gösterge olarak kabul edilmektedir. Peters (1986) ile Espitalié vd (1977), bu parametreleri esas alan ve kaynak kaya potansiyelini sınıflandıran tablolar geliştirmiştir. Aşağıda, söz konusu jeokimyasal kriterlere göre oluşturulmuş sınıflama tabloları yer almaktadır (Tablo 7).

Tablo 7. Peters (1986) ve Espitalié vd (1977)'den Uyarlanarak Alınarak Yeniden Oluşturulan Jeokimyasal Parametrelere Göre Üretim Potansiyeli ve Potansiyel Ürün (S₁+S₂) Sınıflamaları

Peters, 1986			
Miktarı	TOC (%)	S ₁ (mg HC/g kaya)	S ₂ (mg HC/g kaya)
Zayıf	0–0.5	0–0.5	0–2.5
Orta	0.5–1	0.5–1	2.5–5
İyi	1–2	1–2	5–10
Çok İyi	>2	>2	>10
Espitalie vd. (1977)			
Potansiyel Verim (mg/g)		PI (mg HC/g TOC)	
<2		Kaynak kaya potansiyeli yok	
2–6		Orta derecede kaynak kaya potansiyeli	
>6		İyi kaynak kaya potansiyeli	

Ofis Çalışmaları

Bu araştırma kapsamında gerçekleştirilen arazi ve laboratuvar çalışmaları sonucunda elde edilen veriler, bilgisayar ortamında uygun programlar kullanılarak değerlendirilmiş, yorumlanmış ve tez formatına uygun hale getirilmiştir.

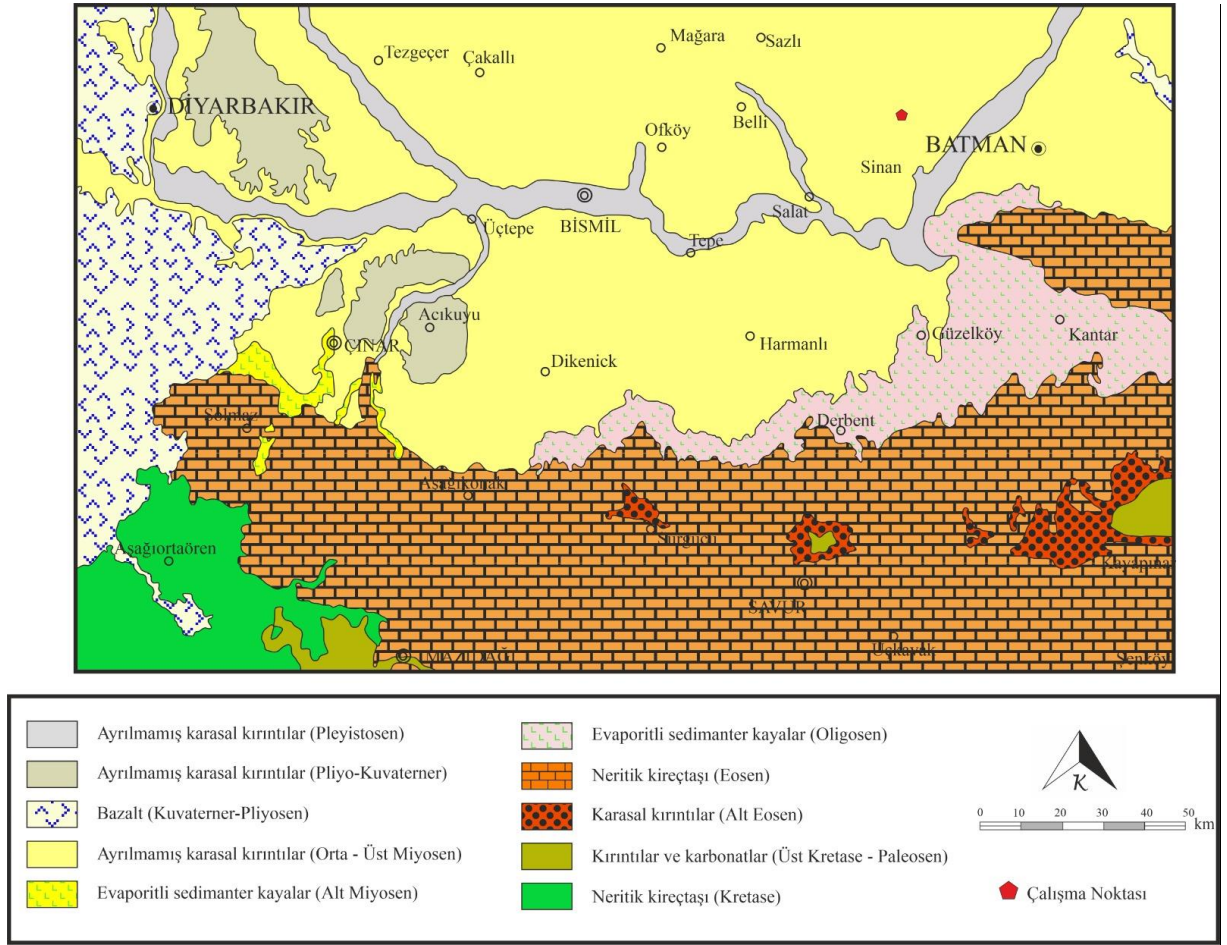
ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMA

Bölgesel Jeoloji

Güneydoğu Anadolu Bölgesi içerisindeki Diyarbakır ve çevresi, Paleozoikten günümüze kadar geçen süreçte farklı jeolojik dönemlere ait geniş yayılım gösteren çok sayıda stratigrafik birimi barındırmaktadır. Bu birimlerin önemli bir kısmı bölge genelinde geniş alanlara yayılırken, bazı birimler yerel düzeyde yüzeylemektedir (Şekil 2). Tektonik süreçlerin de etkisiyle bu birimler birlikte kıvrımlanarak çok sayıda antiklinal ve senklinal yapı geliştirmiş ve böylece petrol ile jeotermal akışkanlar için oldukça uygun kapan sistemleri oluşmuştur. Bölge genel olarak kuzey-güney yönlü sıkışmanın neticesinde yer kabuğunun doğu-batı doğrultusunda gerilime uğradığı, bu gerilme zonlarında oluşan çatlaklardan boyunca bazik magmaların yüzeye doğru yükseldiği önceki çalışmalarda belirtilmiştir (İmamoğlu 2009).

Diyarbakır Havzası'nın oluşumu, Paleozoik döneme ait Erken Silüriyen–Erken Devoniyen yaşlı Dadaş Formasyonu'nun çökelişi ile ilişkilendirilmektedir. Bu havza, Dadaş Formasyonu'nun çökelediği alanla sınırlı olup, kuzeyde Toros–Zagros suture zone'u altında devam ettiği düşünülmektedir. Ancak kesin sınırları bilinmemektedir. Havzanın güney kesimi ise mevcut jeolojik verilere göre batıdan doğuya doğru uzanan Mardin, Gercüş ve Siirt Yükselimleri tarafından sınırlanır. Bu yapısal çerçeve sonucunda Diyarbakır Havzası, üç yönden yükselimler ile çevrili, kuzeye doğru açık deniz koşullarına açılan yarı kapalı bir havza karakteri sunar (Bozdoğan vd 1994). Diyarbakır Havzası'nda gerçekleştirilen yeraltı jeolojisi ve petrol araştırmaları, bölgedeki en yaşlı sedimanter istifin Orta Ordovisyen yaşlı Bedinan Formasyonu'na kadar takip edilebildiğini göstermektedir (Bozdoğan vd 1994).

Daha genel olarak havzada, Güneydoğu Anadolu otoktonuna ait kayaçlar olmak üzere, farklı tektonik hareketlere bağlı olarak gelişmiş birimler gözlemlenmektedir (Şekil 2). Yüzeyde izlenen bu birimlerin üzerinde Pliyosen–Kuvaterner yaş aralığında gelişmiş, isimlendirilmemiş karasal çökeller ile Kuvaterner dönemine ait genç ve yaşlı alüvyonlar yer almaktadır. Ayrıca, bölgedeki genç volkanik faaliyetlerin ürünü olan Pliyosen–Kuvaterner yaşlı volkanitler (bazalt) geniş alanlarda yayılım göstermektedir (Şekil 2) (Bakır 2014).



Şekil 2. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde çalışma alanı ve yakın çevresinin genel jeoloji haritası (MTA 2002)

Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin genel jeolojik yapısı temel alınarak petrol ve doğalgaz aramalarına yönelik çok sayıda araştırma gerçekleştirilmiştir. Yapılan çalışmalar sonucunda önemli rezervuarların tespit edilmesi ve üretime kazandırılmasında kayda değer ilerlemeler sağlanmıştır.

Çalışma Alanında Yer Alan Arama Kuyusunun Stratigrafisi ve Örneklendirme

Çalışma kapsamında, bir arama kuyusunda sondaj çalışmaları esnasında karşılaşılan formasyonlara ait stratigrafik kesitler belirlenmiştir. Sondajdan elde edilen kuyu kırıntı örnekleri üzerinde jeokimyasal analizler aracılığıyla ayrıntılı incelemeler gerçekleştirilmiştir (Şekil 3).

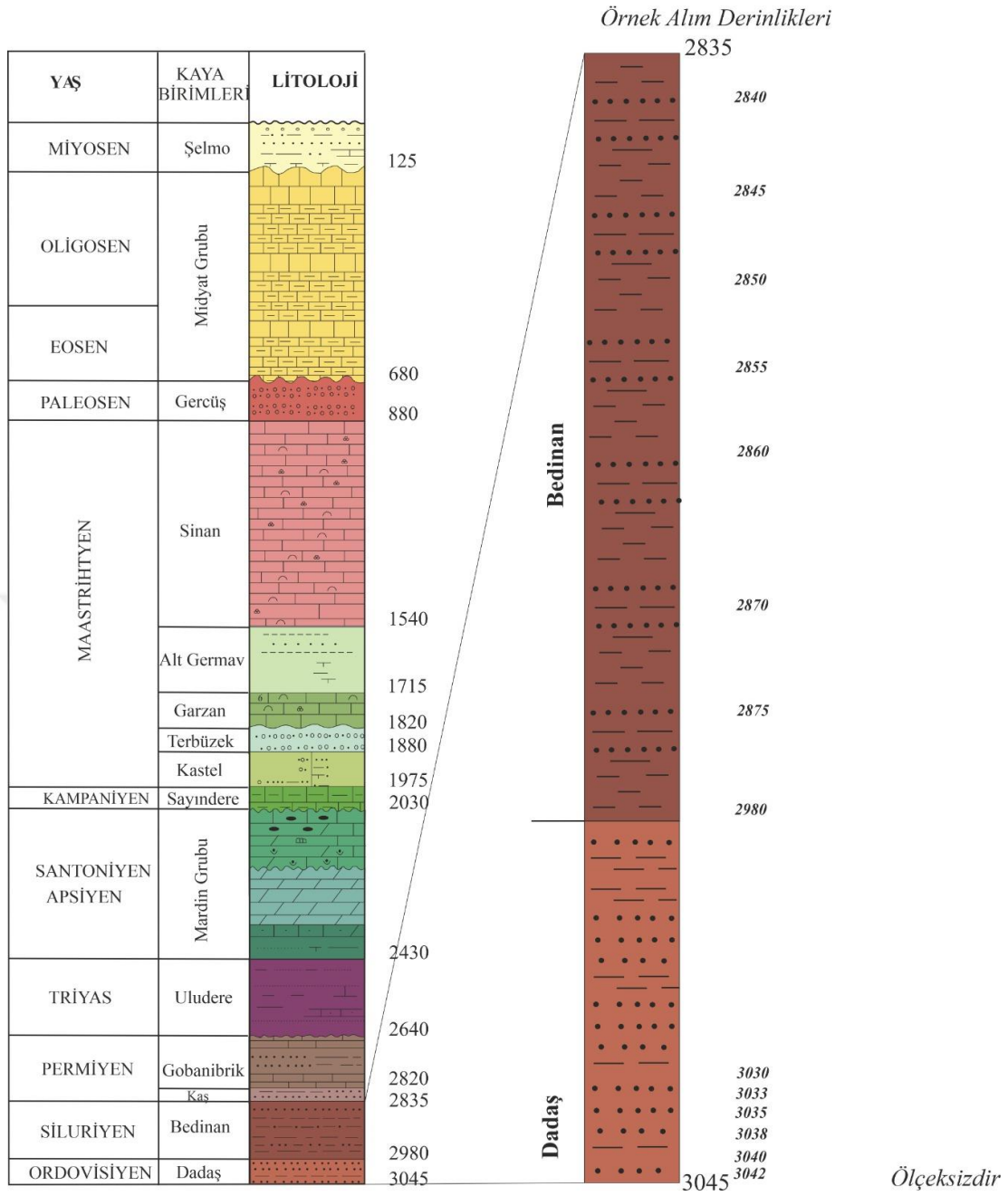
İncelenen petrol arama kuyusunda yüzeyden itibaren en genç birim olarak Miyosen yaşlı Şelmo Formasyonu yer almakta olup, bu formasyon yaklaşık 0–125 m derinlikler arasında temsil edilmektedir. Şelmo Formasyonu'nun altında Oligosen yaşlı Midyat Grubu çökel istifi gözlenmekte ve yaklaşık 680 m derinliğe kadar devam etmektedir. Midyat Grubu'nu sırasıyla Eosen yaşlı Gercüş Formasyonu (680–880 m) ve Maastrichtiyen yaşlı Sinan Formasyonu (880–

1540 m) takip etmektedir. Sinan Formasyonu altında, yine Maastrichtiyen yaşlı Alt Germav Formasyonu (1540–1715 m), Garzan Formasyonu (1715–1820 m), Terbüzek Formasyonu (1820–1880 m), Kastel Formasyonu (1880–1975 m) ve Sayındere Formasyonu (1975–2030 m) ardalanma gösterir (Şekil 3).

Bu birimlerin altında Santoniyen–Apsiyen yaşlı Mardin Grubu yer almakta ve yaklaşık 2430 m derinliğe kadar izlenmektedir. Mardin Grubu’nun tabanında ise Triyas yaşlı Uludere Formasyonu (2430–2640 m) gözlenmektedir. Daha derinde Permien yaşlı Gobanibrik Formasyonu (2640–2820 m) ve onun altında Kaş Formasyonu (2820–2835 m) yer almaktadır (Şekil 3).

Kaş Formasyonu’nun altında, Silüriyen yaşlı Bedinan Formasyonu başlamakta ve 2835–2980 m derinlik aralığında temsil edilmektedir. Kuyuda yapılan örnek alımları bu formasyon boyunca düzenli aralıklarla gerçekleştirilmiştir ve 2840, 2845, 2850, 2855, 2860 ve 2870 m derinliklerinden örneklenmiştir. Daha derin seviyelerde Ordovisyan yaşlı Dadaş Formasyonu izlenmekte olup 2980–3045 m aralığında çökel kayalar ile temsil edilmektedir. Dadaş Formasyonu’ndan da 2980, 3030, 3033, 3035, 3038, 3040 ve 3042 m derinliklerinden numune alınmıştır (Şekil 3). Her iki formasyondan alınan örnekler derinliklerine göre Tablo 8’de ayrıntılı olarak verilmiştir.

Bu stratigrafik istif, Diyarbakır Havzası’nda Prekambriyen’den Permien’e uzanan temel birimler üzerine gelen Paleozoik istifi ve onu uyumsuzlukla örten Mezozoik–Senozoyik çökelleri net biçimde ortaya koymaktadır. Bu çalışmada, Bedinan ve Dadaş formasyonlarından alınan örnekler, havzanın Paleozoik çökel istifinin litostratigrafik ve jeokimyasal karakterizasyonu açısından değerlendirilmiştir.



Şekil 3. Çalışma alanında bulunan arama kuyusuna göre hazırlanan stratigrafik kesit ve örnek alım derinlikleri

Tablo 8. Dadaş ve Bedinan Formasyonu'na Ait Alınan Kuyu Kırıntı Örneklerinin Derinlikleri

Örnek No	Derinlik(m)	Sütun2	Derinlik2 (m)
Dadaş F.		Bedinan F.	
DF-1	2840 m	BF-1	3030 m
DF-2	2845 m	BF-2	3033 m
DF-3	2850 m	BF-3	3035 m
DF-4	2855 m	BF-4	3038 m
DF-5	2860 m	BF-5	3040 m
DF-6	2870 m	BF-6	3042 m
DF-7	2875 m		
DF-8	2880 m		

Özetle Bismil (Diyarbakır) ilçesi sınırları içinde çalışılan lokasyonda gözlenen bu stratigrafik ve yapısal çeşitlilik, genel olarak Diyarbakır Havzası'nın oldukça karmaşık ve uzun jeolojik gelişimini ortaya koymaktadır.

Bu çalışmanın odak noktalarından birini oluşturan Bedinan Formasyonu, Güneydoğu Anadolu çökellerinin Alt–Orta Devoniyen yaşlı önemli stratigrafik birimlerinden biridir ve ilk kez Righi ve Cortesini (1964) tarafından tanımlanmıştır. Diyarbakır, Batman, Hazro, Silvan ve çevresinde yüzeylenmekte iken daha güneyde (Mardin, Siirt) derinlerde yer almaktadır. Stratigrafik olarak Dadaş Formasyonu'nun üzerinde yer alır ve genellikle geçişli bir kantağa sahiptir. Ayrıca formasyon, koyu gri renkli şeyl, silt taşı, ince taneli kumtaşı seviyelerden oluşur. Laminasyonlu yapısı düşük enerjili bir çökme ortamına işaret etmektedir. Fosil içeriği sınırlı olmakla birlikte, konodont, radyolarya ve pelajik mikrofaunalara ait izler tespit edilmiştir (Kozlu vd 2002). Kalınlığı 50–300 metre arasında değişmekte olup, çökme kalınlığı ve litolojik değişimler yerel tektonik aktivite ve çökme ortamı ile ilişkilidir. Bu çalışmada kalınlık yaklaşık 55 metre olarak ölçülmüştür.

Güneydoğu Anadolu içerisinde önemli bir yer tutan Dadaş Formasyonu, Alt Silüriyen yaşlı, yüksek organik madde içeriğine sahip şeyl litolojisiyle tanınmakta ve bölgedeki Paleozoik hidrokarbon sisteminin temel kaynak kaya birimi olarak kabul edilmektedir. Formasyon, ilk olarak Righi ve Cortesini (1964), tarafından tanımlanmış ve stratigrafik olarak incelenmiştir. Diyarbakır, Batman, Siirt ve Mardin çevresinde geniş bir yayılım alanına sahip formasyon koyu gri-siyah renkli, lamine, yoğun organik madde içeren şeyllerden oluşmaktadır. Formasyon karbonat ara bant geçişli, kil taşları seviyeleri şeklinde görülmektedir. Fosil içeriği sınırlı olmakla birlikte, yer yer graptolit ve konodont fosilleri rapor edilmiştir (Yılmaz ve Duran 1997; Kozlu vd 2002). Formasyonun kalınlığı değişken olup 30 metreden 500 metreye kadar ulaşabilmektedir. Stratigrafik olarak, alt seviyeleri çoğunlukla Prekambriyen yaşlı metamorfikler veya Alt Kambriyen birimleri ile diskordanslı, üst sınırı ise geçişli olarak Bedinan Formasyonu ile sınırlandırılır. Çalışılan arama kuyusundaki kalınlığı yaklaşık 65 metre olarak görülmüştür.

Bedinan Formasyonu'nun Kaynak Kaya Karakteristiği

Organik jeokimyasal özellikleri

Depolanma ortamı bakımından Bedinan Formasyonu, Dadaş Formasyonu'na kıyasla daha oksijenli, ancak organik maddenin korunmasına imkân tanıyan dioksik koşullar altında çökmüştür. Bu ortam, düşük enerjili sedimantasyon süreçleriyle birlikte bazı seviyelerde yüksek organik madde birikimine olanak sağlamıştır. Bu nedenle formasyonun, bölgesel ölçekte hidrokarbon üretme potansiyeline sahip olduğu düşünülmektedir (Kozlu vd 2002).

Organik jeokimya analizleri formasyonun genellikle Tip II ve yer yer Tip III organik madde içerdiğini göstermektedir. TOC değerleri genellikle %1 – %4 aralığında olup, bazı örneklerde %5’in üzerine çıkmaktadır. HI (Hydrogen Index) değerleri 150–300 mg HC/g TOC aralığında değişmekte, bu da bazı seviyelerin petrol üretme potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.

TPAO tarafından gerçekleştirilen derin sondaj çalışmaları, Bedinan Formasyonu’nun bazı alanlarda aktif kaynak kaya, bazı alanlarda ise sızdırıcı veya geçirimli rezervuar kaya işlevi görebildiğini ortaya koymuştur. Bu durum, formasyonun hem kaynak hem de rezervuar birim olarak bölgedeki Devoniyen–Silüriyen petrol sistemlerinde çok yönlü bir rol üstlendiğini göstermektedir.

Bedinan Formasyonu, Dadaş Formasyonu’na kıyasla daha düşük organik madde içeriğine sahip olmakla birlikte, stratigrafik konumu, çökelme ortamı ve olgunluk düzeyi açısından bölgesel ölçekte dikkate değer bir hidrokarbon potansiyeli sunmaktadır. Özellikle Diyarbakır - Bismil Havzası ve Mardin yükselimi gibi yapısal alanlarda, Devoniyen–Silüriyen kaynak kaya sisteminin ayrılmaz bir parçası olarak değerlendirilmektedir (Bozdoğan vd 1994).

Piroliz (Rock-Eval) analizi

Bedinan Formasyon ’undan alınan kuyu kırıntı örneklerine ait Rock-Eval Piroliz analiz sonuçları (S_1 , S_2 , S_3 , T_{max} , Hidrojen indeksi (HI), Oksijen indeksi (OI) ve Üretim indeksi (PI)) Tablo 9’da verilmiştir.

Organik madde miktarı

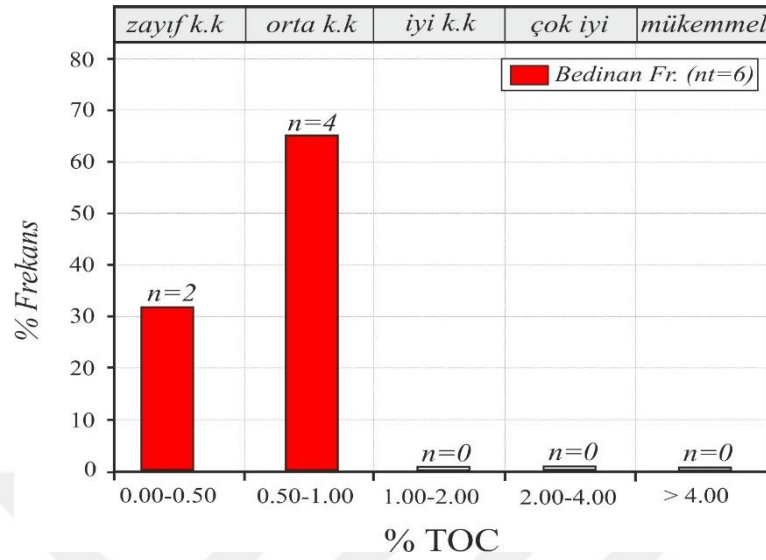
Bedinan Formasyonu’na ait altı adet kuyu kırıntı örneğinin toplam organik madde miktarı (TOC) %0.17-0.77 arasında değişmekte olup, ortalama değer %0.53 olarak tespit edilmiştir (Tablo 9).

Tablo 9. Bedinan Formasyonu’na Ait Piroliz Analiz Sonuçları ve Sınıflamaları

Sütun1	Örnek No	TOC	S_1	S_2	S_3	T_{max}	HI	OI	PI (S_1/S_1+S_2)	PY (S_1+S_2)	S_2/S_3	RC	PC	MIN°C
Bedinan F.	BF-1	0,35	0,42	0,81	0,46	351,0	231,0	31,0	0,34	1,23	1,76	0,23	0,12	0,66
	BF-2	0,66	0,35	0,55	0,59	435,0	82,00	84,0	0,39	0,90	0,93	0,17	0,05	0,52
	BF-3	0,54	0,39	1,56	0,64	438,0	289,0	119,0	0,20	1,95	2,44	0,35	0,19	0,21
	BF-4	0,71	0,54	0,67	0,81	438,0	102,0	99,00	0,45	1,21	0,83	0,09	0,11	0,65
	BF-5	0,77	0,18	0,61	0,58	437,0	97,0	107,0	0,23	0,79	1,05	0,14	0,05	0,24
	BF-6	0,17	0,24	0,49	0,37	337,0	288,0	218,0	0,33	0,73	1,32	0,09	0,08	1,01

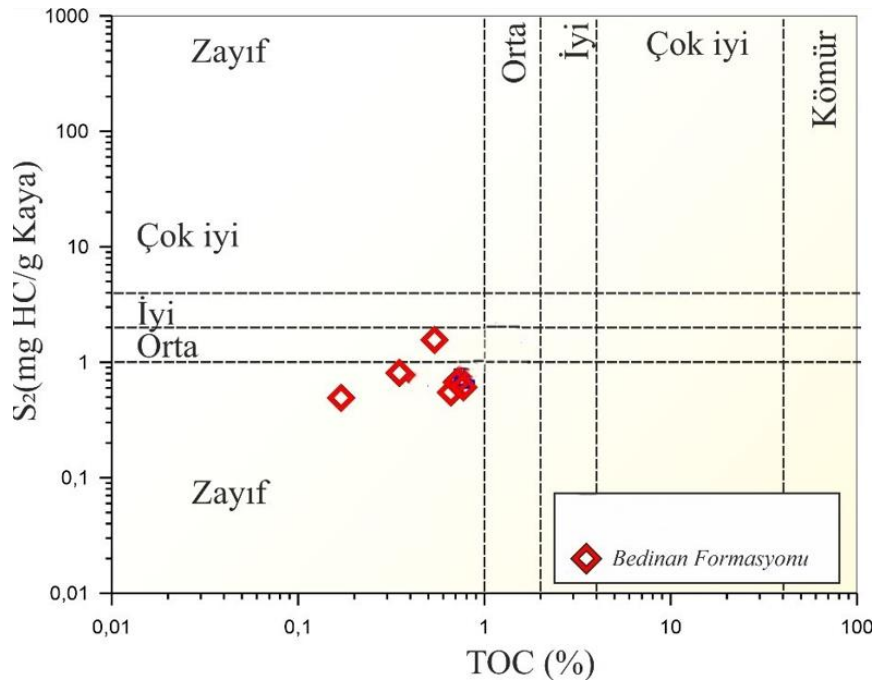
Peters ve Cassa (1994) tarafından tanımlanmış Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri esas alınarak oluşturulan kaynak kaya sınıflama diyagramına göre Bedinan

Formasyonu genel olarak orta, kısmen ise zayıf düzeyde kaynak kaya niteliği taşımaktadır. Bu durum, Bedinan Formasyonu'nun zayıf-orta hidrokarbon potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir (Şekil 4).



Şekil 3. Bedinan Formasyonlarına ait TOC değerlerinin örnek sayısına (%) göre dağılım diyagramı (n: Örnek sayısı)

Dembicki (2009) tarafından önerilen S_2 -TOC ilişkisine dayalı kaynak kaya sınıflama diyagramına göre ise genel olarak zayıf ile orta düzeyde kaynak kaya niteliği teşkil etmektedir (Şekil 5). Bu durum, Bedinan Formasyonu'un zayıf-orta hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu bulgusunu desteklemektedir.



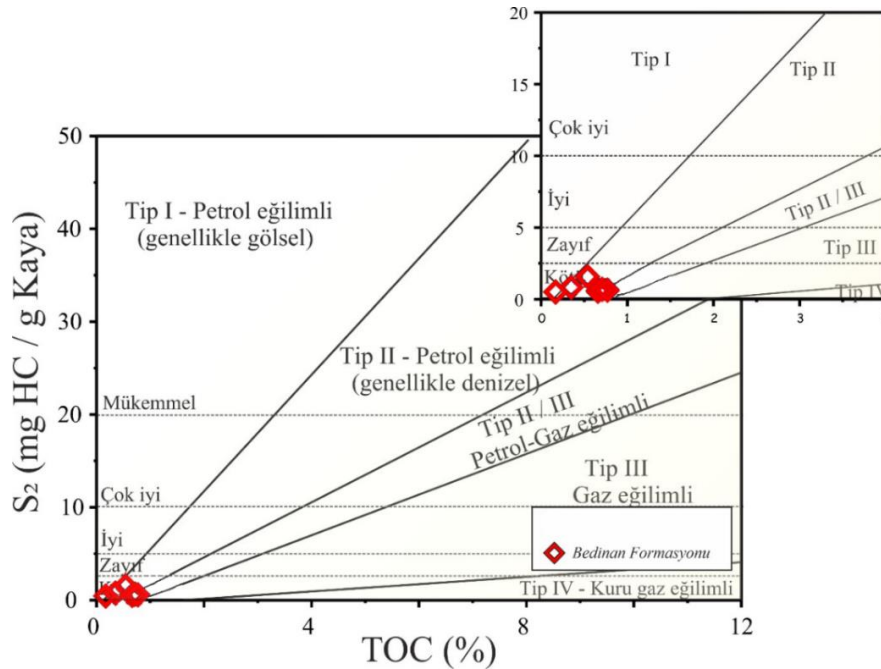
Şekil 4. Bedinan Formasyonlarına ait örneklerinin S_2 -TOC kaynak kaya sınıflama diyagramındaki (Dembicki 2009) dağılımı

Organik madde tipi

Bedinan formasyonu'na ait organik madde bileşiminin karakterize edilmesi amacıyla, hidrojen indeksi (HI) ile oksijen indeksi (OI) ve HI ile maksimum piroliz sıcaklığı (T_{max}) arasındaki ilişkileri gösteren kerojen sınıflama diyagramları kullanılmıştır. Bu grafikler, organik maddenin kökeni ile birlikte, potansiyel hidrokarbon üretim kapasitesi ve olgunluk düzeyi hakkında nitelikli bilgi sunması açısından yaygın olarak tercih edilmektedir (Tissot ve Welte 1984; Peters 1986).

Rock-Eval piroliz analiz verilerine göre, Bedinan Formasyonu örneklerinde S_2 değerleri 0.55 ile 1.56 mg HC/g TOC arasında değişiklik göstermekte olup ortalama 0.78 mg HC/g TOC olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlar, Bedinan Formasyonu'nun düşük hidrokarbon üretim potansiyeline sahip olduğunu işaret etmektedir. Özellikle S_2 'nin 2 mg HC/g TOC'un altında olması organik maddelerin olgunluk seviyesinin yetersiz ve organik madde miktarı açısından düşük kaliteye sahip olduğunu ortaya koymaktadır (Peters ve Cassa 1994).

Bedinan Formasyonu örneklerinin ağırlıklı olarak Tip II/III kerojen alanında konumlandığını belirlenmiştir. Tip II/III geçiş tipi kerojen, denizel ve karasal organik madde karışımı içeren sedimanlar da görülmekte olup zayıf petrol üretim potansiyelini işaret etmektedir (Peters ve Moldowan, 1993). Bu durum, Langford ve Blanc-Valleron (1990) tarafından geliştirilen S_2 -TOC diyagramında da açıkça görülmektedir (Şekil 6).



Şekil 5. Bedinan Formasyonu örneklerine ait S_2 -TOC diyagramı (Langford ve Blanc-Valleron 1990)

Veriler değerlendirildiğinde, Bedinan Formasyonu'nda gözlemlenen Tip I karakteri, sınırlı S_2 değerlerine rağmen, birincil olarak alg kökenli organik maddeye işaret edebilir.

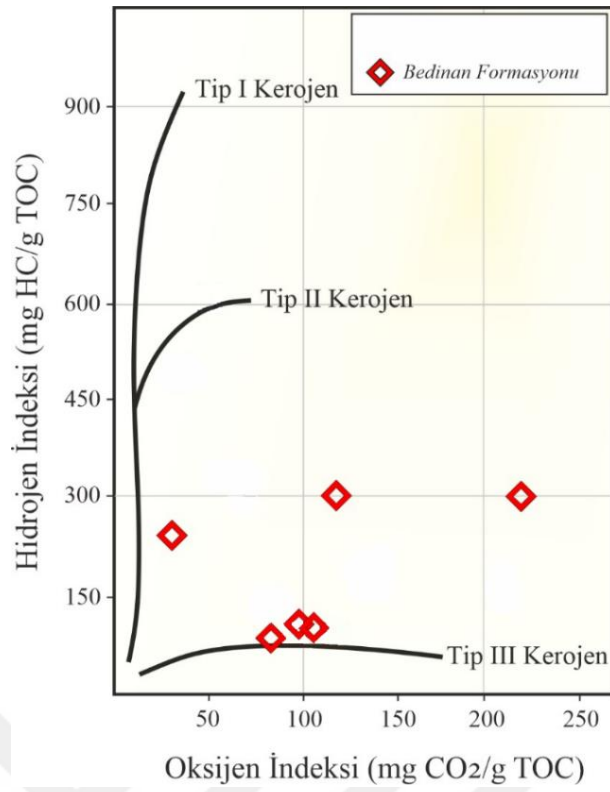
Ancak, düşük S_2 değerleri bu potansiyelin büyük ölçüde tükenmiş ya da bozulmuş olabileceğini düşündürmektedir (Van Krevelen 1993). Bu bağlamda, Bedinan Formasyon 'unda gözlenen düşük S_2 değerleri, organik madde bolluğu ve kalitesi açısından sınırlı petrol potansiyeline işaret etmekte olup, formasyonun yalnızca belirli lokalitelerde veya daha yüksek TOC ve HI değerleri taşıyan özel alanlarda değerlendirilmesinin daha uygun olacağı anlaşılmaktadır.

Bedinan Formasyonu'na ait organik madde karakteristikleri, Rock-Eval piroliz analizleri yardımıyla değerlendirilmiş ve özellikle hidrojen indeksi (HI) ile oksijen indeksi (OI) verilerinden yararlanılarak organik madde tipinin belirlenmesine yönelik HI-OI (Van Krevelen 1993) diyagramı oluşturulmuştur. Bu diyagram, organik maddenin kökeni, bileşimi ve potansiyel hidrokarbon üretim kapasitesi hakkında önemli bilgiler sunmaktadır.

Analiz sonuçlarına göre, Bedinan Formasyonu örneklerinin HI değerleri 82 ile 288 mg HC/g TOC aralığında değişmekte olup ortalama 181 mg HC/g TOC olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlar, formasyonun düşük hidrojen içeriğine sahip olduğu petrol üretim potansiyelinin sınırlı kaldığını göstermektedir. OI değerleri açısından değerlendirildiğinde ise, örneklerde 31 ile 218 mg CO_2 /g TOC arasında değişim gözlenmiş ve ortalama OI değeri 109 mg CO_2 /g TOC olarak hesaplanmıştır. Yüksek OI değerleri, organik maddenin daha okside (karasal) bileşenler içerdiğine işaret ederken, düşük HI değerleri gaz üretimine daha uygun bir potansiyeli yansıtmaktadır (Tissot ve Welte 1984; Peters ve Cassa 1994).

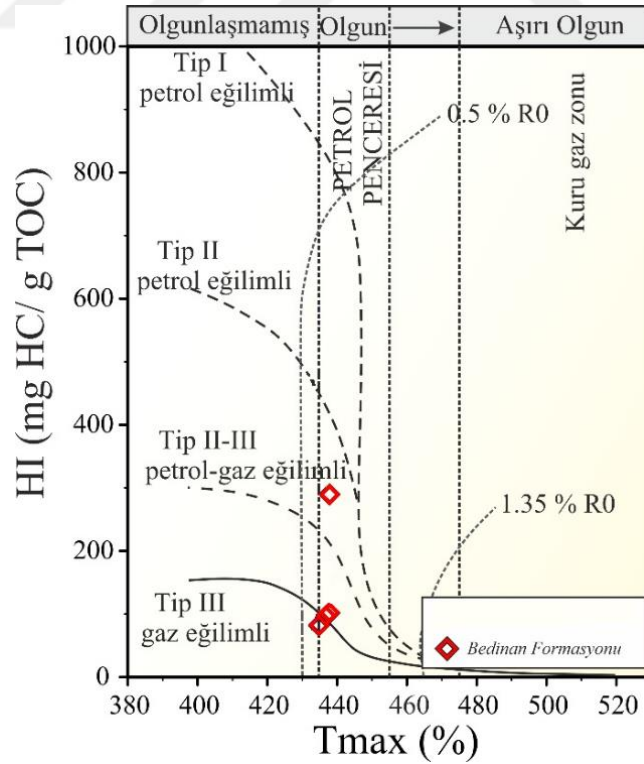
Van Krevelen (1993) tarafından geliştirilen HI-OI kerojen sınıflama diyagramı incelendiğinde, örneklerin büyük çoğunluğunun Tip III kerojen alanında yoğunlaştığı görülmektedir. Tip III kerojen genellikle karasal kökenli, lignin ve selülozca zengin bitkisel materyallerden türemekte olup, sınırlı petrol potansiyeline karşın önemli düzeyde gaz üretim potansiyeline sahiptir (Peters ve Moldowan 1993).

Sonuç olarak, HI ve OI verileri ışığında yapılan değerlendirmeler, Bedinan Formasyonu'nun ağırlıklı olarak gaz potansiyeline sahip Tip III kerojen içerdiğini ortaya koymaktadır. Bu farklılıklar, formasyonun çökeldiği ortam koşulları, organik madde birikim süreçleri ve sedimantolojik kontrol faktörleri açısından önemli jeokimyasal ipuçları sunmaktadır (Şekil 7).



Şekil 6. Bedinan Formasyonu örneklerine ait HI-OI diyagramı (Van Kreven 1993)

HI-T_{max} kerojen sınıflama diyagramında da genel olarak Bedinan Formasyonu örneklerinin Tip III alanına düştüğü görülmektedir (Şekil 8).



Şekil 7. Bedinan Formasyonu örneklerine ait HI-T_{max} kerojen sınıflama diyagramı (Peters ve Cassa 1994)

Organik madde olgunluğu

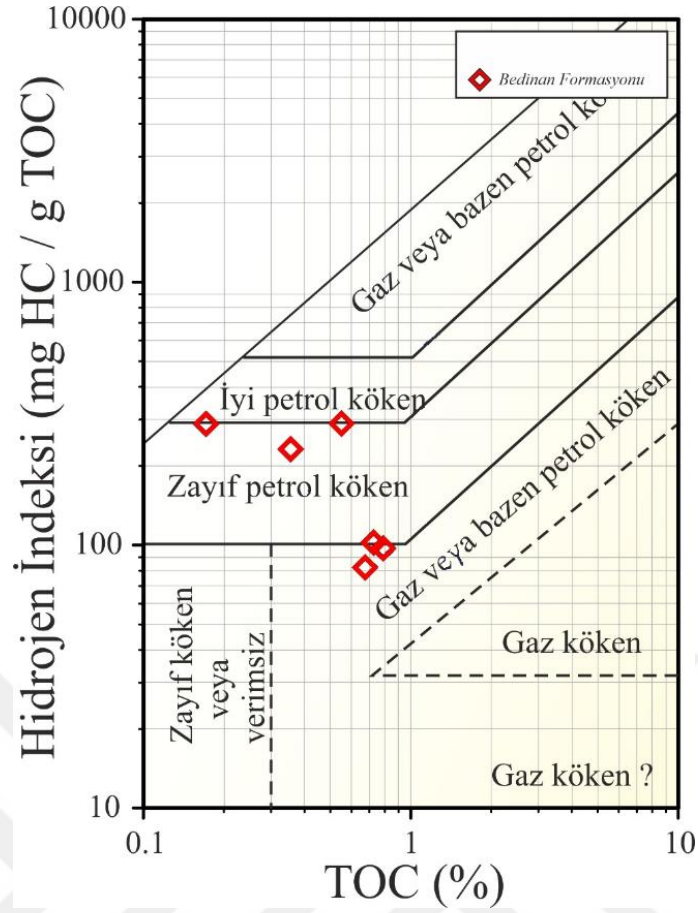
Kaynak kaya zamanla sıcaklık etkisiyle dönüşüme uğrar ve bünyesindeki organik maddenin fiziksel ile kimyasal yapısında değışiklikler meydana gelir. Bu değışimler, organik maddenin termal olgunlaşma düzeyini ortaya koyan temel göstergeler arasında yer alır. Organik maddenin olgunluk düzeyi, sedimanter ortamda çökelmesinin ardından zamanla artan sıcaklık, basınç, gömülme derinliğı ve süre gibi faktörlerin etkisiyle geçirdiğı fiziksel ve kimyasal dönüşümleri kapsar. Bu dönüşümler sonucunda organik madde, çeşitli hidrokarbon bileşiklerine dönüşebilecek termal evrime uğrar (Tissot ve Welte 1984).

Bedinan Formasyonu örneklerinde ölçülen T_{max} değeri 331–439°C aralığında olup ortalama 421°C olarak hesaplanmıştır. Espitalié vd (1995) geliştirdiğı sınıflamaya göre bu sıcaklık aralığı, örneklerin henüz petrol penceresi olarak tanımlanan olgunluk bölgesine ulaşmadığını ve bu nedenle olgunlaşmamış olduklarını göstermektedir.

Hidrokarbon potansiyeli

Kaynak kaya potansiyelinin belirlenmesinde Rock-Eval piroliz analizinden elde edilen parametreler önemli göstergeler sunmaktadır. Bu analizde S_1 parametresi, kayaç içerisinde hâlihazırda bulunan ve henüz göç etmemiş serbest hidrokarbon miktarını ifade ederken; S_2 parametresi, termal ayrışma sonucunda üretilebilecek potansiyel hidrokarbon miktarını tanımlar. Bu iki değerin toplamı olan S_1+S_2 , kayaç başına toplam hidrokarbon üretim potansiyelini yansıtır ve “Potansiyel Ürün” olarak adlandırılır (Tissot ve Welte 1984).

Yapılan analizlerde Bedinan Formasyonu’na ait örneklerde bu değeri 0.73–1.23 mg HC/g kaya arasında olup ortalama 1.35 mg HC/g kaya olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlar, Jackson (1985) tarafından önerilen kaynak kaya sınıflandırmasına göre değerlendirildiğinde, Bedinan Formasyonu kuyu kırıntı örnekleri, iyi petrol kökenli ve gaz kökenli alanlara karşılık gelmektedir (Şekil 9).



Şekil 8. Bedinan Formasyon örneklerine HI-TOC kaynak kaya sınıflama grafiği dağılımı (Jackson 1985)

Dadaş Formasyonu'nun Kaynak Kaya Karakteristiği

Organik jeokimyasal özellikleri

Dadaş Formasyonu, anoksik koşullar altında, denizel oksijensiz ortamda çökelmiştir. Bu koşullar, organik maddenin oksidasyona uğramadan korunmasına olanak sağlamış ve formasyonun yüksek hidrokarbon potansiyeline ulaşmasına neden olmuştur (Bozkaya ve Yalçın 2004, 2005). Jeokimyasal veriler formasyonun büyük ölçüde Tip II (denizel planktonik) organik madde içerdiğini ve bu nedenle iyi nitelikli bir petrol kaynak kayası olduğunu göstermektedir. Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri çoğunlukla %2 ila %10 arasında değişmekte, bazı seviyelerde ise %15'in üzerine çıkmaktadır. Rock-Eval pirolizi sonuçları, S_2 değerlerinin 10 mg HC/g kaya ve üzerinde olduğunu, T_{max} değerlerinin ise 435–460°C aralığında değiştiğini göstermektedir.

Dadaş Formasyonu, TPAO tarafından açılan çok sayıda sondaj kuyusunda ayrıntılı olarak incelenmiş ve özellikle Raman, Kahta, Karaboğaz ve Garzan bölgelerinde potansiyel hidrokarbon üretici olarak tanımlanmıştır. Ayrıca gamma-ray loglarında yüksek radyasyon vermesi sayesinde kolaylıkla tanımlanabilmektedir. (TPAO 1987; Kozlu vd 2002). Van

Krevelen diyagramlarında H/C ve O/C oranlarının Tip II ve Tip III alanlarında yoğunlaştığı görülmektedir.

Sonuç olarak, Dadaş Formasyonu, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin Silüriyen yaşlı petrol sisteminin temel kaynak kaya birimi olup, yüksek TOC ve uygun termal olgunluğu ile bölgedeki hidrokarbon sistemlerinin oluşumu ve gelişiminde kritik bir rol üstlenmektedir.

Piroliz (Rock-Eval) analizi

Dadaş Formasyonu kuyu kırıntı örneklerine ait Rock-Eval Piroliz analizleri sonucunda S_1 , S_2 , S_3 , T_{max} , Hidrojen indeksi (HI), Oksijen indeksi (OI) ve Üretim İndeksi (PI) verileri Tablo 10'de verilmiştir.

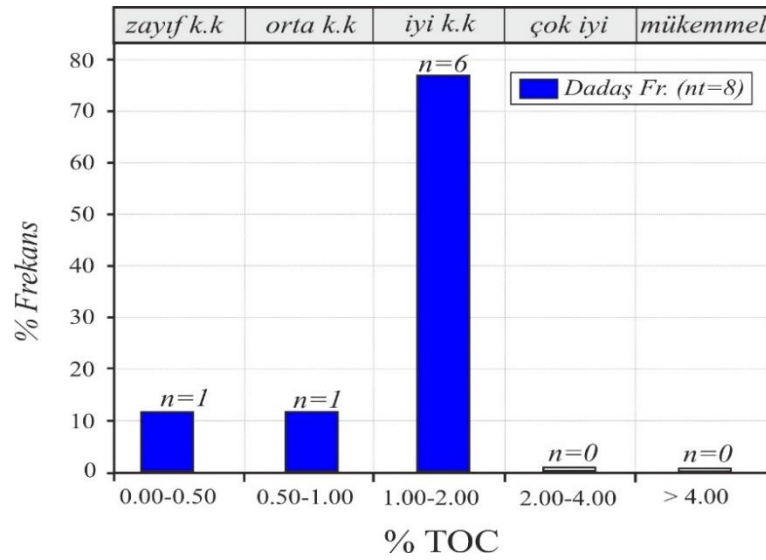
Organik madde miktarı

Dadaş Formasyonu'na ait sekiz adet kuyu kırıntı örneğinin toplam organik madde miktarı (TOC) %0.44-1.39 arasında değişmekte olup ortalama %1.03 olarak hesaplanmıştır (Tablo 10).

Tablo 10. Dadaş Formasyonu'na Ait Piroliz Analiz Sonuçları

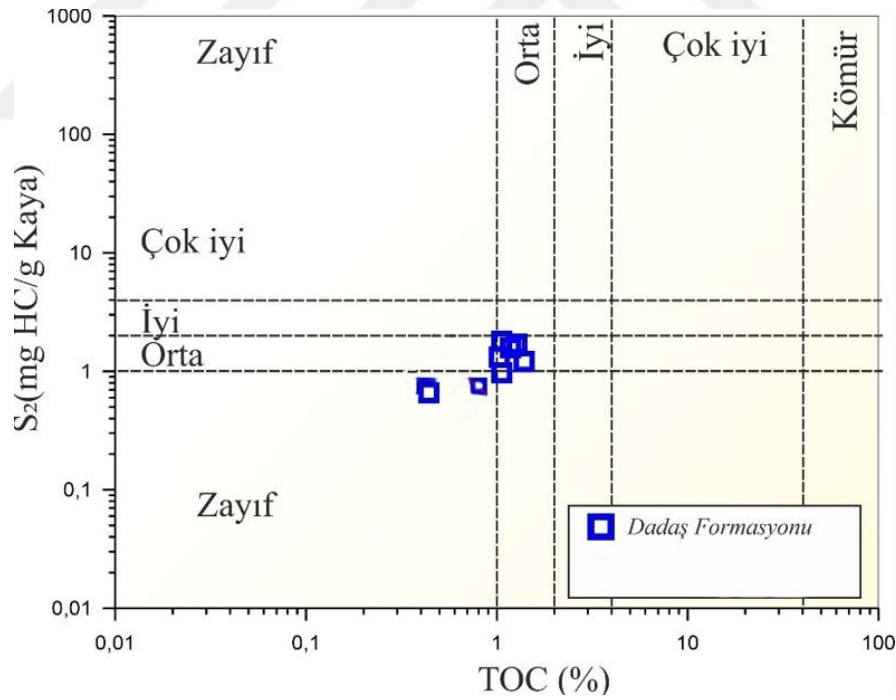
Sütun1	Örnek No	TOC	S_1	S_2	S_3	T_{max}	HI	OI	PI (S_1/S_1+S_2)	PY (S_1+S_2)	S_2/S_3	RC	PC	MIN °C
Dadaş F.	DF-1	1,39	0,37	1,21	1,63	433,0	87,0	117,0	0,23	1,58	0,74	1,20	0,19	0,57
	DF-2	1,18	0,34	1,58	0,61	433,0	577,0	51,0	0,18	1,92	2,59	0,53	0,04	0,20
	DF-3	1,27	0,19	1,70	0,47	434,0	468,0	34,0	0,10	1,89	3,62	0,09	0,21	0,47
	DF-4	1,03	0,28	1,32	0,84	439,0	131,0	86,0	0,18	1,60	1,57	0,04	0,17	0,86
	DF-5	1,06	0,15	0,97	0,72	434,0	305,0	69,0	0,13	1,12	1,35	0,12	0,05	0,48
	DF-6	1,06	0,51	1,79	1,45	436,0	169,0	137,0	0,22	2,30	1,23	0,81	0,25	1,35
	DF-7	0,78	0,11	0,72	0,65	431,0	87,0	97,0	0,13	0,83	1,11	0,05	0,31	0,98
	DF-8	0,44	0,20	0,66	0,91	331,0	150,0	207,0	0,23	0,86	0,73	0,33	0,11	0,70

Peters ve Cassa (1994) tarafından geliştirilen Toplam Organik Karbon (TOC) ve %frekans değerlerine göre hazırlanan kaynak kaya sınıflama diyagramında (Şekil 10), Dadaş Formasyonu genel olarak iyi düzeyde kaynak kaya niteliği taşımakta ve formasyonun yüksek hidrokarbon potansiyeline sahip olduğunu açıkça ortaya koymaktadır.



Şekil 9. Dadaş Formasyonlarına ait TOC değerlerinin örnek sayısına (%) göre dağılım grafiği (n: Örnek sayısı)

Dembicki (2009) tarafından önerilen S_2 -TOC (Toplam Organik Karbon) kaynak kaya sınıflama diyagramına (Şekil 11) göre, formasyonun genel olarak orta düzeyde kaynak kaya niteliği taşıdığını ve Dadaş Formasyon'un hidrokarbon potansiyeline sahip olduğunu açıkça ortaya koymaktadır.



Şekil 10. S_2 -TOC kaynak kaya sınıflama grafiğinde (Dembicki 2009) Dadaş Formasyonlarına ait örneklerinin dağılımı

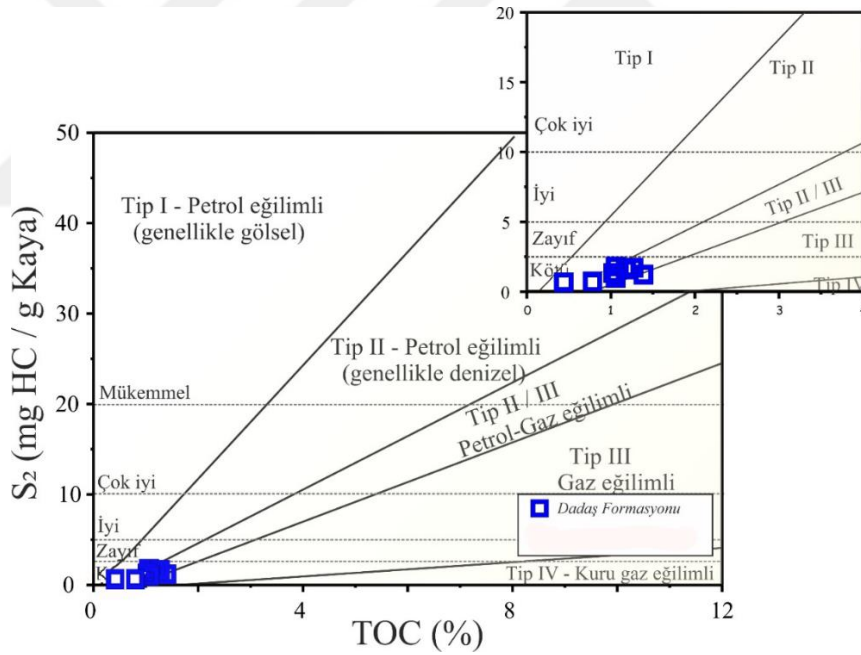
Organik madde tipi

Dadaş Formasyonu'nun organik madde bileşimini ortaya koymak amacıyla, hidrojen indeksi (HI) ile oksijen indeksi (OI) ve HI ile maksimum piroliz sıcaklığı (T_{max}) arasındaki ilişkiler incelenmiştir. Bu veriler, organik maddenin kökeni ile birlikte, potansiyel hidrokarbon

Üretim kapasitesi ve olgunluk düzeyi hakkında nitelikli bilgi sunması açısından yaygın olarak tercih edilmektedir (Tissot ve Welte 1984; Peters 1986).

Rock-Eval piroliz analiz sonuçlarına göre, S_2 değerleri 0.66 ila 1.79 mg HC/g TOC aralığında seyretmekte olup ortalama 1.24 mg HC/g TOC olarak belirlenmiştir. Bu değerler, Dadaş Formasyonu'nda düşük hidrokarbon üretim potansiyeline sahip olduğunu işaret etmektedir. Özellikle S_2 'nin 2 mg HC/g TOC'un altında olması, söz konusu organik maddelerin olgunluk düzeyinden ziyade, organik madde miktarının ve kalitesinin sınırlı olduğunu ortaya koymaktadır (Peters ve Cassa 1994).

Kerojen sınıflama diyagramları, Dadaş Formasyonu rneklerinin büyük ölçüde Tip II kerojen alanında konumlandığını ortaya koymaktadır. Tip II kerojen planktonik ve lipidce zengin düzeyde materyallerden türemiş olup daha çok petrol üretim potansiyeline sahip olduğunu işaret etmektedir (Peters ve Moldowan 1993). Ayrıca, Langford ve Blanc-Valleron (1990) tarafından geliştirilen S_2 -TOC diyagramına göre örneklerin dağılımı bu sonucu desteklemektedir (şekil 12).



şekil 11. Dadaş Formasyonu örneklerine ait S_2 -TOC diyagramı (Langford ve Blanc-Valleron 1990)

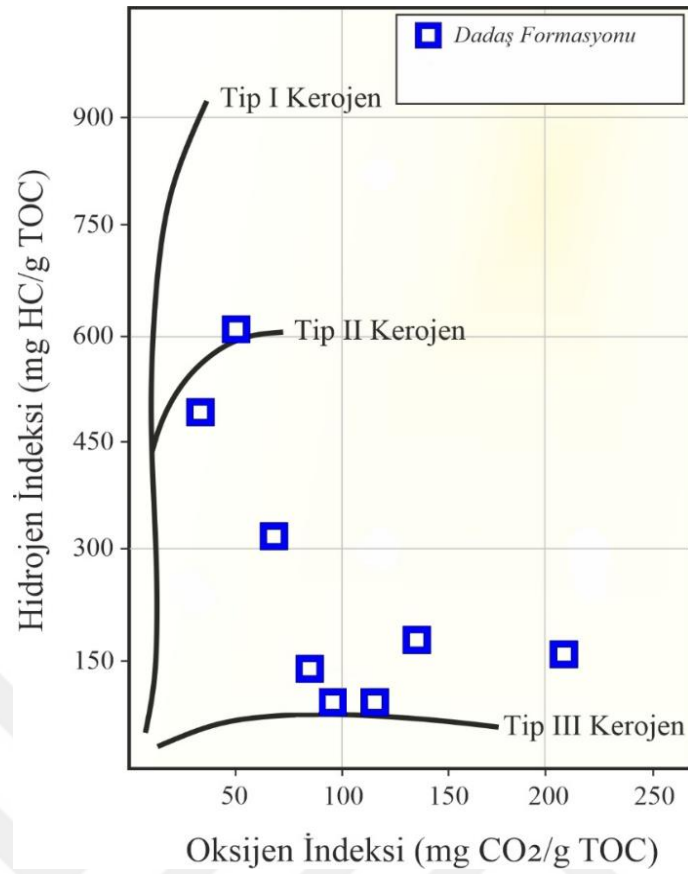
Dadaş Formasyon 'unda Tip II kerojenin varlığı, nispeten daha karışık biyolojik kökenli (planktonik/liptinitik) bir organik madde bileşimine işaret etmekte ve bu durum, formasyonun orta-iyi düzeyde bir hidrokarbon potansiyeline sahip olabileceğini düşündürmektedir. Bununla birlikte, gözlenen düşük S_2 değerleri, organik madde bolluğu ve kalitesi açısından sınırlı petrol potansiyeline işaret etmektedir. Dolayısıyla, bu formasyonların yalnızca belirli lokal bölgelerde değil, yüksek TOC ve HI değerleri taşıyan sahalarda değerlendirilmesi daha uygun olacaktır.

Dadaş Formasyonu'na ait organik madde karakteristikleri, Rock-Eval piroliz analizleri yardımıyla değerlendirilmiş ve özellikle hidrojen indeksi (HI) ile oksijen indeksi (OI) verileri kullanılarak organik madde tipinin belirlenmesine yönelik HI-OI (Van Krevelen 1993) diyagramı oluşturulmuştur. Bu diyagram, organik maddenin kökeni, bileşimi ve potansiyel hidrokarbon üretim kapasitesi açısından önemli bilgiler sağlamaktadır. Analiz sonuçlarına göre, HI değerleri daha geniş bir aralıkta (87–577 mg HC/g TOC) değişmekte olup ortalama 246 mg HC/g TOC olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlar, Dadaş Formasyonu organik maddesinin daha yüksek hidrojen içeriğine sahip olduğu ve dolayısıyla daha fazla hidrokarbon üretim potansiyeli taşıdığını göstermektedir.

Birimin OI değerleri 34 ile 207 mg CO₂/g TOC (ortalama 99 mg CO₂/g TOC) arasında değişmektedir. Yüksek OI değerleri, organik maddenin daha okside yani daha karasal bileşenler içerdiğine işaret ederken, düşük HI değerleri gaz üretimine daha uygun bir potansiyeli yansıtmaktadır (Tissot ve Welte 1984; Peters ve Cassa 1994).

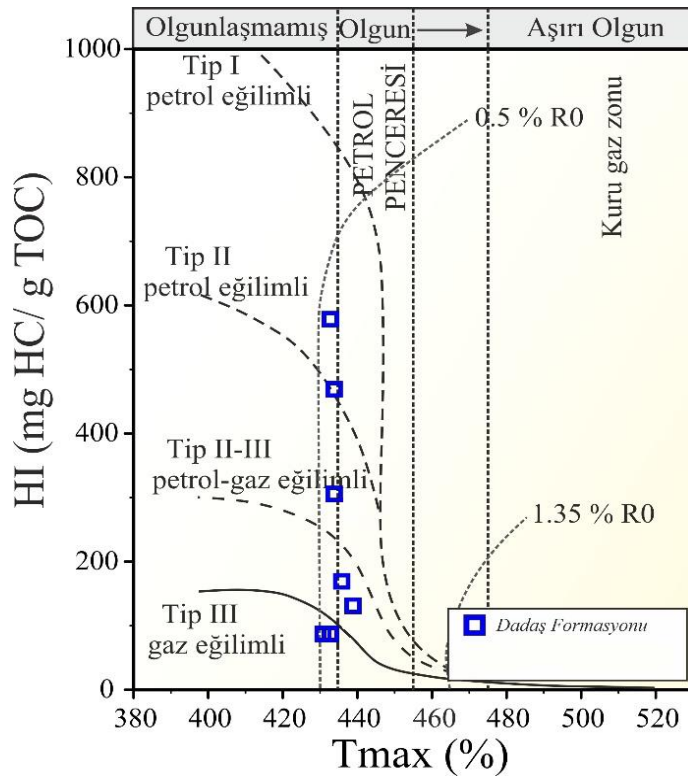
Van Krevelen (1993) tarafından geliştirilen HI-OI kerojen sınıflama diyagramı incelendiğinde, örneklerin genellikle Tip II kerojen alanında yer aldığı ve organik maddenin hem planktonik hem de mikrobiyal kaynaklı ve orta düzeyde lipid içerikli bir yapıya sahip olduğu görülmüştür (Şekil 13). Tip II kerojen, hem petrol hem de gaz üretimi için uygun özellikler göstermesi nedeniyle, özellikle olgunluk düzeyi ve toplam organik karbon (TOC) içeriği ile birlikte değerlendirildiğinde ekonomik anlamda daha avantajlı kabul edilmektedir (Peters ve Moldowan 1993).

Sonuç olarak, HI ve OI verileri ışığında yapılan değerlendirmeler, Dadaş Formasyonu'nun Bedinan Formasyonu'na oranla daha çok petrol üretimine yatkın olduğunu ve Tip II kerojen karakteri taşıdığını göstermektedir. Bu farklılıklar, formasyonların çökeldiği ortam koşulları, organik madde birikim süreçleri ve sedimantolojik kontrol faktörleri açısından önemli jeokimyasal ipuçları sunmaktadır (Şekil 13).



Şekil 12. Dadaş Formasyonu örneklerine ait HI-OI diyagramı (Van Kreven 1993)

HI-T_{max} kerojen sınıflama diyagramında da genel olarak Dadaş Formasyonu örneklerinin Tip II ve Tip II/III alanına düştüğü görülmüştür (Şekil 14).



Şekil 13. Dadaş Formasyonu örneklerine ait HI-T_{max} kerojen sınıflama diyagramı (Peters ve Cassa 1994)

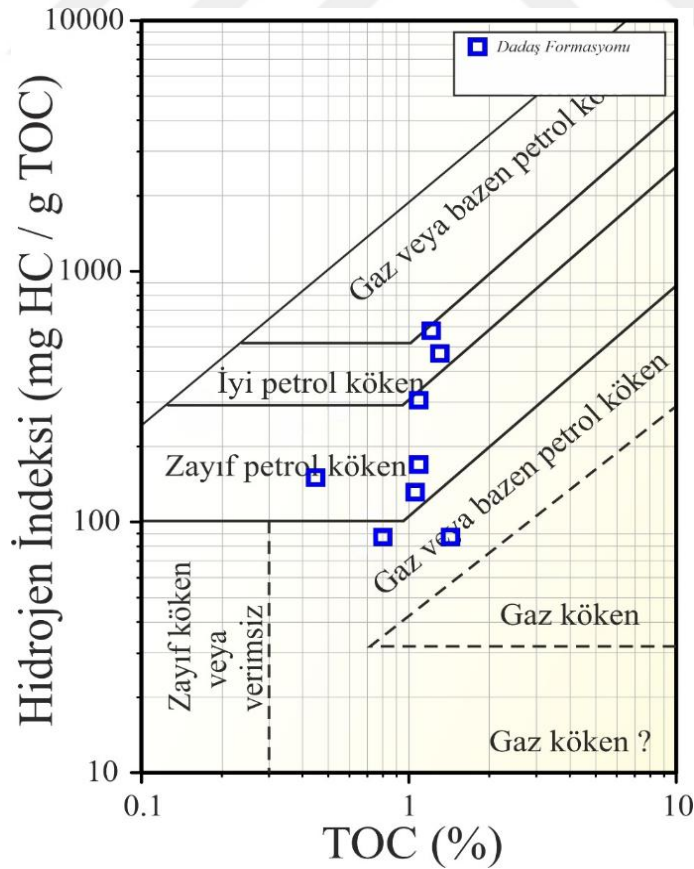
Organik madde olgunluğu

Organik maddenin olgunluk düzeyi, sedimanter ortamda çökmesinin ardından zamanla artan sıcaklık, basınç, gömülme derinliği ve süre gibi faktörlerin etkisiyle geçirdiği fiziksel ve kimyasal dönüşümleri kapsamaktadır. Bu süreçler sonucunda organik madde, çeşitli hidrokarbon bileşiklerine dönüşebilecek termal evrime uğrar (Tissot ve Welte 1984).

Bu çalışmada incelenen Dadaş Formasyonu örneklerinde T_{max} değerleri 351–438 °C arasında değişmekte olup ortalama 406 °C olarak hesaplanmıştır. Espitalié vd (1995) geliştirdiği sınıflamaya göre bu sıcaklık aralıkları, Dadaş formasyonu örneklerinin de henüz petrol penceresi olarak tanımlanan olgunluk bölgesine ulaşmadığını ve bu nedenle olgunlaşmamış karakter taşıdığını göstermektedir.

Hidrokarbon potansiyeli

Yapılan analizlerde Dadaş Formasyonu örneklerinin potansiyel ürün değerleri 0.83–2.30 mg HC/g kaya aralığında değişmekte olup ortalama 1.51 mg HC/g kaya olarak belirlenmiştir. Bu sonuçlar, Jackson (1985) tarafından önerilen kaynak kaya sınıflandırmasına göre değerlendirildiğinde, Dadaş Formasyonu kuyu kırıntı örnekleri, iyi petrol kökenli, zayıf petrol kökenli ve gaz kökenli alanlarına denk gelmektedir (Şekil 15).



Şekil 14. Dadaş Formasyon örneklerine HI-TOC kaynak kaya sınıflama grafiği dağılımı (Jackson 1985)

SONUÇLAR

Bedinan Formasyonu örneklerinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri %0.17-0.77 arasında değişmekte olup ortalama %0.53 olarak hesaplanmıştır. Bu değerler Bedinan Formasyonu'nun genel olarak zayıf-orta düzeyde kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu işaret etmektedir. Dadaş Formasyonu örneklerinin Toplam Organik Karbon (TOC) değerleri ise %0.44-1.39 arasında (ortalama %1.03) değişmekte olduğunu ve orta-iyi kaynak kaya özelliği sergilediğini göstermektedir.

Organik madde tiplerinin belirlenmesi amacıyla kullanılan S_2 -TOC, HI-OI ve HI- T_{max} diyagramları iki formasyon arasında belirgin farklılıkları ortaya koymuştur. Buna göre: Bedinan Formasyonu örnekleri ağırlıklı olarak Tip III kerojen karakteri göstermektedir. Tip III kerojen, karasal kökenli, lignin ve selülozca zengin bitkisel materyallerden türemiş olup, sınırlı petrol potansiyeline karşın önemli düzeyde gaz üretim potansiyeline sahiptir. Dadaş Formasyonu örnekleri ise çoğunlukla Tip II ve Tip II/III kerojen karakteri taşımaktadır. Tip II kerojen, planktonik ve mikrobiyal kökenli, orta düzeyde lipid içerikli bir organik madde tipini temsil eder ve hem petrol hem gaz üretimi için uygun kabul edilmektedir.

HI değerleri Dadaş Formasyonu'nda 87–577 mg HC/g TOC aralığında olup ortalama 246.75 mg HC/g TOC'tur. Bedinan Formasyonu'nda ise HI değerleri daha düşük seviyelerde seyretmektedir. Bu bulgular, Dadaş Formasyonu'nun Bedinan'a kıyasla daha yüksek hidrojen içeriğine ve dolayısıyla daha yüksek petrol potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.

OI değerleri açısından Dadaş Formasyonu 34–207 mg CO_2 /g TOC aralığında (ortalama 99.75), Bedinan Formasyonu ise genellikle daha yüksek OI değerlerine sahiptir. Bu durum, Bedinan organik maddesinin daha okside ve karasal kökenli bileşenler taşıdığını ortaya koymaktadır.

Olgunluk değerlendirmesi için kullanılan T_{max} değerleri, Bedinan Formasyonu'nda 331–439°C (ortalama 421.38°C), Dadaş Formasyonu'nda ise 351–438°C (ortalama 406°C) aralığında değişmektedir. Espitalié vd (1995)'in sınıflamasına göre her iki formasyonun da henüz petrol penceresine girmemiş, olgunlaşmamış karakterde olduğunu göstermektedir.

Kaynak kaya potansiyelini yansıtan S_1+S_2 (Potansiyel Ürün) değerleri incelendiğinde, Espitalié (1977)'ye göre Bedinan Formasyonu'nun kaynak kaya potansiyeli göstermediği, Dadaş Formasyonu'nun ise orta-iyi düzeyde kaynak kaya potansiyeline sahip olduğu görülmektedir.

Sonuç olarak, çalışma alanındaki arama kuyusunda belirlenen stratigrafi, bölgesel ölçekte benzer litolojik birimleri yansıtmaktadır. Dadaş ve Bedinan Formasyonları'ndan elde edilen veriler genel olarak her iki formasyonun da kaynak kaya potansiyeline sahip olduğunu, ancak Dadaş Formasyonu'nun daha iyi kaynak kaya özellikleri gösterdiğini ortaya koymaktadır.



KAYNAKÇA

- Ağralı, B. ve Akyol, E. 1967. Hazro Kömürlerinin palinolojik incelenmesi ve Permo-Karboniferdeki gölsel horizonların yaşı hakkında düşünceler. MTA dergisi, 68, 23s.
- Altınlı, İ.E. 1966. Doğu ve Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi. MTA Raporu, 35-77.
- Aydemir, A. 2011. ABD Teksas'taki Barnett Şeyli ile Türkiye Güneydoğu'daki Dadaş Formasyonu'nun karşılaştırmalı analizi. Journal of Petroleum Science and Engineering, 80, 81-93.
- Bilgütay, U. 1959. Güneydoğu Anadolu Permien Kalker Algleri. M.T.A. Mecmuası, 52; 49-59.
- Bilici, T. 2022. Adıyaman bölgesi üst kretase istiflerin kaynak kaya potansiyeli ve kaynak kaya-petrol korelasyonu. Karadeniz Teknik Üniversitesi Jeoloji Bilim Dalı Doktora Tezi, Trabzon.
- Bordenave, M.L. 1993. Kaynak kaya değerlendirmesinde kullanılan tarama yöntemleri ve parametreler. In: Applied Petroleum Geochemistry (Ed. M.L. Bordenave), Editions Technip, 222-223, Paris.
- Bozdoğan, N. 1982. Güneydoğu Anadolu Mardii ve Adıyaman bölgeleri Kambriyen ve öncesi tortul istifinin stratigrafik ve sedimantolojik denestirilmesi. Hacettepe Üniversitesi Jeoloji Bilim Dalı Yüksek Mühendislik Tezi, Ankara.
- Bozdoğan, N. 1992. Güneydoğu Anadolu'da Alt Siluriyen Çökelleri. Türkiye 9. Petrol Kongresi. 207-219.
- Bozdoğan, N. and Ertuğ, K. 1997. Geological Evaluation and Paleogeography of the Southeast Anatolia In the Paleozoic. In Erly Paleozoic evolution in northwest Gondwana. Turkish Association of Petroleum Geologists, Special Publication 3, 39-49.
- Bozdoğan, N. and Perinçek, D. 2012. Paleozoic stratigraphy and sedimentary basin evolution of SE Turkey, in Paleozoic of northern Gondwana and its petroleum potential. A field workshop. Turkish Association of Petroleum Geologist. Special publication 6.
- Bozdoğan, N. ve Erten, T. 1990. Mardin Yükselimi'nin yaşı ve Etkileri, GD Anadolu. Türkiye 8. Petrol Kongresi. 207-227.
- Bozdoğan, N., Bayçelebi, O. ve Willink, R. 1987. Güneydoğu Anadolu Hazro Bölgesinde (X. Bölge Kuzeyi) Paleozoyik Stratigrafisi ve Petrol Üretkenliği. Türkiye 7. Petrol Kongresi, 117-130.
- Bozdoğan, N., Karabulut, N., Erten, A., İztan, H., Çubukçu, A. ve Korucu, M. 1994. Güneydoğu Anadolu Diyarbakır Bölgesi Paleozoyik Birimlerin Stratigrafisi ve petrol potansiyeli. Türkiye 10. Petrol Kongresi. 125-139.
- Bozkaya, Ö., Yalçın, H. ve Kozlu, H. 2009. Hazro (Diyarbakır) yöresindeki Paleozoyik-Alt Mezozoyik yaşlı tortul istiflerin mineralojik özellikleri. TPJD Bülteni, 21(1), 53-81.
- Cater, J.M.L. and Tunbridge, I.P. 1992. Palaeozoic Tectonic History of SE Turkey. Journal of Petroleum Geology, 15(1); 35-50.
- Demirel, I. H., Yurtsever, T. S., ve Güneri S., 2001. Petroleum systems of the Adıyaman Region, Southeastern Anatolia, Turkey, Marine and Petrol. Geol., 18, 391-410.

- Duran, O., Şengündüz, N., Sayılı, A., Soylu, C. ve Aras, M., 1996. XI ve XII. Bölgelerde (GDA) Üst Kretase karbonatlarının stratigrafisi, sedimantolojisi, rezervuar özellikleri, jeokimyasal değerlendirmesi ve hidrokarbon potansiyeli, TPAO Rapor No, 2165, Ankara, 76 s.
- Egeran, N.E. 1951. Güneydoğu Anadolu'daki mevcut petrol sahalarına dair değerlendirme. MTA Dergisi, 41, 53–58.
- Espitalié, J. 1982. Institut Français du Pétrole, Jeolojik ve Jeokimyasal Sentetik Rapor No. 7020, 28 Nisan 1982.
- Espitalié, J., Laporte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P. ve Paulet, J. 1977. Kaynak kaya karakterizasyonu, petrol potansiyeli ve ısı olgunluk tayininde hızlı analiz yöntemi. Institut Français du Pétrole Review, 32, 23–43.
- Fathy, D., El-Balkiemy, F.A., Malked, W.A., Hosny, A.M. 2023. Organic geochemical signals of Paleozoic rocks in the southern Tethys, Siwa basin, Egypt: Implications for source rock characterization and petroleum system. Physics and Chemistry of the Earth, 130, doi:103393
- Gürgey, K., Eseller G., İztan, H., Duran, O. ve Bozdoğan, N. 1991. Güneydoğu Türkiye Petrollerini Türeten Kaynak Kayaların Tahminine Yeni Bir Yaklaşım. Ozan Sungurlu Sempozyumu, 81-114., Ankara.
- Güven, A., Karabulut, A., Tezcan, Ş.Ü. ve Balkaş, Ö. 1982. Hazro Antiklinali Alanındaki Paleozoyik Üst Sistemine ait Oluşukların Stratigrafisi ve Hazro Formasyonu Fasiyes Analizi. Türkiye 6. Petrol Kongresi, 11-21, Ankara.
- Güzel, A., Çorbacıoğlu, H., Bozdoğan, N., İztan, Y.H., Aydemir, A. ve Beşer, P. 2011. Dadaş formasyonunun stratigrafisi, sedimantolojisi ve jeokimyasal özellikleri: Konvansiyonel olmayan bir rezervuar olarak değerlendirme. 18th International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey, EAGE.
- Hoşgör, I. and Kara, B. 2019. Permian stratigraphy, facies patterns and palaeogeography of southeastern Turkey, 3rd International Congress on Stratigraphy, 2-5 July 2019, Milano, Italy.
- Işık, Ü. 2013. Bismil Doğu'sundaki Derindere ve Çeltikli sahalarında Dadaş Formasyonu'nun kil mineralojisi ile inorganik ve organik jeokimyasal nitelikleri. Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi, Elazığ.
- İnan, M.A. ve Kavak, O. 2019. Siluriyen yaşlı Dadaş formasyonunun (Diyarbakır ve çevresi, Güneydoğu Anadolu) şeyl potansiyelinin değerlendirilmesi. Arabian Journal of Geosciences, 12(22), 1–9.
- İztan, Y.H. 2004. Dadaş ve Bedinan formasyonlarının (X ve XI. Bölgeler, Güneydoğu Anadolu) jeokimyasal analizi. TPAO Rapor No: 4539, 44 sayfa.
- Kalafatcıoğlu, A. 1967. Distribution of Ordovician and Silurian Formations in Turkey and in the Neighboring Countries. Bulletin of The Mineral Research and Exploration Institute of Turkey.
- Kara, B. ve Işık, V. 2021. Güneydoğu Türkiye'de Siluriyen yaşlı Dadaş Şeyli'nin rezervuar karakteristikleri ve konvansiyonel olmayan petrol potansiyeli. Journal of Petroleum Science and Engineering, 200, doi:108365.
- Lebküchner, R.F. 1974. Güneydoğu Anadolu'daki Hazro Antiklinalinin Paleozoyik Çekirdeği Hakkında ek bilgiler, Rapor.
- Mann, U., Bozdoğan, N., Soylu, C. ve Yalçın, N. 2012. Siluriyen-Devoniyen sınırının Güneydoğu Anadolu'daki Hazro bölgesinde organik jeokimyasal yöntemlerle

- belirlenmesi. In: Paleozoic of Northern Gondwana and Its Petroleum Potential, TPJD Özel Yayın No: 6.
- MTA, 2002. 1:500.000 ölçekli Türkiye Jeoloji Haritası, Diyarbakır ve Batman paftaları.
- Özdemir, F. ve Ünlügenç, U.C. 2013. Gokici (Diyarbakır) Yapısının Stratigrafisi ve Hidrokarbon Potansiyeli Açısından İncelenmesi. Çukurova üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi, 28(1), 127-141.
- Perinçek, D. 1979. The Geology of Hazro-Korudağ-Çunguş-Maden-Ergani-Hazar-Elazığ Malatya Area, The Geological Society of Turkey. 34, 21-33.
- Perinçek, D., Duran, O., Bozdoğan, N. ve Çoruh, T. 1991. Güneydoğu Türkiye’de Otokton Sedimanter Kayaların Stratigrafisi ve Paleocoğrafik Evrimi. Ozan Sungurlu Sempozyumu, 274-305. Ankara.
- Peters, K.E. 1986. Programlanmış piroliz yöntemi ile kaynak kaya değerlendirme esasları. AAPG Bulletin, 70, 318–322.
- Rigo de Righi, M.R. ve Cortesini, A. 1964. Güneydoğu Türkiye'nin ön kıvrım kuşaklarındaki yerçekimi tektoniği üzerine kapsamlı bir çalışma. AAPG Bulletin, 48, 1915–1937.
- Soylu, C., Mann, U. ve Bozdoğan, N. 2012. Dadaş Formasyonu’nun (Hazro, SE Türkiye) petrol kaynak kaya özellikleri. In: Paleozoic of Northern Gondwana and Its Petroleum Potential, TPJD Özel Yayın No: 6, 56–69.
- Steemans, P., Le Herisse, A. and Bozdoğan, N. 1996. Ordovician and Silurian cryptospores and miospores from southeastern Turkey. Review of Palaeobotany and Palynology, 93, 35-76.
- Sungurlu, O. 1974. VI. Bölge kuzey sahalarının jeolojik özellikleri. 2. Türkiye Petrol Kongresi, 85–106. Tetiker, S., Yalçın, N. ve Bozkaya, Ö. 2012. Mardin yöresinde (Derik Kızıltepe) Prekambriyen-Erken Paleozoik yaşlı kayaların mineralojik ve petrografik özellikleri. TPJD Bülteni, 24(1), 23–47.
- Şenalp, M., Bahtiyar, İ., Işıkalp, U., Uz, E. ve Kaya, M. 2018. Arap Plakası üzerindeki Paleozoik istiflerin sekans stratigrafisi ve sedimantolojisinin hidrokarbon aramalarına etkisi. TPJD Eğitim Yayınları, 396 s., Ankara.
- Taşman, C.E. 1939. Cenubi Türkiyede Petrol ihtimalleri, MTA Mecmuası, no: 2.
- Tekinli, K., Eseller, G. 1992. X. Petrol bölgesindeki (GD Türkiye) Permiyen istifinin mikrofasiyes analizi ve hazne kaya Potansiyeli. Türkiye 9. Petrol Kongresi. 458-470.
- Temple, P.G. and Perry, L.J. 1962. Geology and Oil Occurrence, Southeast Turkey. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 46(9); 1596-1612.
- Tissot, B. ve Welte, D.H. 1984. Petrolün Oluşumu ve Dağılımı. Springer-Verlag, Berlin, 699 sayfa.
- Tissot, B.P. ve Espitalié, J. 1975. Organik maddenin sedimanter ortamlardaki ısıl evriminin matematiksel simülasyonla modellenmesi. Rev. Inst. Fr. Pét., 30, 743–777.
- Tolluoğlu, E.Ü. ve Sümer, E.Ö. 1995. Gondwana'nın kuzeyinde yer alan Anadolu Mikrokıtası'nın Erken Paleozoik evrimi üzerine bir model önerisi. Türkiye Jeoloji Bülteni, 38(2), 1–22.
- Tolun, N. 1949. Silvan ve Hazro Mintıkası hakkında Jeolojik notlar. T.K.J. Bült., 2, 65-72.
- Topçu, G.Y. 2013. Dadaş şeyl Formasyon ’una ait kaya gazı rezervuarlarında belirsizliklerin nicel analizi: Bir örnek olay çalışması. Yüksek Lisans Tezi, Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Ankara.

- Wender, L.E., Bryant, J.W., Dickens, M.F., Neville, A.S. ve Al-Moqbel, A.M. 1998. Suudi Arabistan'ın doğusunda, Ghawar bölgesindeki Pre-Khuff dönemi (Paleozoik) hidrokarbon jeolojisi. *GeoArabia*, 3, 273–302.
- Yıldız, G. 2019. Güney Diyarbakır Havzası'ndaki Ordovisiyen yaşlı Bedinan Formasyonu'nun rezervuar heterojenitesi, sedimentolojisi ve diyajenezi: Paleocoğrafik yorumlar. Yüksek Lisans Tezi, Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Ankara.
- Yıldız, G. ve Yılmaz, İ.Ö. 2020. SE Türkiye'deki Ordovisiyen yaşlı kumtaşı rezervuarı (Bedinan Formasyonu) için diyajenez ve sedimentolojik bir yaklaşım. *Marine and Petroleum Geology*, 118, doi:104444.
- Yılmaz, E. ve Duran, O. 1997. Güneydoğu Anadolu'daki otokton ve allohton birimlerin stratigrafik adlandırma sözlüğü. TPAO Eğitim Yayınları No: 31, 460 s.
- Yılmaz, Y. 1993. Güneydoğu Anadolu orojenik kuşağının gelişimine dair yeni veri ve model önerisi. *Geological Society of America Bulletin*, 105, 251–271.



ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler	
Adı Soyadı:	Oğuzhan BOLAT
Doğum tarihi:	
Doğum Yeri:	
Uyruğu:	
Eğitim	
Lise:	Osmancık Anadolu Lisesi
Lisans:	Atatürk Üniversitesi, Oltu Yer Bilimleri Fakültesi Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği
Yüksek lisans:	Atatürk Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı
Yabancı Dil Bilgisi	
İngilizce:	İyi
Üye Olunan Mesleki Kuruluşlar	
Petrol ve Doğalgaz Mühendisleri Odası	