Çukurova Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi Dergisi
Çukurova University
Journal of the Faculty of Engineering
ISSN: 2757-9255 CİLT/VOLUME: 41 SAYI/ISSUE: 3 EYLÜL/SEPTEMBER 2026

Adıyaman İli ve Civarında Açılan Kuyulardan Edinilen Jeomekanik Parametreler Kullanılarak Kampaniyen Yaşlı Sayındere Formasyonunda Rezervuar Üretkenliğinin Analizi ve Bölgedeki Yeni Keşif Stratejileri (Güneydoğu Anadolu, Türkiye)

Mert AÇIKALIN [1,a], **Ulvi Can ÜNLÜGENÇ** [2,b], **Ulaş İnan SEVİMLİ** [3,c]

[1]*TPIC | Turkish Petroleum International Anonim Şirketi, Ankara, Türkiye*
[2]*Çukurova Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Adana, Türkiye*
[3]*ASAT | Antalya Su ve Atıksu İdaresi Genel Müdürlüğü, Antalya, Türkiye*

[a]***ORCID**: 0009-0006-0965-8716; [b]**ORCID**: 0000-0002-4092-7041; [c]**ORCID**: 0000-0003-1168-2150*

Makale Bilgileri
Geliş : 29.09.2025
Kabul : 17.07.2026
DOI: 10.21605/cukurovaumfd.1791884

Sorumlu Yazar
Mert AÇIKALIN
macikalin@tpic.gov.tr

Anahtar Kelimeler
Sayındere formasyonu
Jeomekanik modelleme
Sh en yüksek
Mü değeri (μ)

Atıf şekli: *AÇIKALIN, M., ÜNLÜGENÇ, U.C., SEVİMLİ, U.İ., (2026). Adıyaman İli ve Civarında Açılan Kuyulardan Edinilen Jeomekanik Parametreler Kullanılarak Kampaniyen Yaşlı Sayındere Formasyonunda Rezervuar Üretkenliğinin Analizi ve Bölgedeki Yeni Keşif Stratejileri (Güneydoğu Anadolu, Türkiye). Çukurova Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi Dergisi, 41(3), 707-721.*

ÖZ

Bu çalışma, Türkiye'nin Güneydoğu kesimlerinde benzer tektonik yerleşke üzerinde oluşan havzalarda yer alan petrol sahaları arasındaki üretim farklılıklarının nedenlerini araştırmak ve bir keşif modeli geliştirmektir. Çalışmada, Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonunun S3 litofasiyesi hedef rezervuar seviyesine odaklanılmıştır. Litofasiyes analizi, sekans stratigrafisi ve sismik yorumlamaya ek olarak, kuyu verileri ve jeomekanik modelleme entegre edilmiştir. Çalışmanın ana odak noktasında, "kritik stres altındaki çatlak sayısı" ($\mu \geq 0.85$) adlı parametrenin, kuyuların tektonik yerleşkelerine (doğrultu atımlı fay, ters fay-yükselen blok, vb.) göre üretim değerleriyle olan kantitatif ilişkisi ortaya konmuştur. Tektonik rejim-üretim değerleri korelasyonları sonucu, doğrultu atımlı fay rejiminde R^2=0.91 ve ters fay-yükselen blokta R^2=0.71 olarak hesaplanmıştır. Çalışma sonucu, en yüksek yatay stres (Shmax) değerlerinin Adıyaman'ın Kuzeyinde, güneyine göre daha yüksek olduğu ve bu durumun kırık/çatlak karakterini kontrol ettiği belirlenmiştir. Çalışma alanındaki karot, log, DST ve XRMI verileri ile mostraların çatlak verileri birlikte değerlendirildiğinde asimetrik petrol sahalarında yapısal kıvrımların tepe noktalarında petrol keşfinin muhtemel olduğu anlaşılmıştır.

Analysis of Reservoir Productivity in the Campanian-Aged Sayındere Formation Using Geomechanical Parameters Derived from Wells Drilled in Adıyaman Province and Surrounding Areas, and New Exploration Strategies in the Region (Southeastern Anatolia, Türkiye)

Article Info
Received : 29.09.2025
Accepted : 17.07.2026
DOI: 10.21605/cukurovaumfd.1791884

Corresponding Author
Mert AÇIKALIN
macikalin@tpic.gov.tr

Keywords
Sayındere formation
Geomechanical modelling
Sh maximum
Mu value (μ)

How to cite: *AÇIKALIN, M., ÜNLÜGENÇ, U.C., SEVİMLİ, U.İ., (2026). Analysis of Reservoir Productivity in the Campanian-Aged Sayındere Formation Using Geomechanical Parameters Derived From Wells Drilled in Adıyaman Province and Surrounding Areas, and New Exploration Strategies in the Region (Southeastern Anatolia, Türkiye). Cukurova University, Journal of the Faculty of Engineering, 41(3), 707-721.*

ABSTRACT

This study investigates the causes of production variability across oil fields in similar tectonic settings in southeastern Turkey to develop a predictive exploration model, focusing on the "S3" lithofacies of the Sayındere Formation as the reservoir interval through an integrated multidisciplinary approach. The analysis quantifies the relationship between critically stressed fracture count ($\mu \geq 0.85$) and well production across various tectonic settings." Regression analyses revealed a strong quantitative relationship between critically stressed fractures and production performance, yielding $R^2 = 0.91$ in strike-slip fault regimes and $R^2 = 0.71$ in reverse fault-uplifted block regimes. Additionally, the maximum horizontal stress (Sh_{max}) in northern Adıyaman was found to be higher than in the south, directly influencing fracture characteristics. Ultimately, by integrating core, log, DST, XRMI, and outcrop data, the study concludes that new wells should preferentially be drilled in asymmetric oil fields and at the crests of structural folds where oil discovery is possible.

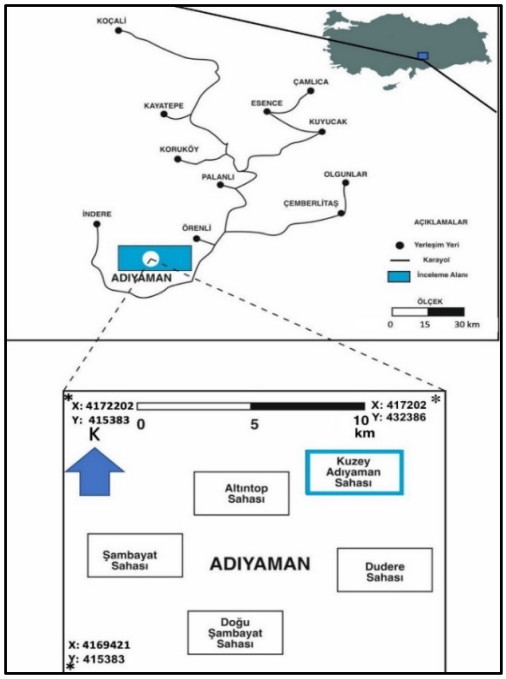
1. GİRİŞ

Türkiye Güneydoğusu, Arap ve Anadolu levhalarının çarpışma zonunun ön ülkesinde yer alması nedeniyle karmaşık bir tektonik evrim geçirmiş ve bu durum, bölgede özellikle çarpışma süturunun güney kesimlerinde yer alan önülke alanlarında zengin hidrokarbon yataklarının oluşumu için önemli havzaların gelişmesine ortam sağlamıştır [1,2]. Özellikle, Adıyaman ve Şanlıurfa bölgelerinde, Kretase ve Tersiyer (Paleosen-Eosen) yaşlı çatlaklı-kırıklı karbonatlı ve kırıntılı istifler önemli petrol rezervuarlarına ev sahipliği yapmaktadır [3,4]. Petrol, günlük hayatın birçok alanında tüketilen maddelerin hammaddesi olması ve benzer eşleniği ile ikamesi henüz bulunmayan bir doğal enerji kaynağı olarak kabul görmekte olduğundan dolayı petrol rezervuarlarının geliştiği çatlak ve kırıklı istiflerin ayrıntılı sebep sonuç analizi ile çalışılması önem arz etmektedir [5].

Söz konusu çatlaklı-kırıklı karbonatlı-kırıntılı istifler, bölgedeki sıkışma tektoniğine bağlı olarak Kretase'den günümüze kadar gelişmiştir. Tektonik aktivitelere bağlı olarak gelişen özellikle Sayındere Formasyonu çatlak sistemindeki gelişimin, yakın zamanda yaşanan 6 Şubat 2023 tarihli Kahramanmaraş depremi sonrasında da Güneydoğu Anadolu bölgesinde yaklaşık 4 metreye ulaşan yerkabuğundaki blok ötelenmesinin gerçekleştiği alanlarda mevcut kırıkların gelişmesini sürdürdüğünü düşündürmektedir [6]. Adıyaman-Antakya hattı boyunca uzun süren depremde şiddet değerleri 10-11 arasına ulaşmış olup maksimum yer ivmesi Fevzipaşa'daki (İslahiye) bir istasyon tarafından 1.62 g olarak kaydedilen en yüksek değer olmuştur [6,7].

Bölgedeki birçok petrol sahasının uzun yıllardır üretime devam etmesine rağmen, benzer jeolojik ortamlara sahip komşu sahalar arasında gözlemlenen belirgin üretim farklılıklarının nedeni tam olarak anlaşılamamıştır. Bu bağlamda, Şambayat Sahası'nın nispeten daha yüksek verimliliği, bu çalışmanın temel çıkış noktasını oluşturmaktadır.

Geleneksel arama yöntemleri, çoğunlukla yapısal kapanların haritalanması ve stratigrafik özelliklerin belirlenmesine odaklanmıştır. Ancak, özellikle karbonatlı ve çatlak-kontrollü rezervuarlarda, rezervuar performansını ve dolayısıyla üretim potansiyelini belirleyen ana faktör, kayacın statik özelliklerinden (gözeneklilik) ziyade, dinamik akış kapasitesini (permeabilite) kontrol eden kırık-çatlak sistemlerinin jeomekanik davranışıdır. Bu nedenle, üretim farklılıklarını açıklamak ve keşif başarısını artırmak için, çatlak sistemlerinin yeraltı stres koşulları altındaki durumunu niceliksel olarak analiz eden yeni bir modele gereksinim duyulmaktadır.



Şekil 1. Adıyaman ili ve civarındaki kritik stres çalışmalarının yapıldığı inceleme alanının yer bulduru haritası

Bu çalışma, işte bu ihtiyaçtan hareketle, Kuzey Adıyaman bölgesindeki mevcut petrol sahalarında (Şekil 1) Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu'nun S3 litofasiyesi özelinde, çok disiplinli (multidisipliner) bir araştırma yaklaşımını gerektirmektedir [8]. Çalışmanın temel amacı, litofasiyes analizi, sekans stratigrafisi ve sismik yorumlamanın ötesine geçerek, "kritik stres altındaki çatlak" kavramını merkezine alan jeomekanik bir model geliştirmek ve bu modeli kullanarak üretim potansiyeli yüksek yeni hedef alanları tahmin etmektir. Bu kapsamda, kuyu logları (XRMI vb.), karot verileri, sismik veriler, kuyulardan ve mostradan ölçülen çatlak verileri entegre edilmiş; kuyular, içinde bulundukları tektonik yerleşkelere (doğrultu atımlı fay, ters fay-yükselen blok, vb.) göre sınıflandırılarak, her bir grupta jeomekanik parametreler ile üretim değerleri arasındaki istatistiksel korelasyonlar (regresyon analizi) araştırılarak yorumlanmıştır.

2. YÖNTEM

2.1. Çalışma Alanı ve Veri Seti

Bu çalışma, Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde, Adıyaman ili civarındaki Kuzey Adıyaman Sahasında sürdürülmüştür. Çalışmada aşağıdaki veri setleri sistematik bir şekilde kullanılmıştır:

- ***Sismik Veri:*** Bölgeye ait 3B sismik yansıma küpleri yapısal haritalama ve fay kinematiğinin çözümlenmesi amacıyla kullanılmıştır.
- ***Kuyu Verileri:*** Toplam 12 adet kuyudan alınan gama ışını (GR), sonic, yoğunluk (RHOB), nötron (NPHI) ve direnç (LLD, LLS) logları ile XRMI (X-treme Resolution MicroImager) gibi görüntüleme logları temel verileri oluşturmuştur.
- ***Karot ve İnce Kesit Verileri:*** Şambayat Sahası'ndan temin edilen karotlar üzerinde çatlak analizleri yapılmış ve ince kesitlerde litolojik ve diyajenetik incelemeler gerçekleştirilmiştir.
- ***Üretim Verileri:*** İlgili kuyuların günlük petrol üretim değerleri, regresyon analizlerinde bağımlı değişken olarak kullanılmıştır.
- ***Mostra Verileri:*** Bölgedeki yüzey verilerinden ölçülen çatlak düzlem verileri ve yoğunluk verileri, kuyu verileri ile deneştirilmiştir [8].

2.2. Metodoloji

Çalışmada üç aşamalı bir metodoloji izlenmiş olup bunlar sırasıyla 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3'te açıklanmıştır.

2.2.1. Tektono-Stratigrafik Çerçevenin Oluşturulması

Sismik kesitler ve kuyu log korelasyonları kullanılarak bölgenin stratigrafik çerçevesi sekans stratigrafisi prensiplerine göre oluşturularak, hedef birim olan Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu'nun "S3" litofasiyesi haritalanmıştır [9].

2.2.2. Jeomekanik Modelleme ve Stres Analizi

- Her bir litoloji için yoğunluk (ρ) ve kalınlık (h) değerleri kuyu loglarından hesaplanmış ve toplam dikey stres (Sv) hesaplanmıştır.
- XRMI logları ve sismik fay çözümlemeleri kullanılarak maksimum yatay stres (Shmax) yönü belirlenmiştir.
- Coulomb kırılma kriteri temel alınarak, her bir kuyu için "$\mu \geq 0.85$ koşulunu sağlayan kritik stres altındaki çatlakların sayısı" parametresi, [8]'deki metodolojiden yararlanılarak hesaplanmıştır.

2.2.3. Tektonik Sınıflandırma ve İstatistiksel Analiz

- Çalışılan kuyular, bulundukları tektonik yerleşkeye göre 5 farklı tektonik grup içerisinde değerlendirilmiştir: 1) Doğrultu atımlı fay, 2) Ters fay-yükselen blok, 3) Ters fay-düşen blok, 4) Normal fay-yükselen blok, 5) Normal fay-düşen blok.

- Her bir tektonik grup için, yukarıda belirlenen jeomekanik parametre (kritik çatlak sayısı) ile kuyu üretim değerleri arasında basit doğrusal regresyon analizi yapılmış ve R^2 (açıklanmış varyans) korelasyon katsayıları hesaplanmıştır [8].

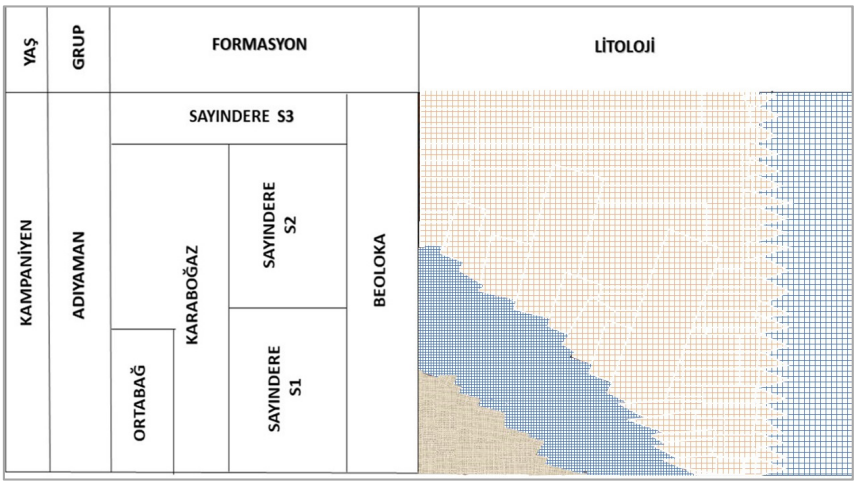
3. ARAŞTIRMA BULGULARI

3.1. İnceleme Alanının Jeolojisi

3.1.1. Adıyaman Grubu

Adıyaman Grubu, Adıyaman il merkezinin yaklaşık 32 km güneyinde, Karababa Dağı ve çevresinde yüzeylemektedir. Grup, alttan üste doğru; Orta Kampaniyen yaşlı Karaboğaz Formasyonu, Orta Kampaniyen yaşlı Ortabağ Formasyonu, Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu ve Geç Kampaniyen–Erken Maestrihtiyen yaşlı Beloka Formasyonu'ndan oluşmaktadır [10] (Şekil 2).

"Adıyaman Grubu" adı, ilk kez Gossage [11] tarafından Adıyaman ili çevresinde yüzeyleyen Pliyosen–Kuvaterner yaşlı klastik çökeller için "Adıyaman Çakıl Grubu (Adıyaman Gravel Group)" biçiminde kullanılmıştır [11]. Daha sonra Çoruh [12], Adıyaman ili civarında mostra veren Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonları ile bu birimlerin Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin doğusundaki zaman eşlenikleri olan Ortabağ ve Beloka formasyonlarını tek bir grup altında değerlendirmiş ve böylece "Adıyaman Grubu"nu tanımlayan ilk araştırmacı olmuştur [10].



Şekil 2. Adıyaman Grubunun genelleştirilmiş stratigrafik kesiti [10]'den alınmış ve Sayındere Formasyonu fasiyeslerini (S1, S2 ve S3) gösterecek şekilde yeniden renklendirilmiştir.

Sayındere Formasyonu (Ks)

Sayındere Formasyonu, ilk kez Gossage [11] tarafından Adıyaman–Gölbaşı karayolu üzerinde, Gölbaşı'na yaklaşık 10 km mesafede yer alan Sayındere'nin batı kesimlerinde tanımlanmış ve "Germav Grubu'nun alt kısmı (Lower part of the Germav Group)" içerisinde " Sayındere plaket yapılı yassı kireçtaşı formasyonu (Sayındere platy limestone formation)" adıyla anılmıştır [10]. Birim, Mardin, Batman ve Siirt illeri çevresi hariç, Güneydoğu Anadolu'nun büyük bir kısmında yayılım göstermektedir. İnceleme alanında ve çevresinde Sayındere Formasyonu; Adıyaman ilinin güneyindeki Karababa Dağı, Penbeğli İnişdere antiklinali, Besni antiklinali, Sayındere vadisi ile Adıyaman ili Gölbaşı ilçesinin doğusunda yüzeylenmektedir. Birimin tip kesit yeri, Adıyaman-Gölbaşı karayolu üzerinde, Gölbaşı ilçesine 10 km uzaklıktaki Sayındere'nin batı kesimi olup, başlıca gri-grimsi beyaz renkli, ince-çok ince tabakalı, zayıf dayanımlı ve yer yer marnlı killi kireçtaşıyla temsil edilmektedir (Şekil 2) [10].

Genel olarak, birimin taban dokanağı yayılım alanının orta ve batı kesimlerinde Karaboğaz Formasyonu ile geçişlidir [10]. Karaboğaz Formasyonu'nun bulunmadığı bölgelerde ise birim, Mardin Grubu birimleri üzerinde uyumsuz olarak bulunmaktadır. Sayındere Formasyonu, çalışma alanının kuzey kesimlerinde Kastel Formasyonu, güneyde ise Bozova Formasyonu ile yanal ve düşey geçişli dokanaklıdır.

Sayındere Formasyonu başlıca gri-grimsi beyaz renkli, ince-çok ince tabakalı, zayıf dayanımlı, yer yer marnlı killi kireçtaşı olarak tanımlanmakta olup, stratigrafik konumu, litolojik özellikleri ve oluşum ortam şartları göz önüne alınarak 3 farklı fasiyese ayrılmıştır [8]. Bunlar; i) organik maddece zengin karbonatlı çamurtaşı fasiyesi (S1), ii) biyoklastik istiftaşı fasiyesi (S2) ve iii) gözenekli karbonat türbidit fasiyesidir (S3). Sayındere Formasyonu'nun killi kesif kireçtaşı litolojisi (S1) organik maddece zengin kireçtaşı (S2), karbonat türbiditlerinin olduğu seviyeler (S3) olarak açıklanmış olup, fasiyes sınırlarında geçiş gösteren litolojiler, her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numuneleri binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında incelenmiştir [8].

Bu çalışmada, kuzey-güney yönlü Eosen-Miyosen tektonizması sürecindeki sıkıştırmadan dolayı Kuzey Adıyaman Sahasında değişen Shmax olası değerleri, yine Kuzey Adıyaman Sahasında açılan kuyulardan alınan XRMI logları değerlendirilerek öngörülmüştür. Sayındere Formasyonu içerisindeki çatlakların bilinen doğrultu ve eğim değerleri, Eşik Enerji Stresi Analizi için veri girdisi olarak kullanılmış ve çatlak oluşumu için gereken Shmax değerleri ilgili algoritmaların makroları kullanılarak) hesaplanmıştır [8].

3.2. Arap Levhası ve Anadolu Levhacığı Arasındaki Tektonik İlişkiler

Arap Levhasının kuzey kenarının Anadolu Levhacığı'nın altına kuzeye doğru dalmasıyla [10] bölgede oluşan doğu-batı uzanımlı Kastel Çukurluğu (Şekil 3a), aşağıda belirtilen iki ana birim tarafından doldurulmuştur:

i) Kretase yaşlı allokton birimler: Koçali Ofiyoliti ve Karadut Karmaşığı gibi kuzeyden gelen ve naplar halinde güneye doğru sürüklenen allokton birimlerdir [13]. Güneydoğu Anadolu'da yürütülen çalışmada allokton birimlerden Koçali Karadut Karmaşığı yüzeylemektedir [15-17] (Şekil 3b).

ii) Kastel Formasyonu: Geç Kampaniyen-Erken Maastrihtiyen döneminde Kretase alloktonlarından türeyen kırıntılı sedimanter kayaçlardan oluşan bir birimdir [2,18].

Kastel Formasyonu, Kastel Çukurluğu içerisinde çökelirken, güneydeki platform alanında eş zamanlı olarak, Kastel Formasyonu ile aynı zamanda Bozova Formasyonu çökelmiştir (Şekil 3a). Bozova Formasyonu, marn ve killi kireçtaşı litolojisine sahip olup, çatlaklarının yoğun geliştiği durumlarda hidrokarbon rezervuarı olarak değerlendirilebilmektedir.

Kretase Tektonizması ve İlgili Çökelme Süreçleri

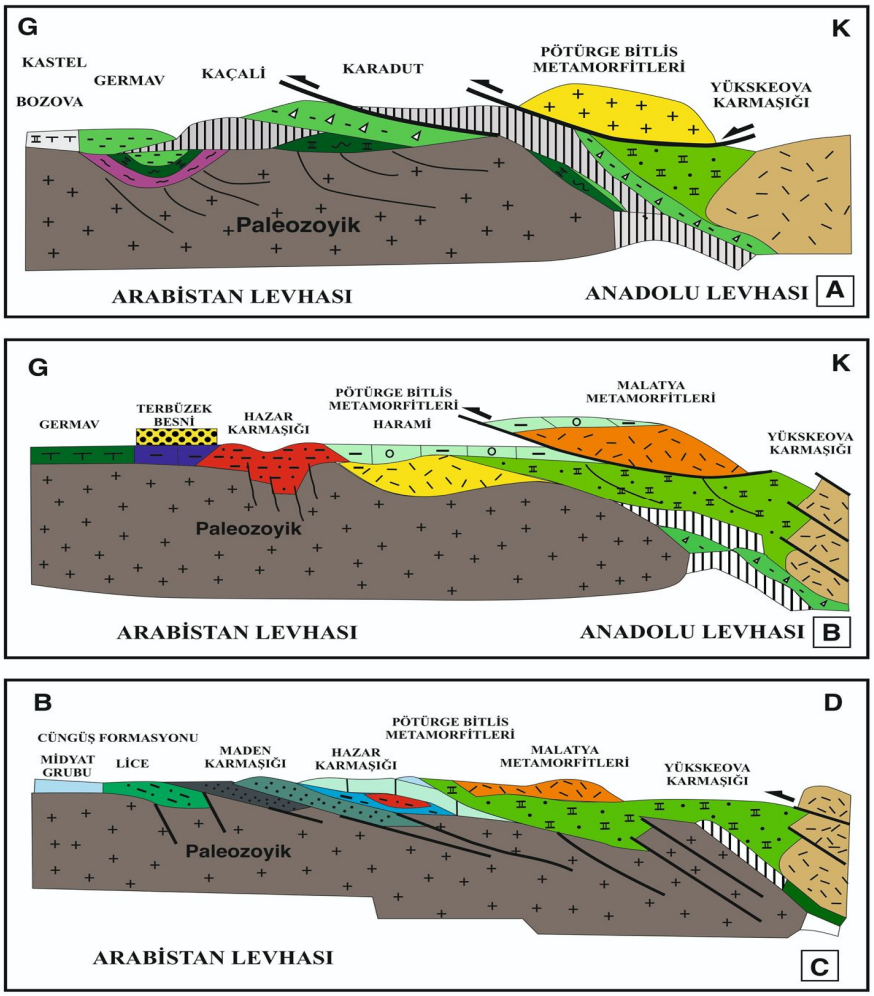
Kastel Formasyonu, bölgede allokton birimlerin yerleşmesi sırası ve hemen sonrasında gelişmiş bir birim olup, bölgede bir ön-çukur (foredeep benzeri bir çukur) oluşmuştur. Bu çukurluk alanda da alloktonların aşınmasından gelen klastik malzeme ile doldurulmuştur. Kretase boyunca süregelen tektonik hareketler sonucunda, kuzeyden naplar halinde ilerleyen Kretase alloktonları (Koçali Ofiyoliti ve Karadut Karmaşığı), Erken Maastrihtiyen döneminin sonunda Arap Levhası kuzey kenarı üzerine yerleşmiştir. Formasyonun ilk oluşan kısımları, zamanla ilerleyen veya kayarak çöken allokton kütlelerin altında kalmıştır. Bu nedenle, Kastel Formasyonu günümüzde yalnızca alloktonların önünde değil, aynı zamanda altında ve üstünde de gözlenebilmektedir [28].

Erozyon ve yerçekimi kuvveti nedeniyle harekete bağlı ayrışma sonucu gevşeyen malzeme, yüksek yerlerden alçak yerlere doğru Kastel çukurluğundaki taşınmasıyla başlıca kırıntılı birimlerin birikimi ile Kastel Formasyonu oluşmuştur. Kastel Formasyonu'nun karasal fasiyesi konumunda olan Terbüzek Formasyonu ise başlıca çakıltaşlarıyla temsil edilmektedir (Şekil 3b).

Geç Maastrihtiyen-Paleosen Döneminde

Güneydeki platform alanında, Kastel Formasyonu'nun üzerine uyumlu olarak Paleosen yaşlı Germav Formasyonu çökelmiştir. Germav Formasyonu, şeyl, marn ve kumtaşı ardalanmasından oluşan bir istif ile temsil edilmektedir (Şekil 3b). Bölgenin kuzey kesimlerinde, Geç Kretase yaşlı Besni Formasyonu çökelmiştir. Bu birim, genellikle sığ denizel kireçtaşı litolojisi ile temsil edilmektedir (Şekil 3b).

Tarihsel jeolojik süreçlerde Sh_{max} en yüksek (max) değerindeki değişkenlikler, gerilme analizlerine yönelik makro girişlerine dikkati çekmek amacıyla numaralandırılmış (Şekil 3 ve Şekil 4) olup, bu şekillerdeki Sh_{max} en yüksek (max) değerleri her bir jeolojik zaman için farklı altı ayrı değer üzerinden hesaplanmıştır.



Şekil 3. a) Bozova, Kastel ve Germav formasyonlarının Üst Kretase-Paleosen dönemlerindeki dokanak ilişkilerini gösterir şematize jeoloji enine kesiti **b**) Besni ve Germav formasyonlarının Üst Maastrihtiyen-Paleosen dönemlerindeki dokanak ilişkilerini gösterir şematize jeoloji enine kesiti, **c**) Maden Karmaşığı ve Çüngüş Formasyonunun Eosen"deki dokanak ilişkilerini gösterir şematize jeoloji enine kesiti [2,27,20]'den değiştirilerek yeniden çizilmiştir

Tektonik Hareketler ve Sonuçları

Bölgedeki ilk önemli tektonik hareket, Geç Kretase döneminde Neotetis Okyanusu'nun güney kolunun Anadolu Levhacığının altına, kuzeye doğru dalmasıyla kapanmaya başlaması ile meydana gelmiştir. Bu kapanma sonucunda:

- Bitlis-Pötürge mikro-levhası ile Arap Levhası kuzey kenarı çarpışmış,
- Okyanus kabuğu (Koçali Ofiyoliti) ve derin deniz çökelleri (Karadut Karmaşığı), Kampaniyen sonu ile Maastrihtiyen başında bölgeye yerleşmiştir [4, 18, 20].
- Eosen dönemindeki yeniden aktive olan tektonik hareketler aşağıda belirtilen sonuçları oluşturmuştur:
- Platform alanlarında sedimantasyonda bir duraklama yaşanmış, bu bölgelerde aşınma meydana gelmiştir.
- Şaryaj alanlarında, Kretase alloktonlarından türeyen kırmızımsı renkli karasal sedimanlardan oluşan Gercüş Formasyonu çökelmiştir [18, 20]. Bu süreçlerin bir sonucu olarak, bölgede hem yüzeyde

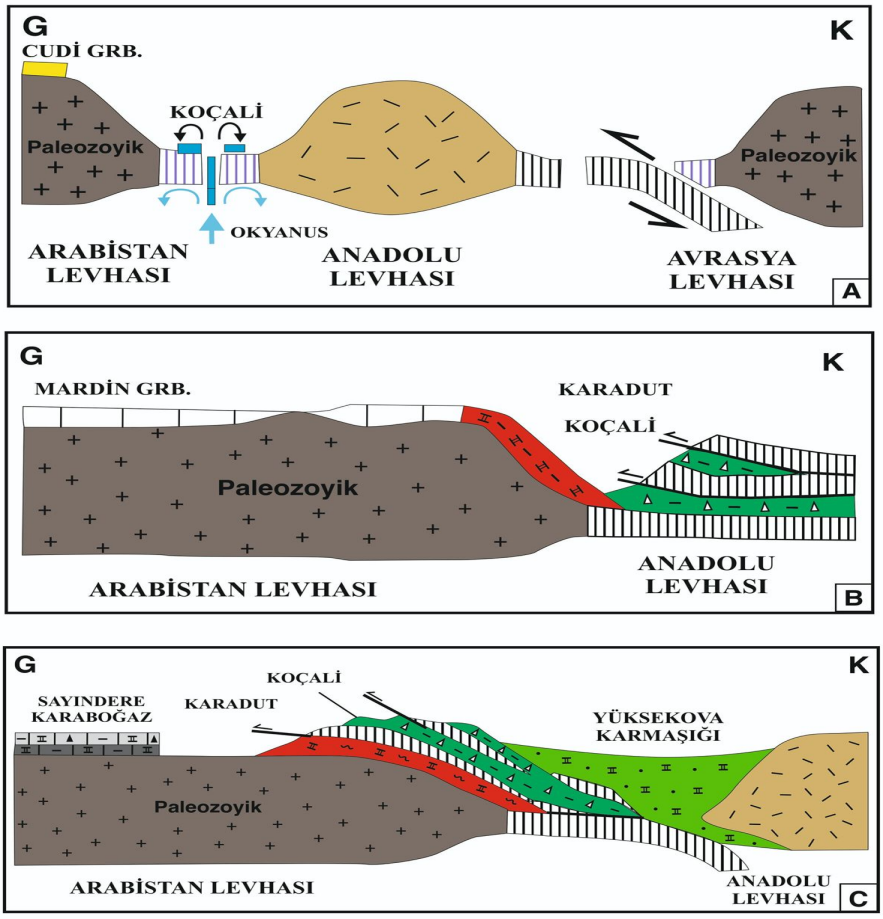
hem de yer altında belirgin jeolojik ve stratigrafik özellikler şekillenmiştir. Pilot Dev Sahada açılan kuyular arası stratigrafik veri setleri önceki metotlara göre belirlenmiştir [21]. Özellikle çatlak ve fay yapıları, hidrokarbon potansiyelinin değerlendirilmesi açısından önemli bir veri seti oluşturmuştur.

Eosen ve Oligosen Döneminde Güneydoğu Anadolu Bölgesi Çökelim Süreçleri

Eosen dönemi boyunca Güneydoğu Anadolu Bölgesinde dikkat çeken en önemli oluşum, Midyat Grubu karbonatlarının çökeldiği sığ denizel ortamlardır. Eosen-Oligosen döneminde, çökelme koşullarının uygun olduğu alanlarda bu karbonatlar yoğun bir şekilde oluşmuştur [22-24,26,28].

Rezervuar seviyesi olan Sayındere Formasyonu + Mardin Grubundaki En yüksek yatay stres değerleri, Arap levhasının Anadolu levhacığının altına dalmasına (Şekil 3c) bağlı değişen ortamsal şartlar ve jeodinamik değişkenlere göre her bir petrol üretim sahasında değişkenlik göstermektedir.

Diğer yandan Adıyaman İli ve civarında açılan kuyularda Koçali-Karadut ofiyolitik melanjı gözlenirken (Şekil 3a), en yüksek yatay stres değerleri, Güneyden Kuzeye doğru levhaların sıkışma etkilerine bağlı olarak artmaktadır [8].



Şekil 4. a) Triyas-Jura yaşlı Cudi Grubu karbonatlarının Paleozoyik temel üzerindeki uyumsuz konumu **b)** Mardin Grubu'na ait birimlerin Jura döneminden Kretase'ye kadar geçen dönemi şematize eden taslak jeolojik enine kesiti, **c)** Geç Kretase'de Karaboğaz ve Sayındere formasyonlarının temel üzerindeki konumlarını yansıtan şematize taslak jeolojik enine kesiti [2,28,17]'den değiştirilerek yeniden çizilmiştir

3.3. Bulgular

Tektonik yerleşkelere göre yapılan gruplandırma ve regresyon analizleri, çatlak-üretim ilişkisinin tektonik rejime bağlı olarak belirgin değişiklikler sunduğunu ortaya koymuştur (Çizelge 1-5).

Stratigrafik ve Litolojik Kontrol

Yapılan litofasiyes ve ince kesit analizleri, en yüksek üretim performansı gösteren kuyularda, Sayındere Formasyonu'nun "S3 fasiyesi" içerisinde yer aldığını doğrulamıştır. Bu fasiyes, organik maddece fakir olmasına rağmen yoğun çatlak gelişimine bağlı olarak yüksek ikincil gözeneklilik ve geçirimlilik sergileyen bir kireçtaşı birimidir.

Dikey Basınç Hesaplamalarındaki Litoloji Etkisi

Toplam dikey stres (σv) analizi, farklı litolojilerin basınç etkilerini değerlendirmek için gerçekleştirilmiştir. Her bir litoloji için yoğunluk (ρ) ve kalınlık (h) değerleri hesaplanarak, derinlerde kalan formasyonlar üzerindeki toplam litolojik yük belirlenmiştir. Yapılan hesaplama sadece kumtaşıyla sınırlı olmayıp, örneğin Şelmo Formasyonunda (Şekil 5) bulunan farklı litolojiler için de aynı yöntem uygulanmıştır:

- Kumtaşı (SV_1)
- Miltaşı (SV_2)
- Şeyl (SV_3)
- Çakıltaşı (SV_4)
- Kireçtaşı (SV_5)
- Jips (SV_6)

Her bir litolojinin yoğunluk (ρ) ve kalınlık (h) değerleri ayrı ayrı hesaplanmış ve bu değerlerin toplamı, altındaki formasyon üzerindeki toplam dikey stresi belirlemek için kullanılmıştır.

Toplam Dikey Stres Hesabı

$$\sigma v = \sum_{i=1}^{6} (SV_i) = p_i . g . h_i$$

Farklı litolojilere ait dikey stres değerleri toplandığında, bir üst formasyonun (örneğin Şelmo Formasyonu) bir alt formasyon (örneğin Kapıkaya Formasyonu) üzerindeki toplam dikey stresi elde edilmiştir. Bu yöntem, formasyonun farklı bileşenlerinin basınca katkısını detaylı bir şekilde ortaya koymaktadır.

Maksimum Yatay Stres (σmax)

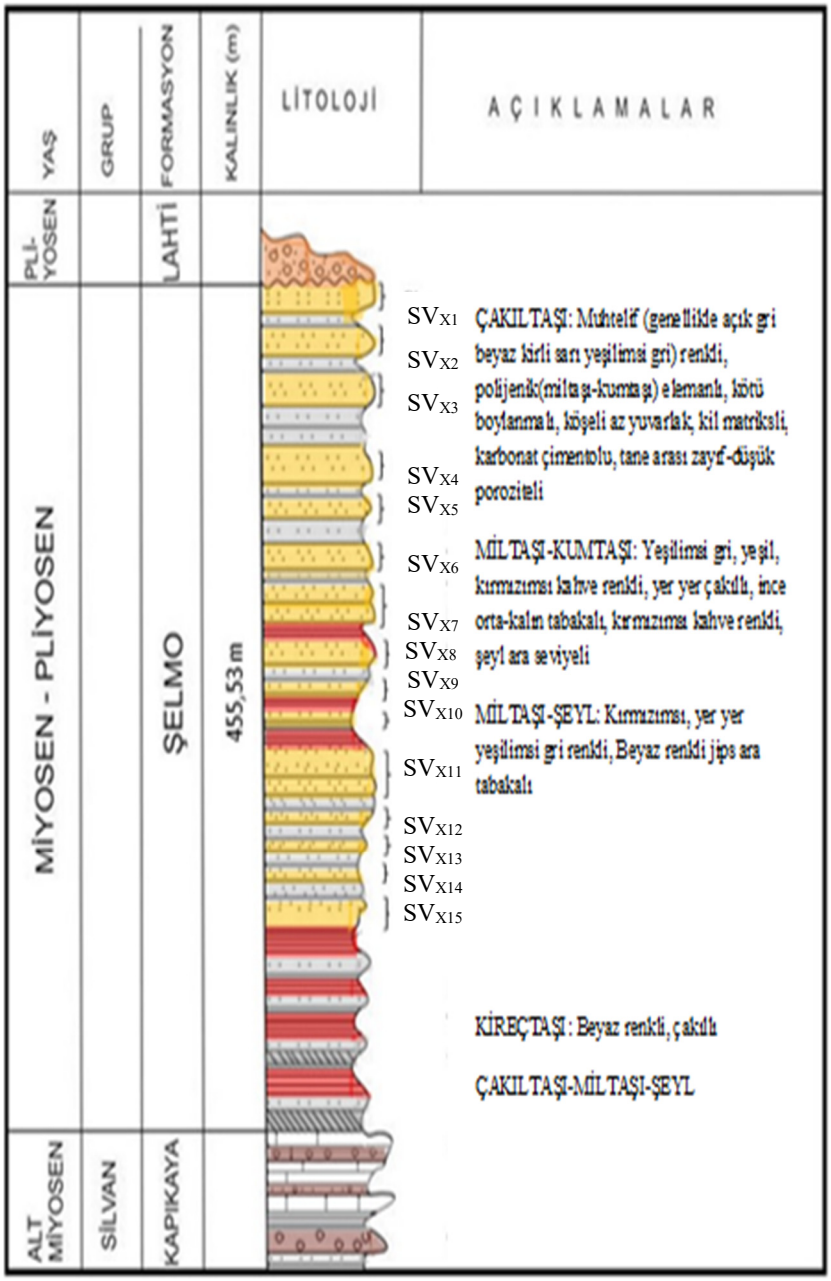
σmax, bölgedeki tektonik sıkışmanın ana yönünü temsil etmektedir (Şekil 4a,b,c; Şekil 6). Bölgede yapılan analizler, Kuzey Adıyaman sahalarındaki σmax'ın Kuzey–Güney yönünde olduğunu göstermiştir. Dalma-batma zonunun yer aldığı kuzeye doğru gidildikçe stres bileşeninin şiddetinin arttığı tespit edilmiştir.

Shmax, yer altındaki en büyük yatay sıkışma yönünü ifade eder. Bu doğrultu, bölgesel tektonik rejim ve yerel stres alanları tarafından belirlenir. Sh maksimuma paralel gelişen kırıklar genellikle açık, iletken ve akışkan göçü açısından avantajlıdır. Bu nedenle, özellikle petrol ve gaz rezervuarlarının üretim potansiyelini doğrudan etkiler.

Türkiye'de Kuzey Adıyaman Sahası ile güneyde kalan sahalar arasında Sh maksimum yönünün Kuzey–Güney doğrultusunda olduğu belirlenmiştir. Ayrıca, dalma-batma zonuna doğru yaklaştıkça stres değerinin artmasıyla bu etkinin kuzeye doğru daha da arttığı görülmektedir.

Sismik ve kuyu verileri üzerinde yapılan analizler, Arap Levhasının kuzeye doğru dalma-batmasına bağlı olarak, maksimum yatay stres (Sh_{max}) değerlerinin kuzeydeki Adıyaman sahalarında diğer komşu sahalara göre belirgin şekilde yüksek olduğunu göstermiştir. Bu bulgu, bölgedeki tektonik sıkışmanın kuzeyden güneye doğru giderek azalan bir gradyana sahip olduğunu işaret etmektedir.

Adıyaman İli ve civarındaki 5 petrol sahasına (Şekil 1) ait Shmax değerleri daha önce ayrı ayrı hesaplanmıştır [11]. Söz konusu Shmax değerleri, makalede özetlenen kritik stres rezervuar analizlerinde (Çizelge 1, Çizelge 2, Çizelge 3, Çizelge 4, Çizelge 5) kullanılmıştır.



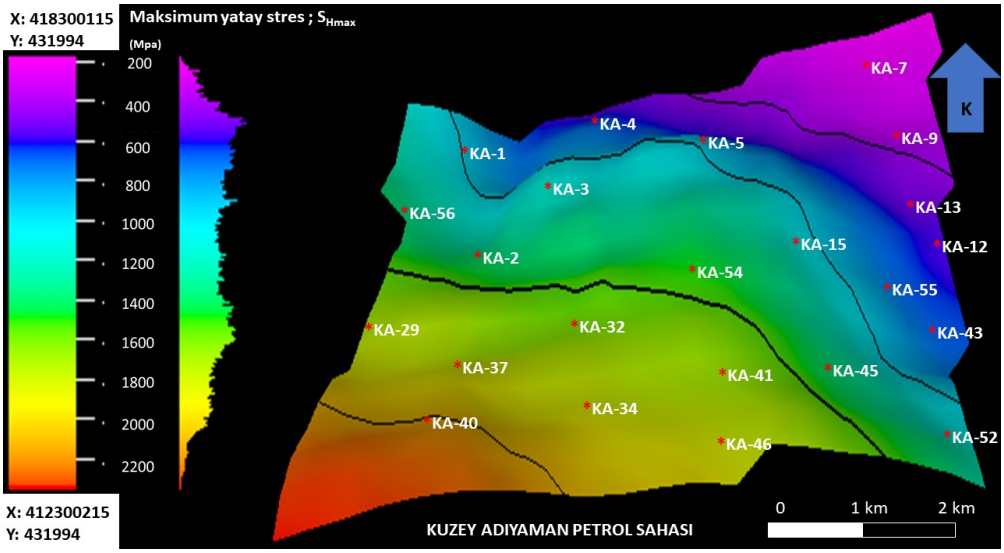
Şekil 5. Şelmo Formasyonu'nun stratigrafik dikme kesiti [11,29]'dan değiştirilerek yeniden hazırlanmıştır

Minimum Yatay Stres (Sh_{min})

Sh_{min}, yer altındaki en düşük yatay sıkışma yönünü ifade eder ve Sh maksimuma dik doğrultuda gelişir. Bu yönde gelişen kırıklar çoğunlukla küçük ölçekli, sıkışık ve kapalı olup, diyajenetik etkiler nedeniyle düşük geçirgenlik gösterir ve akışkan dolaşımını sınırlar [27].

Kırıkların Sh Yönleri ile Bağıntısı

Sh maksimum yönüne paralel gelişen kırıklar açık ve üretime elverişli olma eğilimindedir. Buna karşılık, Sh maksimuma dik (Sh minimum yönüne paralel) doğrultuda oluşan çatlaklar, daha küçük ölçekte ve kapalıdır. Bu kapalı çatlaklar, deformasyonla gelişen kıvrımlara bağlı olarak gelişir ve düşük iletkenlik gösterir [31]. Sıkışmaya bağlı gelişen sıkışma paternleri, üç boyutlu büklüm geometrilerine bakılarak tahmin edilir [32]. Kuzey Adıyaman sahasında açılan kuyuların XRMI log verilerinden yararlanarak daha önce hesaplanan [8] Shmax değerlerinin bir örneği Şekil 6'da paylaşılmıştır.



Şekil 6. Kuzey Adıyaman petrol sahası Sayındere formasyonu S3 fasiyesinde eosen-miyosen tektonizması sırasında gelişen en yüksek yatay stres (Shmax) değerlerinin dağılım haritası [8]

Kuyuların Tektonik Konumlara Göre Sınıflandırılması ve Sonuçları

Çalışılan kuyular, tektonik yerleşimlerine göre sınıflandırılmıştır (doğrultu atımlı fay, ters fay, normal fay, yükselen/düşen blok). Regresyon analizleri sonucunda:

- Doğrultu atımlı fay rejimi: r = 0,91 (en yüksek korelasyon), Ters fay düşen blok: $R^2 = 0,52$
- $\mu \geq 0,85$ olduğunda regresyon katsayıları:
- Doğrultu atımlı rejim → 0,56, Ters fay yükselen blok → 0,71
- Ters fay düşen blok → 0,62, Normal fay yükselen blok → 0,57.Normal fay düşen blok → 0,63

Bu sonuçlara göre, en yüksek regresyon katsayısı $R^2 = 0,71$ ile ters fay yükselen blok rejiminde elde edilmiştir (Çizelge 1., Çizelge 2., Çizelge 3., Çizelge 4., Çizelge 5. ve Çizelge 6.)

Çizelge 1. Adıyaman Bölgesinde doğrultu atımlı faylarla denetlenen kuyuların [8] kritik stres ve rezervuar analizi (Çalışma metodu [14]'den yararlanılmıştır)

Doğrultu atımlı fay rejimi; RXR=0,56		**Kuyu adları**											
	Değişken	DD-11	Ş-7	KA-13	KA-20	DD-3	KA-17	KA-18	KA-26	DD-6	KA-19	KA-30	KA-31
1	**P** Kuyu performansı (Tam açıkken bbl/gün)	225	123,0	259,1	427,9	329,5	349,8	374,8	304	225,8	400,8	115,3	80,3
2	**L** Kuyu rezervuar temas uzunluğu (M)	0,5	6,0	4,9	3,2	2,5	3,8	3,6	2,2	1,9	3,4	1,7	1,6
3	**M** 1-3 Toplam çatlak tip sayısı	1	4,0	10,3	6,7	5,1	8,0	7,6	4,6	3,9	7,1	3,6	3,4
4	**A** Üretken çatlaklar	0,4	2,0	3,8	2,4	1,9	2,9	2,8	1,7	1,4	2,6	1,3	1,2
5	**B** Üretken çatlakların 11 no'lu kuyuya oranı	0,2	1,5	1,6	1,0	0,8	1,3	1,2	0,7	0,6	1,1	0,6	0,5
6	**C** Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,5	4,3	4,8	3,1	2,4	3,7	3,5	2,1	1,8	3,3	1,7	1,6
7	**D** Kritik stres altındaki Mü değeri 0,5'den büyük olan 1. +2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,5	4,5	4,9	3,2	2,5	3,8	3,6	2,2	1,9	3,4	1,7	1,6
8	**E** Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan 1.+2. tip üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,3	3,2	3,6	2,3	1,8	2,8	2,6	1,6	1,4	2,5	1,3	1,2
9	**F** Kritik stres altındaki Mü değeri 0,7'den büyük olan 1.+2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	1	9,7	10,7	7,0	5,4	8,4	7,9	4,8	4,1	7,4	3,8	3,5

Doğrultu atımlı fay rejiminde jeomekanik verilerin birbirleri arasındaki pozitif ve negatif korelasyonları incelendiğinde;

Güçlü Pozitif Korelasyon:
Rezervuar Temas Uzunluğu (r = +0.92), **1-3 Toplam Çatlak Tip Sayısı** (r = +0.91)
Üretken Çatlaklar (r = +0.89), ***Zayıf Negatif Korelasyon:***
Mü >0.7 Olan Çatlak Yoğunluğu (r = -0.22)

Doğrultu atımlı fay rejimlerinde, Yüksek rezervuar temas uzunluğu ve çatlak sayısı, performansı %90+ doğrulukla artmaktadır. Ancak, çok yüksek stresin (Mü>0.7) çatlak verimliliğini düşürdüğü hesaplanmıştır.

Çizelge 2. Adıyaman Bölgesinde ters faylarla yükselen bloktaki kuyuların [8] kritik stres ve rezervuar analizi (Çalışma metodu [14] kayak olarak kullanılmıştır)

Ters fay yükselen blok rejimi; RXR=0,71		**Kuyu adları**											
	Değişken	DŞ-9	KA-1	KA-2	DŞ-4	Ş-16	KA-24	KA-5	KA-6	KA-9	KA-3	KA-4	KA-29
1 P	Kuyu performansı (Tam açıkken bbl/gün)	4,8	348,7	327,8	49,5	421,4	436,7	272,3	256	212,6	308,2	289,7	154,5
2 L	Kuyu rezervuar temas uzunluğu (M)	0,8	10,3	9,7	1,3	1,3	2,5	8,1	7,6	6,3	9,1	8,6	1,8
3 M	1-3 Toplam çatlak tip sayısı	1,7	21,6	20,3	2,8	2,6	5,2	16,9	16	13,2	19,1	18,0	3,8
4 A	Üretken çatlaklar	0,6	10,0	9,0	1,0	1,0	1,9	6,2	5,8	4,8	7,0	6,6	1,4
5 B	Üretken çatlakların 11 no'lu kuyuya oranı	0,3	3,4	3,2	0,4	0,4	0,8	2,6	2,5	2,1	3,0	2,8	0,6
6 C	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,8	10,0	9,4	1,3	1,2	2,4	7,8	7,3	6,1	8,8	8,3	1,8
7 D	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,5'den büyük olan 1. +2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,8	10,3	9,7	1,3	1,3	2,5	8,1	7,6	6,3	9,1	0,5	1,8
8 E	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan 1.+2. tip üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,6	7,5	7,1	1,0	0,9	1,8	5,9	5,5	4,6	6,6	6,3	1,3
9 F	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,7'den büyük olan 1.+2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	1,8	22,6	21,2	2,9	2,8	5,4	47,6	17	13,7	19,9	18,7	4,0

Güçlü Pozitif Korelasyon: ***Rezervuar Temas Uzunluğu*** (r = +0.93); ***Mü >0.6 Olan Çatlaklar*** (r = +0.89).
Negatif Korelasyon: ***Mü >0.7 Olan Çatlaklar*** (r = -0.37)

Ters fay yükselen blok rejiminde; özellikle KA-1 (348 bbl/gün) ve KA-2 (327 bbl/gün) kuyuları özelinde: Yüksek temas uzunluğu (10,34 m, 9,72 m) ve optimum stres (Mü=0.6; 1.-3. Tip Toplam Çatlak Sayısı: 21.6; 20.3)) ile en yüksek değerde hidrokarbon üretim verimliliği olduğu belirlenmiştir.

Çizelge 3. Adıyaman Bölgesinde ters fayların taban bloğundaki kuyuların [8] kritik stres ve rezervuar analizi (Çalışma metodu [14]'ün önceki sonuçları dikkate alınmıştır)

Ters fay yükselen blok rejimi; RXR=0,62		**Kuyu adları**										
	Değişken	DŞ-11	Ş-1	KA-16	DŞ-1	AL-17	KA-7	KA-8	KA-27	KA-28	KA-41	KA-10	KA-11
1 P	Kuyu performansı (Tam açıkken bbl/gün)	60	68,8	325,8	34,1	30,8	240,6	226,2	248	198,6	173,8	199,8	218,8
2 L	Kuyu rezervuar temas uzunluğu (M)	1,3	1,5	4,1	1,2	1,2	7,1	6,7	2,1	2,0	0,4	5,9	5,6
3 M	1-3 Toplam çatlak tip sayısı	2,8	3,2	8,6	2,5	2,6	14,9	14,0	4,3	4,1	0,8	12,4	11,6
4 A	Üretken çatlaklar	1,0	1,2	3,1	0,9	1,0	5,5	5,1	1,6	1,5	0,3	4,5	4,3
5 B	Üretken çatlakların 11 no'lu kuyuya oranı	0,4	0,5	1,3	0,4	0,4	2,3	2,2	0,7	0,6	0,1	1,9	1,8
6 C	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	1,3	1,5	4,0	1,2	1,2	6,9	6,5	2,0	1,9	0,4	5,7	5,4
7 D	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,5'den büyük olan 1. +2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	1,3	1,5	4,1	1,2	1,2	7,1	6,7	2,1	2,0	0,4	5,9	5,6
8 E	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan 1.+2. tip üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	1,0	1,1	3,0	0,9	0,9	5,2	4,9	1,5	1,4	0,3	4,3	4,1
9 F	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,7'den büyük olan 1.+2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	2,9	3,3	8,9	2,6	2,7	15,6	14,6	4,5	4,2	0,8	12,9	12,2

Güçlü Pozitif Korelasyon: **Üretken Çatlak Yoğunluğu (Mü >0.6)** (r = +0.88), **1-3 Toplam Çatlak Sayısı** (r = +0.86). ***Zayıf İlişki***: ***11 No'lu Kuyu Oranı*** (r = +0.24)

Ters fay düşen blok rejiminde, KA-16 (325 bbl/gün) yüksek üretken çatlak yoğunluğu (3.95 çatlak/metre) ile kendi grubu dahilindeki en iyi performansa sahip kuyu olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 4. Adıyaman bölgesinde normal faylanma sonucunda yükselen blokta yer alan kuyuların [8] kritik stres ve rezervuar analizi (Çalışma metodu [14]'ün önceki sonuçlarından destek alınmıştır)

Normal fay yükselen blok rejimi; RXR=0,57		**Kuyu adları**											
	Değişken	KA-22	KA-23	DŞ-21	KA-14	KA-15	KA-25	Ş-5	KA-27	KA-28	DD-5	DD-8	KA-21
1 P	Kuyu performansı (Tam açıkken bbl/gün)	485	515,6	12,8	280,5	302,7	366,4	335,1	248	198,6	268,1	253,6	5,3
2 L	Kuyu rezervuar temas uzunluğu (M)	2,8	2,7	0,8	4,6	4,4	2,3	2,3	2,1	2,0	0,5	0,5	0,9
3 M	1-3 Toplam çatlak tip sayısı	5,9	5,5	1,6	9,7	9,1	4,9	4,8	4,3	4,1	1,1	1,0	1,9
4 A	Üretken çatlaklar	2,2	2,0	0,6	3,5	3,3	1,8	1,7	1,6	1,5	0,4	0,4	0,7
5 B	Üretken çatlakların 11 no'lu kuyuya oranı	0,9	0,9	0,3	1,5	1,4	0,8	0,7	0,7	0,6	0,2	0,2	0,3
6 C	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	2,7	2,6	0,7	4,5	4,2	2,3	2,2	2,0	1,9	0,5	0,5	0,9
7 D	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,5'den büyük olan 1. +2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	2,8	2,7	0,8	4,6	4,4	2,3	2,2	2,1	2,0	0,5	0,5	0,9
8 E	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan 1.+2. tip üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	2,1	1,9	0,6	3,4	3,2	1,7	1,7	1,5	1,4	0,4	0,4	0,7
9 F	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,7'den büyük olan 1.+2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	6,2	5,8	1,7	10,1	9,5	5,1	5,0	4,5	4,2	1,2	1,1	2,0

Güçlü Pozitif Korelasyon: **Rezervuar Temas Uzunluğu** (r = +0.96); **1-3 Toplam Çatlak Sayısı** (r = +0.94) ***Nötr Parametre:*** **Mü >0.5 Olan Çatlak Yoğunluğu** (r = +0.08)

Normal fay yükselen blok rejiminde, performans doğrudan rezervuar erişimiyle ilişkili olduğu hesaplanmıştır. Bu rejimde açılan kuyulardan; KA-23 (515 bbl/gün) ve KA-22 (485 bbl/gün) yüksek temas uzunluğu (2.65-2.82 m) ile öne çıkmaktadır.

Çizelge 5. Adıyaman bölgesinde normal faylanmalarla tavan blok üzerinde yer alan kuyuların [8] kritik stres rezervuar analizi (Çalışma metodu [14]'ün önceki sonuçları referans alınmıştır)

Normal fay yükselen blok rejimi; RXR=0,63		**Kuyu adları**										
	Değişken	DŞ-6	KA-12	Ş-2	AL-2	AL-9	AL-11	DŞ-12	DŞ-23	DŞ-2	DŞ-4	DŞ-5	Ş-1
1 P	Kuyu performansı (Tam açıkken bbl/gün)	8,3	238,6	58,6	199,0	176,1	177,9	173,1	248	198,6	16,9	12,4	371,0
2 L	Kuyu rezervuar temas uzunluğu (M)	0,9	5,2	1,4	0,4	0,4	0,4	0,4	2,1	2,0	1,0	1,0	11,0
3 M	1-3 Toplam çatlak tip sayısı	1,8	11,0	3,0	0,9	0,9	0,9	0,8	4,3	4,1	2,1	1,9	23,0
4 A	Üretken çatlaklar	0,7	4,0	1,1	0,3	0,3	0,3	0,3	1,6	1,5	0,8	0,7	11,0
5 B	Üretken çatlakların 11 no'lu kuyuya oranı	0,3	1,7	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7	0,6	0,3	0,3	4,0
6 C	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,8	5,1	1,4	0,4	0,4	0,4	0,4	2,0	1,9	1,0	0,9	9,0
7 D	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,5'den büyük olan 1. +2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,9	5,2	1,4	0,4	0,4	0,4	0,4	2,1	2,0	1,0	1,0	11,0
8 E	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan 1.+2. tip üretken çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	0,6	3,8	1,0	0,3	0,3	0,3	0,3	1,5	1,4	0,7	0,7	8,0
9 F	Kritik stres altındaki Mü değeri 0,7'den büyük olan 1.+2. tip çatlakların sayısal yoğunluğu (çatlak /metre)	1,9	11,4	3,1	1,0	0,9	0,9	0,8	4,5	4,2	2,2	2,0	24,0

Güçlü Pozitif Korelasyon: **Üretken Çatlaklar** (r = +0.85), **Mü >0.6 Olan Çatlak Yoğunluğu** (r = +0.82) ***Negatif Korelasyon***: **Mü >0.7 Olan Çatlak Yoğunluğu** (r = -0.41)

Normal fay düşen blok rejiminde, düşük stres altında (Mü <0.6) açılan çatlaklar performansı 2.5 kat artırırken (ör: KA-12: 238 bbl/gün), yüksek stresli çatlaklar verimi düşürdüğü gözlemlenmiştir. (DŞ-6: 8.34 bbl/gün).

Çizelge 6. Tektonik rejimlerdeki ortalama kuyu performanları ile keomekanik değişkenleri özetler çizelge

Tektonik rejim	Kuyu ortalama performansı (bbl/gün)	Jeomekanik değişken özeti
Normal fay (Yükselen)	338.5 (KA-23: 515, KA-22: 485)	Rezervuar temas uzunluğuyla en güçlü korelasyon (R^2 = +0.96)
Doğrultu atımlı	272.1 (KA-20: 427, KA-18: 374)	Yüksek çatlak çeşitliliği (+0.91) ve düşük stres avantajı (μ<0.7)
Ters fay (Yükselen)	256.2 (KA-24: 436, KA-1: 348)	Temas uzunluğu (R^2 =+0.93) + μ=0.6 optimizasyonu (R^2 = +0.89)
Ters fay (Düşen)	192.9 (KA-16: 325, KA-11: 218)	μ>0.6, üretken çatlak yoğunluğunda en yüksek etki (R^2 =+0.88)
Normal fay (Düşen)	148.2 (KA-12: 238, Ş-1: 371)	Düşük performans varyasyonu; yüksek stres riski (μ>0.7'de R^2 = -0.41)

4. SONUÇLAR

Bu çalışmada, Petrol-doğalgaz aramacılığında: i) En uygun verimli rezervuar çatlaklarını oluşturacak olan blok konumları ii) Jeomekanik değişkenlerin de gözetilmesi gerektiğini bilimsel olarak kanıtlamıştır. Açılacak olan yeni kuyularda söz konusu iki özelliğin birlikte değerlendirildiğinde petrol-doğalgaz keşif ve üretim olasılığını arttırmak açısından önem arz etmektedir.

Bu çalışmada Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu çatlak sistemi üzerinde jeomekanik analizler yapılmıştır. Analiz sonuçlarına göre üretken seviyelerin çatlaklı rezervuar modellemesi Sayındere Formasyonu fasiyes analizi sonuçlarıyla karşılaştırmalı olarak yapılmıştır. Söz konusu çalışmada Sayındere Formasyonu S3 fasiyesinin daha önce Şambayat Petrol Sahası'nda perforasyon ile üretilmiş olan çatlak yoğunluğu ile petrol üretim oranı bakımından en yüksek performansı gösteren birim olduğu regresyon analizi sonucu ile ayrıca teyit edilmiştir. Söz konusu regresyon analizi yapılırken çatlak yoğunluğu ile platform karbonatlar arasındaki bağıntıyı ortaya koyan önceki çalışmalar [32-34] yeni sonuçlarla karşılaştırmada ölçüt olarak kullanılmıştır.

Yapılan analizler sonucunda;

- Doğrultu atımlı fay rejimindeki kuyularda kritik çatlak sayısı ile üretim arasında en yüksek korelasyon (R^2=0,91), ters fay-yükselen blok rejiminde ise yüksek korelasyon (R^2=0,71) belirlenmiştir.
- Diğer tektonik rejimlerde korelasyon orta-düşük düzeyde kalmıştır (R^2=0,57–0,63). Tüm rejimlerde rezervuar temas uzunluğu ve üretken çatlak sayısının üretim performansıyla pozitif ilişkili olduğu görülmüştür.
- Mü>0,7 seviyesindeki yüksek stresin çoğu rejimde performansı düşürdüğü, ters fay rejimlerinde ise optimum stres düzeyinin Mü=0,6 olduğu belirlenmiştir. Bu doğrultuda düşük stresli bölgelerde hidrolik çatlatma, yüksek stresli bölgelerde dikey sondaj uygulanması ve ortalama üretim performansı %35 daha yüksek olan ters fay-yükselen blok rejimlerinin hidrokarbon aramacılığında önceliklendirilmesi önerilmektedir.

Katkı Belirtme

Bu çalışma, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'nın 02.03.2021 tarihli, E-32573851-773.99-91584 sayılı Genel Müdürlük onayı doğrultusunda; Petrol Kanunu'nun gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine uygun olarak hazırlanmıştır. TPAO arşivinden alınan veriler, Petrol Kanunu'nun gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak makale çalışmasında kullanılmış ve verilerin orijinal halleri değiştirilmiştir.

5. KAYNAKLAR

1. Perinçek, D. (1978). *Çelikhan-Sincik-Koçali (Adıyaman İli) alanının jeolojik incelenmesi ve petrol olanaklarının araştırılması.* TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1250, 212, Ankara.
2. Dewey, J.F., Hempton, M.R., Kidd, W.S., Şaroglu, F. & Şengör, A.M.C. (1986). Shortening of continental lithosphere: the Neotectonics of Eastern Anatolia-A young collision zone. In: Coward, M.P., Ries, A.C., (Eds), Collision Tectonics. *Geol. Soc. Lond., Spec. Publ. 19*, 3-36.
3. Temple, P. & Yalçın, K. (1958). *Lice section* (Esso Standart (Turkey) Inc.): TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 953, Ankara.
4. Thomas, E., Aytuna, S. & Özcan, O. (1986). *Geological field report, Southeast Turkey, Akpınar license: Arco internetional oil and gas company report.* TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2247, 62 S., Ankara.
5. Makbule E. (2019). Petrol endüstrileri ve petrol ihraç eden ülkeler. *Çukurova Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi Dergisi, 1*(3), 29-41
6. Akıncı, A.C. ve Ünlügenç, U.C. (2023). 6 Şubat 2023 Kahramanmaraş depremleri: Sahadan jeolojik veriler, değerlendirme ve Adana için etkileri. *Çukurova Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi Dergisi, 38*(2), 553-569.
7. USGS, (2023). M 7.8 - *Pazarcik earthquake, Kahramanmaraş Earthquake Sequence.* https://earthquake.usgs.gov/earthquakes/eventpage/us6000jllz/executive Erişim tarihi: Mart 2023.
8. Açıkalın, M. (2024). Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda rezervuar karakteristiklerin süreksizliklerle olan ilişkilerinin belirlenmesi ve komşu petrollü sahalarla korelasyonunun yapılması (Adıyaman/Türkiye). *Doktora tezi.* Çukurova Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği, 256, Adana.
9. Van Wagoner, J.C., Posamentier, H.W., Mitchum, R.M, Vail, P.R., Sarg, J.F., Loutit, T.S. & Hardenbol, J. (1988). An overview of the fundemantals of sequence stratigraphy and key definitions: *In Wilgus, C.K., Hastings, B.S, Kendall, C.G.St. C., Posamentier, H.W., Ross, C.A, And Van Wagoner, J.C. (Eds.), Sea-Level Changes: An Integrated Approach*: *Sepm Special Publication,* 42, 39-45.
10. Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M.E. & Çoruh, T. (1991). Stratigraphic evolution of the campanian-paleocene autochtonous succesion of the southeast Anatolia. *Ozan Sungurlu Symposium Proceedings,* 238-261, Ankara.
11. Gossage, D.W. (1956). *Compiled progress report on the geology of part of petroleum district VI, Southeast Turkey: N.V. Turkse Shell.* Report No. Grt. 2, 22, Ankara.
12. Çoruh, T. (1991). *Adıyaman civarında (XI. Bölge kuzeybatısı ve XII. Bölge) yüzeyleyen Kampaniyen-Tanesiyen istifinin biyostratigrafisi ve paleocoğrafik evrimi.* TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 1656, 101, Ankara.
13. Gossage,, D.W. (1959). *Stratigraphic observations in the tut area of district VI, Southeast Turkey: N.V. Turkse Shell.* Report No. Grt., 18, 48, Ankara.
14. Hennings, P., Allwardt, P., Paul, P., Zahm, C., Reid, R., Alley, H., Kirschner, R., Lee, B. & Hough, E. (2012). Relationship between fractures, fault zones, stress, and reservoir productivity in the Suban Gas Field, Sumatra, Indonesia. *AAPG Bulletin, 96*(4), 753-772.
15. Perinçek, D. (1977). *Çelikhan-Sincik-Koçali (Adıyaman ili) alanının jeolojik incelenmesi.* TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1394, 30, Ankara.
16. Sungurlu, O. (1974b). *VI. bölge kuzey sahalarının jeolojisi.* Türkiye İkinci Petrol Kongresi Tebliğleri, 85-107, Ankara.
17. Perinçek, D., Duran, O., Bozdoğan, N. ve Çoruh, T. (1992). Güneydoğu Türkiye'de otokton sedimanter kayaların stratigrafisi ve paleocoğrafik evrimi: Türkiye ve çevresinin tektoniği, petrol potansiyeli. *Ozan Sungurlu Sempozyumu Bildirileri,* (Eds.), 274-305, Ankara.
18. Yılmaz, Y., Tüysüz, O., Yiğitbaş, E., Genç, S.C. & Şengör, A.M.C. (1993). Ophiolitic and metamorphic assemblages of southeast Anatolia and their significance in the geological evolution of the orogenic belt. *Tectonics, 12*, 1280-1297.
19. Robertson, A., Boulton S.J., Taslı, K., İnan, N., Yıldız, A., Yıldırım, N. & Parlak, O. (2016). Late Cretaceous–Miocene sedimentary development of the Arabia continental margin in SE Turkey (Şambayat region): Implications for regional palaeogeography and the closure history of Southern Neotethys. *Journal of Asian Earth Science, 115*, 571-616.
20. Periam, C.E. & Krummenacher, R. (1958). The geology of the eastern part of district VI (Urfa area), Se Turkey (N. V. Turkse Shell report). *Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi*, Kutu No. 352, Rapor No. 4, 37.. (TPAO Arama Grubu, Rapor No. 836)
21. Sungurlu, O. (1974). *VI. bölge kuzey sahalarının jeolojisi.* TPAO Arama Grubu, Rapor No. 871, 32, Ankara.

22. Aksu, R. (2016). Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde ara faz: Eosen tektoniği. *69. Türkiye Jeoloji Kurultayı (11-15 Nisan 2016, Ankara) Bildiri Özleri Kitabı,* 548.

23. Kellogg, H.E. (1960). Stratigraphic report, Hazro area, Petroleum district V, SE Turkey (American overseas petroleum (Amoseas) report). *Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi*, Kutu No. 126, Rapor No. 1, 42, Ankara.

24. Ahmed, R. (1975). *Geology of the area Southwest of Dicle (Diyarbakır-Turkey).* TPAO Arama Grubu, Rapor no. 994, 48, Ankara.

25. Açıkbaş, D., Akgül, A. ve Erdoğan, L.T. (1981). *Güneydoğu Anadolu'nun hidrokarbon olanakları ve Baykan-Şirvan-Pervari yöresinin jeolojisi.* TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1543, 387, Ankara.

26. Eren, A. ve Sarı, R. (1984). *Güneydoğu Anadolu'da X. bölgenin jeolojik evrimi ve petrol potansiyeli I.* TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1867, 52, Ankara.

27. Cater, J.M.L. & Gillcrist, J.R. (1994). Karstic reservoirs of the Mid-Cretaceous Mardin Group, SE Turkey: tectonic and eustatic controls on their genesis, distribution and preservation. *Journal of Petroleum Geology, 17*(3), 253-278.

28. Yılmaz Y. (1996). New evidence and solution to Maden Complex controversy of the Southeast Anatolian Orogen (Turkey). *Geologische Rundschau, 85*, 250-263.

29. Bolat, A. (2012). Adıyaman ili kuzeyinin jeolojisi ve petrol potansiyeli. *Yüksek lisans tezi.* Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı, 112, Adana.

30. Bolgi, T. (1961). *V. petrol bölgesi seksiyon ölçmeleri AR/TPO/261 nolu saha ile Reşan-Dodan arası batısındaki sahanın strüktürel etüdleri.* TPAO Arama Grubu, Rapor no. 162, 52, Ankara.

31. Marrett, R. & Laubach, S.E. (1997). Diagenetic controls on fracture permeability and sealing. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 34*, 204-204.

32. Barton, C.A., Zoback, M.D. & Moos, D. (1995). Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. *Geology, 23*, 683-686.

33. Lisle, R. (2000). Predicting patterns of strain from three dimensional fold geometries: neutral surface folds and forced folds. In: Cosgrove, J.W., Ameen, M.S. (Eds.), Forced Folds and Fractures. *Geol. Soc. Lond., Spec. Publ., 169*, 213-221.

34. Wennberg, O.P., Svånå, T., Azizzadeh, M., Aqrawi, A.M.M., Brockbank, P., Lyslo, K.B. & Ogilvie, S. (2006). Fracture intensity vs. mechanical stratigraphy in platform top carbonates: The aquitanian of the asmari formation, Khaviz Anticline, Zagros, SW Iran. *Petrol. Geosc., 12*, 235-245.