ÇUKUROVA ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOKTORA TEZİ

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Rezervuar Karakteristiklerin Süreksizliklerle Olan İlişkilerinin Belirlenmesi ve Komşu Petrollü Sahalarla Korelasyonunun Yapılması (Adıyaman/Türkiye)

Mert AÇIKALIN

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Nisan, 2024

ÇUKUROVA ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOKTORA TEZİ ONAYI

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Rezervuar Karakteristiklerin Süreksizliklerle Olan İlişkilerin Belirlenmesi ve Komşu Petrollü Sahalarla Korelasyonunun Yapılması (Adıyaman/Türkiye)

Mert AÇIKALIN

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu Doktora Tezi 26/04/2024 Tarihinde Aşağıdaki Jüri Üyeleri Tarafından Değerlendirilmiş ve Oy Birliği / ~~Oyçokluğu~~ ile Kabul Edilmiştir.

Juri : Prof. Dr. Ulvi Can ÜNLÜGENÇ (Danışman) ……

: Prof. Dr. Kemal GÜRBÜZ ……

: Prof. Dr. Murat GÜL ……

: Doç.Dr. Hayati KOÇ ……

: Dr. Öğretim Üyesi Hatice KARAKILÇIK ……

Bu Tez Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalında hazırlanmıştır.
Tez No:

Prof. Dr. Sadık DİNÇER
Enstitü Müdürü

Bu çalışma, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'nın 02.03.2021 tarih, E-32573851-773.99-91584 sayılı Genel Müdürlük olurları ile Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak hazırlanmıştır

Not: Bu tezde kullanılan özgün ve başka kaynaktan yapılan bildirişlerin, çizelge ve fotoğrafların kaynak gösterilmeden kullanımı, 5846 sayılı Fikir ve Sanat Eserleri Kanunundaki hükümlere tabidir.

İÇİNDEKİLER

ÖZ I
ABSTRACT II
TEŞEKKÜR III
ÇİZELGELER DİZİNİ IV
ŞEKİLLER DİZİNİ VI
FOTOĞRAFLAR DİZİNİ XII
SİMGELER VE KISALTMALAR XVII
1. GİRİŞ 1
2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR 5
3. MATERYAL VE METOT 13
3.1. Materyal 13
3.2. Metot 14
3.2.1. Saha Çalışmaları 25
3.2.2. Laboratuvar Çalışmaları 29
3.2.3. Büro Çalışmaları 29
3.2.4. Tez Yazımı 32
4. BÖLGESEL JEOLOJİ, EVRİM VE STRATİGRAFİ 33
4.1. Bölgesel Jeoloji 33
4.2. GDA Bölgesinde Tektonostratigrafik Değişimin Tarihsel Jeolojisi 36
4.3. Stratigrafi 41
4.3.1. Allokton Birimler 43
4.3.2. Otokton Birimler 50
5. PETROL OLANAKLARI 101
5.1. Petrol Sisteminin Geliştiği Tektonik Yerleşke 101
5.2. Petrol Sisteminin Stratigrafisi 104
5.3. Sayındere Formasyonu İçerisinde Verimli Çatlakların Litofasiyes Analizi 104
5.4. Adıyaman Civarı Petrol Bölgesi ile Şambayat Petrol Sahası'nın Karşılaştırılması 105
5.5. Sayındere Formasyonu'nun Parasekanslara Ayrılması 106
6. SAYINDERE FORMASYONU'NDA TEKTONİK SÜREÇLER 111
6.1. Deformasyon Fazları 111
6.1.1. Paleosen Öncesi Deformasyon 111
6.1.2. Paleosen Sonrası Deformasyon 112
7. BULGULAR VE TARTIŞMA 115
7.1. Sayındere Formasyonu'nda Kırılgan Tabakaların Sınırlarının Ayrıştırılması 115
7.2. Kıvrım Geometrisinin İncelenmesi 116

7.3. Kritik Stres Analizi ve KA-46 Kuyusu Örneği 117
7.4. Kapanın ve Çatlamanın Zamanlaması ve Petrol Türümü ile Göçüne Bağlı Olarak Gelişen Çatlama 125
7.5. Doğrultu Atımlı Tektonik Rejimde Üretken Çatlakların Hangi Jeomekanik Değişkenlerle Korelasyonunun Yapılacağının Belirlenmesi 127
7.6. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sismik Veriler-Log Verileri-Üretim Değerlerinin Sayındere Formasyonu'ndaki Çatlak Analizi İçin Birlikte Yorumlanması 149
7.7. Sayındere Formasyonu İçerisinde Verimli Çatlakların Litofasiyes Analizi Bulguları 162
7.7.1. Sayındere Formasyonu 1 No'lu Fasiyesin (S1) İnce Kesit Örnekleri 163
7.7.2. Sayındere Formasyonu 2 No'lu Fasiyesin (S2) İnce Kesit Örnekleri 164
7.7.3. Sayındere Formasyonu 3 No'lu Fasiyesin (S3) İnce Kesit Örnekleri 166
7.8. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki Kuyularda Kesilen Sayındere Formasyonu'nun Parasekanslara Ayrılması 180
7.9. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu Çatlak Analizi 180
7.9.1. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Kesilen Sayındere Formasyonu'nun Deformasyon Fazları 180
7.10. Kuzey Adıyamandaki Sayındere Formasyonu'nun Çatlak Sistemi 187
7.10.1. Boşlukları Açık Olan ve Boşlukları Çimento ile Dolu Olan Çatlaklar 187
7.10.2. Çatlak Yoğunluğu ve Doğrultu Değişkenliği 196
7.11. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Çatlak ve Litofasiyes Bağıntısı 199
7.11.1. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Tabaka Sınırlı Çatlaklar ve Çatlamanın Dar Uzun ve Bağlantılı Geçitleri 199
7.11.2. Açık çatlaklar, Üretim Oranları ve Toplam Üretilebilir Mevcut Rezervler 203
7.12. Boşlukları Açık Olan Çatlakların Kökeni 206
7.12.1. Açık Çatlakları Oluşturan Yapısal Unsurlar 206
7.13. Matriks Depolama Kapasitesinin Çatlak Analizindeki Önemi 214
7.14. Sayındere Formasyonu Çatlak Analizleri 214
7.14.1. Sayındere Formasyonu'nun Rezervuar Seviyedeki Çatlak Ölçüm Verilerinin Mostradakilerle Korelasyonu 214
7.14.2. Sayındere Formasyonu Arazi Çalışması İçin Kullanılan Alet ve Metotlar 216
7.14.3. Sayındere Formasyonu'nun Mostrada İrdelenmesi 216
7.14.4. Sayındere Formasyonu'nun Mostrada Ölçülen Çatlak Ölçüm Verilerinin yorumlanması 236
8. SONUÇ VE ÖNERİLER 253
KAYNAKLAR 259
ÖZGEÇMİŞ 277
EKLER 279

ÇUKUROVA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOKTORA TEZİ

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Rezervuar Karakteristiklerin Süreksizliklerle Olan İlişkilerin Belirlenmesi ve Komşu Petrollü Sahalarla Korelasyonunun Yapılması (Adıyaman/Türkiye)

Mert AÇIKALIN

Danışman: Prof. Dr. Ulvi Can ÜNLÜGENÇ
İkinci Danışman: Doç. Dr. Ulaş İnan SEVİMLİ

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı

ÖZ

Doktora çalışmasının amacı, Güney Doğu Anadolu'da 12. bölge olarak tanımlanan Kuzey Adıyaman petrol sahası kuyu verilerinin ve bölgede yüzeyleyen Sayındere Formasyonu'nun rezervuar kaya özelliklerinin jeomekanik değişkenleri kullanılarak belirlenmesi, yüzeyde ve kuyuda ölçülen kırık verilerinin karşılaştırılarak yorumlanması olup, bu verilerin Adıyaman bölgesindeki diğer petrol sahalarındaki verilerle korelasyonudur.

Bu tez çalışmasında çatlak sistemlerinin değerlendirilmesine yönelik mostralarda ve derinlerde hedef birim olan Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu detaylı incelemesi amcıyla Sayındere Formasyonu'ndaki çatlak türü ile sistemlerini, sistemdeki akışkanın tipi, gözenekliliği ve geçirgenliğini anlayabilmek için kuyulardan edinilen karot, log, DST, XRMI değerleri ile mostradaki çatlak verileri birlikte değerlendirilmiştir. İncelenen bazı karotlarda Sayındere Formasyonu'nda petrol emaresine ve bilinen hedef seviyelere ek birimde yapılan DST (Drill Stem Test) operasyonlarında kurtarım ile beraber petrol gelişi gözlenmiştir. İncelemede rezervuar kayaç karakteristiğine katkı sağlayan 7 adet fayın varlığı tez çalışma alanı dahilinde tespit edilmiştir.

Başlıca kireçtaşı, killi kireçtaşı ve marn litolojisiyle temsil edilen Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu önceki çalışmalarda S1, S2, S3 olmak üzere 3 farklı fasiyes ile tanımlanmıştır bunlar; Organik maddece zengin karbonatlı çamurtaşı (S1), Biyoklastik istif taşı (S2) ve Gözenekli kalsitürbidit (S3) fasiyesleridir. Sayındere Formasyonu'nun üst seviyesindeki göreceli olarak petrol oranının fazla olduğu S3 fasiyesi, S2 fasiyesinin en üst kesimi olan biyoklastik istiftaşına kadar devam eder.

Petrol Sahası jeolojik yapısında kıvrım sıklığının düşük, asimetrinin yüksek olması ve Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi kalınlığının fazla olmasının petrol üretimine olumlu etkisi olduğu bu tez çalışması ile belirlenmiştir. Dolayısıyla açılması planlanan kuyuların asimetrik petrol sahalarında Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi'nin en kalın olduğu yerlerdeki kıvrımların tepe kesimleri ve bunların uzanımları üzerinde yönlü sondaja başlanması tercih edilmelidir. Böylesi bir durumda petrol kuyusunun kalsitleşme ile çimentolama etkisinin olmaması, verimli çatlaklı rezervuar özelliklerini sunması ile sonuçlanmaktadır. Rezervuar kalitesini olumsuz etkileyebilecek kalsitleşme yönü'nün: $K70^0B$ olduğu belirlenmiştir.

Rezervuar kayaç seviyelerinde verimli çatlak sistemini oluşturan üç yönlü basınç değerleri ile kohezyon katsayıları tek tek hesaplanmış olup bu değerler (Shmax yatay, Sh min yatay, sigma dikey, μ değeri'nin 0,85 ve üzeri olduğu durum) 'dir. Bu değerler ile çatlağın oluştuğu her seviyede eşik enerji stres analizi sonucunda (Tocrit) değeri bulunmuş ve üretim değerleri ile regresyonu yapılmıştır. Çalışmanın final aşamasında Kuyular lito-stratigrafik korelasyona göre ait oldukları bloğun hareketine bağlı olarak yeniden sınıflandırıldı. Üretim değerleri ile eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısı arasında 5 ayrı regresyon değeri sırasıyla (0,56; 0,71; 0,62; 0,57; 0,63) olarak elde edilmiştir. R^2=0,71 ile ters fay yükselen blok rejimi tektonik oturumunda en yüksek regresyonun karesi olarak elde edilmiştir. Yeni sondajlarda kuyunun ait olduğu büyük ölçekteki blok parçasının ters fay yükselen blok olmasının sondaj sırasında daha çok sayıda ve verimli çatlak kesilerek petrol keşif olasılığını arttırmak açısından yarar vardır. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'ndaki süreksizliklerin jeomekanik analizi ile kuyulardaki petrol üretimi arasındaki bağıntı, tektonik yerleşke kapsamı içerisinde değerlendirilerek komşu petrollü sahalalar ile korelasyonu yapılmıştır.

Anahtar kelimeler: Güneydoğu Anadolu, Çatlak Sistemi, Petrol Olanakları, Sayındere Formasyonu

CUKUROVA UNIVERSITY
INSTITUTE OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

PhD THESIS

Determination of Reservoir Characteristics in the North Adıyaman Field and its relationship with the Discontinuties in the Region and Correlation with Neighboring Oil Fields (Adıyaman/Türkiye)

Mert AÇIKALIN

Supervisor: Prof. Dr. Ulvi Can ÜNLÜGENÇ
Co-Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Ulaş İnan SEVİMLİ

Department of Geological Engineering

ABSTRACT

The aim of the PhD study is to determine the reservoir rock properties of the Sayındere Formation, which is examined in the field and in the well data of the North Adıyaman oil field, defined within the 12th region in Southeastern Anatolia, using geomechanical parameters, and to compare and interpret the fracture data measured on the surface and in the well so as to correlate it with other oil fields in the Adıyaman region.

In this thesis, detailed investigations were conducted on the Campanian aged Sayındere Formation, which is the target unit in the outcrops and depths to obtain the fracture outputs, and the fracture data in the outcrop were evaluated together with the core, log, and DST. In some of the examined cores, oil development along with recovery was observed in Drill Stem Test (DST) operations performed in units additional to oil signs and known target levels in the Sayındere Formation. In this examination, seven faults that contributed to the content of the reservoir rock characteristics were detected within the study area.

The Sayındere Formation, represented by limestone, clayey limestone, and marl lithology, has been defined by three different facies, S1, S2, and S3, in previous studies. They are carbonate mudstone (S1), bioclastic packstone (S2) and porous calci turbidite (S3) facies rich in organic matter.

The S3 facies, which has a relatively high oil content at the upper level of the Sayındere Formation, continues until the bioclastic packstone, which is the uppermost part of S2 facies. In this thesis, it was determined that the low fold frequency, high asymmetry, and high thickness of the S3 facies of the Sayındere Formation in the oil field geological structure have a positive effect on oil production.

Therefore, in the asymmetric role areas of the wells planned to be drilled, directional drilling should be initiated on the top sections of the folds and their extensions, where the Sayındere Formation S3 facies is the thickest. In such cases, the absence of the cementing effect of the oil well through calcification results in productive fractured reservoir properties. It has been determined that the direction of calcitization that may negatively affect the reservoir quality is $K70^0B$.The three-way pressure values and the cohesion coefficient (value) that form the productive crack system in the reservoir rock levels are calculated individually, and these values are (Shmax horizontal, Shmin horizontal, sigma vertical, μ value is 0.85 and above). Using these values, the threshold energy stress analysis (Tocrit) value was determined at each level where the crack occurred, and regression was performed with the production values. In the final stage of the study, the wells were reclassified according to lithostratigraphic correlation and the movement of the block to which they belonged. For each tectonic session, 5 separate regression values were obtained between the production values and the number of cracks under threshold energy stress, respectively (0,57; 0,62; 0,71; 0,63; 0,56). According to the results, R^2 = 0,71 was obtained as the square of the highest regression in the tectonic session of the reverse fault rising block regime. In other words, when choosing a well location, it is beneficial for the large-scale block part of the well to be a reverse fault rising block to increase the possibility of oil discovery by cutting more and more efficient cracks during drilling.The relationship between the geomechanical analysis of the discontinuities in the Sayındere Formation in the Northern Adıyaman field and the oil production in the wells was evaluated within the scope of the tectonic setting and correlation was in this perspective made with the neighboring oil fields.

Key words: Southeastern Anatolia, Fracture System, Petroleum Possibilities, Sayındere Formation

TEŞEKKÜR

Doktora tez çalışmasının yapılmasında desteklerini esirgemeyen, çalışmanın her aşamasında aydınlatıcı bilgileri, özenli değerlendirmeleri, yapıcı eleştirileri ve değerli önerileri ile katkılarından dolayı tez danışmanı hocam sayın Prof. Dr. Ulvi Can ÜNLÜGENÇ'e teşekkür ederim.

Adıyaman Üniversitesi, İnşaat Mühendisliği, Meslek Yüksek Okulu öğretim üyelerinden ikinci danışmanım Sayın Öğr. Üyesi Dr. Ulaş İnan SEVİMLİ'ye doktora tez çalışmamın her aşamasındaki yapıcı desteğini sunduğu ve değerli zamanını bana ayırdığı için çok teşekkür ederim.

Çukurova Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü öğretim üyesi Sayın Prof. Kemal GÜRBÜZ'e, Muğla Sıtkı Koçman Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü öğretim üyesi Prof. Dr. Murat GÜL'e, Mersin Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü öğretim üyesi Doç.Dr. Hayati KOÇ'a, Çukurova Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü Doktor öğretim üyesi Sayın Hatice KARAKILÇIK 'a, Çukurova Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü öğretim üyesi Sayın Prof. Dr.Atike NAZİK'e tez çalışmasının daha akademik ve petrol jeolojisi ile yerbilimi ortak diline daha yakın, yalın bir dilde yazılması ve tez sunumu ile ilgili biçemlerin zenginleştirilmesine dair tüm eşsiz katkılarından dolayı ayrı ayrı teşekkür ederim.

Nano teknoloji şirketinde Uzman Sayın Serhat SEVLİ'ye tezimindeki veri ağının yönetimi ile ilgili tavsiyelerinden dolayı teşekkür ederim.

TPAO Adıyaman Bölge Jeoloji Müdürlüğü çalışanı Uzman Mühendis Sayın Dr. Oğuz MÜLAYİM'e tez çalışmasının petrol jeolojisi literatürü çerçevesinde ilerleyebilmesi yönündeki tüm destek ve teşvikleri için minnettarım. Jeoloji Bilimine olan ilgi ve sevgilerini petrol aramacılığı ile bütünleştiren TPAO Adıyaman Bölge Jeoloji Müdürlüğü çalışanı Uzman Mühendis Sayın Dr. Mustafa TUNCER ile Ülkemizi enerjide bağımsız olduğumuz günlere taşımayı hedefleyen tüm fedakâr yerbilimcisi çalışma arkadaşlarıma ve hocalarıma da ayrıca teşekkürlerimi sunarım.

Her konuda bana maddi ve manevi desteğini esirgemeyen, her zaman yanımda olan MTA'ya Endüstriyel hammedeler ile ilgili değerli raporlarını sunan Jeoloji Yüksek Mühendisi Babam Sayın İrfan AÇIKALIN ile TEDAŞ'da değerli çalışmaları ve yöneticiliği olan Elektirik Yüksek Mühendisi Annem Sayın Seda AÇIKALIN ile Endüstri Mühendisi Ablam İpek AÇIKALIN'a ve özellikle doktora çalışmaları sürecinde tüm sabrıyla bireysel hayatlarından fedakarlıklar ve destekleriyle motive eden biricik iki dünya eşim ve yol arkadaşım Sayın Meral AÇIKALIN'a ve 4 çocuğum olan: Meryem, Alper Osman, Zeynep Gökçe, Ahmed Aybars AÇIKALIN'ın her birine göllerdeki kumtaşı tanecikleri sayısınca, sadrından yansıttığı İlahi nur ile tüm ilimlerin feyiz menbağı olan Hazreti Muhammed Mustafa Peygamber Efendimize bana verdiği yaşama sevinci ve gücü için denizlerdeki kumtaşı taneleri sayısınca teşekkürlerimi, selam ve dualarımı sunarım.

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 3.1. Doktora Tez hazırlama sürecinde kullanılan veri türü, ayrıntılı tanımı, verinin kullanıldığı şekil-çizelge-fotoğraf adı ile kullanım amacı. 17

Çizelge 4.1. KA-54 no'lu kuyunun sondajı sırasında üstten alta doğru kesilen Midyat, Üst Germav, Alt Germav, Kastel formasyonlarının dokanak ilişkileri ile ayrıntılı litolojilerinin verildiği çizelge. 87

Çizelge 5.1. Sekans stratigrafisi terminolojisinde kullanılan kısaltmalar. 108

Çizelge 7.1. KA-46 kuyusunda Sayındere-Kastel Formasyonları arasında tutulan Kuyu Veri Defteri (KVD) Notu 119

Çizelge 7.2. KA-46 kuyusunda çatlak stres eşiği (kritik stres eşiği) analizinin jeomekanik parametreleri 124

Çizelge 7.3. a. KA-46 kuyusunda Sayındere Formasyonu'nun kesildiği 1761-1821 m'ler arasındaki Kritik Stres Analiz sonucu 125

Çizelge 7.4. Adıyaman bölgesindeki 66 farklı kuyunun jeomekanik parametrelerinin üretim değerleri ile regresyon analizinin özet çizelgesi 128

Çizelge 7.5. Adıyaman Bölgesinde doğrultu atımlı faylarla denetlenen kuyuların kritik stres ve rezervuar analizi 140

Çizelge 7.6. Adıyaman Bölgesinde ters faylarla yükselen bloktaki kuyuların kritik stres ve rezervuar analizi. 140

Çizelge 7.7. Adıyaman Bölgesinde ters fayların taban bloğundaki kuyuların kritik stres ve rezervuar analizi 141

Çizelge 7.8. Adıyaman bölgesinde normal faylanmalarla taban blokta yer alan kuyuların kritik stres ve rezervuar analizi. 141

Çizelge 7.9. Adıyaman bölgesinde normal faylanmalarla tavan blok üzerinde yer alan kuyuların kritik stres-rezervuar analizi 142

Çizelge 7.10. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesinde kritik stres altındaki noktaların jeomekanik parametreleri 143

Çizelge 7.11. Adıyaman Bölgesi civarında Rezervuar Seviyelerdeki kritik stres altındaki noktaların doğrultu atımlı fay rejimli sahalar için Eşik Enerji Stresi Analiz sonuçları 144

Çizelge 7.12. Adıyaman İli civarında ters faylarla kontrol edilen bölgelerdeki tavan blokta yer alan kuyuların Sayındere Formasyonu rezervuar seviyesindeki Eşik Enerji Stres analiz grafiği. 144

Çizelge 7.13. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Sayındere Formasyonu rezervuar seviyesinde kritik stres altındaki noktaların Eşik Enerji Stres analizi sonuçları 146

Çizelge 7.14. Şekil 7.10 ile Şekil 7.11'de grafikleri verilen Şambayat-A ile Şambayat-B model kuyularının jeomekanik değişkenlerinin karşılaştırılması 148
Çizelge 7.15. Tut İlçesinin Kaşlıca köyü merkezi civarında yer alan 1 nolu istasyonda ölçülen çatlakların doğrultu-eğim, litoloji ve diğer bilgilerin sunulduğu çizelge 228

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Çalışma alanının yer bulduru haritası 4
Şekil 3.1. Tez çalışması iş akış şeması 16
Şekil 3.2. Kuzey Batı Avrupa'da Sh en yüksek (max) oryantasyonu haritası, Dünya Stres Haritası'ndan alınmıştır 23
Şekil 3.3. Sondaj yapılan kuyuların cidarında gözlemlenen ovalleşme*Sh en az (minimum): ovalleşme yönü 23
Şekil 3.4. Sondaj kaynaklı gerilim kırıklarının bir özdirenç görüntüsü XRMI logunda180 derece aralıklı olarak görülmektedir, Kuzey Denizi (North Sea.) 24
Şekil 3.5. $S_{h\ en\ yüksek(max)}$ yönünü gösteren azimut değerindeki sapamın LWD'deki görüntüsü 25
Şekil 4.1. a- Arap levhasının Anadolu levhacığını kuzeye doğru sıkıştırması sonucunda Anadolu'da oluşan provensler ile Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nın Doğu Anadolu Fay zonunun güneyindeki konumu 35
Şekil 4.2. a- Cudi Grubu karbonatlarının Paleozoyik yaşlı birimler 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 üzerinde konumlarını belirten şematize taslak jeolojik enine kesiti 38
Şekil 4.3. a- Bozova, Kastel ve Germav formasyonlarının şematize enine kesiti b- Besni ve Germav formasyonlarının şematize enine kesiti, c- Eosen'de Maden Karmaşığı ve Çüngüş Formasyonu'nun şematize enine kesiti 39
Şekil 4.4. Güneydoğu Anadolu'nun Kuzey kesimindeki bölgenin stratigrafik kesiti 43
Şekil 4.5. Üst Jura-Alt Kretase yaşlı Koçali Karmaşığı'nın dikme kesiti. 47
Şekil 4.6. Senomaniyen-Alt Türoniyen yaşlı Karadut Karmaşığının dikme kesiti. 49
Şekil 4.7. Areban, Sabunsuyu, Derdere ve Karababa formasyonlarının oluşturduğu Mardin Grubu'nun genelleştirilmiş stratigrafik kesiti. 52
Şekil 4.8. Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonunun stratigrafik tip kesiti 54
Şekil 4.9. Koniasiyen-Alt Santoniyen yaşlı Karababa Formasyonu'nun stratigrafik tip kesiti 58
Şekil 4.10. Adıyaman Grubu'nun genelleştirilmiş stratigrafik kesiti 63
Şekil 4.11. Adıyaman Grubu'nun (Karaboğaz ve Sayındere formasyonları) Karababa Dağı civarı ölçülü stratigrafik dikme kesiti 65
Şekil 4.12. Sayındere Formasyonu'nun ölçülü stratigrafik tip kesiti. 68
Şekil 4.13. Şırnak Grubu'nun genelleştirilmiş stratigrafi kesiti. 71
Şekil 4.14. Kastel Formasyonu'nun stratigrafik tip kesiti. 73

Şekil 4.15. Terbüzek Formasyonu'nun ölçülü stratigrafik tip kesiti....77
Şekil 4.16. Besni Formasyonu'nun ölçülü stratigrafik kesiti.....79
Şekil 4.17. Germav Formasyonu'nun ölçülü stratigrafik kesiti 83
Şekil 4.18. Midyat Grubu'nun şematize dikme kesiti. 89
Şekil 4.19. Gercüş Formasyonu stratigrafik dikme kesiti.....91
Şekil 4.20. Hoya Formasyonu'nun stratigrafik tip kesiti.....95
Şekil 4.21. Şelmo Formasyonu'nun stratigrafik tip kesiti 98
Şekil 5.1. Adıyaman Havzası'nın batısındaki Şambayat Petrol Sahası ve tez çalışma alanını gösterir konum haritası (Özkaya ve ark., 2019)'dan Türkçeleştirilerek alıntılanmıştır 102
Şekil 5.2. Batı Adıyaman Havzasında Geç Kretase – Pliyosen istifinin litostratigrafik kesiti (Özkaya ve ark., 2019'dan modifiye edilerek Türkçeleştirilmiş olup Sayındere Formasyonu fasiyesleri belirlenmiştir) 103
Şekil 5.3. Sekans sınırlarını gösterir ''Exxon Slug'' modeli (Van Wagoner ve ark., 1988; Posamentier ve Allen, 1999; Açıkalın, 2012)'nden değiştirilerek yeniden çizilmiştir. 107
Şekil 7.1. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki kuyu verileri kullanılarak hazırlanan Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi'nin kalınlık haritası.....116
Şekil 7.2. KA-46 Kuyusunun kompozit kuyu logunun orta kesiminde Sayındere Formasyonu ile Kastel Formasyonu arasındaki geçişi gösterir dikme kesit 119
Şekil 7.3. KA-46 kuyusunda MLU verileri ile yapılan gaz analizleri ve Petrol eğilimi grafikleri arasında olup olmama (petrol izi) durumu ile ilgili jeokimyasal yorumların grafikleri.....120
Şekil 7.4. KA-46 kuyusunda MLU verileri ile yapılan gaz analizleri ve jeokimyasal yorumlarına göre Petrol-Gaz Kondensayt-Gaz penceresi içerisinde olup olmama (petrol izi) durumunun grafikleri.....121
Şekil 7.5. KA-46 kuyusunda MLU verileri ile yapılan gaz analizlerinin jeokimyasal yorumuna göre biyobozunma durumu.....121
Şekil 7.6. KA-46 kuyusu kompozit logunda öneri perfore aralığı (1761-1777 m'ler arası) log yorumlaması.....122
Şekil 7.7. KA-46 kuyusunda alınan 1750-1830 m'ler arası XRMI logunun yorumu 123
Şekil 7.8. KA-46 kuyusu eşik enerji stresi analizi grafiği 124
Şekil 7.9. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu rezervuar seviyesinde kritik stres altındaki noktaların jeomekanik parametreleri için çizilen Mohr diyagramı 143
Şekil 7.10. Şambayat Petrol Sahası, Şambayat-A kuyusunun jeomekanik yorumunu gösterir diyagram 147

Şekil 7.11. Şambayat Petrol Sahası, Şambayat-B kuyusunun jeomekanik yorumunu gösterir diyagram 147
Şekil 7.12. a-Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndan alınan TR 06 507 numaralı KD GB yönlü sismik kesit b- Kuzey Adıyaman Sahasındaki TR-06-507 adlı sismik kesitin yorumu.. 150
Şekil 7.13. KA-41 Kuyusunda imaj logları ve yorumu 151
Şekil 7.14. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki çatlak yoğunluğunun dağılımı. 152
Şekil 7.15. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki 2022 yılına kadar petrol üretim haritası. 152
Şekil 7.16. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki 2022 yılına kadar su üretim haritası 153
Şekil 7.17. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu üstü yapı kontur haritası 154
Şekil 7.18. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda D-B uzanımında korelasyonları yapılan: KA-56, KA-29, KA-37, KA-40, KA-41, KA-55 kuyularının litolojik dikme kesitleri 155
Şekil 7.19. KA-29 Kuyusunun kompozit logunda değerlendirilen petro-fizik değişkenlere bağlı belirlenen Sayındere Formasyonu'nun (Litoloji ve Gama Işını Loguna göre) fasiyes sınırları. 156
Şekil 7.20. KA-29 Kuyusunun kompozit logunda değerlendirilen petro-fizik değişkenlere bağlı belirlenen Sayındere Formasyonu'nun fasiyes sınırları 157
Şekil 7.21. KA-29 Kuyusunun kompozit logunda değerlendirilen petro-fizik değişkenlere bağlı belirlenen Sayındere Formasyonu'nun (Nötron ve HDT Loguna göre) fasiyes sınırları 158
Şekil 7.22. KA-2 Kuyusunda Sayındere Formasyonu'nda 1650-1655 m'ler arasında S3 fasiyesinin XRMI logundaki görüntüsü ve yorumu. KA-2 kuyusunun coğrafi konumu Şekil 7.35'de verilmiştir 160
Şekil 7.23. KA-1 Kuyusundaki Sayındere Formasyonu'nun 1586-1594 m'ler arası alınan DST'nin basınç değerleri ile kurtarım bilgisi. KA-1 kuyusunun coğrafi konumu 161
Şekil 7.24. KA-5 Kuyusunda alınan XRMI logu ve son derinlikte sapma bilgisi 162
Şekil 7.25. Adıyaman Havzası'nın batısındaki petrol sahalarının üç boyutlu sismik kesit kapsamının konum haritası 181
Şekil 7.26. Şambayat Petrol Sahası'nın doğu kısmından geçen KD-GB uzanımlı IL5556 numaralı yorumlanmış sismik profil 182
Şekil 7.27. IL 5566 numaralı sismik kesitte Paleosen yaşlı Germav Formasyonu içindeki işaretli bir seviyenin yataylaştırılarak yorumlandığı sismik profil 182
Şekil 7.28. Şambayat (Ş), Doğu Şambayat (DŞ), Altıntop ve Kuzey Adıyaman sahaları üzerindeki 800 milisaniyelik seviyede sismik zaman dilimini gösterir harita 184
Şekil 7.29. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'nun kalınlık haritası 185

Şekil 7.30. Adıyamanın kuzeyindeki kuyu verileri kullanılarak Sayındere Formasyonu için hazırlanan dikey stres dağılım haritası 186
Şekil 7.31. Sayındere Formasyonu'nun biyoklastik vaketaşları içindeki açık çatlakların XRMI loglarındaki görüntüsü; *AÇ: Açık çatlak..... 189
Şekil 7.32. Doğu Şambayat (DŞ)-3,4; Dudere (D)-3 ile Kuzey Adıyaman (KA)-52 kuyularından alınan Sayındere Formasyonu'nun imaj logları..... 191
Şekil 7.33. Paleosen sonrasında Şambayat Petrol Sahası'nda gelişen yapısal unsurlar 191
Şekil 7.34. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası kuyularından alınan XRMI loglarından yararlanılarak Sayındere Formasyonu çatlaklarına ait hazırlanmış gül diyagramları. 192
Şekil 7.35. Kuyu verileri ve saha jeolojisi verilerinden yararlanılarak hazırlanan Kuzey Adıyaman Sahasının Kuzey-Güney yönlü jeolojik enine kesiti..... 193
Şekil 7.36. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'nun XRMI logu verileri kullanılarak hesaplanan çatlak yoğunluğu ile çatlak doğrultularına ait gül diyagramları. Şekilde kesik siyah renkli çizigilerle gösterilen kuyuların stratigrafik korelasyonları 194
Şekil 7.37. Şambayat Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'na ait çatlakların gül diyagramları ile bölgenin yapı haritası 198
Şekil 7.38. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Kretase yaşlı faylarının oluşturduğu çatlaklara ait gül diyagramları. 198
Şekil 7.39. Doğu Şambayat-4 (A, B) , Altıntop-8 (C, D) ve KA-2 (E) kuyularından alınan Sayındere Formasyonu'nun S3 Fasiyeslerini temsil eden çatlakların XRMI loglarında karşılaştırılmalı görünümü 200
Şekil 7.40. a- Şambayat Petrol Sahası'nda KD-GB uzanımında Ş-2, Ş-6 ve Ş-1 kuyuları arasında Sayındere Formasyonu'nun yoğun çatlaklı istiftaşı aralığının korelasyonu (Özkaya ve ark., 2019)'dan alıntılanmıştır. b- Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda KA-13, KA-9 ve KA-12 kuyularından doğu batı boyunca jeolojik korelasyonu. 201
Şekil 7.41. Şambayat-1 kuyusunun perforasyonu ve tarihsel üretim verileri..... 202
Şekil 7.42. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası 2021 yılında kuyuların tam açık olduğu zamana ait Sayındere Formasyonu üretim değerleri..... 203
Şekil 7. 43. a. Tez kapsamındaki Kuzey Adıyaman Petrol Sahası ile Şambayat, Doğu Şambayat ve Altıntop sahalarındaki kuyuların konumlarını gösteren plan-görünüm haritası. b. Şambayat, Doğu Şambayat, Altıntop sahalarında çatlak yoğunlukları değişimleri ile birim metredeki çatlak sayısı değişiminin grafiği. 205
Şekil 7.44. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki kuyuların XRMI logu kullanılarak elde edilen geçirimli çatlak yoğunluğu ile üretilebilir rezerv grafiği. 206

Şekil 7.45. Şambayat Petrol Sahası'nda Paleosen sonrası yapısal unsurlar 208
Şekil 7.46. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Paleosen sonrası gelişen yapısal unsurların gösterildiği harita 209
Şekil 7.47. Paleosen sonrası antiklinal yapıların yorumlandığı Kuzey Doğu-Güney Batı yönlü sismik profiller: a) IL 5556 no'lu sismik hat üzerindeki Şambayat Petrol Sahası b) IL 5496 no'lu sismik hat üzerindeki Doğu Şambayat Petrol Sahası c) IL 5566 no'lu sismik hat üzerindeki Altıntop Petrol Sahası d) IL5316 no'lu sismik hat üzerindeki Dudere Petrol Sahası. 210
Şekil 7.48. Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi: Doğu Şambayat -4, Dudere-4 Doğu Şambayat-2, Kuzey Adıyaman-41 kuyusu XRMI log verileri ile Şambayat-6 kuyusu karot verisinin karşılaştırmalı analizi). 212
Şekil 7.49. Adıyaman'ın kuzeyinde kazılan kuyuların verileri kullanılarak hazırlanan Sayındere Formasyonu'ndaki μ (Mü) değerinin 0,85'den büyük olduğu durumdaki eşik enerji stresi altında gelişen çatlakların coğrafik bölgelere göre sayısal oran dağılım haritası 215
Şekil 7.50. Adıyaman İli Tut İlçesindeki Kaşlıca köyü civarında Sayındere Formasyonu'ndan ölçülen çatlakların yer aldığı istasyonların konumu 217
Şekil 7.51. KA-45 kuyusunda kesilen Sayındere Formasyonu'nun fasiyesleri 238
Şekil 7.52. Tut ilçe merkezi civarında yüzlek veren formasyonların dikme kesti 240
Şekil 7.53. Tut ilçe merkezi civarında 1 no'lu ölçüm istasyonunda Sayındere Formasyonu'nda ölçülen çatlak yerlerinin coğrafik konumları 242
Şekil 7.54. Tut İlçe Merkezi ve civarının jeoloji haritası 243
Şekil 7.55. 1 no.'lu çatlak ölçüm istasyonu gül diyagramı ile sıkışma yönünü gösterir grafik 244
Şekil 7.56. Yaklaşık doğu batı uzanımılı sağ yanal doğrultu atımlı İnişdere fayı ile ilişkilendirilen çatlak setlerinin diyagramı 245
Şekil 7.57. Ünlüce fayı ve civarında gelişen çatlak setini oluşturan ve KD-GB yönünde gelişen sıkışmanın yönünü (Sigma-1) gösterir diyagram 245
Şekil 7.58. Ünlüce fayı üzerinde yer alan 2 No'lu istasyonda Sayındere Formasyonu üzerinde ölçülen 201 adet ölçümün coğrafi pozisyonu 246
Şekil 7.59. 2 no'lu çatak ölçüm istasyonunda temel stres ve makaslama yönü 247
Şekil 7.60. 2 No.'lu istasyonda ölçülen çatlakların gül diyagramları 247
Şekil 7.61. 3 No.'lu istasyonda ölçülen çatlakların gül diyagramları 248
Şekil 7.62. 4 No'lu istasyonda Sayındere Formasyonu'nda ölçülen 156 adet ölçümün coğrafik konumu 248
Şekil 7.63. 4 no.'lu istasyonda ölçülen 156 adet çatlakların çatlak setlerini gösterir diyagram 249

Şekil 7.64. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesinde Eosen-Miyosen Tektonizması sırasında gelişen en yüksek değerlikli yatay stres (Shmax) değerlerinin dağılım haritası 252

FOTOĞRAFLAR DİZİNİ

Fotoğraf 3.1. Saha çalışmaları sırasında çatlak ölçümü yapılırken kullanılan aletler (sert ciltli arazi defteri, Brunton marka pusula, Magellan marka GPS). 27

Fotoğraf 3.2. a. Sayındere Formasyonu'nun mostra verdiği 4 No'lu çatlak ölçüm istasyonu b. Field Move Clino uygulamasındaki çalışma alanı c. Akıllı telefon ile çatlak ölçümü d. Fieldmove çatlak ölçüm sonucu örnekleri e- Field Move Clino ölçümünün yakından görünümü. 27

Fotoğraf 3.3. Sayındere Formasyonu çatlaklarının ciltli ve sert arazi defteri yüzeyi yardımıyla Mostra üzerinde geleneksel yöntemle ölçümü yapılırken bir görüntü. 28

Fotoğraf 3.4. Adıyaman ili Tut ilçesi Kaşlıca köyü merkezinin 850 metre güneydoğusunda, 3 numaralı çatlak ölçüm istasyonunda ölçülen çatlak düzlemi yönleri ile çatlak numaralarının görünümü 28

Fotoğraf 3.5. Adıyaman İl Merkezinin 5,5 km kuzeydoğusunda, Çemberlitaş ilçesinde Hoya Formasyonu üzerinde Esoen-Miyosen tektonizmasının inceleme çalışmasından bir görüntü *A: Bol çatlaklı; ayrışmış, parçalanmış kırıkların olduğu seviye *B: Az çatlaklı; ayrışmamış, parçalanmamış kırıkların olduğu seviye 29

Fotoğraf 4.1. Adıyaman İl Merkezinin yaklaşık 15 km kuzeyinde yüzeyleyen Koçali Karmaşığının Koçali kasabası civarındaki yakından görünümü 44

Fotoğraf 4.2. KA-4 kuyusunda kesilen Koçali Karmaşığı içerisideki kireçtaşı bloklarında gözlenen petrol sızıntıları 45

Fotoğraf 4.3. Adıyaman'ın 44 km kuzey doğusundaki Karadut Köyü civarında yüzeyleyen Karadut Karmaşığının arazideki yakından görünümü 48

Fotoğraf 4.4. Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonu'ndan alınan dolomitik kireçtaşlarının binoküler mikroskop alıntıdaki görüntüsü 55

Fotoğraf 4.5. Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonu kireçtaşındaki petrol emaresinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü 55

Fotoğraf 4.6. Derdere Formasyonu Dolomitlerinin binoküler mikroskop altndaki görüntüsü 56

Fotoğraf 4.7. Binoküler mikroskop altında KA-45 kuyusunda 2786 m.'de Karababa-B ile Karababa-C üyesi dokanağından alınan Kırıntılı tabak örneğinin binoküler mikroskop altındaki görünümü 59

Fotoğraf 4.8. Adıyaman İli Tut İlçesi İnişdere Vadisinde Derdere ile Karababa Formasyonları arasındaki uyumsuz dokanak ilişkisi) 60

Fotoğraf 4.9. Adıyaman İli Tut İlçesi İnişdere Vadisinde Saytepe, Karaboğaz ve Karababa-C formasyonları arasındaki uyumlu dokanak ilişkisi 61

Fotoğraf 4.10. KA-46 kuyusunda 2060 m. Alt Germav Formasyonu.....61
Fotoğraf 4.11. Adıyaman'ın 38 km kuzeybatısında Kaşlıcaköyü ile Tut ilçe merkezi arası yol üzerindeki mostrada ile Sayındere Formasyonu arasındaki uyumlu dokanak ilişkisi 69
Fotoğraf 4.12. Adıyamanın 1,7 km kuzeydoğusundaki KA-41 kuyusunun 1892 m. derinlikte Sayındere Formasyonu'nun tabanınından alınan kireçtaşlarının binoküler mikroskop altındaki görünümü. 69
Fotoğraf 4.13. Silisifiye şeyl litolojili Senomaniyen Alt Türoniyen yaşlı Karadut Formasyonu ile şeyl-kumtaşı litolojili Geç Kampaniyen-Orta Maastrihtiyen yaşlı Kastel Formasyonu arasındaki tektonik dokanak ilişkisi. 74
Fotoğraf 4.14. Terbüzek köyü girişinde başlıca resifal kireçtaşları ile temsil edilen Üst Maastrihtiyen yaşlı Besni Formasyonu ile başlıca kumtaşı ve çakıltaşından oluşan Maastrihtiyen yaşlı Terbüzek Formasyonu arasındaki diskordanslı dokanak ilişkisi. 76
Fotoğraf 4.15. Maastrihtiyen yaşlı kireçtaşı litolojili Besni Formasyonu 80
Fotoğraf 4.16. Adıyaman İl Merkezinin 71 km kuzeybatısındaki Göksu çayı kenarında (Kömür İlçesi) Üst Jura-Alt Kretase yaşlı Koçali Karmaşığı ile başlıca resifal kireçtaşından oluşan Üst Maastrihtiyen yaşlı Besni Formasyonu arasındaki tektonik dokanak ilişkisi. 80
Fotoğraf 4.17. Göksu çayı civarında (Kömür İlçesi /Adıyaman) Koçali Karmaşığı ile Besni Formasyonu arasındaki tektonik dokanak ilişkisi 81
Fotoğraf 4.18. Adıyaman İli Besni İlçesi civarında Alt-Üst Paleosen yaşlı marn litolojili Germav Formasyonu ile Üst Maastrihtiyen yaşlı kireçtaşı litolojili Besni Formasyonu arasındaki geçişli dokanak ilişkisi 84
Fotoğraf 4.19. Orta-Üst Maastrihtiyen yaşlı Alt Germav Formasyonu'na ait kuyudan alınan kırıntılı tabak numunesindeki marn-şeyl litolojisinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü 84
Fotoğraf 4.20. Paleosen yaşlı Üst Germav Formasyonu'na ait, kuyudan alınan kırıntılı tabak numunesindeki marn kireçtaşı şeyl litolojisinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü 85
Fotoğraf 4.21. Midyat Grubu karbonatlarının binoküler mikroskop altındaki görüntüsü, KÇT*: Kireçtaşı. 90
Fotoğraf 4.22. Adıyaman'nın 10 km kuzeyindeki Hasanlı lokalitesindeki Üst Maastrihtiyen Paleosen yaşlı Germav Formasyonu ile Eosen yaşlı Gercüş Formasyonu arasındaki açısal uyumsuz dokanak ilişkisi 92
Fotoğraf 4.23. Adıyaman'ın 10 km kuzeyindeki Hasanlı lokalitesindeki Gercüş-Hoya Formasyonları arasındaki açısal uyumsuz dokanak ilişkisi fotoğrafı. 94

Fotoğraf 4.24. Başlıca marn litolojili Üst Maastrihtiyen-Paleosen yaşlı Germav Formasyonu ile resifal kireçtaşı biriminden oluşan Eosen yaşlı Hoya Formasyonu arasındaki açısal uyumsuz dokanak ilişkisi.....96
Fotoğraf 4.25. Adıyaman İli Sincik ilçesi civarında Üst Jura-Alt Kretase yaşlı Koçali Karmaşığı ile Eosen yaşlı Hoya formasyonu arasındaki tektonik dokanak ilişkisi. 97
Fotoğraf 4.26. Adıyaman'ın 23 km kuzeybatısında yer alan Kömür lokalitesinde yüzlek veren Koçali,Besni,Germav, Gercüş,Hoya ile Şelmo Formasyonları arasındaki dokanak ilişkisi.....99
Fotoğraf 4.27. Adıyaman'ın 35 km kuzeydoğusundaki Kâhta Çayı lokalitesinde yüzeyleyen Üst Miyosen yaşlı Şelmo formasyonu'na ait çapraz tabakalı menderesli nehir çökellerinin yakından görünümü.....99
Fotoğraf 4.28. Şelmo Formasyonu çakıltaşlarının binoküler mikroskoptaki görüntüsü 100
Fotoğraf 7.1. Adıyaman'ın 1,8 km kuzeydoğusundaki KA-13 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonu'nun 1 No'lu Fasiyesine ait incekesitler. 163
Fotoğraf 7.2. Adıyaman'ın 1,8 km kuzeydoğusundaki KA-9 kuyusundan alınan Sayındere Formasyon un 1 No'lu Fasiyesine ait ince kesitler.....164
Fotoğraf 7.3. Adıyamanın 1,8 km kuzeydoğusundaki KA-12 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonu'nun 2 No'lu Fasiyesine ait incekesitler. 165
Fotoğraf 7.4. Adıyamanın 1,7 km kuzeydoğusundaki KA-13 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonunun 2 No'lu Fasiyesine ait ince kesitleri.....165
Fotoğraf 7.5. Adıyaman'ın 1,7 km kuzeydoğusundaki KA-13 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonu'nun 3 No'lu Fasiyesine ait ince kesitler 166
Fotoğraf 7.6. Adıyaman'ın 1,6 km kuzeydoğusundaki KA-9 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonunun 3 No'lu Fasiyesine ait ince kesitleri.....167
Fotoğraf 7.7. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki KA-34 kuyusunda kesilen Sayındere Formasyonu'nun 2525-2538 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü.....168
Fotoğraf 7.8. KA-34 kuyusu 2540-2551 metreler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü.....169
Fotoğraf 7.9. KA-34 kuyusu 2552-2560 metreler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü.....170
Fotoğraf 7.10. KA-34 kuyusu 2561-2568 metreler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü.....171
Fotoğraf 7.11. KA-34 kuyusu 2569-2577 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü.....172

Fotoğraf 7.12. KA-34 kuyusu 2578-2584 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü....173
Fotoğraf 7.13. KA-34 kuyusu 2585-2592 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü. 174
Fotoğraf 7.14. KA-34 kuyusu 2593-2599 m'ler arasında kesilen kırıntılıtabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü 175
Fotoğraf 7.15. KA-34 kuyusu 2600-2605.9 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü 176
Fotoğraf 7.16. KA-34 kuyusu 2606-2611 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü 177
Fotoğraf 7.17. KA-34 kuyusu 2612-2620 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü....178
Fotoğraf 7.18. KA-34 kuyusunda Sayındere Formasyonu'nda 2621-2629 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüs 179
Fotoğraf 7.19. Özkaya ve ark., (2019) tarafından incelenen Şambayat-6, Şambayat-19 ve Şambayat-20 kuyularından alınan karotlar üzerindeki çatlakların yeniden yorumlanması sonrası 188
Fotoğraf 7.20. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası KA-52 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonu'na ait Karotlardaki çatlaklarda petrol emareleri 189
Fotoğraf 7.21. 1 numaralı istasyonda ölçülen 1-2-3-4-5 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 217
Fotoğraf 7.22. 1 numaralı istasyonda ölçülen 6-7-8-9-10 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 218
Fotoğraf 7.23. 1 numaralı istasyonda ölçülen 11-12-13-14-15 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 218
Fotoğraf 7.24. 1 numaralı istasyonda ölçülen 16-17-18-19-20 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 219
Fotoğraf 7.25. 1 numaralı istasyonda ölçülen 21-22-23-24-25 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 219
Fotoğraf 7.26. 1 numaralı istasyonda ölçülen 26-27-28-29-30 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 220
Fotoğraf 7.27. 1 numaralı istasyonda ölçülen 31-32-33-34-35 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 220
Fotoğraf 7.28. 1 numaralı istasyonda ölçülen 36-37-38 no'lu çatlakların mostra görünümleri ...221
Fotoğraf 7.29. 1 numaralı istasyonda ölçülen 39-40 nolu çatlakların mostradaki görünümler 221
Fotoğraf 7.30. 1 numaralı istasyonda ölçülen 41-42-43-44-45-46 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri....222

Fotoğraf 7.31. 1 numaralı istasyonda ölçülen 47-48-49-50-51-52-53-54 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 222
Fotoğraf 7.32. 1 numaralı istasyonda ölçülen 55-56-57-58-59-60 no'lu Çatlakların mostradaki görünümleri 223
Fotoğraf 7.33. 1 numaralı istasyonda ölçülen 61-62-63-64-65-66 no'lu Çatlakların mostradaki görünümleri 223
Fotoğraf 7.34. 1 numaralı istasyonda ölçülen 67-68-69-70-71 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 224
Fotoğraf 7.35. 1 numaralı istasyonda ölçülen 72-73-74-75-76 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 225
Fotoğraf 7.36. 1 numaralı istasyonda ölçülen 77-78-79-80-81 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 225
Fotoğraf 7.37. 1 numaralı istasyonda ölçülen 82-83-84-85-86-87 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 226
Fotoğraf 7.38. 1 numaralı istasyonda ölçülen 88-89-90-91-92 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 226
Fotoğraf 7.39. 1 numaralı istasyonda ölçülen 93-94-95-96-97 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 227
Fotoğraf 7.40. 1 numaralı istasyonda ölçülen 98-99-100-101-102 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri 227
Fotoğraf 7.41. Tut ilçe merkezi ve civarında Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi içerisinde ölçüm yapılan çatlakların yakından görünümü. 239
Fotoğraf 7.42. 4 No'lu Çatlak İstasyonu veri toplama alanının yakından görünümü 241
Fotoğraf 7.43. Tut ilçesi Kaşlıca köyü civarında Sayındere Formasyonu arazi çalışmasında 2 no'lu çatlak ölçüm istasyonunda çalışırken 65., 66. ve 67. Çatlak verilerinin sırasıyla 1.,2.,3. çatlak kümesi ile eşlendirilip sınıflandırılması çalışması 250

SİMGELER VE KISALTMALAR

AP / SP : Anlık Potansiyel / Spontaneous Potential

API : American Petroleum Institute = Amerikan Petrol Enstitüsü

bbl : blue barrel – Türkçe karşılığı: ‘varil’, 1 bbl = 159 litre

cf : Bireyleri/taksonları bilinen/tanımlanan türlerle karşılaştırmak için kullanılır.’cf’ kullanımına ilişkin kurallar niteleyici değişiklik gösterir. Paleontolojide genellikle fosilin kimlik doğrulaması onaylanmadığında kullanılır. Örneğin, "Corvus cf. nasicus", "Küba kargasına benzeyen ‘fosil bir kuş"u belirtmek için kullanılmıştır (https://en.wikipedia.org/wiki/Binomial_nomenclature).

°C : Santigrat derece

ÇD : Çatlak Doğrultusu

DAF : Doğu Anadolu Fayı,

DÇR : Doğal Çatlaklı Rezervuar

DFN : DFN yöntemi, çatlaklı kaya kütlelerindeki sıvı akışını ve taşınma süreçlerini bağlantılı bir kırık sistemiyle inceleyen özel bir ayrık yaklaşımdır (Jing, 2007)

DST : Drill Stem Test, Sondajda rezervuar seviyelerin fiziksel değerini ölçme testi

DT : Ses dalgası sıkışma zamanı /Compressional wave delay time (Δt); ms/ft);

EKG : Elektrokardiyografi, Kireçtaşı litolojisi içerisinde gelişen stilolitlerin doku şekli

EUR : Mevcut Beklenir Toplam Üretim (Expected Ultimate Recovery)

GDA : Güney Doğu Anadolu

JM : Jeomekanik Değişken

KAF : Kuzey Anadolu Fayı

KAS : Kuzey Adıyaman Petrol Sahası

KOP : Kick Off Point, Yer altında Yönlü sondaja başlama noktası

KVD : Kuyu veri defteri. TPAO kuyularının kaydedildiği veri dosyasının kısa adı.

MD : Ölçülen derinli

Md : milidarsi, $^{1}/_{1000}$ darcy'ye eşit gözeneklilik geçirgenlik birimi

MLU : Mud Logging Unit, Petrol Sondajı-Jeoloji takip birimi

Mpa : Mega paskal

ÖSK : Ölçülü Stratigrafik Kesiti

psi : pounds per square inch = İnç kare başına pound

ppm : milyonda bir birim (parts per million)

sp : tür

S_{hmax} : En yüksek değerlikli yatay stres

S_{hmin} : En düşük değerlikli yatay stres

S_{VT} : Toplam dikey stres

TOC : Toplam Organik Karbon Miktarı

TVD : Dikey derinlik

TVDKOT: Deniz seviyesinin altında bulunulan derinlik

μ : Tabakların kayma eğilimine bağlı sürtünme katsayısı, mü değeri

1. GİRİŞ

Çalışma alanı, Türkiye'de Güney Doğu Anadolu bölgesinde verimli petrol üretmekte olan Adıyaman bölgesi ve civarını kapsamaktadır. Çalışmanın amacı bölgedeki mevcut kuyularda türeyen petrolün derinlerde hangi formasyonlar içerisinde rezervuar olabilme potansiyelini belirleyebilmek (öngörebilmek) üzere çatlaklı birimlerin tespiti ve bunların komşu alanlardaki çatlaklı seviyelerle korelasyonunu yapmaktır. Bu kapsamda rezervuar olabilecek özellikle Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu'nun jeomekanik parametrelerinin değerlendirilmesi ve Eosen-Miyosen dönemlerinde gelişen çatlak sistemleri ile petrol üretim verimliliğinin deneştirilmesi amaç kapsamı içerisinde çalışılmıştır.

Adıyaman İli petrol bölgesi, Güneydoğu Türkiye'nin kenet kuşağı içinde yer almakta olup, doğu ve batı Adıyaman havzalarından oluşmaktadır (Şekil 1.1). Adıyaman Havzası'nın batısında beş küçük petrol sahası bulunmakta olup, bunların tümü Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu'ndaki sıkı pekişmiş açık kırıklı karbonatlardan üretim yapmaktadır

Bu çalışmada, daha önceki çalışmaların metodolojisinden yararlanarak Adıyaman şehir merkezinin 1,5 km kuzeydoğusundaki KAS'nda Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu'nun çatlak analizi çalışması Sayındere ve Bozova Formasyonları gibi killi kesif kireçtaşı-marn litolojili yeni hidrokarbon rezervuarlarının keşfi için takip edilecek bir model olması düşünülmektedir.

Bilindiği üzere petrol sistemi; kaynak kaya, hazne kaya, kapan ve örtü kayadan oluşmaktadır. Üretken bir petrol sisteminde rezervuar kayacın gözeneklilik (porozite), iletkenlik (permeabilite) ve sıvı dolaşım (perkolasyon) değerinin yüksek olduğu bilinmektedir. Ancak birincil gözenekliliğin yetersiz olması durumunda, ikincil gözenekliliği sağlayan çatlak gelişimi hazne kayacın rezervuar özelliğini olumlu olarak etkilemektedir.

Birincil gözenekliliğin gelişemediği, kil oranının yüksek olduğu kesif rezervuarlarda birincil gözeneklilik ve iletkenlik değerleri düşüktür. Dolayısıyla, bu tür rezervuarlarda sıvı, iletken kırıkların gözeneklilik-geçirgenliğini belirleyen faktörlerin tanımlanması rezeruvar kayaç kalitesini belirlemek açısından önemlidir. Ancak, çalışma alanının da yer aldığı ön ülke havzası gibi tektonik olarak aktif olan bölgelerde, deformasyon ve kırılmanın birden fazla aşaması olması nedeniyle çatlama ile gelişen gözeneklilik ve geçirimlilik arasındaki matematiksel bağıntının kurulmasında güçlüklerle karşılaşılmaktadır. Bu konu ile ilgili son yıllarda bölgede tez çalışmasına referans olabilecek ve katkı sağlayacak önemli çalışmalar yapılmıştır (Özkaya ve ark., 2019; Dilci, 2019). Burada rezervuar kalitesini arttıran XRMI loglarında görüldüğü üzere matriks çizgiler her sahada incelenen Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu'nda da mevcut olmasına rağmen, petrol alınan bu beş sahadan sadece Şambayat Petrol Sahası verimli-üretilebilir özelliktedir. Bölgedeki 5 sahanın hepsi de aynı tektonik yerleşkedeki havza içerisinde bulunmasına rağmen, bunlardan sadece bir sahanın diğerlerine nazaran neden daha verimli olduğunu anlamak için rezervuar kayası olabilecek formasyon içerisinde kırık-çatlak analizi ile rezervuar değerlendirme çalışmasının başlatılmasında

kaliteli rezervaur karekteristiğinin öngörülebilmesi açısısından fayda görüldü. Çatlakların ölçme-değerlendirme iş akışı, metodu ve analiz sonuçları tez çalışmasında açıklanmıştır. Bu çalışmadan elde edilen deterministik sonuçların, Türkiye'deki diğer benzer tektonik yerleşkelerdeki petrol sahalarında sıkı-pekişmiş ve kırılgan-çatlaklı rezervuarlara sahip yeni petrollü kuyu alanlarının belirlenerek keşfine rehberlik etmesi umulmaktadır. Ayrıca, Şambayat Petrol Sahası'nda rezervuarlar ve üretimle ilgili çalışma (Gözel, 2013) ile karotlardaki kırıklara odaklanılması geleneksel bir metod iken yakın tarihli bir konferans makalesinde kırık DFN metodolojisinin çatlak modellemesindeki önemi ile ilgili çalışmalar bulunmaktadır (Akyol ve ark., 2013; Türkmen ve Gözel, 2014).

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda (KAS) incelenen kuyulardaki çatlak sistemi ve porozite-permeabilite ile ilgili bölgede kuyulardan edinilen jeomekanik parametrelerin değerlendirilmesi de tez kapsamı içerisinde yoğun bir şekilde incelenmiş ve rezervuar olabilecek Sayındere Formasyonu'ndaki fasiyesler belirlenmiştir. Burada çatlak gözenekliliği ve iletkenliği: çatlak ağzının açıklığına, çatlak gelişim ağının birbiri ile bağlantı olup olmamasına, çatlağın kalsit gibi dolgu malzemesi ile dolu olup olmamasına bağlıdır. Başka bir deyişle tektonizma ile çimentolanma süreci çatlaklı rezervuarların kalitesini etkileyen temel faktörlerdendir. Kalsiyumca zengin eriyiklerin, tektonik olarak derinlerde gelişen çatlakların içerisini kalsit dolgu ile doldurması rezervuar kalitesini azaltmaktadır. Bunun yanı sıra, petrol türümünün ve petrolün rezervuara taşınması sürecinin de rezervuarın gelişmesi açısından büyük önemi bulunmaktadır.

Tektonik yönden aktif olan bölgelerde çatlaklı rezervuarların çalışılması; kırılma olaylarının zamanlamasını ve akabinde kırık yoğunluğunun belirlenmesi, petrol türümü ve rezervuara dolum zamanının bilinmesi, birincil gözeneklilik-geçirimliliğe bağlı gelişmiş hidrokarbon oluşturma kapasitesinin doğrulanması ve kırılma sonrası gelişen çimentolanma zamanının da bilinmesini gerektirmektedir.

Tez çalışmasında, Güneydoğu Anadolu Bölgesinin kuzeyinde yer alan Batı Adıyaman Havzası içinde 5 küçük ölçekli petrol sahasında Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu özelinde incelenen farklı kuyularda çatlak analizi çalışmaları yapılıarak birbirleri ile korele edilmiştir. Batı Adıyaman Havzası, Kuzey Arap Platformunda Türkiye'nin güneydoğusundaki Toros bindirme kuşağının ön ülke (foreland) kesiminde yer almaktadır. Rezervaur niteliği taşıyan Sayındere Formasyonu'nun sıkı rezervuar niteliği taşıyan karbonatları farklı dönemlerde yapısal deformasyonun tekrarlanan aşamalarına maruz kalmıştır. Çatlaklı rezervuar niteliği de taşıyan Sayındere Formasyonu'na petrol göçü ile dolumu başlamadan önce bölge, Kampaniyen-Maastrihtiyen dönemlerinde büyük deformasyonlara maruz kalmış olup, Geç Eosen-Oligosen ile Geç Miyosen'de rezervuarlara petrolün göçü ve dolumu gerçekleşmiştir. Petrol yerleşiminden önce oluşan kırıklar, kalsit dolgu ile çimentolanmış veya kuyu karotlarındaki çaprazlamasına gelişen çatlaklar ile XRMI imaj loglarındaki kırıklarda da görüldüğü üzere kısmen kalsit dolgu ile çimentolanmıştır. İncelenen karotlardaki çatlak boşluklarında kısmen çimento ve kısmen petrol lekesi gözlenmiştir.

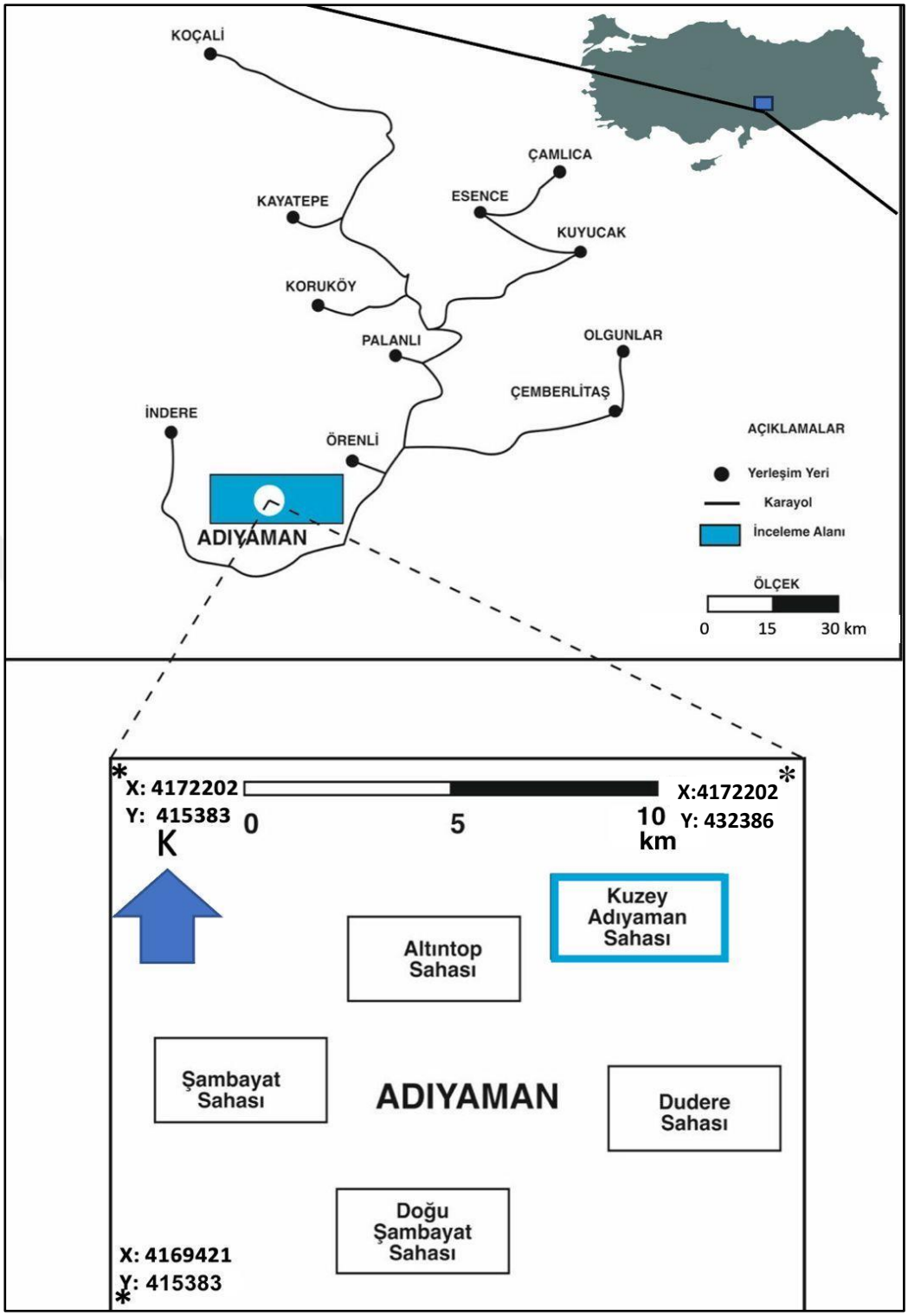
Ayrıntılı kırık-çatlak analizi sonucuna göre çimentolanma süreci, petrolün oluştuğu kaynak kayadan göç ederek çatlakların içerisine yerleşmeden önce başlamıştır. Çatlakların petrol ile dolum aşamasında eş zamanlı olarak ortam içerisindeki kalsiyumca zengin eriyikler çatlakların içerisinde kalsit dolguları oluşturmaya devam etmiştir. Ayrıca kuyulardan alınan imaj logları ile karotlarda kalsit dolgusu bulunmayan temiz ve açık çatlaklar da gözlenmiştir. Buradaki açık çatlaklar, önceden çimentolanmış veya kısmen çimentolu kırıkları kesmekte olup, genel olarak Geç Miyosendeki tektonik sıkışmaya bağlı olarak gelişen kıvrımlanma ve faylanma sonucunda meydana gelmiştir. Burada Geç Miyosen döneminde gelişen kıvrım eğriliği ve asimetrisi, birbirleri ile karşılaştırmalı olarak incelenen her bir petrol sahasında da, gözenekliliği ve iletkenlikliği yoğun olan açık çatlaklarla korele edilmiştir.

Bölgede, çalışma alanını da kapsayan Şambayat Petrol Sahası'nda incelenen kuyulardaki kıvrım asimetrisi ve eğriliği en fazla olduğundan en yüksek petrol potansiyeline sahip olduğu düşünülmektedir.

Mevcut veriler petrolün türümü, göç ederken hareket yönü ile hazne kayaya dolum sürecini tamamıyla değerlendirmek için yeterli değildir. Ancak gerek yüzey gerekse kuyulardan edinilen veri ve gözlemlere göre; kesin olan kırık-çatlak gelişimi ve çimentolanmanın petrolün yerleştiği bir modelle tutarlı olduğu görünümündedir. Bu nedenle petrolün bir karbonatlı hazne kayaya yerleşmesinden sonra rezervuardaki karbonatlı kayacın kırılması, bunu takiben çatlaklarının gelişimi, kırılma geçirgenliğinin artması ve hatta daha önce kesif olan bir rezervuarın petrol üretilebilir hale gelmesine olanak sağlayabilmektedir. Geçirgenlik esas olarak açık kırıklar tarafından sağlanmakta olup, depolama birkaç ince-gözenekli, çok düşük geçirgenlikli matriks çizgisi tarafından sağlanır. İrdelenen beş saha içerisinde en yüksek üretim oranı ve toplam yerinde üretilebilir rezerve sahip olan kuyular, Şambayat Petrol Sahası'nda bulunmaktadır.

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası (KAS) ve çevresindeki bölgenin iklim durumu; yazları Türkiye'nin diğer illerine göre nispeten kurak ve sıcak, kışları yağmurlu ve soğuktur. Kışın ortalama sıcaklık 12-18 ºC, yazın sıcaklık değerleri 35-42 ºC'dir. Kış mevsimine göre yaz mevsimi daha uzun sürmektedir. KAS ve civarında iklim koşulları tarım ve hayvancılık için elverişlidir. Topoğrafya genelde sarp olmayan düz bir yapıya sahip olduğundan hemen her yere binek araçlarla ulaşmak mümkündür.

Tez konusu olan KAS'nın yaklaşık 35 km güneyinde Atatürk Barajı yer almaktadır. Bölgedeki temel yerleşim birimleri Adıyaman İl Merkezi, Hasankendi Köyü, Kaşlıca Köyü, Hacıvert Köyü, Narince Köyü, Zey Köyü, Ahmet Hoca Köyü, Akıncılar Köyü, Menzil Köyü, Bölükyayla Beldesi ve Kömür Beldesi'dir. Bölgedeki başlıca yükseltiler; Karaorman Tepe (1577 m), Ban Tepe (1416 m), Hayık Tepe (1086 m) ve Karlı Tepe (1284 m)'dir. Başlıca akarsular; Akpınar Dere ve Zey Dere'dir.



Şekil 1.1. Çalışma alanının yer bulduru haritası

Şekil 1.1'deki harita üzerinde Doktora tezi çalışma alanı ile Şambayat ve komşu sahalar gösterilmiştir. Burada, Adıyaman şehir merkezinin 7,8 km Kuzey doğusundaki KAS'nın konumu ve daha önce çalışma yürütülen Şambayat sahalarının konumu belirtilmektedir.

2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

Çalışma alanı ve yakın civarında farklı amaçlarla hazırlanan jeolojik araştırma ve inceleme çalışmaları 1955-2019 yılları arasında yapılmıştır. Adı geçen çalışmalardan bazıları özetle aşağıda sunulmaktadır.

Tolun (1955), "Besni, Adıyaman, Samsat arası bölgelerinin Jeolojik Etüdü" adlı jeolojik etüdünde Güney Doğu Anadolu bölgesinin jeolojisini genel olarak açıklamıştır. Güney Doğu Anadolu bölgesinin genel jeolojisi, en yüksek değerlikli yatay stres yönü ve dağılımı ile ilgili fikir yürütülmesine katkı sunmuştur.

Bush (1957), Güney Doğu Anadolu bölgesinde yaptığı çalışmada Germik ile Karababa antiklinallerinin genel jeolojisini özetlemiştir. Germik ile Karababa antiklinallerinin genel yapısı, bölgedeki antiklinal asimetrisi ile ilgili bilgi vermektedir. Güney Doğu Anadolu bölgesindeki antiklinal asimetrisi ve hetorejen stres dağılımı, killi kesif-sıkı tip rezervuarlarda çatlak gözenekliliği ve iletkenliğinin öneminden bahsetmiştir.

Bryant (1960), "Stratigraphic Report of the Penbeğli-Tutköy area" isimli çalışmasında Penbeğli ile Tutköy civarının genel jeolojisi ile stratigrafisini anlatmıştır. Penbeğli ile Tutköy civarındaki yapısal kapanları oluşturan antiklinaller hakkında rapor sunmuştur.

Bolgi (1964), "Adıyaman Sahalarının Jeolojik Etüdü" olarak adlandırdığı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında, Adıyaman ili civarının jeolojisini yeniden araştırarak incelemiş ve stratigrafik birimlerin kalınlıklarını rapor etmiştir.

Altınlı (1966), "Doğu ve Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi" adlı genel alan çalışmasında bölgenin genel jeolojisini araştırarak Bolgi (1964)'nin bulgularındaki litoloji tanımlarını yeniden yazmıştır.

İlker (1972), "Adıyaman Kuzey ve Kuzeydoğusundaki Sahalar Hakkında Jeolojik Rapor" adlı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında öncelikle bölgenin genel jeolojisini, sonrasında da stratigrafisini açıklayan bir rapor hazırlamıştır. Bölgedeki petrol doğalgazın denkleminin temel köşe taşları olan kaynak kaya-hazne kaya ile örtü kaya niteliklerinden ve bunların petrol potansiyeline olan katkıları hakkında bilgiler açıklamıştır.

Yalçın (1976), "Narince-Gerger alanının jeoloji incelemesi ve petrol olanaklarının araştırılması" adlı doktora tez çalışmasında adı geçen bölgedeki kaynak kaya ile hazne kayaların genel jeolojisi ile bunların petrol potansiyelini incelemiş olup, bölgenin hem jeolojik hem de petrol potansiyeli açısından değerlerlendirmesini yapan bir tez sunmuştur.

Perinçek (1977), "Çelikhan-Sincik-Koçali (Adıyaman İli) Alanının Jeolojik İncelenmesi" adlı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında adı geçen bölgenin genel jeolojisini açıklayan bir rapor hazırlamıştır.

Görür ve ark., (1982), "Gaziantep, Adıyaman, Çermik arasındaki bölgede Mardin Grubu'nun sedimantolojik özellikleri" adlı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında Mardin Grubu

özelinde petrol potansiyeli berlirlenmiş, sınırlandırılmış fasiyes analizi ile diyajenezi, hazne kaya niteliğine dair özet bilgileri sunmuşlardır.

Ketin ve ark., (1982), "Adıyaman Bölgesinde Mardin Formasyonu'nun Fasiyes Analizi, Diyajenezi ve Haznekaya Niteliği" isimli jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında; Mardin Grubu'nun fasiyes, diyajenez ve haznekaya özelliklerini tanımlamış, araştırma boyunca altı sondaj kuyusu verisini jeolojik kesitleri ile birlikte sedimantolojik açıdan değerlendirmişlerdir.

Pasin ve ark., (1983), "Adıyaman-Çemberlitaş-Bölükyayla sahaları ile yakın dolaylarının hidrokarbon olanakları" isimli jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında bölgede yer alan üretim sahalarındaki hedef formasyonlar için kaynak kaya-rezervuar kaya ilişkisini açıklamış ve sahaların geliştirilmesi doğrultusundaki çalışmalara katkı sağlamışlardır. Ayrıca, bu çalışmaya ek olarak üç petrol sahasının geliştirilerek petrol üretiminin arttırılması doğrultusunda rapor hazırlamışlardır.

Lisenbee (1985), "Tectonic Analysis of the Adıyaman to Hazro Region, Southeast Anotolia" adlı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında Hazro Adıyaman arasındaki sınırlı alanının genel jeolojisi ve sedimantolojisi ile beraber ayrıntılı tektoniği ile ilgili bilgileri raporlamıştır.

Şengündüz ve ark., (1986), "XI. ve XII. Bölgelerde Mardin Grubu Karbonatlarının ve Karaboğaz Formasyonu'nun Fasiyes Dağılımı, Diyajenetik Özellikleri ve Çökelme Modeli" konulu jeolojik incelemelerinde Mardin Grubu karbonatlarının Güneydoğu Anadolu'da yer alan kısımlarının fasiyes içeriklerini ayırtlanmış, özelliklerini saptanmış, söz konusu birime ait Grup birimlerinin diyajenetik evrelerini açıklayarak Mardin Grubu'nun çökel modelini anlatılmışlardır.

Eren ve ark., (1987), "X. ve XII. Bölgelerde Şelmo Formasyonu'nun sedimantolojik özellikleri" adlı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında Adıyaman İli civarında en genç birim olan kiltaşı ve çakıltaşı ardalanması ile temsil edilen Şelmo Formasyonu'nun alt-üst dokanak ilişkilerini açıklayan verileri raporlamıştır.

Perinçek ve ark., (1987), bölgenin tektoniğine dair bilgileri: "Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki Yanal Atımlı Faylar ile ilgili yeni gözlemler" adlı çalışmalarında Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki yapısal unsurları değerlendirerek Doğu-Güneydoğu Anadolu Bölgesinin tektonik gelişimini açıklamışlardır.

Yoldemir (1987), "Suvarlı-Haydarlı-Narlı-Gaziantep arasında kalan alanının jeolojisi, yapısal durumu ve petrol olanakları" adlı çalışmasıyla bölgenin genel jeolojisini, tektoniğini ve üretilebilir hidrokarbon varlığını rapor etmiştir.

Güven ve ark., (1988), "Güneydoğu Anadolu'da Mardin ve Midyat Grupları arasında yer alan birimlerin stratigrafisi" adlı çalışmalarında ilgili guruplar içerisinde yer alan otokton sedimanter birimlerin stratigrafik ve sedimantolojik özellilklerini açıklamışlardır.

Uygur ve ark., (1988), Bölükyayla-Çukurtaş Sahalarında Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere formasyonlarının Yeraltı Jeolojisi'' başlıklı çalışmalarında: Kaynak kaya, rezervuar kaya ve örtü kayaların yeraltındaki konumlarını inceleyerek raporlamışlardır.

Uygur (1989), "Karbonat Jeolojisi" adlı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında; karbonat çökellerine ait sedimantoloji, stratigrafi prensipleri, karbonat petrografisi, karbonat bileşenlerinin dekompozisyonu ile fabriği, karbonat diyajenezi, karbonat gözenekliliği ile ilgili bilgileri: raporlamıştır.

Çemen (1990), "Araban Tektonik Bloğu doğu kısmının yapısal jeolojisi ve petrol Potansiyeli" adlı çalışmasında Gaziantep İlinin Araban ilçesi ve yakın civarının yapısal jeolojisi hakkında çalışmalar yapmış olup, bölgedeki Kemerli ve Harmancık faylarının özellikleri ve bölgenin hidrokarbon potansiyeli ile ilgili yayın yapmıştır.

Çelikdemir ve ark., (1990), "Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu karbonatlarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve rezervuar özellikleri" adlı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında Mardin Grubu karbonatlarının stratigrafisi-sedimantolojisi-bölgesel yayılımını açıklamışlardır.

Yoldemir ve ark., (1990), "Güneydoğu Anadolu'nun Batısında Paleosen yaşlı graben oluşumu ve diğer tektono-stratigrafik bulgular" adlı çalışmaları ile beraber bölgenin tektono-stratigrafisi hakkında bilgileri özetlemişlerdir.

Çelikdemir ve ark., (1991), "Stratigraphy, Sedimantology and Hydrocarbon Potential of the Mardin Group, SE Turkey" adlı jeolojik incelemelerinde Mardin Grubu karbonatlarının kaynak ve rezervuar kaya bakımından bölgenin petrol potansiyeli, stratigrafisi ve sedimantolojisi ile ilgili rapor hazırlamışlardır.

Duran (1991), "Beşikli, Tokaris ve Bakacak sahalarının Stratigrafisi, sedimantolojisi ve rezervuar özellikleri" adlı çalışmalarıyla bölgede çökelen Mardin Grubu'na ait birimlerden Karababa-C üyesinin ve Derdere Formasyonu'nun hazne kaya özellikleri ile ilgili bilgileri sunmuşlardır.

Güven ve ark., (1991), "Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen Yaşlı Otokton İstifinin Stratigrafisi" adlı jeolojik araştırmalarında Güneydoğu Anadolu'da Kampaniyen-Paleosen boyunca çökelmiş otokton istifin stratigrafisini tanımlamışlardır. Söz konusu istifin bölge genelinde çökelme modeli belirlendikten sonra stratigrafik değişim süreci hakkında açıklamalarda bulunmuşlardır.

Sarıdaş (1991), "Cendere Sahası ve Nemrut Dağı Dolayının Jeolojisi" jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında adı geçen bölgenin jeolojisi ile hazne kaya potansiyeli hakkında bilgiler sunmuştur.

Uygur (1992), "DST ve Rezervuar Jeolojisi" adlı çalışmasında, Uygulamalı Rezervuar jeolojisi, Kalitatif Analizleri operasyonu, prosedürü ve Uygulamaları konulu rapor hazırlamıştır.

Soylu ve ark., (1993), "Adıyaman bölgesinde bulunan Kretase yaşlı birimlerin Petrol Türüm Potansiyelleri" adlı çalışmasıyla, Derdere Formasyonu'ndaki küresel şekilli (sferal) seviye ile Karaboğaz Formasyonu ile Karababa-A üyesinin benzer kaynak kaya potansiyeline sahip olduklarını açıklamışlardır.

Ediger ve ark., (1994), "Bozova Fayı ve Civarının Jeolojik Tarihçesi ve Hidrokarbon Potansiyeli" adlı çalışmalarında Bozova fayının Kretase ile Miyosen sonrasında güney ve kuzey kesiminin birbirlerine göre değişen yükseltileri hakkında açıklamalarda bulunmuşlardır. Ayrıca bölgenin petrol potansiyeli ile jeolojisine dair rapor hazırlamışlardır.

Çoban (1996), "Petrol aramaları ve üretiminde yeraltı sularının incelenmesi ve yorumlanması" adlı çalışması ile Güneydoğu Anadolu'da hazne kaya seviyelerdeki petrol ve su yükselim değerlendirmeleri, formasyon suyu tuzluluğu ile ilgili bilgiler vermiştir.

Duran ve ark., (1996), "XI ve XII. Petrol Bölgelerinde Geç Kretase karbonatlarının stratigrafisi, sedimantolojisi, rezervuar özellikleri, jeokimyasal değerlendirmesi ve hidrokarbon potansiyeli" konulu jeolojik incelemelerinde bölgedeki kaynak, rezervuar, ve örtü kayalarının sedimantolojik, stratigrafik, petrografik özelliklerini tanımlayarak Sayındere, Karaboğaz, Karababa-C, B, A üyeleri; Derdere ile Sabunsuyu formasyonlarının paleocoğrafik yayılımları, kalınlıkları ile fasiyes dağılımlarını tanımlamışlardır.

Duran ve ark., (1997), "Güneydoğu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allokton Birimler Stratigrafi Adlama Sözlüğü" adlı çalışması ile Güneydoğu Anadolu'da isimlendirilmiş olan otokton ve allokton konumlu litostratigrafik birimlerin içeriğini açıklayan bir stratigrafi sözlüğü hazırlamışlardır.

Günay (1998), "Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi-Stratigrafisi" adlı çalışmasıyla beraber uzun yıllar boyunca yürütülmüş bölgesel jeoloji çalışmalarını derlemiştir. Sonuç olarak Güneydoğu Anadolu bölgesinin stratigrafisi ile jeolojik yapısının modelini ortaya koymuştur.

Özkanlı (1998), "Log Yorumunda Temel Kavramlar" adlı çalışmasında, günümüzde üretilmekte olan petrol ve doğalgazın tamamına yakınının rezervuar kayaçların gözenekleri içerisinde toplanmış olduğu belirtmekte olup, toplam petrol rezervlerinin (yerinde ve üretilebilir) tahmini en yakın miktarlarının hesaplanabilmesi için petro-fizik parametre değerlerinin bilinmesinin gerekliliğini vurgulamıştır. Bu amaçla, açık kuyu loglarından hesaplanarak çıkarılabilecek parametreleri (i) su doygunluğu, (ii) porozite ve (iii) permeabilite olarak açıklamıştır. Buradaki ilk iki parametre yerinde petrolün, iletkenlik (permeabilite) ise üretim oranının belirlenmesinde kullanıldığını açıklamıştır.

Soylu (2000), "Karbonatlı Kaynak Kayalarda Petrol Oluşumu ve Atılması; Karaboğaz ve Karababa Formasyonları, Adıyaman Bölgesi" adlı çalışmasında bölgedeki petrollerin Kaynak kayasının Karaboğaz Formasyonu ve Karababa-A Üyesi olduğunu, ancak Coşkunsel-2 kuyusunun bu değerlendirmenin dışında tutulması gerektiğini ortaya koymuştur.

Sonel (2001), "Petrol ve Yeraltı Jeolojisi" adlı çalışmasında çalışmasında havza ile petrol oluşumu, petrolün kökeni, hazne kaya, petrol göçü ve petrol kapanları alt başlıklarında özet bilgileri raporlamıştır.

Soylu ve ark., (2004), "Karakuş Petrol Sahası ve Civarında Petrol Türümü, Atılması ve birikimi" adlı çalışmalarında Karakuş petrol sahasındaki petrol sisteminin temel bileşenleri ve

petrolün türümü, atılması ile beraber göçü gibi petrol sistemi değişkenleri arasındaki ilişkiyi araştırarak bölgenin üretilebilir hidrokarbon varlığı ile ilgili yeni bir değerlendirme yapmışlardır.

Erten (2010), "Genel Jeoloji, Petrol Jeolojisi, Türkiye Güneydoğu Anadolu Jeolojisi" adlı jeolojik etüt ve araştırma çalışmasında Güneydoğu Anadolu bölgesi petrol jeolojisi, plaka tektoniği ile ilgili genel bilgiler vermiştir.

Bolat (2012), "Adıyaman ili kuzeyinin jeolojisi ve petrol potansiyeli" adlı çalışmasında bölgedeki porozite ve permeabilitenin gelişmesini sağlayan çatlak sistemlerinin varlığı ile yer altı ve kuyu logu verilerini kullarak değerlendirmelerde bulunmuştur.

Mülayim (2013), "Microfacies Analysis, Depositional Environments and Sequence Stratigraphy of the Late Cretaceous Karababa and Derdere Formations in the Çemberlitas Oil Field, Adıyaman, Southeastern Turkey" adlı yüksek lisans tezinde MardinGrubu Karbonatlarının çökelmesini sekans stratigrafisi ilkelerine göre değerlendirmiştir.

Gümüş (2016), "Batı Raman Antiklinalinde Hoya Formasyonun Çatlak Sınıflandırılması ve Modellemesi" adlı yüksek lisans tezinde, Hoya Formasyonu çatlak sınıflandırması ile hazne kaya değerlerlendirmesi arasındaki bağıntıyı incelemiştir.

Mülayim ve ark. (2016), "Upper Cenomanian-Lower Campanian Derdere and Karababa formations in the Çemberlitaş oil field, southeastern Turkey: their microfacies analyses, depositional environments, and sequence stratigraphy" isimli çalışmalarında Çemberlitaş petrol üretim sahasında Karababa ve Derdere formasyonlarına yönelik Mardin Grubu karbonatlarının verimli seviyeleri için fasiyes tanımlamaları, ortam analizleri, istif sınırları ve sistem parçalarının tanımlamalarını yapmışlardır. Çalışmalarının sonuçları 3 başlıkta özetlemek mümkündür: 1) Derdere Formasyonu ve Karababa Formasyonu'nun sırasıyla şelf lagünel ve derin-sığ denizel şelf içi havza olarak tanımlanan çökelme ortamları vardır 2) Rezervuar aralığında geç Turoniyen ve erken Kampaniyen yaşında üçüncü dereceden iki dizi sınırı tanınmıştır. 3) Sekans istifleri, transgresif ve yüksek sistem parçalarını (highstand systems tracts) içerir. Söz konusu sekanslar, Çemberlitas petrol sahası bölgesindeki çökelmeyi kontrol eden yerel, bölgesel ve küresel faktörleri ayırt etmek için diğer bölgelerdekilerle karşılaştırılmıştır. Elde edilen jeolojik yorumlardaki farklılıkların temel olarak göreceli deniz seviyesindeki yerel değişikliklerden ve çökelme üzerinde belirgin bir etkiye sahip olan yerel tektonik olaylardan kaynaklandığı sonucuna varmışlardır.

Dilci, (2019); "Investigations on Influences of faults and related stress fields on naturally fractured reservoirs in Adıyaman Area, Eastern Turkey" isimli çalışmasında Arap Kıtası'nın kuzey kenarı olan Adıyaman Bölgesini, fayların doğal çatlaklı rezervuarların oluşmasındaki etkilerini incelemek amacıyla Güney Doğu Anadolu'daki örnek bir alanı, çalışma bölgesi olarak seçmiştir. Araştırmacı, yürüttüğü çalışmasında, fayların doğal çatlaklı rezervuarların oluşmasına olan etkisini incelemeyi amaçlamıştır. Çalışmasının sonucu olarak (i) Sayındere Formasyonu'nun kırılganlığı, ii) Sayındere Formasyonu'nun makaslama ve gerilme çatlakları arasında hacimsel açılma ve deformasyonun dağılması (iii) Fay etkinliğiyle ilişkili yerel gerilme artışlarının örselenmemiş

Sayındere Formasyonu'nun çatlatma durumunu yorumlamıştır. Dilci (2019)'nin söz konusu çalışmasında Arap Kıtası'nın Kuzey kenarı, fayların doğal çatlaklı rezervuarların oluşmasındaki etkilerini incelemek amacıyla örnek bir bölge olarak seçilmiştir. Buradaki söz konusu Arap Kıtası'nın kuzey kenarı olan Sayındere Formasyonu, benzer şekilde bu doktora tez çalışması kapsamında hedef formasyon olarak çalışılmıştır. Çünkü bu bölgede Sayındere Formasyonu'nun çatlak mimarisinin Eosen ve Miyosen'den itibaren sırasıyla ters ve doğrultu atımlı faylanmalar sonucu değişkenlik gösterdiği bilinmektedir. Özellikle Adıyaman civarında Şambayat ile Batı Altıntop sahalarındaki doğal çatlaklı rezervuar (DÇR) keşfi ile birlikte petrol sahasındaki kanıtlanmış petrol rezervi, bahsedilen çatlaklı yapıların komşu Samsat Fayı ile ilişkisi ve ayrıntılı bir açıklama yapılmasını gerekli kılmış ve Dilci, (2019) tez çalışmasında bu ikili ilişkiyi çalışmıştır. Gözeneksiz kayaçların bulunduğu rezervuarlarda gelişen çatlakların, daha düzgün ve doğruya yakın bir şekilde ölçülebildiği bilinmektedir. Bu nedenle bu tez çalışmasında, ilksel konumunda gözeneksizken Şambayat Petrol Sahasının çatlaklı rezervuar kayacı olan Kampaniyen yaşlı killi kireçtaşı litolojili Sayındere Formasyonu'na odaklanılmıştır. Ayrıca, buradaki tez çalışmasında Sayındere Formasyonu'ndaki çatlaklar Samsat Fayı ile tektonik benzerlik sergileyen Bozova Fayı'nın yakınlarındaki yüzleklerde de çalışılmış olup, çalışmada ana amaç; faylar ve gerilme alanlarının DÇR'lerin oluşumundaki rolü araştırılarak en yüksek çatlak gözeneğinin kesilmesi için gereken yönlü sondaj tasarımlarının ortaya konulması hedeflenmiştir. Dilci, (2019) çalışmasında Bozova Fayı ile Samsat Fayı arasında tektonik benzerlik sergileyen yakın yüzleklerde Sayındere Formasyonu'ndaki çatlakları çalışarak en yüksek çatlak gözeneğinin kesilmesi için gereken yönlü sondaj planlamalarına katkılı sağlamayı hedeflemiştir. Bunun için faylar ve gerilme alanlarının DÇR'lerin oluşumundaki etkisi araştırılarak ortaya konulmaya çalışılmış olup, yüzey ve yeraltı verilerinin birleştirilmesi, yerinde gerilme ölçümleri ile beraber kayma eğilimi analizleri ve kayaç deformasyon deneylerinin yapılması önerilmiştir. Sonuç olarak, Adıyaman sahasındaki diğer gevrek-kırılgan kayaçlar ile karşılaştırıldığında 'Sayındere Formasyonu'nun göreceli olarak daha düşük bir kırılgan deformasyon dayanımı olduğu ve bu kök nedenle çatlak gelişimini diğer gevrek-kesif kayaçlara göre daha önce tamamladığı Dilci, (2019)'un tez çalışmasında tespit edilmiştir. Yüzlek ölçümleri yapılan söz konusu tez çalışmasıyla:

(i) kıvrım gösterdiği alanlardaki fayların, makaslama ve gerilme çatlakları arasında dağıldığını ve %10'a varan oranlarda çatlak gözenekliliği oluştuğu,

(ii) fay etkinliğiyle ilişkili yerel gerilme artışlarının, daha önce örselenmemiş Sayındere Formasyonu kayacını çatlatabilmesi için gerekli ve yeter oranda stres biriktirebildiği anlaşılmıştır. Dilci, (2019); 'un çalışmasının sonucu; mevcut fayların kayma eğilimlerinin incelenmesinin, doğal çatlaklı rezervuarların oluşacağı lokasyonları tahmin edebilmek için gerektiği yönünde olmuştur. Ayrıca Dilci, (2019)'un Sayındere Formasyonu'ndaki doğal çatlaklar ile gözeneklilik-iletkenlik arasındaki bağıntıyı incelediği için sıklıkla yararalanılıp referans gösterilmiştir.

Özkaya ve ark., (2019), 'Controls On Fracture Flow Potential In A Tight Carbonate Reservoir: Sayındere Formation (Campanian), West Adıyaman Basin, SE Turkey' adlı çalışmalarında akışkan ilekenliğini etkileyen kesif ve sıkı çatlak yapılarına değinmişlerdir. Bu çalışmada kesif ve geçirimsiz rezervuarların çalışılmasının tektonik olarak aktif bölgelerde daha da önemli olduğuna değinilmiş olup, bu tür bölgelerde deformasyon ve çatlamanın farklı aşamalarından etkilenme olduğuna vurgu yapılmıştır. Kalsiyumca zengin eriyiklerin kırıkların içerisinde oluşturdukları kalsit dolguları (çimentolanma)'nın tarihsel jeolojisini etkileyen birçok sebep arasında petrol türümünün önemli bir rolü olduğuna aynı çalışmada değinilmiştir.

Özkaya ve ark. (2019) çalışmalarında, tektonik olarak karmaşık bölgelerde çatlaklı rezervuarların petrol türümüne bağlı olarak çatlamanın zamanlaması ve yoğunlaşmasını çalışarak matriks varlığının doğrulanması ve çatlak çimentolanma tarihinin incelenmesi gerektiğini anlatmışlardır. Bahsi geçen makalede, Adıyaman'ın Batı havzasındaki dört küçük ölçek petrol sahası birbirleriyle karşılaştırılarak çalışılmıştır. Bu araştırmada KAS'nda da benzer çalışma yöntemi ile Sayındere Formasyonu içerisindeki yatay ve dolaşım değeri (perkolasyon) yüksek, iletkenliği (permeabilitesi) fazla çatlakların belirlenebileceği sonucuna varılmıştır. Böylece çalışılan petrol sahası sayısı dörtten beşe çıkmıştır.

Özkaya ve ark., (2019)'da çalıştıkları ve tezin konusu olan Kuzey Adıyaman Petrol Sahası dahil bütün petrol sahaları, Toros bindirme kuşağında Türkiye'nin Güneydoğusunda yer almaktadır. Sayındere Formasyonu'nun (Kampaniyen) sıkı-kırılgan rezervuar karbonatları, yapısal deformasyonun tekrarlanmış fazlarına maruz kaldığı buradaki çalışmada anlatılmıştır. Yine ana deformasyon fazlarının, Kampaniyen ile Maastrihtiyen'de meydana geldiğine, çok daha sonra Eosen ile Eosen sonu, Oligosen ile Geç Miyosen'de Petrolün rezervuara akışın başladığına burada değinilmiştir.

Petrolün yer değiştirmesinden çok önce oluşan çatlakların tamamı kalsit tarafından veya kısmen kalsit tarafından doldurulmuştur. Karotların üzerindeki kısmen çimentolu çatlakların petrol lekesi olması ile beraber aynı zamanda da karotların çimento çizgili oldukları görülmüştür.

Çimentolanmanın, petrol türümü ve kaynak kayaya yerleşiminden önce meydana geldiği Özkaya ve ark., (2019) makalesinde anlatılmış olup, Şambayat Petrol Sahası ile komşu petrol sahalarında alınan XRMI logları (İmaj logları) ile karotlarda da ayrıca dolgusuz ve temiz, açık çatlakların Kretase'de görülmediğine değinilmiştir. Söz konusu açık ve iletken; verimli rezervuar özellikli çatlakların çimentolu veya kısmen çimentolu çatlaklarda görüldüğü yine bu tür çatlakların genellikle Miyosen sıkışmalı kıvrımlanma ile ilişkilendirildiği anlatılmıştır. Buradaki doktora tez çalışmasında Miyosen döneminde sıkışmalar nedeniyle gelişen kıvrım sistemiyle hangi çatlakların ilişkilendirilebileceği, Özkaya ve ark., 2019'nın sunmuş oldukları sonuçlarla uyumludur. Açık çatlak yoğunluğu, çalışılan dört petrol sahasındaki Geç Miyosen kıvrımı eğriliği ve asimetrisi ile eşleştirilmiştir. Bu çalışmada adı geçen beş petrol sahası içerisinden Şambayat Petrol Sahası en sıkı ve en asimetrik antiklinal yapıya sahip olduğu görülmüştür. Ayrıca bu saha, en sıkı ve en çok

asimetrisi olan saha olması dolayısıyla en yüksek açık çatlak yoğunluğuna sahip olarak aynı zamanda en yüksek petrol potansiyeline de sahip olduğu tez çalışmasında bir kez daha vurgulanmıştır.

Tez çalışma sahası olan KAS içerisinde de asimetrik antiklinalin nasıl takip edilebileceği veya çatlak yoğunluğunun nasıl izlenebileceği ile ilgili söz konusu makaledeki (Özkaya ve ark., (2019)) çalışma yönteminden yararlanılmıştır. Yine adı geçen makalede; petrol türümünün çatlağın çimento bağına olan etkisini tam olarak ölçemediği belirtilmektedir. Yapılan gözlemlere göre Sayındere Formasyonu çatlakları içerisinde petrol türümü kalsit çimentolamasını önlemiş veya yavaşlatmıştır. Dolayısıyla petrolün göç ederek yer değiştirmesinden sonra mevcut karbonat rezervuarını çatlatması, çatlak iletkenliğini önemli ölçüde geliştirecebileceği böylesi bir sahada yüksek derecede petrol potansiyeli olduğu anlatılmıştır.

Özkaya ve ark., (2019) çalışmalarında tektonik olarak karmaşık bölgelerde çatlaklı rezervuarlardaki çatlak gelişiminin nedenlerinin ortaya konulması gerektiğine değinmişlerdir. Ayrıca petrol türümüne bağlı olarak formasyonun çatlama zamanlaması ile çatlak yoğunluğunun arasındaki bağıntının ek olarak çalışılabileceğini ve çatlak içerisinde gelişen matriks varlığı ile çatlak çimentolama tarihinin de göz önünde bulundurulması gerektiğini ifade etmişlerdir.

Duman, A., (2019), 'Sayındere Formasyonu'nun (Şambayat Petrol Sahası, güneydoğu anadolu) fasiyes özellikleri, kaynak kaya ve rezervuar potansiyelinin değerlendirilmesi' adlı Yüksek lisans tez çalışmasında Sayındere Formasyonu'nun kaynak kaya potansiyelini incelemiş ve rezervuar olma potansiyeline de ayrıca değinmiştir.

Özetle tez çalışmasının konusu olan Sayındere Formasyonu ile ilgili bölgede 1964-2023 yılları arasında çok sayıda çalışma yapılmıştır. Yürütülen çalışmaların önemli bir kısmında TPAO'nun kurum içi ortaklık verileririnin gizli olması hassasiyeti de göz önünde bulundurularak gerçek kuyu adlarının isimleri, coğrafi pozisyonları ve rezervuar seviyererinin gerçek bilgileri değiştirilerek gizlenmiş ancak yürütülen tüm bilimsel çalışmaların birebir gerçek kuyu adları, coğrafi pozisyonları ve rezeruar derinlikleri ile hazırlanan kopyası TPAO arşivine sunulmak üzere ayrıca hazırlanmıştır.

Habibzadeh F. (2020) doktora çalışmasında yapay süreksizlikler yoluyla, süreksizliklerin statik ve dinamik koşullardaki kesme dayanımını ölçmüştür. Habibzadeh'nin (2020) tezinde değindiği Mohr-Coulomb modelinden, buradaki Doktora çalışmasında Eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısı makrolar yardımı ile hesaplanırken yararlanılmıştır.

3. MATERYAL VE METOT

3.1. Materyal

Güneydoğu Anadolu XII. Petrol Bölgesi içerisinde bulunan Tez Çalışma alanı, Adıyaman İli Merkezi'nin 3,8 km kuzey-kuzeybatısında yer almaktadır. Çalışma bölgesi olan KAS ile çevresindeki dört adet petrol sahasında (Şambayat, Doğu Şambayat, Dudere, Altıntop) açılan hidrokarbon kuyuları çatlaklı rezervuar modellemesi için yeterli ve kaliteli bir veri seti sağlamıştır. Önceki verilerin derlenmesi, saha çalışması ile yeni verilerin elde edilmesi ve yeraltı jeolojisi verileri ile yeniden değerlendirilmesi aşamaları tamamlanarak olgunlaştırılan çalışmanın önemli bölümü 2021 yılı aralık ayına kadar tamamlanmıştır. Ayrıca, KAS alanında ve etrafında açılmış olan kuyulardan alınarak bir araya getirilerek alınan loglar, karotlar, DST'ler bir araya getirilerek değerlendirilen büroda ayrıca çalışılarak incelenmiştir.

Şambayat Petrol Sahası dışındaki diğer kuyulardan elde edilen Sayındere Formasyonu'na ait DST verileri, 2008'deki Şambayat-1 kuyusu DST verileri ile karşılaştırmalı olarak analiz edilmiştir.

Doktora çalışması süresince yapılan tüm jeolojik çalışmalarda daha önce Kuzey Adıyaman Petrol Sahası çevresindeki Şambayat, Doğu Şambayat, Altıntop ile Dudere Petrol Sahası'ndaki kuyulardan edinilen veriler TPAO Adıyaman Bölge Müdürlüğü çalışanı olan lisansüstü öğrencileri, Saha Jeolojisi Müdürlüğü ekibi ile birlikte değerlendirilip yorumlanarak yazım aşamasına getirilmiştir.

Bu çalışma için kullanılan veriler arasında bölgeyi temsil eden üç boyutlu sismik yansıma verileri de dahil olmak üzere batı Adıyaman Havzası'nın bir bölümünün kuyu loğu verileri de bulunmaktadır.

Ayrıca, materyal olarak; Şambayat, Doğu Şambayat, Altıntop, Dudere, Kuzey Adıyaman petrol sahaları ve bir dizi bölgeyi temsil eden 2D (iki boyutlu) sismik kesitler ile birlikte Şambayat Petrol Sahası'nda açılan 17 kuyunun log verileri ve sonrasında ilaveten açılan S-18, 19 ve 20 kuyularının da verileri doktora tez çalışmasına dahil edilmiştir.

Bunlara ilaveten, Doğu Şambayat'da sekiz adet kuyu ile beraber Altıntop ve Dudere sahalarında açılan altı adet kuyu verileri de çalışmaya dahil edilmiştir.

Şambayat Petrol Sahası'nda kullanılan kuyu verileri; (i) 16 dikey kuyudan elde edilen sondaj XRMI logları (ii) açık kuyu logları, (iii) 17 kuyudan elde edilen DST sonuçları ile beraber üretim ve perforasyon verileri (iv) bir kuyudan (S-6) elde edilen karot verisi ve 17 dikey kuyudan elde edilen kırıntılı kayaç verilerini içermektedir. Ayrıca, Doğu Şambayat, Altıntop Petrol Sahasındaki tüm kuyu verileri ile DST ve açık kuyu log verileri de mevcuttur. Batı Adıyaman petrol sahalarındaki çatlak kırılma çalışmaları da dahil olmak üzere yayımlanmamış kurumsal raporlar da hazırlanmış olup (Türkmen ve Gözel, 2014), ancak bu bilgilere özel izinle erişilmiştir.

Tam karot verileri S-19 ile S-20 kuyularından elde edilmiş olup, bu verilerin bir kısmı tez çalışmasına dahil edilmiştir. Bu çalışmanın odak noktası Şambayat Petrol Sahası olmakla beraber,

Doğu Şambayat, Altıntop ve Dudere sahalarının da kuyu imaj logu, üretim ve yapısal sınır verileri de komşu alanlarla korelasyonun yürütülmesi için ayrıca incelenmiştir.

3.2. Metot

Sayındere Formasyonu'na ait ölçülen çatlak verileri ile açılan kuyulardaki çatlaklarla karşılaştırılıp değerlendirilerek yorumlanmış ve elde edilen yeni sonuçlar bölgedeki diğer petrollü olan sahalardaki Sayındere Formasyonu verileri ile karşılaştırılmalı korelasyonu amacı doğrultusunda yapılan çalışmalar, saha-laboratuvar-yeraltı jeolojisi çalışmaları ve verileri olmak üzere üç birbirini tamamlayıcı çalışmaların birlikte değerlendirilme ve yorumlanma çalışmaları ile tamamlanmıştır.

Tez çalışmasının iş akış şeması Şekil 3.1'de ayrıntılandırılarak verilmiştir. Tez çalışması boyunca yürütülen çalışma süreçleri sırasıyla: Saha çalışmaları, laboratuvar çalışmaları, yeraltı jeolojisi büro çalışmaları şeklinde devam etmiş olup, bu süreçler tamamlandıktan sonra esas amaç olan KAS'ndaki süreksizler ile üretim değerleri arasındaki bağıntı kurulabilmiştir. Saha çalışmaları başlığı altında:

i) GDA mostra sunan litolojik birimleri arazide incelenmiş,
ii) Sayındere Formasyonu'nun arazideki çatlak ölçümleri ile örneklemeleri yapılmıştır.

Sahada yapılan incelemeler sırasında mostra veren birimlerdeki çatlak, kırık, fay gibi tektonik unsurlar FieldMove Clino uygulaması, pusula, sert kaplı saha defteri yüzeyi kullanılarak ölçülmüş ve saha defterine işlenmiştir. Field Move Clino ile ilgili ölçüm detayı ilerleyen kısımda verilecektir. Saha jeolojisi çalışmaları sonrası laboratuvar çalışmalarına da başlanmıştır.

Laboratuvar çalışmaları, Tez amacı doğrultusuna:

i) Sayındere Formasyonu'nda fasiyes analizi için ince kesit yapılarak petrografik analizlerin hazırlanması
ii) Sondaj kırıntılı tabak numunelerinde Sayındere Formasyonu'nun gözlenmesi ve Fasiyes ayırtlaması yapılması, başlıkları altında gerçekleştirilmiştir.

Sayındere Formasyonu'nda hazırlanan ince kesitlerdeki bazı görüntüler çatlak yoğunluğu-doğrultusundaki değişimle karşılaştırılarak karot verilerinin sonuçları, Sayındere Formasyonu'nun aynı seviyelerdeki ince kesitleriyle karşılaştırmalı olarak araştırılmıştır.

Yeraltı Jeolojisi Büro Çalışmaları

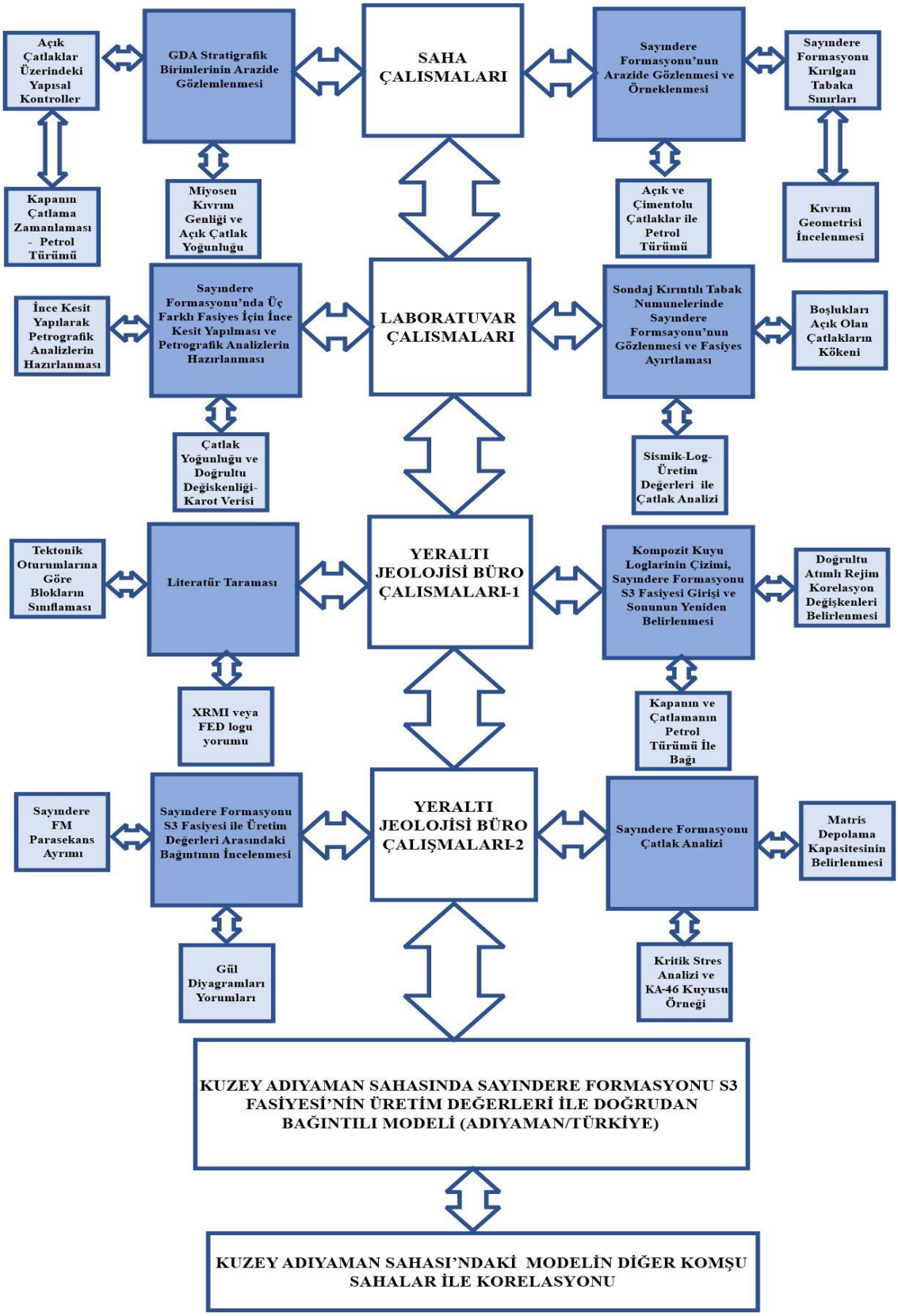
i) Literatür taraması
ii) Kompozit Kuyu Loglarının Çizimi, Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi'nin başlangıç

ve bitiminin yeniden belirlenmesi şeklinde sürdürülmüştür.

Literatür taraması sürecinde bölgedeki mevcut fayların tektonik konumuna göre yapılan bilimsel çalışmalar, çatlak ölçüm verisi logu (XRMI veya FED log) analiz sonuçalarını kapsayan çalışmalardaki metodolojiden yararlanılmıştır. Yeraltı Jeolojisi büro çalışmaları kapsamında KAS 'nda kompozit kuyu logları çizilerek S3 fasiyesinin girişi ve sonu sismik yansıma yorumlarına göre yeniden belirlenmiş olup, hazırlanan çizimlerde gösterilmiştir. Ayrıca, yeraltı jeolojisi büro çalışmaları kapsamında GDA bölgesinde olduğu gibi doğrultu atımlı fay rejiminin baskın olduğu tektonik yerleşkedeki jeomekanik değişkenlerin regresyon analizleri yapılmıştır. Çalışmanın ileri aşamasında; i) Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi ile Üretim değerleri arasındaki bağıntının incelenmesi, ii) Sayındere Formasyonu'ndaki Çatlak Analizinin yapılması ile tamamlanmıştır.

Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi ile üretim değerleri arasında regresyon yapılmadan önce Sayındere Formasyonu'nun üç farklı fasiyes ayrımı parasekans yorumları ile doğrulanmış gül diyagramları yorumları ile Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi arasındaki bağıntı sorgulanmıştır. Sayındere Formasyonu çatlak analizi sürecinde KA-46 kuyusu örneğinde olduğu gibi Kritik Stres Analizi yapılmış matriks depolama kapasitesi ile Sayındere Formasyonu çatlak analizi arasındaki bağıntıya vurgu yapılmıştır.

Tezin iş akış şemasında özetlenen dört ana başlık, sekiz ara başlık ve sekiz ara başlıktaki konu ile ilişkili on sekiz adet küçük konu başlığı bulunmaktadır. Ana, ara ve küçük konu başlıkları arasındaki veri akışı iki yönlü birbirini besleyerek desteklemekte, eğer herhangi bir veri setinde ufak bir uyumsuzluk varsa önceki veri kaynağına geri dönüş yapılarak düzeltme yapıldıktan sonra tekrar geri akış sağlanmaktadır. Tezin sondan ikinci başlığı olan Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi'nin üretim değerleri ile olan bağlantılı modeli kurulduktan sonra KAS'ndaki diğer komşu sahalar ile stratigrafik korelasyon yapılarak tez çalışması tamamlanmıştır.



Şekil 3.1. Tez çalışması iş akış şeması

Doktora Tez hazırlama sürecinde kullanılan verilerin türü, ayrıntılı tanımı, verinin kullanıldığı şekil/çizelge adı ile veri kullanım amacını özetler çizelgeler Çizelge 3.1 ile takip eden sayfadadır.

Çizelge 3.1. Doktora Tez hazırlama sürecinde kullanılan veri türü, ayrıntılı tanımı, verinin kullanıldığı şekil-çizelge-fotoğraf adı ile kullanım amacı.

VERİ NO	VERİ TÜRÜ	AYRINTILI TANIM	ŞEKİL/ÇİZELGE /FOTOĞRAF NO	VERİNİN KULLANIM AMACI
1	Sismik Kesit	IL 5556	Şekil 7.26	GDA Bölgesi Yapısal Unsurlarının Sismik Yorumu, Şambayat Petrol Sahası Sismik Yorumu
2	Sismik Kesit	IL 5566	Şekil 7.27	Şambayat Petrol Sahası ve Çevresindeki Yapısal Unsurlar
3	Sismik Kesit	IL 5556	Şekil 7.25	Komşu Sahalar İle Şambayat Petrol Sahası Özelinde Sismik Yorum
4	Sismik Kesit	IL 5556 Düzleştirilmiş Sismik Profili	Şekil 7.26	Şambayat Petrol Sahası'nda İşaret Seviye Belirlenmesi ile Kampaniyen-Maastrihtiyen Faylarının Konumlarının Belirlenmesi
5	Sismik Kesit	IL 5504	Şekil 7.27	Şambayat DŞ(Ş), Doğu Şambayat (DŞ) ve Altıntop sahaları üzerinden alınan 800 ms sismik zaman dilimi görüntüsünün alınması
6	Sismik Kesit	IL 5406	Şekil 7.35	Şekil 7.35 hazırlanırken sismik konum haritası Şekil 7.25'de verilen IL 5406'nolu sismik kesit hattındaki verilerden yararlanılmıştır.
7	Sismik Kesit	TR 06 507	Şekil 7.12.a ile b	Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda yorumlanan sismik kesit üzerinde kuyunun yeraldığı konumu belirlemek
8	XRMI Logu	KA-41 kuyusu için XRMI, DT sonik ve Kuyu Cidarı Çapı Karşılaştırmalı Yorumu	Şekil 7.13	XRMI logu, Sonik log okuması, Kuyu Çapı ile Üç boyutlu muhtemel yapı arasındaki bağıntının KA-41 kuyusu için yorumlamasını yapabilmek ve Benzer uygulamayı Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki kuyular için uygulamak
9	Sondajdan Gelen Kırıntılı Tabak Numunesi	Sayındere Formasyonu'na ait 79 Adet Kırıntılı Kayaç Tabak Numunesi	Fotoğraf 4.4-4.7,4.10, 4.21, 5.7-5.18	Petrol Emaresinin kuyu sondajı sırasında Sayındere Formasyonu ile Mardin Grubu içerisinde canlı-anlık olarak tespiti ve Sayındere Fm içinde fasiyes analizi
10	İnce Kesit	24 Adet	Fotoğraf 7.1-7.6	Sayındere Formasyonu içerisinde S1, S2, S3 fasiyeslerinin ayırtlanması
11	Sayındere Formasyonu Kuzey Adıyaman Petrol Sahası XRMI Logu	13 Adet (yedisinin log verileri ilgili Şekil numaralarında paylaşılmış, altısı TPAO arşivinden bakılmıştır)	Şekil 7.7., Şekil 7.22., Şekil 7.24., Şekil 7.31., Şekil 7.32., Şekil 7.39. , Şekil 7.48.	Sayındere Formasyonu içerisinde çatlak analizi için XRMI log verilerilerinin yorumu
12	Sayındere Formasyonu XRMI Logu (Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Dışında)	27 Adet (On adet XRMI log verisi ilgili Şekil numaralarında tez içerisinde paylaşılmış, onyedi adet XRMI log verisine TPAO arşivinden bakılmıştır)	Şekil 7.31, Şekil 7.32, Şekil 7.39, Şekil 7.48	Sayındere Formasyonu İçerisindeki açık çatlakların tüm sahalar için karşılaştırmalı analizi.
13	Drill Stem Test(DST)	1 Adet	Şekil 7.22	KA-1 Kuyusunda XRMI çatlak ölçüm veriler yanında rezervuar kayaç niteliği olasılığını belirleme

VERİ NO	VERİ TÜRÜ	AYRINTILI TANIM	ŞEKİL/ÇİZELGE/FOTOĞRAF NO	VERİNİN KULLANIM AMACI
14	Litostratigrafik Korelasyon	1 Adet	Şekil 7.17	Farklı kuyulardaki rezervuar seviyenin konumlarnı belirlemek
15	Kastel-Sayındere Formasyonlarının Mostradaki Çatlak Ölçüm Verisi	4 Farklı Çatlak Ölçüm İstasyonunda Ölçülen 827 Adet Kırık, Çatlak ve Fay Değerleri	Fotoğraf 6.3-6.22, Ek-2, 3 ,4, 5, 6	Sayındere Formasyonunda ölçülen süreksizliklerin oluşum mekanizmalarını belirlemek ve yorumlamak
16	Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki Sayındere Formasyonu Çatlak Ölçüm Verileri	Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki 17 Kuyu'dan Elde edilen 958 adet çatlak ölçüm verisi	Şekil 7.19-21 'de Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki KA-2 kuyusunda Kompozit Kuyu Log Verileri	Tektonizma ve çatlak gelişimi karşılaştırması için mevcut mostra ve kuyudaki verilerin sağlamlığını deneştirmek amacıyla kompozit kuyu log verilerinden yararlanılması. Böylece süreksizliklerin yorumunu yapmak ve yüzeydeki ile derindeki bilgileri birbirleri ile deneştirme yaparak yorumlamak ve rezervuar olabilecek seviyeleri belirlemek
17	Kuzey Adıyaman Sahaları Dışındaki 43 Kuyudaki XRMI log Verisinden Elde Edilen Sayındere Formasyonu'na ait 2417 Adet Çatlak Verisi	Kuzey Adıyaman-Altıntop, Şambayat, Dudere ile Doğu Şambayat Sahalarındaki Kuyuların XRMI verileri	Şekil 7.6, 7.21, 7.23, 7.29, 7.47 'nde, Dudere, Doğu Şambayat, Şambayat Petrol Sahası Kuyu Log Verileri	Kuzey Adıyaman Petrol Sahası dışında Sayındere Formasyonu içerisindeki çatlak dağılım değerlerinin belirlenmesi ve Özellikle Eosen ile Miyosen'deki tektonizmanın açık çatlak gelişimine olan katkısının belirlenmesi
18	KA-34 kuyusu ve Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki Diğer 16 Kuyunun GR Sonik Logu	Log Karakteri Yorumlanarak Diğer Kuyular İçin de Fasiyes Ayrımı Yapılmıştır.	Şekil 7.18, 7.19, 7.20, (13 adet GR Sonik Logu TPAO Ortaklık Gizli Arşivi)	Sayındere Formasyonu içerisindeki S1, S2, S3 fasiyeslerinin ayırtlamasının yapılması ve sınırlarının belirlenmesi.
19	Test Sahası içerisinde değerlendirilen 6 adet Karot	KA-4, Şambayat-6, 19, 20; KA-52, Kuyusu karotu, Şambayat-6 karotları	Fotoğraf 3.2, 6.1, 6.2, Şekil 7.47,7.48	Kuzey Adıyaman Petrol Sahası ve civarındaki Sayındere Formasyonu içerisindeki çatlakların düzlem değerlerini belirleyip oluşum mekanizmalarını belirlemek
20	Üretimi Devam Eden 66 Kuyunun Jeomekanik Parametreleri	GDA Bölgesinde 66 Adet Kuyu'nun Jeomekanik Parametreleri (*JM1-*JM28)	Çizelge 7.5-Çizelge 7.13	Çalışmanın iki hedefi olmuştur: i) Kuyuların Jeomekanik parametrelerinin her biri ile Sayındere Formasyonu'ndaki üretim değerleri arasındaki en yüksek regresyon katsayının bulunması ii) Tektonik konum ile üretim değerleri arasındaki en yüksek regresyon katsayısının bulunması

JM1: Kuyu Ağzı Tam Açık durumda bbl/gün olarak Performansı **JM2:** Rezervuar kalınlığı (m), **JM3:** 1. ve 3. Tip Toplam Çatlak Sayısı, **JM4:** Üretken Çatlakların sayısı, **JM5:** Sayındere Formasyonu'ndaki üretken çatlakların şambayat-1 kuyusundaki çatlaklara olan sayısal oranı, **JM6:** Eşik stres(Kritik stres)Altındaki Mü değeri 0,6'dan büyük olan üretken çatlakların bir metredeki sayısal yoğunluğu , **JM7:** Eşik stres altındaki Mü Değeri 0,5'den büyük olan 1. + 2. tip çatlakların bir metredeki sayısal yoğunluğu , **JM8:** Eşik Stres Altındaki Mü Değeri 0,6'dan büyük olan 1. + 2. Tip çatlakların bir metredeki sayısal yoğunluğu, **JM9:** Eşik Stres Altındaki Mü Değeri 0,7'den büyük olan 1. + 2. Tip Çatlakların bir metredeki sayısal yoğunluğu, **JM10:** Eşik stres(Kritik stres) altındaki mü değeri 0,6'dan küçük olan 1. ile 2.tip çatlakların bir metredeki sayısal yoğunluğu**; JM11, JM12, JM13, JM14, JM15, JM16, JM17, JM18, JM19,J M20 ,JM21, JM22, JM23, JM24, JM25, JM26, JM27, JM28** kodlu jeomekanik değişkenler sayfa 19,20 ve 21'de açıklanmıştır

Yeraltı Jeolojisi büro çalışmaları kapsamında Adıyaman bölgesindeki 66 kuyunun jeomekanik parametrelerinin üretim değerleri ile regresyon analizi gerçekleştirilmiştir. Söz konusu çalışmada 28 farklı jeomekanik değişkenin her biri ayrı ayrı ele alınarak kuyu üretim değerleri ile regresyon analizi yapılmıştır. Adıyaman bölgesindeki 66 farklı kuyuda jeomekanik analizi yapılan 28 farklı jeomekanik değişkenin sayısal sonuçları, tezin 7 Nolu bölümündeki Çizelge 7.4'te verilmiştir.

Jeomekanik Analiz Yapılırken Kullanılan Değişkenlerin (parametrelerin) açıklaması aşağıda sunulmaktadır.

Jeomekanik Değişkenler ve Açıkalamaları

1 No'lu ve P kodlu Jeomekanik değişken "JM1":

Kuyu üretim aşamasında iken vanaların tam açık (full open) olması durumunda toplam üretim (petrol + su) olarak ölçülen değerdir. Buradaki debi değeri bbl/gün cinsinden olup, Kuyunun günlük üretim debisi ile ilgili değeri vermektedir. Çalışma kapsamında yalnızca Sayındere Formasyonu'ndan yapılan üretim değeri alınmış olup, diğer formasyonlardan gelen değer inceleme kapsamı dışında tutulmuştur.

2 No'lu ve L kodlu Jeomekanik değişken, "JM2":

Kuyuda petrol üreten rezervuarın toplam kalınlığını temsil etmekte olup, birimi metre cinsinden verilmiştir.

3 No'lu ve M kodlu Jeomekanik değişken, "JM3":

Kuyuda üretim yapılan çatlaklı rezervuardaki toplam çatlak sayısını temsil etmektedir. Kuyudaki çatlaklar kısa, orta veya uzun boylarda olup, çatlaklar kendi veri tabanındaki çatlakların boyuna göre sınıflandırılmıştır. Kuyudaki çatlaklar ağız genişlikleri ve uzunluklarına göre 3 ayrı tipe ayrılmıştır: 1.tip (ağız genişliği 1 mm ile 2 cm arasında ve çatlak uzunluğu 3 cm ile 15 cm arasındaki çatlakların dahil olduğu grup); 2.tip (ağız genişliği 2 cm ile 10 cm arasında ve çatlak uzunluğu 15 cm ile 55 cm arasındaki çatlakların dahil olduğu grup); 3.tip (ağız genişliği 10 cm ile 55 cm arasında ve çatlak uzunluğu en az 55 cm ve daha uzun olan çatlakların dahil olduğu grup).

4 No'lu ve A kodlu Jeomekanik değişken, "JM4":

JM4 parametresi kalsitleşme veya üretken çatlakların sayısı vardır. Mevcut çatlaklar içerisinde kalsitleşme ile dolu olanlar vardır; bunlar XRMI logunda ayırtlanır ve geriye üretken çatlaklar kalır.

5 No'lu ve B kodlu Jeomekanik değişken, "JM"5:

5 no'lu değişen toplam üretken olan çatlakların sayısının, Şambayat-1 kuyusunda Sayındere Formasyonu'ndaki çatlakların sayısına olan oranıdır. Şambayat-1 kuyusunda 2008 yılında yapılan keşif ile Sayındere Formasyonu'ndaki çatlakların sayısı bir rezervuar karakteristiğini yansıtmıştır. Mecvut kuyuda kesilen Sayındere Formasyonu'ndaki çatlakların sayısı, Şambayat-1 kuyusu

Sayındere Formasyonu'ndaki çatlakların sayısına bölünerek; Kuyuda Sayındere Formasyonu Hazne kaya özelliğine dair bir değişken (JM5) elde edilir.

6 No'lu ve C kodlu Jeomekanik değişken, "JM6":

JM6 kodlu değişken; eşik stres (kritik stres) altındaki mü değeri 0,6'dan büyük olan üretken çatlakların sayısal (çatlak/metre) değeridir. Mü değeri kayacın fiziksel özelliğine göre değişen bir parametre olup, makrolara mü değeri girilerek eşik stres altındaki çatlak sayısı elde edilir. Çıkan sayı ile üretim değerleri arasında korelasyon yapılır.

7 No'lu ve D kodlu Jeomekanik değişken, "JM7":

7 No'lu ve D kodlu değişken, Eşik stres (kritik stres) altındaki mü değeri 0,5 den büyük olan 1.+2. tip çatlakların sayısal (çatlak/metre) değeridir. 1. ile 2. Tip çatakların sayısı ile mü değeri arasında bir bağıntının bulunduğu bilimsel araştımalar kapsamında kabül gördüğünden 7 no'lu jeomekanik değişken bu tez çalışmasındaki hesaplamalarda da değerlendirilmiştir.

8 No'lu ve E kodlu Jeomekanik değişken, "JM8":

JM8, eşik stres (kritik stres) altındaki mü değeri 0,6 dan büyük olan 1+2. tip çatlakların sayısal (çatlak/metre) değeridir.

9 No'lu ve F kodlu Jeomekanik değişken, "JM9":

JM9, eşik stres (kritik stres) altındaki mü değeri 0,7 den büyük olan 1.+2. tip çatlakların sayısal (çatlak/metre) değeridir.

10 No'lu ve G kodlu Jeomekanik değişken, "JM10":

JM10, eşik stres (kritik stres) altındaki mü değeri 0,6'dan küçük olan 1.+2. tip çatlakların sayısal (çatlak/metre) değeridir.

11 No'lu ve H kodlu Jeomekanik değişken, "JM11":

JM11, eşik stres (kritik stres) altındaki mü değeri (μ) 0,85'den büyük 1.+2.tip çatlakların sayısal (çatlak/metre) değeridir.

12 No'lu ve İ kodlu Jeomekanik değişken, "JM12":

JM12, Sh[Maksimum], Yatay yöndeki En Yüksek stres yönünün değeridir (MPA).

13 No'lu ve İİ kodlu Jeomekanik değişken, "JM13":

JM13 No'lu ve İİ kodlu değişken, gözenek basıncıdır (MPA).

14 No'lu ve İİİ kodlu Jeomekanik değişken, "JM14":

JM14 No'lu ve İİİ kodlu değişken, rezervuar üzerindeki litolojinin gömülmeye bağlı toplam düşey basıncıdır (MPA).

15 No'lu ve IV kodlu Jeomekanik değişken, "JM15":

JM15, Sh[Minimum], Yatay yöndeki En Düşük stres yönünün değeridir (MPA).

16 No'lu ve V kodlu Jeomekanik değişken, "JM16":

JM16 değişken, eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısı (mü değeri 0,77'den büyükken)dır.

17 No'lu ve VI kodlu Jeomekanik değişken, "JM17":

JM17, Mü değeri (μ) 0,85'den büyük olduğu durumdaki eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısıdır.

18 No'lu ve VII kodlu Jeomekanik değişken, "JM18":

JM18, 17 no'lu jeomekanik parametrenin üretim debisi ile regresyonunun karesi (R^2)'dir.

19 No'lu ve VIII kodlu Jeomekanik değişken, "JM19":

JM19, yatay basıncın en yüksek (max) olduğu azimut değeridir.

20 No'lu ve IX kodlu Jeomekanik değişken, "JM20":

JM20, düşey basıncın en düşük (minimum) değeri (Mpa) olup, Sayındere Formasyonu çatlaklı rezervuarının üst seviyesine göre hesaplanır.

21 No'lu ve X kodlu Jeomekanik değişken, "JM21":

JM21, tabakların kayma eğilimine bağlı sürtünme katsayısı olan Mü değeridir.

22 No'lu ve XI kodlu Jeomekanik değişken, "JM22":

JM22, yapının genel asimetrik değeri olup xxxx şekilinde hesaplanır.

23 No'lu ve XII kodlu Jeomekanik değişken, "JM23":

JM23, çatlaklı rezervuar seviyede eğimlerii 0 ile 30 derece arasında olan tabakaların sayısıdır.

24 No'lu ve XIV kodlu Jeomekanik değişken, "JM24":

JM24, çatlaklı rezervuar seviyede eğimleri 30 ile 60 derece arasında olan tabakların sayısıdır.

25 No'lu ve XIV kodlu Jeomekanik değişken, "JM25":

JM25, çatlaklı rezervuar seviyede eğimleri 60 ile 90 derece arasında olan tabakların sayısıdır.

26 No'lu ve XV kodlu Jeomekanik değişken, "JM26":

JM26, çatlaklı rezervuar seviyede eğimi 0 ile 30 derece olan çatlakların sayısıdır.

27 No'lu ve XVI kodlu Jeomekanik değişken, "JM27":

JM27, çatlaklı rezervuar seviyede eğimleri 30 ile 60 derece arasında olan çatlakların sayısıdır.

28 No'lu ve XIIV kodlu Jeomekanik değişken, "JM28":

JM28, çatlaklı rezervuar seviyede eğimleri 60 ile 90 derece arasında olan çatlakların sayısıdır.

Önceki yıllara ait bölgenin literatür araştırması, yakın civarında yapılmış olan çalışmalara ait TPAO arşivindeki 'Sayındere Formasyonu' başlıklı çalışmaların sonuç raporları ve literatür taraması tamamlanmıştır. Sahalarda açılan petrol kuyularına ait raporlar incelenmiş, bir sonraki aşamada hangi incelemeler yapılması gerektiği tespit edilmiştir.

Dikey Stresin Her Bir Kuyu İçin Hesaplanması

Herhangi bir kuyuda rezervuar seviye üzerindeki toplam dikey stres hesaplanırken formasyondaki litolojilerin her bir kalınlığı ayrı ayrı toplanarak birbirine eklenmiş olup fasiyes

ayırtlamanın örneği Şekil 4.21'de verilmiş olup Metot bölümünde dikey stresin her bir kuyu için nasıl hesaplandığı ayrıntılı anlatılmıştır. Şelmo Formasyonu içerisindeki kumtaşı litolojisi örneğinde gösterildiği gibi şekil 4.21'deki toplam kumtaşı litolojisi dikey basıncı $SV_{1T}= SV1_{X1}+ SV1_{X2}+ SV1_{X3}+ SV1_{X4}+ SV1_{X5}+ SV1_{X6}+ SV1_{X7}+ SV1_{X8}+ SV1_{X9}+ SV1_{X10}+ SV1_{X11}+ SV1_{X12}+ SV1_{X13}+ SV1_{X14}+ SV1_{X15}$ formülünden hesaplanmıştır. $SV1_{X1}(Mpa) = P_{x1}$ x h1 olup p (yoğunluk- Newton/m^3) değeri litolojiye göre değişkenlik göstermektedir. 'H' değeri, litolojisinin çökeldiği kalınlığın yükseklik değeri olup dikey basınç hesapında aynı litolojiye ait farklı kalınlıktaki veya yükseklikteki değerler her seferinde basınç hesabı formülüne yazılmakta ve son olarak tüm dikey basınç alt bileşenleri toplanmaktadır.

Buradaki çalışmada eşik enerji stresi analizi için kullanılan : ' Toplam Dikey stres değişkeni: S_V' hesaplanırken, Şelmo Formasyonu örneğinde olduğu gibi farklı litolojilerin (Şelmo formasyonu için miltaşı, kumtaşı, şeyl) her biri ayrı ayrı yoğunluk değerleri ve toplam kalınlık değerleri ayrı ayrı hesaplanmıştır Dikey Stres (Mpa) değişkenlerinin her biri (Kumtaşı-SV_1; Miltaşı-SV_2; Şeyl-SV_3; Çakıltaşı-SV_4; Kireçtaşı-SV_5; Jips-SV_6) toplanarak alttaki diğer formasyon (Şekil 4.21'de Kapıkaya Formasyonu üzerindeki toplam dikey stres) üzerindeki toplam dikey stres hesaplanmıştır.

Sh en yüksek(max) ve Sh en düşük (minimum)'un Hesaplanması

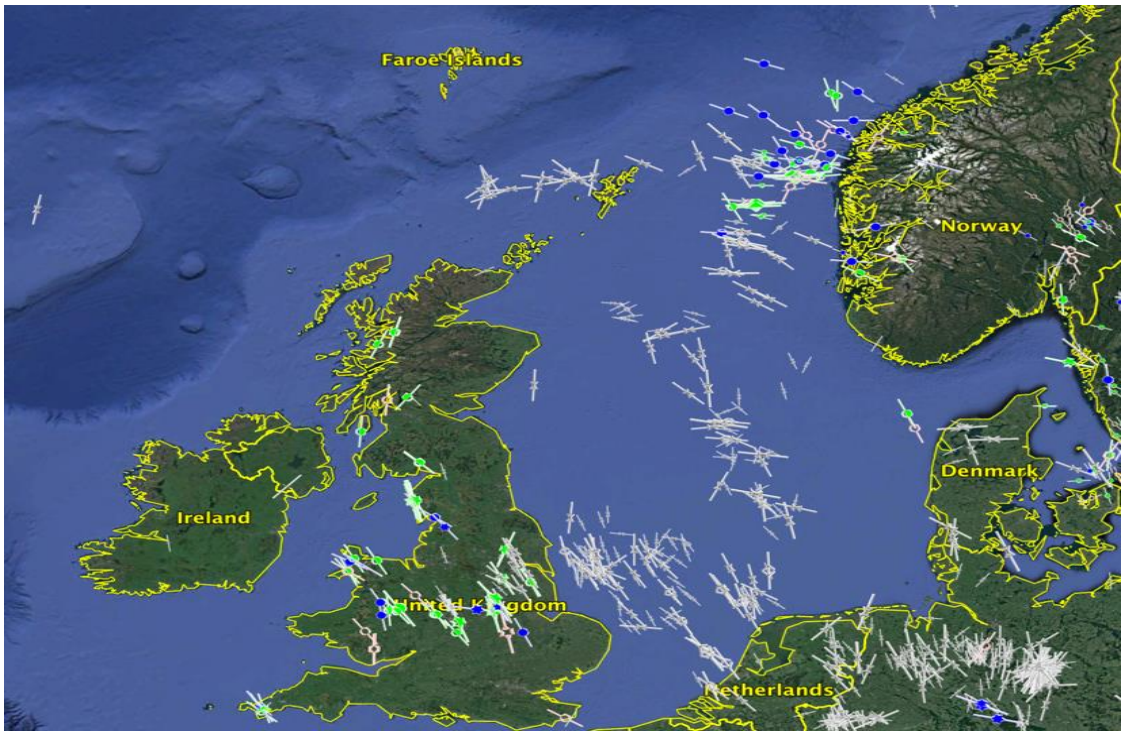
Sh en yüksek(max) ve Sh en düşük (minimum)'un Eşik Enerji Stresi Analizindeki Önemi

$S_{h\ en\ yüksek\ (max),}$ yeraltında en yüksek değerde sıkışmanın görüldüğü doğrultunun yönüdür. Genel olarak, Sh en yüksek (max)'a paralel olarak gelişen kırıklar açık olup genişleme eğilimindedirler. Diğer yandan Sh en yüksek (max)'a normal olacak yönde gelişen çatlaklar, karşılaştırmalı olarak küçük ölçekte olup kapalı olma eğilmindedirler (Barton ve ark., 1995). Petrol üretimini arttırmak için yapılan saha geliştirme planlarında yönlü sondajın Sh en yüksek (max) yönünde olmasına ve mümkün olduğunca çok sayıda çatlak-kırık kesilerek kaliteli rezevuar elde edilmesi hedeflenmektedir. Tez konusu olan Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda (KAS), Shmax ile Shmin yönü belirlenirken burada anlatılan metodolojiden yararlanılmıştır. Sh max ile Sh min yönü belirleme ile ilgili konu anlatımında örnek verirken (TPAO yeraltı ortalık verilerinin gizliliğinden ötürü) Kuzey Denizi'ndeki bir kuyunun XRMI logundan yorumlanmasından yararlanılacaktır.

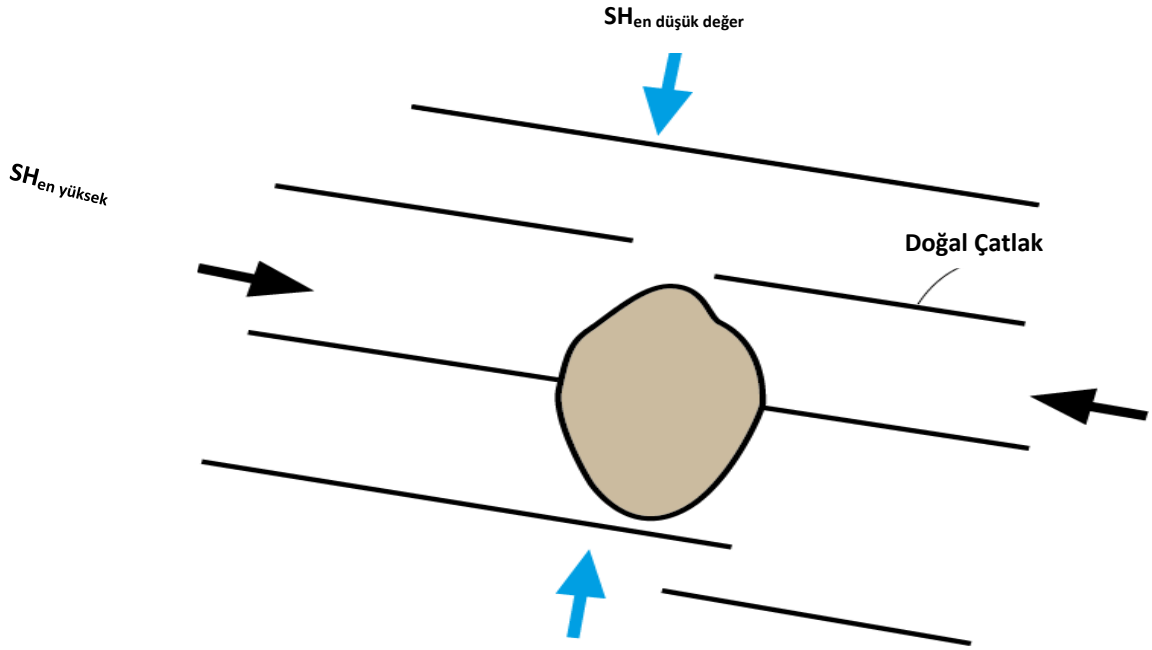
Sh en yüksek (max) ile Sh minimum(min)'un Oryantasyonunun XRMI logundan Türetilmesi

Sh en yüksek ile Sh minimum'un hesaplanma metodu, çalışılan KAS dışındaki kuyulardan örnek verilerek gösterilecektir. Dünya Gerilme Haritası (WSM), SH en yüksek (maksimum) hesaplaması için kullanılan bir haritadır (Şekil 1). - sondaj çatlakları, (Şekil 2) ve imaj loglarında sondaj kaynaklı gerilim kırılmalarını (*SKGK) ayırtlamak (Şekil 3), Sh en yüksek[max]

oryantasyonunu türetmenin yaygın bir yolu olup mevcut tektonik sıkışmanın yönü olan SH en yüksek (maksimum) yönü ile SKGK 'ların yönü birbileri ile çakışmaktadır.

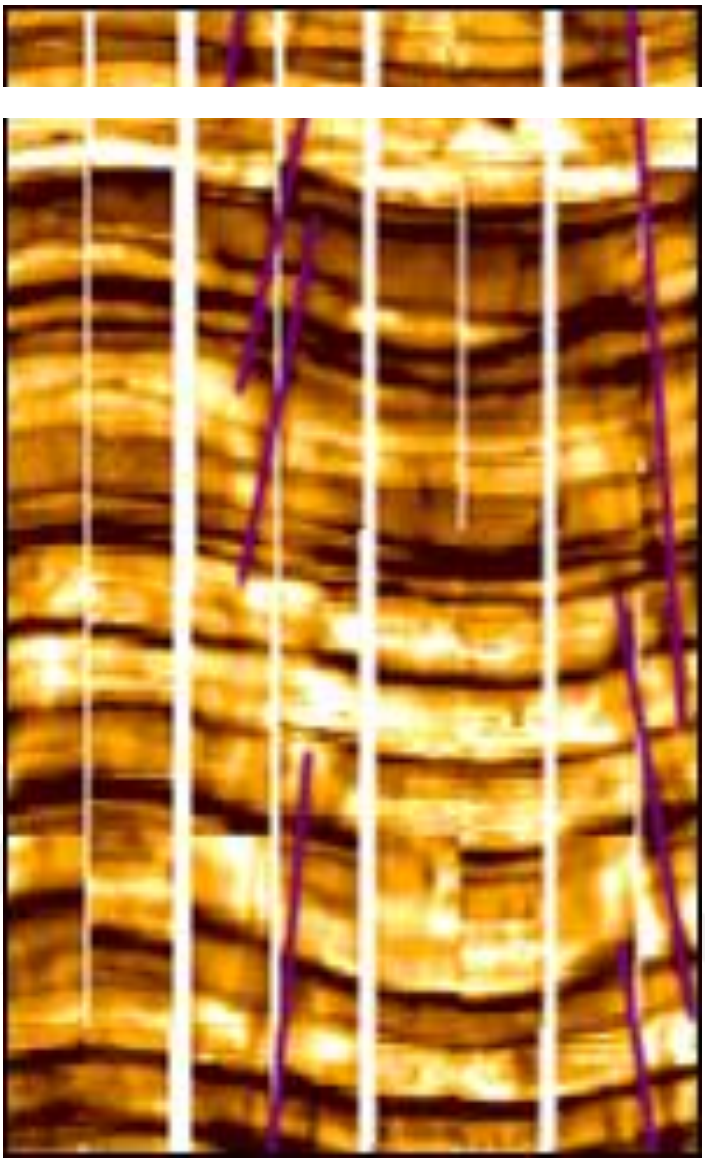


Şekil 3.2. Kuzey Batı Avrupa'da Sh $_{\text{en yüksek (max)}}$ oryantasyonu haritası, Dünya Stres Haritası'ndan alınmıştır. (Heidbach ve ark., 2016)



Şekil 3.3. Sondaj yapılan kuyuların cidarında gözlemlenen ovalleşme*Sh en az (minimum): ovalleşme yönü

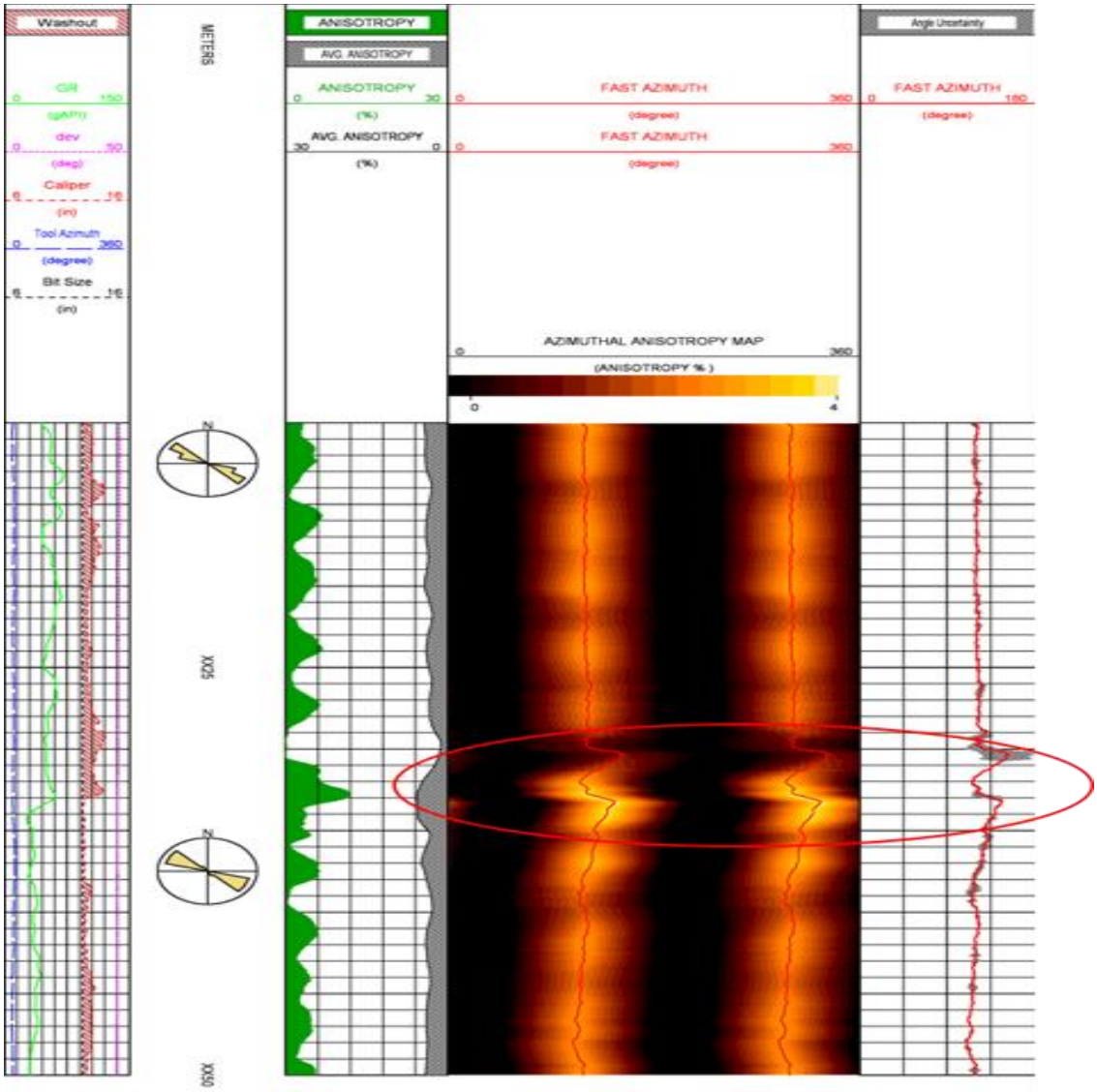
Kuyu cidarında Sh$_{\text{en yüksek değer}}$ ile Sh$_{\text{en düşük değer'in}}$ sıkıştırmasına bağlı olarak ovalleşme görülür. Buradaki ovalleşmeye, basınçdaki düşmeye bağlı olarak gelişen kırılmaya bağlı gelişen bir koparma da denir. Sh $_{\text{en yüksek (max)}}$ bunun için normal yöndür. Sh $_{\text{en yüksek (max)}}$ 'un yönü XRMI loglarındaki siyah çizgilerine paralel olarak, sondajda gözlemlenen gerilim kırıklarıdır.



Şekil 3.4. Sondaj kaynaklı gerilim kırıklarının bir özdirenç görüntüsü XRMI logunda180 derece aralıklı olarak görülmektedir, Kuzey Denizi (North Sea.).

Kuyu Günlük takip verilerinden [2] sürekli bir Sh en yüksek (max) kaydı almak mümkündür- bir dipol sonik logdan kaydedilen azimut değeri, Sh en yüksek (max) oryantasyonu tespiti için sağıklı bir veri kaynağıdır. Bu veriler, her zaman ilgilenilen stratigrafik düzeyde olmayan, tek bir veri noktası olan bir çatlama-kırılma ile karşılaştırılmıştır. Şekil 4'te Shmax (en yüksek)'ın NW-SE yönünü (en sağdaki kırmızı renkle gösterilen) sonik logdan hız ve yön tayini için yorumlayabiliriz, ancak bu, XRMI logu vb. Günlük verilerinden kopmalar olarak değerlendirilir ve SKGÇ (*İngilizce kısaltmasıyla DIT'lerle) birlikte tek bir kanıt satırı olarak düşünülmelidir.

Bu kuyunun bir fayı geçtiğine ve bu bölgesel KB-GD eğiliminde bir bozulma olmasına dikkat edilmelidir (Şekil 4'te daire içine alınmıştır). Fayların etrafındaki bölgesel gerilme yönünden sapmaların görülmesi oldukça yaygındır. Aslında, yapı üzerinde görüntülenen kırılma haritaları (veya bunlardan türetilen Sh en yüksek[max], genellikle faylara yakın sapmaları gösterir.



Şekil 3.5. Shmax yönünü gösteren azimut değerindeki sapamın LWD'deki görüntüsü *LWD: (en sağdaki kırmızı eğri). Kuyuda sondaj sırasında bir fay kesildiğinde normal okumada kısım ayrışma (kırmızı daire) log okumasında tespit edilir. (Bradley ve ark., 2019)'dan alıntılanmıştır.

3.2.1. Saha Çalışmaları

Sahadaki yapılan incelemelerde tezin amacına yönelik olmak üzere Adıyaman ili kuzey kesimlerinde, Tut bölgesi civarı, Narince beldesi civarı, Terbüzek Köyü girişi, Sincik ilçesi civarı, Kömür Köyü civarı, Kahta Çayı lokalitesi, Göksu Çayı, İnişdere Vadisi ve Hasanlı lokalitesinde yüzlek veren Sayındere Formasyonu'na ait tabaka doğrultu eğim ölçümleri ile beraber yine Kastel, Sayındere ve Karaboğaz formasyonlarındaki çatakların ölçümü ve fotoğraflaması yapılmıştır. Saha çalışması kapsamında mostra veren birimlerin sınırları ile yapısal unsurlar incelenerek fay, kıvrım, çatlak gibi yapısal unsurlar hazırlanan jeoloji haritasına işlenmiştir.

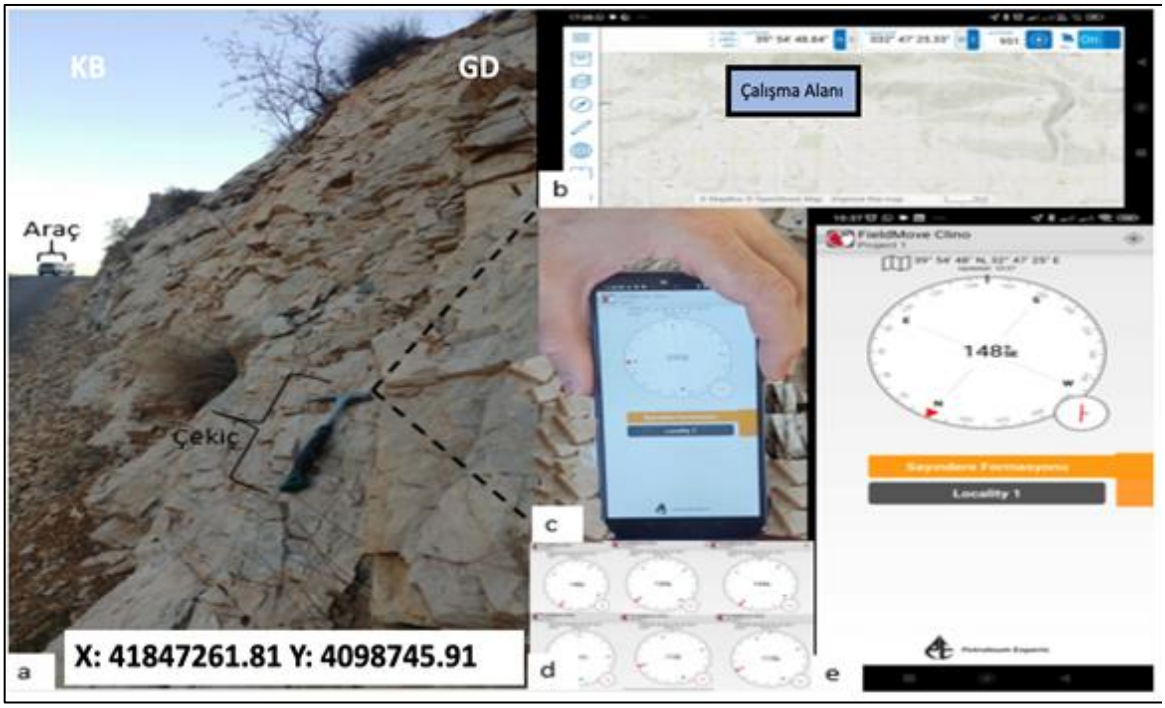
Sahada yapılan düzlemsel ve çizgisel yapılara ait ölçümler Brunton marka Jeolog pusulası ile yapılırken arazide yer belirleme Magellan marka GPS aleti ile tespit edilmiştir (Fotoğraf 3.1 ve 3.2).

Ayrıca, mostralarda seri bir şekilde azimutsal olarak düzlemsel ve çizgsel yapı ölçümleri Field Move Clino aleti ile birlikte sert kaplı saha defteri kullanılarak yapılmıştır (Fotoğraf 3.2, 3.3). Azitmusal olarak ölçüm değerleri tez içerinde Ek-12-Ek-28'de sunulmuş olup, Field Move Clino programınca düzlem sonuçları değerlendirilmiştir. Özellikle Sayındere Formasyonu içerisinde gelişen çatlaklar sayıca çok olduklarından seri ölçüm yapabilmek için bu yazılım ve beraberinde kullanılan akıllı telefon uygulaması ölçümlerin yapılmasında büyük kolaylıklar sağlamıştır. Ancak, birimlerin bazı seviyelerinde çok parçalı ve çok yönlü-eğimli çatlak setleri ile karşılaşılmış olup, çatlak ölçümü sırasında birtakım güçlüklerle karşılaşılmıştır (Fotoğraf 3.4).

Bununla beraber çok parçalanmış alanda kırık-çatlak ölçümünün sağlıklı bir şekilde yapılabilmesi oldukça zordur. Çatlak sisteminin burada ölçülebilmesi için, çatlama olayından önce tabakalanma sisteminin açık bir şekilde arazide gözlenmesi gerekmektedir. Böylesi bir durumda ayrışmamış-parçalanmamış çatlakların olduğu kayaçtaki yapısal unsurları oluşturan temel tektonik kuvvetlerin yönü ve değerinin belirlenmesi gerekmektedir. Benzer şekilde çok parçalı kırıkların ayrışmamış çatlak ve kırıklar ile beraber gözlendiği bir durum, arazideki çatlak ölçüm çalışmalarında karşılaşılmıştır (Fotoğraf 3.4 ve Fotoğraf 3.5).

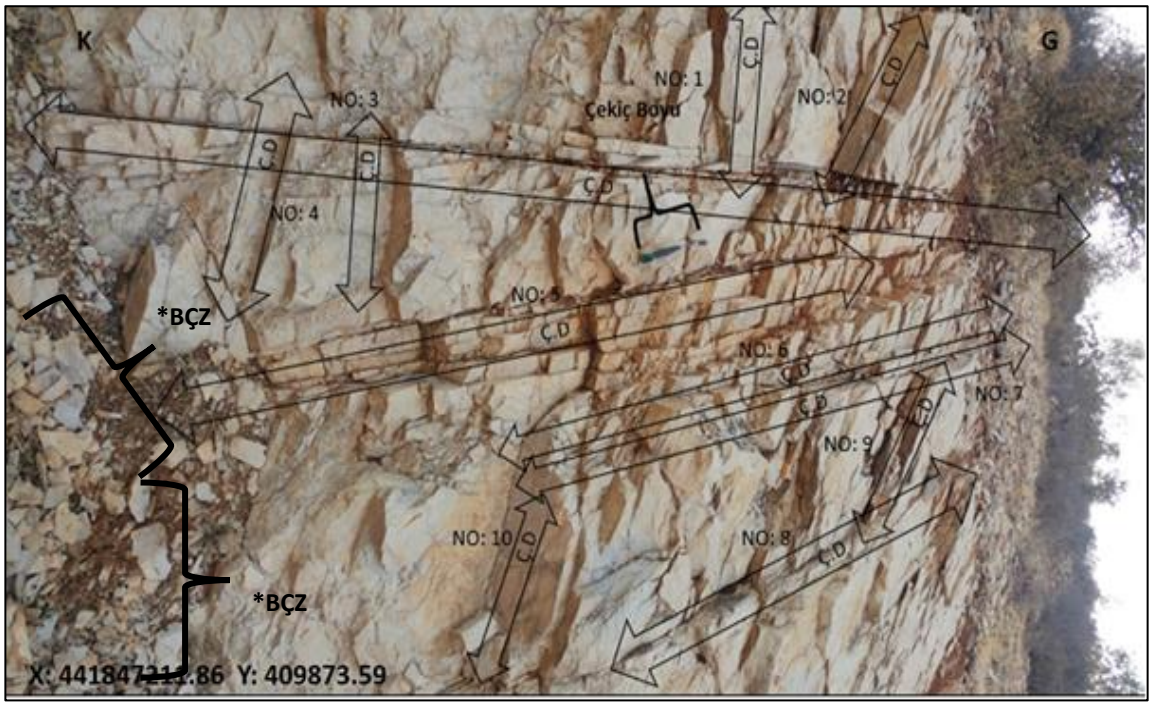
Düzlemlerin ölçümünde hızlı ölçme değerlerini yapan bu yazılım ve akıllı telefon uygulamasının kullanımı hakkında detay bilgi ilerleyen kısımda verilecektir.

Fotoğraf 3.1. Saha çalışmaları sırasında çatlak ölçümü yapılırken kullanılan aletler (sert ciltli arazi defteri, Brunton marka pusula, Magellan marka GPS).



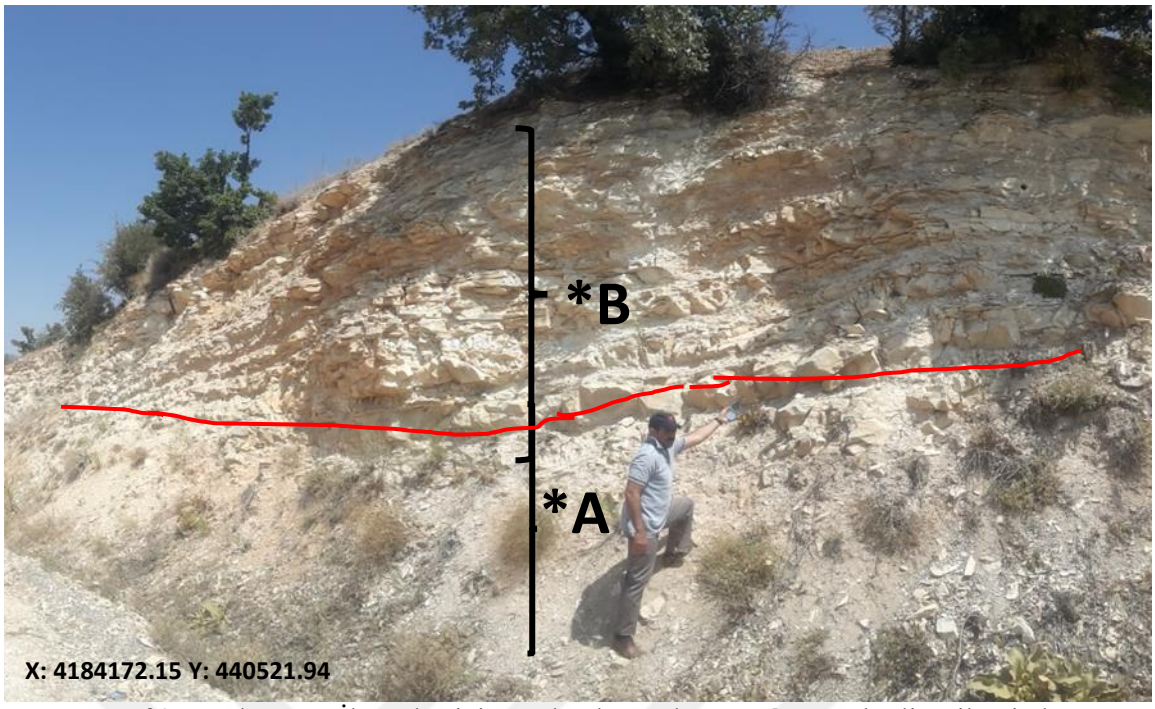
Fotoğraf 3.2. a. Sayındere Formasyonu'nun mostra verdiği 4 No'lu çatlak ölçüm istasyonu b. Field Move Clino uygulamasındaki çalışma alanı c. Akıllı telefon ile çatlak ölçümü d. Fieldmove çatlak ölçüm sonucu örnekleri e- Field Move Clino ölçümünün yakından görünümü.

Fotoğraf 3.3. Sayındere Formasyonu çatlaklarının ciltli ve sert arazi defteri yüzeyi yardımıyla Mostra üzerinde geleneksel yöntemle ölçümü yapılırken bir görüntü.



Fotoğraf 3.4. Adıyaman ili Tut ilçesi Kaşlıca köyü merkezinin 850 metre güneydoğusunda, 3 numaralı çatlak ölçüm istasyonunda ölçülen çatlak düzlemi yönleri ile çatlak numaralarının görünümü. *BÇZ: Bol çatlaklı zon

Bu tür komplike kırıkların geliştiği alanlardan birisi olan Çemberlitaş civarında (Kuzey Adıyaman) Eosen yaşlı Hoya Formasyonu'nda da gelişen (Fotoğraf 3.5) çok yönlü çatlakları denetleyen tektonizmayı irdeleyebilmek üzere arazide yapılan ölçüm haricinde bölge literatüründen de yararlanılmıştır.



Fotoğraf 3.5. Adıyaman İl Merkezinin 5,5 km kuzeydoğusunda, Çemberlitaş ilçesinde Hoya Formasyonu üzerinde Esoen-Miyosen tektonizmasının inceleme çalışmasından bir görüntü *A: Bol çatlaklı; ayrışmış, parçalanmış kırıkların olduğu seviye *B: Az çatlaklı; ayrışmamış, parçalanmamış kırıkların olduğu seviye

3.2.2. Laboratuvar Çalışmaları

Çalışma alanı dahilinde seçilen kuyulardan, her iki metrede bir alınan kesinti numuneleri binoküler mikroskopta beyaz ışık alında incelenerek değerlendirilmiş olup, özellikle Sayındere Formasyonu'na ait farklı fasiyesler incelenmiştir. Ayrıca, edinilen bazı karot örneklerinde çatlak doğrultu-eğim ölçümü ve çatlakların verim değerlerinin belirlenmesi gibi temel karot analizleri de yapılmıştır. Karot analizleri aşamasında ayrıca çatlak miktarı ve tipi ile beraber çatlaktaki petrolün kimysal bişelenleri, rengi, viskozitesi de belirlenmiştir. Sayındere Formasyonu'nun her bir fasiyesinden ince kesit örnekleri alınmış ve gözenekliliği ile permeabilitesi araştırılmıştır. Bunlara ek olarak hedef seviyelerde gerçekleştirilen DST (Drill Stem Test) operasyonlarının analizleri de yapılarak bu veriler Sayındere Formasyonu rezervuar kalitesi ölçümünde değerlendirilmiştir.

3.2.3.Büro Çalışmaları

Büro Çalışmalarında İzlenen Metot

Saha çalışmaları (arazi ve kuyulardan edinilen veriler) ve ardından sürdürülen labaratuvar çalışmaları sürecinde elde edilen ve yorumlanan bütün veriler yazım aşamasına gelecek şekilde hazır hale getirilmiştir. Tez yazım aşamasında kullanılan veri setleri aşağıda maddeler halinde detay bir şekilde sunulacaktır. Tezin hazırlanması sırasında yoğunluklu olarak bölgede daha önce çalışmaları bulunan ve doğruluğu daha önce test edilmiş bazı metodolojilerden yararlanılmıştır (Özkaya ve ark., 2019).

Tez büro çalışmasının veri setlerinin iş akışı aşağıda sırasıyla açıklanmıştır.

Tez Çalışmasında Kullanılan Veri Setleri

Bölgedeki tektonik gelişim sürecinde oluşan çatlaklar, kırıklar, faylar ve kıvrım sistemleri tezde kullandığımız veri setlerinden olup, tezin amacına yönelik kullanılan metodoloji ile ilgili bazı çalışmalardan yararlanılmıştır (Stephenson ve ark., 2007; Ghosh ve Mitra, 2009; Gabrielsen ve Braathen, 2014). Ayrıca, KAS ile çalışılan diğer dört sahanın yapısal gelişimini ortaya koyabilmek üzere bölgenin mevcut iki ve üç boyutlu sismik profil verileri de önemli veri setlerinden olup, bu verilerin yorumlanması ile bölgedeki deformasyon aşamalarının zamanlaması-yorumlanması ile farklı horizon ve zaman dilimlerinde yataylaştırmalar yapılarak sismik profiller yorumlanmıştır. Ayrıca, iki boyutlu sismik profillerin yorumlanması ile deformasyon süreci, mevcut kapanlanma yapıları, birimler arasındaki dokanak ilişkileri ve uyumsuzluklar da irdelenmiştir. Bu çalışmaların neticesinde hidrokarbonların yerleştiği rezervuar seviyelerdeki çatlama ve kırılma zamanlaması ve kantitatif olarak çatlak oriyantasyonlarının da ortaya konmasıdır. Sismik verileri destekleyen kuyu loğları da ayrıca önemli veri setlerinden olup, buradan edinilen çatlakların analiz sonuçları; i) çimentolu çatlak/açık çatlak ayrımının yapılması, ii) tüm çatlaklar için çatlak karakterizasyonunun yapılması, çimentolu ve açık çatlak ayrımının ayrı ayrı yapılması, iii) her bir kuyuda kuyu imaj verisinin değerlendirilmesini aşamalarını da içermekte olup, önemli veri setlerinin yorumlamasına katkı koymaktadır.

XRMI log Veri Seti

Kuyuların açılması sırasında özellikle rezervuar seviyelerdek çatlakların belirlenmesi ve yorumlanması için kullanılalan en önemli log verilerinden birisidir. Bu kapsamda Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki 23 Adet kuyudan edinilen 958 adet çatlak verisi kullanılarak bölgenin gül diyagramları hazırlanmıştır. Çatlakaların oluşum hakkkında bölgeyi denetleyen stres yönlerinin belirlenmesinde önemli görev üstlendiğinden öncelikli temel veri setlerindendir. Bu veri setleri ile ilgili kuyuların kaynak bilgisi Şekil 7.36'da verilmektedir.

Petrol Sahalarındaki $P11_{ort}$ Değişkeni ve nasıl hesaplandığı

P11ort değeri; petrol sahasındaki Sayındere Formasyonu'nda birim metredeki çatlak sayısını temsil etmekte olup, açılan kuyuların XRMI loglarından elde edilmektedir. Şekil 7.47'de KAS çevresindeki komşu petrol sahalarının P11ort değerleri birbirleriyle karşılaştırılmıştır.

Eşik Enerji Stresi Analizi Çalışması Verileri

Eşik enerji stresi analiz; maksimum yatay stres, minimum yatay stres, kohezyon katsayısı (mü), gözenek basıncı değerlerinin birlikte kullanılarak yapıldığı bir mukavemet analizidir. Analiz sonucunda hesaplanan stres (T_h) değeri Kritik Enerji Stresi'nden (To_{kritik}) büyükse analizin olduğu derinlikteki formasyonda çatlaklar gelişir. Tez çalışma alanı olan KAS'nda yapılan eşik enerji stresi analizinin sonuçları Şekil 7.49'da paylaşılmıştır.

Tez Çalışmasında Kullanılan Yazılımlar

a) FieldMove: Arazide jeolojik harita alımını yapan bir yazılım cihazı olup, tez çalışmasında bunun yeni sürümü olan FieldMOVE Clino kullanılmıştır. FieldMOVE Clino "FieldMove"daki hemen tüm işlevleri içermekte olup, daha büyük dokunmatik ekranlı tabletlerde kullanım için harita merkezli bir düzenekle sunulmuştur. Yeterli veri toplandığında, veri tabanı haritasında jeolojik sınırlar, fay izleri ve diğer çizgi çalışmaları oluşturmak için hassas çizim için yeni çizim araçları bu yazılımda kullanılabilir. FieldMOVE uygulamasında farklı kaya türlerinin dağılımını göstermek için basit çokgenler oluşturmak da mümkündür.

FieldMOVE'da (ve Clino'da) oluşturulan çizim çalışması tamamen coğrafi referanslı olup diğer uygulamalara aktarıldığında bu bilgiler korunmakta ve alınan veriler dışarıya aktarılabilmektedir. Veriler üç farklı biçimde dışa aktarılabilir: i) model oluşturma ve analiz için Petex'in MOVE yazılımına doğrudan aktarma için bir MOVETM dosyası, ii) bir CSV dosyası (virgülle ayrılmış değerler, bir Excel elektronik tablosuna benzer) ve iii) bir Google Earth (.kmz) olarak alınabilir.

FieldMOVE Clino: FieldMOVE Clino, akıllı telefonlarda jeolojik verileri toplamak için kullanılan bir dijital pusula-eğim ölçeridir. Akıllı telefon uygulaması sayesinde geleneksel elde taşınan pusula gibi ve ayrıca alandaki yapısal unsurların düzlemsel ve çizgisel özelliklerinin yönünü ölçmek ve kaydetmek için bir dijital pusula-klinometre olarak da kullanmaktadır. Ayrıca uygulama içerisine coğrafi referanslı metin notları ve fotoğraflar alınarak değerlendirilebilmektedir. FieldMOVE Clino uygulaması, geleneksel yöntemlere göre on kat daha hızlı bir şekilde sahadaki yapısal unsurların verisini toplamaya olanak sağlamaktadır. Ayrıca çekilen saha gözlem fotoğrafları Fieldmove Clino uygulamasına WGS-84 koordinat sistemine göre aktarabilmektedir. Buradaki çalışmada çekilen fotoğrafların koordinatları WGS-84 sistemine göre kaydedilmiştir.

b) Geologix-7: Geologix-7, bir kompozit kuyu logu çizim programı olup, kuyu ile ilgili tüm verilerin tek bir çizim üzerine aktarılmasını sağlayan bir yazılım olup, kompozit kuyu logu çizimi ile ilgili tüm verilerin (GR, DT, NPHI, RHOB, XRMI) ayrıntılı litoloji, petrol emaresi görülen seviyeleri bir araya getirerek tek veri seti şeklinde gösterilmesini sağlamaktadır.

c) GeoRose 0.3.0: GeoRose 0.3.0, çatlak, kırık, fay vb. düzlesel yapıların doğrultu-eğim değerleri ile çizgisel yapıların gidiş değer verilerini kullanarak gül diyagramını (Rose Diagram) hazırlayan bir programdır.

d) IP Process: Sayındere Formasyonu içerisinde petrol emaresi olan seviyelerin ayrıntılı kil hacmi, gözeneklilik/su doygunluğu, yoğunlaşmış nötron analizi, organik Şeyller ve NMR yorumu gibi temel hesaplamaları yapan bir petro-fizik veri işlem yazılımıdır.

e) LİRA-SAPR Yazılımı: Sayındere Formasyonu'nda rezervuar seviyelerde Eşik enerji stresi analizi yapmak üzere kullanılan, aynı zamanda farklı jeo-mekanik parametrelerin değerlendirilmesi ve regresyon analizlerinin yapılmasında yararlanılan yazılımdır.

f) Petrel: Petrel, sismik verilerin yorumlanması ve analiz edilmesine, kuyu günlüklerini ve petro-fiziği birleştirip yorumlamaya, jeolojik modeller oluşturmaya, simülasyon modelleri oluşturarak modeli çalıştırmaya ve son olarak kuyuların üretim verilerini birleştirmeye olanak sağlayan yerbilimcilerin sıkılıkla kullandığı bir yazılım olup, tez çalışmasında rezervuar özelliği sunan Sayındere Formasyonu'nun kalınlık haritasının çıkartılması, formasyonun S1, S2, S3 fasiyeslerine ayrılmasında kullanılmıştır.

g) Techlog: Mevcut kuyu imaj logları, su bazlı direnç imajları ile çatlak ölçümleri petrol sektöründe kullanılan bir yazılım olan Techlog ile yapılmaktadır. Bu yazılım ile Elektriksel olarak iletken ve dirençli çatlaklar ayırt edilmiştir. Techlog ile yapılan ölçümlere: kırılma azimutu, eğim, tarama çizgisi kırılma-çatlama yoğunluğu ve açık çatlakların açıklık mesafesi araştırmaları dahil edilmiştir. Techlog, kırılma açıklığı ölçümü için ortalama açıklığın nasıl olduğuna bağlı olarak iki seçenek sunmaktadır: Burada kinematik aritmetik ortalaması olan açıklığı kullanılmış olup, bu da bir çatlak-kırılma izi boyunca ölçülen açıklıkların ortalamasıdır. Çatlak- Çatlak gözenekliliği Φf, ortalama çatlak açıklığı ile ortalama çatlak yoğunluğunun çarpılması ile hesaplanır. $\Phi f = P.\ w$ Burada P, tarama çizgisi açık (iletken) kırılma-çatlak yoğunluğu (1/m)'dur ve w, ortalama çatlak-çatlak açıklığıdır (m). Kırılma geçirgenliği, $K_f = c.w^2 .\Phi f = c.w^3$ olup burada P ve c sabittir. Tez çalışmasında XRMI logları yorumlanırken iletken ve dirençli çatlak ayrımı için 'Techlog' petrofizik yazılımı kullanılmıştır.

3.2.4. Tez Yazımı

Çizelge 3.1'de özet tablosunda belirtilen veriler materyal olarak değerlendirildikten sonra laboratuar çalışmaları tamamlanmış ve elde edilen yeni jeolojik bulgu ve yorumlamaları ile birlikte doktora tez yazım sürecine geçilmiştir.

4. BÖLGESEL JEOLOJİ, EVRİM VE STRATİGRAFİ

4.1. Bölgesel Jeoloji

Doğu Anadolu ve Güneydoğu Anadolu bölgesinin önemli jeolojik bölgelerinden biri olan GDA bindirme kuşağı, Hakkari'den Kahramanmaraş civarına kadar uzanmaktadır (Perinçek, 1992 ; Koçyiğit ve ark. 2001). Bu kenet kuşağı, eş zamanlı olarak Avrasya ve Afro-Arap levhaları arasındaki Paleotetis'in kapanması sonucu oluşmuştur (Perinçek, 1992). Arap levhası ile Anadolu levhacığının çarpışması sonrasında gelişen bu bindirme kuşağının oluşum evresi sonrasında bölgede gelişen doğrultu atımlı faylanma sistemi ile Doğu Andolu Fay Zonu boyunca yaklaşık 25 km lik bir atımın oluştuğu rapor edilmektedir (Perinçek, 1992; Koçyiğit ve ark. 2001). Söz konusu kenet zonu son 15 milyon yıl önce başlayan Arap plakası ile Anadolu levhacığının kıta-kıta çarpışması neticesinde meydana gelmiştir. Bu çarpışma sonrasında, Güneydoğu Anadolu bölgesi kıvrım yoğunluğu açısından Arap levhası üzerinde foreland alanda petrol türümü barındırabilecek önemli bir bölgenin oluşumunu sağlamıştır. Bölgede gelişen orojenik silsile, Anadolu levhacığının kuzeyden güneye doğru Arap levhası ile çarpışması nedeniyle oluşmakta olup, bölgede gelişen kıvrımlanmanın ana sebebini oluşturmaktadır. Bu çarpışmaların ileri evresinde de bölgede kuzey-güney yönlü bindirmeler meydana gelmektedir. Söz konusu kuzey yönlü bindirmeler etkisiyle oluşan orojenik silsile ön ülke kayaçları üzerindeki kayaçların sıkışması sonucu meydana gelmiştir. Bölgede Arap levhası üzerinde gelişen kıvrımlar genelde D-B uzanımlıdırlar. Güneydoğu Anadolu bindirmesi, Orta Miyosen sonrasında meydana gelmiş olup, Türkiye'de oluşan ilk neotektonik yapılar olarak rapor edilmektedir (Perinçek, 1992). Miyosen sonrasında ise yaygın olarak Güneydoğu Anadolu kıvrımları meydana gelmiştir. Kabukta itki faylarına bağlı olarak gelişen kabuk kalınlaşması sürecinde bazı kesimlerde bindirmeler sonrası kabuk kırılmaları gerçekleşerek doğrultu atımlı fay sistemi gelişmiştir. Kabuk kırılmaları sonucu kenet zonunun alt kısımlarında yer yer kısmi ergimeler meydana gelmiştir. Süregelen sıkıştırmalar belirli bir yer ve zamana kadar devam etmesiyle bir dönem sonunda da kabuk daha fazla kalınlaşmamakta ve tektonik süreç doğrultu atımlı fay sistemine dönüşmektedir. Burada sözkonusu doğrultu atımlı fay sistemleri ülkemizdeki Kuzey Anadolu Fay Zonu (KAFZ) ve Doğu Anadolu Fay Zonu (DAFZ)'dur.

Güneydoğu Anadolu Bölgesinde oluşan doğrultu atımlı fay tektoniği sağ yanal doğrultu atımlı KAFZ ve sol yanal doğrultu atımlı DAFZ'nun doğuda Karlıova bölgesinde kesişecek şekilde bir tektonik yerleşkenin meydana gelmesini sağlamıştır. Bu kesişim bölgesinin batı iç kesiminde koni (mercek) şekilli bir coğrafik alan oluşturan Anadolu bölgesi hareket eden fay mekanizmalarına göre levhacığın batıya doğru hareketine olanak sağlamıştır (Şekil 4.1.a, b).

Anadolu levhasının bu bölgeden itibaren batıya doğru hareket etmesi ile Batı Anadolu bölgesinde D-B yönlü kompresif deformasyon etkisi ile K-G yönlü Ege grabenleri oluşmuştur (Perinçek, 1992). Özellikle Geç Miyosen (Messiniyen) sırasında bu süreç, KAFZ ve DAFZ'nın oluşum yaşına göre daha geç bir zamanı temsil etmektedir. Anadolu levhacığının Arap levhası

tarafından kuzeye doğru sıkıştırılması sonucunda Anadolu'da dört Neotektonik provens meydana gelmiştir (Şengör ve ark., 1985; Şekil 4.1).

Bunlar;

i) Doğu Anadolu "Sıkışma/Kontraksiyon" rejimi

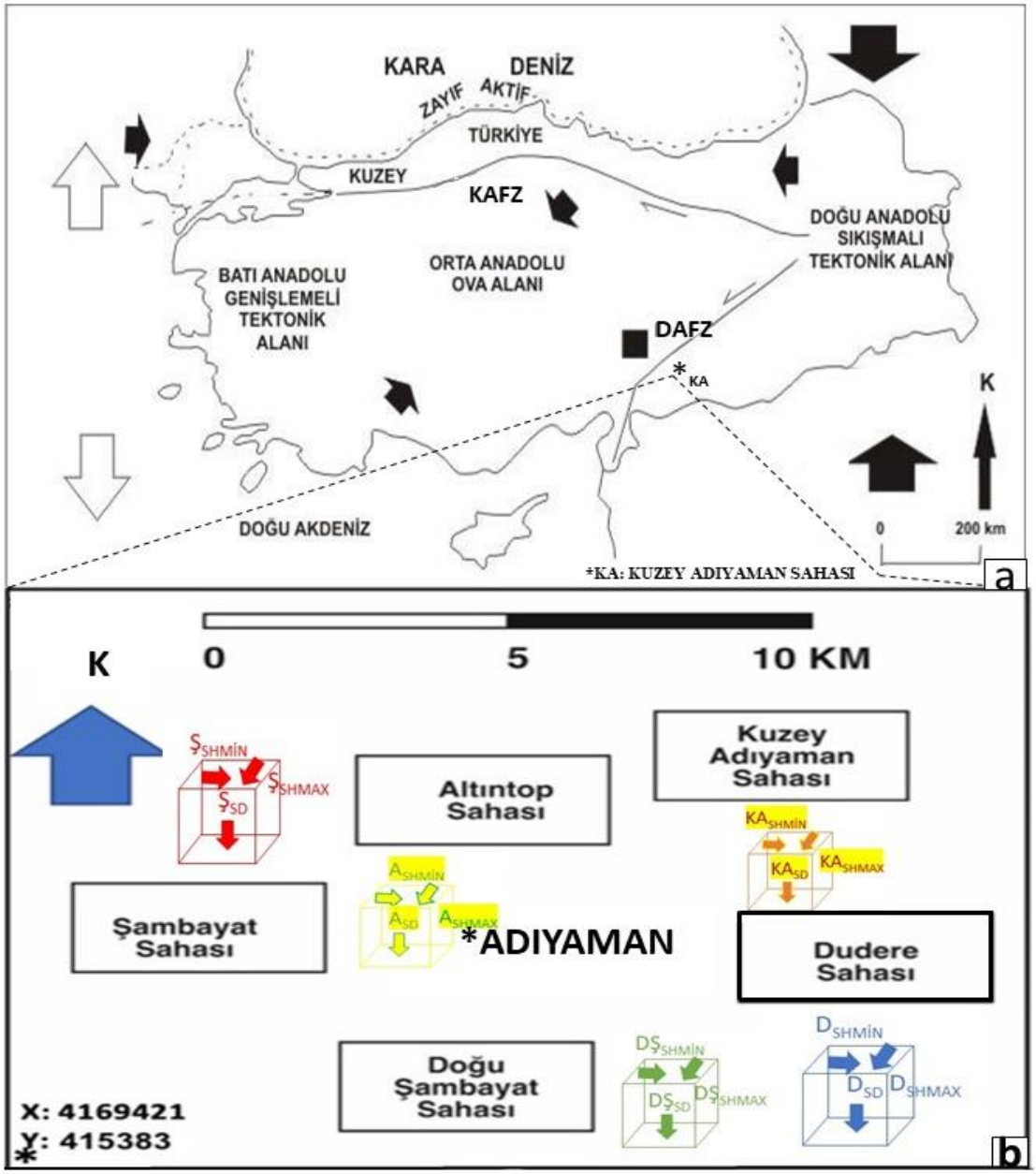
ii) Orta Anadolu "Ova" Provensi,

iii) Batı Anadolu "Gerilme" Provensi,

iv) Kuzey Anadolu Provensidir (Şengör ve ark., 1985). Tektonik açıdan 3 farklı kuşağı kapsayan Adıyaman ili ve civarı Güneydoğu Anadolu bölgesinde bulunan XII. Petrol bölgesi sınırları dahilinde yer almaktadır.

Güneydoğu Anadolu bindirme kuşağının ön kesimleri ve buna komşu olan Arap önülkesindeki istifler, bölgedeki tektonik kuşak boyunca güneyden kuzeye doğru; i) Arap Önülkesi (Arap Platformu), ii) Bindirme dupleksi, iii) Bulgurkaya Olistostromu, iv) Üst Kretase–Paleosen? bindirme dilimi (ekay zonu), v) Malatya Metamorfikleri (nap alanı) ile temsil edilmektedir (Perinçek, 1992; Akıncı, 2017).

i) Arap Önülkesi (Arap Platformu): Bölgede Ante-Kambriyen'den Kuvaterner'e kadar olan dönemlerde değişik fasiyeslerin geliştiği çökel istiflerle temsil edilmektedir. Paleozoyik; sığ denizel-gelgit ortamlarda çökelmiş olan başlıca kırıntılı birimler ve yer yer de karbonatlı çökellerle temsil edilmektedir (Perinçek, 1992). Bölgede Triyas dönemi kendine özgü sedimanlarla farklı bir ortam ürünü çökellerini sunmaktadır. Bu dönemde riftleşme ile başlayan havza açılması sonucunda sığ denizel karbonat birimleri çökelmiş olup, bölgenin Mesozoyik'te bir karbonat platformu konumunu aldığı açıklanmaktadır (Perinçek, 1992). Bu karbonat platformu üzerine bindirmelerle (obduction) gelen ilk ofiyolit napları Maastrihtiyen döneminde Arap Platformu üzerine yerleşmiş olup, Adıyaman ilinin güneyinde bulunan bu platform tektonik yönden daha durağan bir bölgeyi temsil etmektedir (Perinçek, 1992). Arap önülkesindeki Paleojen istif Eosen yaşlı nümmülitik kireçtaşı, ve yer yer çört nodülleri içeren mikritik kireçtaşları ile başlamakta ve yukarı doğru Oligosen (?) ve daha sonra erken Miyosen yaşlı kireçtaşlarına geçmektedir. Bölgenin güneyinde yer alan erken Miyosen yaşlı sığ denizel kireçtaşları pelesipod, ekinid ve mercan gibi fosillerce zengin olup, kuzey kesimlerde ise, şelf ortamında çökelmiş mikritik kireçtaşları ile Alt-Orta Miyosen yaşlı, karbonatça zengin sığ türbiditlere geçmektedir (Akıncı, 2017).



Şekil 4.1 .a- Arap levhasının Anadolu levhacığını kuzeye doğru sıkıştırması sonucunda Anadolu'da oluşan provensler ile Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nın Doğu Anadolu Fay zonunun güneyindeki konumu (Şengör ve ark., 1985)'den çalışma sahası gösterilerek ve bazı kısaltma adları değiştirilerek alınmıştır; b-Kuzey Adıyaman Petrol Sahası yakınındaki komşu sahaların coğrafi konumları ile birlikte her bir petrol sahası için ayrı ayrı çizilen temel stres bileşenlerinin çizimi.

ii) Bindirme Dupleksi (Ekay Zonu): '*Ekay Zonu'* adlı yapısal ünite, litolojik olarak ofiyolitik kayaçların türemesi olan çamurtaşı, kumtaşı ve ince–kaba taneli kırıntılılar ile başlar. Kırıntılılardan oluşan bu dilim üzerine, ofiyolitik kayaçlar gabro serpantinit ile beraber bazaltik ekstrüzif kayaç dilimleri ve levha dayk gelmektedir. Ofiyolitik kayaçlar bölgesel olarak granitik kayaçlar tarafından kesilmiştir (Perinçek, 1992; Akıncı, 2017). Adıyaman ilinin kuzeyinde bulunan bu imbrike zon yaklaşık olarak doğu-batı uzanımlı ters fay ve şaryaj dilimlerinden oluşmakta olup, kuzeyde allokton kütlelelerin yaşlıdan gence doğru güneydeki göreceli otokton konumlu bulunan Arap Platformu üzerinde bindirdiği-itildiği zondur.

iii) Bulgurkaya Olistostromu; bir tür sedimanter melanj niteliği taşıyan birim Eosen yaşlı nümülitli biyoklastik kireçtaşları, yer yer kanal dolgulu kumtaşıyla temsil edilen kütle akışı çökelleri ve çamurtaşlarından oluşan bir matriks içinde yüzlerce metreye varabilen farklı boyutlardaki Maastrihtiyen–Paleosen yaşlı sığ denizel konglomeratik kayaçlar ve nadiren de metamorfik kayaç bloklarından oluşmaktadır (Akıncı, 2017).

iv) Üst Kretase–Paleosen? bindirme dilimi (ekay zonu); kırmızımsı biyoklastik merceksel kireçtaşları ve nadiren neritik kireçtaşı, kumtaşı ve çamurtaşları ile şist, gnays ve mermerden oluşan yuvarlak-yarı köşeli metamorfik kayaç parçaları içeren konglomeralar ile temsil edilmektedir (Akıncı, 2017).

v) Nap Alanı: Bu zon başlıca Ofiyolitik topluluklar ve metamorfik birlikler ile temsil edilmekte olup, daha çok Koçali-Sincik civarı ve dolaylarında yüzeylemektedir (Perinçek, 1992). Sedimanter istiflerin yayılım ve fasiyes değişimlerinin devamlılık arz ettiği yerlerde de bu tektonik olayların devam ettiğini gözlenmiştir. Nap Alanı, Ekay zonunun kuzeyinde güneydoğu Anadolu orojenik kuşağındadır. Nap Alanı, topografik olarak en yüksek seviyelerde olup iki büyük tektonik birlikten oluşmaktadır (Nurlu, 2016). Nap Alanı tabanında genellikle ofiyolitik kayaçlar (Kömürhan, İspendere, Berit, Göksun) ve Maden Kompleksi (Yiğitbaş ve Yılmaz, 1996) ile temsil edilen alt nap, tavan kısmında ise güneydoğu Anadoludaki metamorfik masiflerin (Engizek, Malatya, Keban) meydana getirdikleri üst nap bulunmaktadır (Yılmaz, 1991, 1993; Yılmaz ve ark. 1993). Nap zonuna ait tektonostratigrafik/magmatik (ofiyolitler ve metamorfik masifler) birimler bölgede yer yer granitoyidlerce kesilmektedir (Nurlu, 2016).

4.2. GDA Bölgesinde Tektonostratigrafik Değişimin Tarihsel Jeolojisi

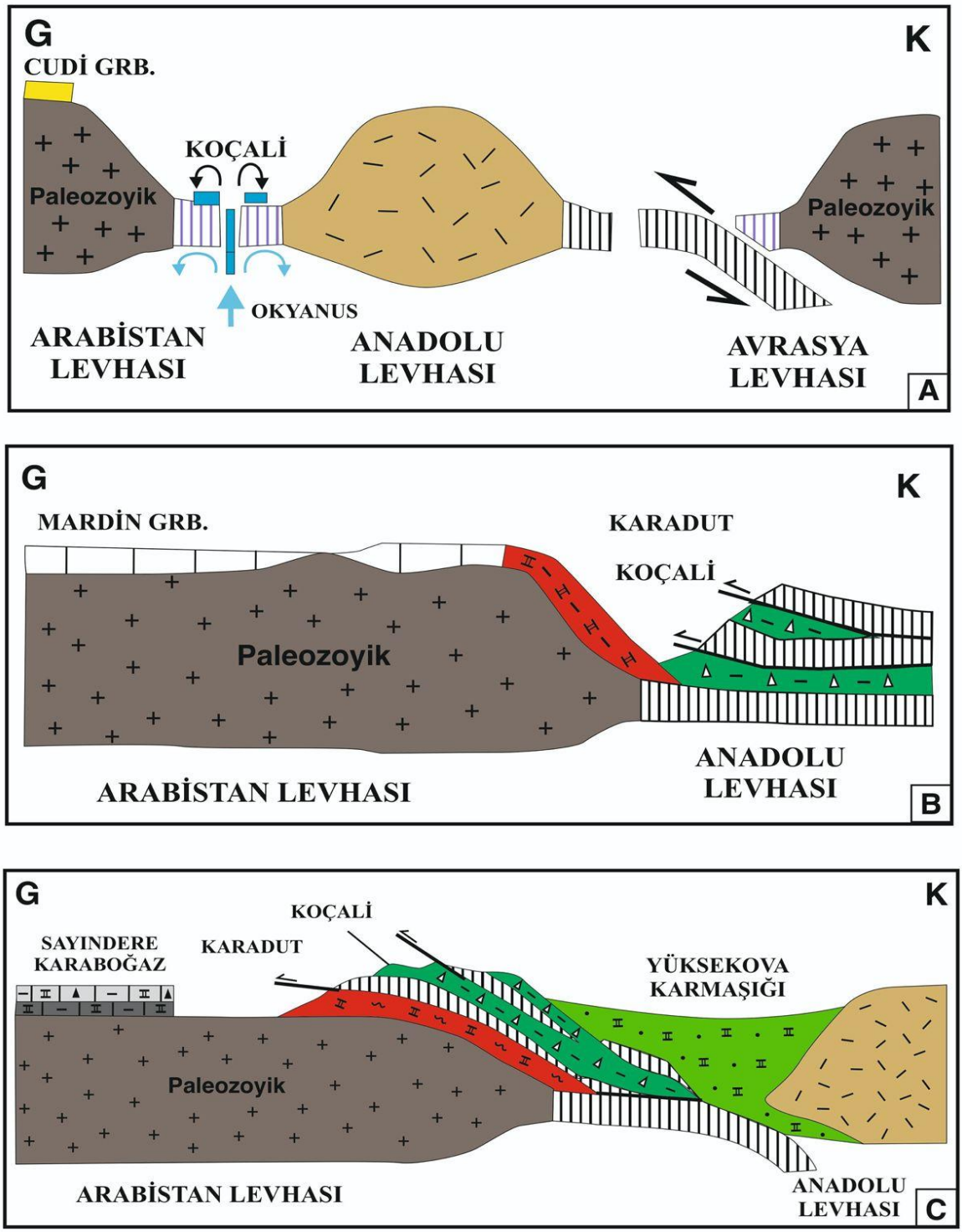
Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Paleozoyik zamanı epirojenik hareketlerin etkin olduğu bir jeolojik dönemde sığ denizel-gelgit ortam şartlarının hüküm sürdüğü ve deniz seviyelerinin göreceli olarak değişerek değiştiği ortamlarda genellikle ince-orta taneli klastiklerin biriktiği havzalarla temsil edilmektedir (Perinçek, 1992). Bu dönemde bölgede gelişen havzalarda dönemsel olarak transgresif-regresif istifler çökelmiş olup, bölgede yükselim gösteren Arap platformunun batı kesimlerinin Ordovisiyen döneminden itibaren aşınmaya başladığı belirtilmektedir. Permiyen döneminde GDA bölgesinin Hersiniyen orojenik fazı ile yükselerek kara haline geldiği ve aşınan birimlerin de

genellikle daha genç Paleozoyik yaşlı kayalar ile bunların en tabanında yer alan Pre-Kambriyen yaşlı Telbesmi formasyonuna ait kayaçlara kadar aşınmanın gerçekleştiği rapor edilmektedir (Perinçek, 1992). Triyas riftleşmenin yaygın olduğu bir dönemi işaret etmekte olup, bölgede sığ denizel ve gel-git düzlüğü ortamlarında çökelen Cudi Grubu karbonat-evaporit çökel istifleri ile temsil edilmekte ve Paleozoyik yaşlı birimler üzerinde açısal uyumsuzlukla yer almaktadır (Şekil 4.2a). Jura dönemi başlıca platform karbonatları ile temsil edilmekte olup, Kimmerid orojenik fazı etkisi ile büyük ölçekli denizel alçalmalar meydana gelmiş, yükselen alanlardaki karasal alanlarda aşınmalar meydana gelmiştir (Perinçek, 1992).

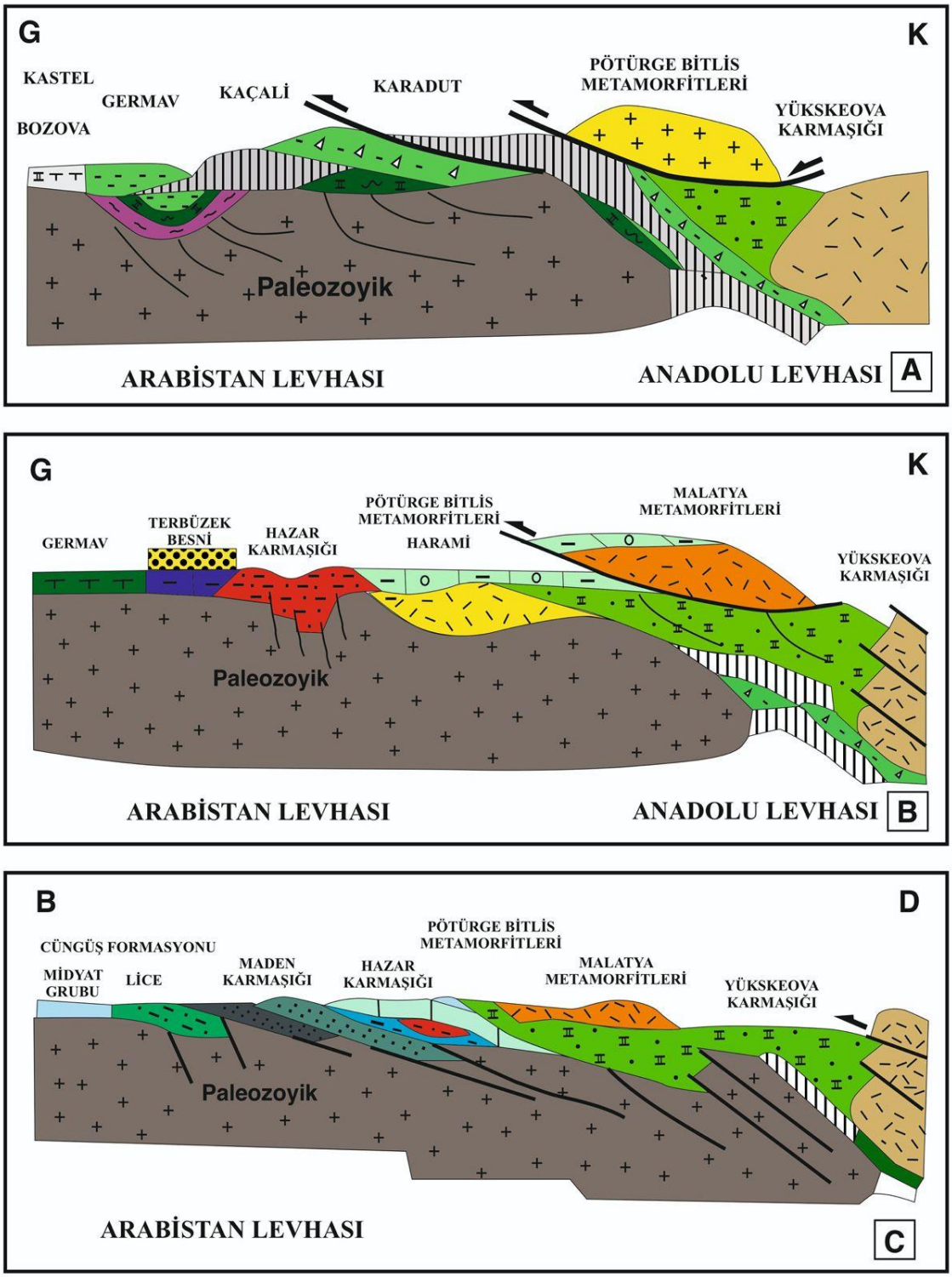
Triyas döneminde bölgede Arabistan Levhası ile Anadolu Levhacığı arasındaki riftleşme evresi sürecinde Koçali Ofiyolitleri gelişirken Cudi Grubuna ait platform karbonatları, Arabistan Levhasındaki Paleozoyik temel üzerinde açısal uyumsuzlukla yer almaktadır. Aynı dönemde Anadolu Levhacığının kuzeyinde Avrasya Levhası Paleozoyik temeli altına dalan okyanusal kabuk yitimi devam etmekteydi (Şekil 4.2a). Arap-Anadolu levhaları arasında Jura-Kretase yaşlı platform karbonatları Paleozoyik yaşlı temel üzerinde açısal uyumsuzlukla çökelirken, bu levhalar arasında kapanan okyanusal kabuğa ait kayaçlar üzerine Koçali-Karadut kompleksi güney kesimlerinde yer alan Arap levhasının üzerindeki okyanusal kabuk ile platform karbonatları üzerine Kampaniyen-Maastrihtiyen döneminde kuzeyden bindirmişlerdir (Şekil 4.2b).

Mardin Grubu karbonatlarının Jurasik sonrası dönemde çökeldiği rapor edilmekte olup, bölgede ilk kez Antakya ilinin kuzeyinde yer alan Amanos'larda ölçülen Yayladağ Ölçülü Stratigrafik Kesitinde Jura-Kretase yaşlı platform karbonatlarının karşılığı olarak Cudi ve Mardin Gruplarını da kapsayacak şekilde tanımlanmıştır (Franklin ve Dorsey, 1959). Söz konusu platform karbonatları, kuzeye doğru yamaç ve derin deniz çökellerine geçiş göstermekte olup, epirojenik hareketlere bağlı olarak yüksek kısımlarda Mardin Grubu karbonatlarının sığ fasiyesleri gelişmiş, diğer yandan şelf içi havzalarda da pelajik foraminiferli karbonatlar çökelmiştir.

Kampaniyen'e kadar olan dönemde, bölgedeki deniz seviyesi değişimlerine bağlı olarak gelişen transgresyon ve regresyon olayları sırası ve sonrasında platform karbonatlarında zaman zaman aşınma olaylarının meydana geldiği rapor edilmektedir (Perinçek, 1992). Bölgede Kampaniyen döneminde sıkışma tektoniği Arap ve Anadolu Plakalarının çarpışmaya başladığı dönem olarak açıklanmakta olup, bu dönemde bölgede Sayındere Formasyonu çökelirken (Şekil 4.2c), eş zamanlı olarak Anadolu ve Arap Levhaları'nın çarpışmasına bağlı olarak gelişen tektonizma sonucunda havzada çökelen birimlerin litolojisi, fasiyesleri ve dağılımlarını kontrol eden faktörler oluşmuştur (Perinçek, 1992).



Şekil 4.2. a- Cudi Grubu karbonatlarının Paleozoyik yaşlı birimler 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 üzerinde konumlarını belirten şematize taslak jeolojik enine kesiti (Perinçek, 1977; Bolat, 2012; Erik, 2013)'den değiştirilerek yeniden çizilmiştir.



Şekil 4.3. a- Bozova, Kastel ve Germav formasyonlarının şematize enine kesiti b- Besni ve Germav formasyonlarının şematize enine kesiti, c- Eosen'de Maden Karmaşığı ve Çüngüş Formasyonu'nun şematize enine kesiti (Perinçek, 1977; Bolat, 2012)'den değiştirilerek yeniden çizilmiştir.

Arap Levhası'nın Anadolu Levhacığı'nın altına dalmasıyla bölgede oluşan doğu batı uzanımlı Kastel çukurluğu aşağıda özetlenen iki birim tarafından doldurulmuştur:

a) Kretase yaşlı naplar halinde devamlılığını sürdürüp Kuzeyden gelen alloktonlar (Koçali ile Karadut Karmaşığı).
b) Kretese alloktonlarından türeyen kırıntılı sedimanter kayaçların oluşturduğu Kastel Formasyonu (Geç Kampaniyen-Erken Maastrihtiyen) (Perinçek, 1977).

Kastel Formasyonu, Kastel çukurluğu içerisinde çökelirken eş zamanlı olarak güneyindeki platform alanında Kastel Formasyonu'nun yaş konağı olan Bozova Formasyonu çökelmiştir (Şekil 4.3.a). Bozova Formasyonu, marn ile killi kireçtaşı litolojisinde olup, çatlaklarının verimli gelişmesi durumunda rezervuar özelliği göstermektedir. Kretase boyunca devam eden tektonizma sonucu kuzeyden nap halinde Arap levhası üzerine ilerleyen Kretase alloktonları, erken Maastrihtiyen sonunda kuzey alanlarda Kastel Formasyonu'nun türediği kayacı oluşturmuştur.

Terbüzek Formasyonu, söz konusu alloktonların erozyonu ve taşınması neticesinde Kastel Formasyonu'nun karasal fasiyesi olarak çakıltaşı litolojisinde çökelmiştir (Şekil 4.3.b).

Geç Maastrihtiyen-Paleosen döneminde güneydeki platform alanında Kastel Formasyonu üzerine uyumlu olarak başlıca şeyl-marn-kumtaşı ardalanmasından oluşan Paleosen yaşlı Germav Formasyonu şeyl-marn-kumtaşı ardalanması şeklinde litolojik paket halinde çökelirken (Şeki 4.3-a), kuzey alanlarda genellikle Geç Kretase yaşlı Besni Formasyonu'nun sığ denizel kireçtaşı litolojisinde çökeldiği görülmüştür (Şekil 4.3.b).

Bu bölgede gözlenen ilk önemli tektonik hareket, Geç Kretase'de Neotetis'in güney kolunu oluşturan okyanusun kapanmaya başlaması olup, bu kapanmanın sonunda Bitlis-Pötürge kıtacığı ile Arap Levhacığının çarpışması sonucu Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki Arap Levhasının kuzey kenarı boyunca okyanus kabuğunun (Koçali Ofiyoliti) ve derin deniz çökellerinin (Karadut Karmaşığı) Kampaniyen sonu Maastrihtiyen başında bölgeye yerleştikleri rapor edilmektedir (Sungurlu, 1974).

Eosen döneminde yeniden aktive olan tektonik hareketler nedeniyle; a) platform alanda genelde sedimantasyonda bir duraklama gelişirken yükselen alanlarda aşınmaların geiştiği açıklanmakta, b) şaryaj alanlarında çoğunlukla Kretase alloktonlarından türeyen detritiklerin oluşturduğu kırmızımsı renkli, karasal Gercüş Formasyonu çökelmiştir (Perinçek, 1977).

Eosen dönemi boyunca Güneydoğu Anadolu bölgesi kapsamında genellikle göze çarpan oluşum, sığ karbonatların çökelimi ve çökelme şartlarının uygun olduğu alanlarda Eosen-Oligosen döneminde Midyat karbonatlarının çökelmesidir (Şekil 4.3.c). Midyat Grubu Formasyonu'nun biyoklastik sığ ortam ürünü olup Eosen-Oligosen dönemindeki iri bentik fosillerinden oluştuğu bilinmektedir

Daha sonraki tektonik-jeolojik süreçte Gaziantep Formasyonu çökeliminde denizin giderek derinleşmesiyle pelajik fosilli ve killi, tebeşirli kireçtaşı marn litolojisi devam etmiştir. Oligosen sonunda ortamın sığlaşması ile birlikte platform alanında sedimantasyon Gaziantep Formasyonu ile

devam ederken, kuzey alanlarda kısa bir aşınma fazını takip eden Erken Miyosen'de resifal kireçtaşı litolojisindeki Fırat Formasyonu çökelmiştir. Eosen döneminde ise kuzey alanlarda (Nap Alanı) yanal atımlı faylarla açılan havzada Maden Karmaşığı ve Çüngüş Formasyonu çökelime uygun koşullar oluşmuştur (Şekil 4.3.c).

Miyosen döneminde oluşan formasyonların incelenmesi sonucu Anadolu Arap levhalarının şiddetli çarpışması sonucunda yeni bir dönemin başladığı görülmektedir. Bu sürecin sonucunda Kastel Çukurluğu'na benzer yeni bir havza oluşmuştur. Yeni oluşan bu havzaya "Lice Çukurluğu" adı verilmiştir (Perinçek, 1977). Söz konusu formasyon detaylı bir şekilde incelendiğinde dar ve derin ve uzunlamasına gelişen bir havzada başlıca şeyl- kumtaşı ardalanmasından oluşan litolojilerle Lice Formasyonu ve kuzeyden naplar halinde gelen yeni allokton birimlerce doldurulmuştur. Tamamı metamorfik birimlerden oluşan söz konusu allokton birimler yoğun olarak detritikler türemiştir. Bölge regresyon ile deniz seviyesinin çekilmesiyle tamamen kara halini aldığında güney alanları da kapsayarak Geç Miyosen-Pliyosen yaşlı Şelmo Formasyonu'nu oluşturmuştur. Bu birimlerin devamlılığı incelendiğinde süregelen bir tektonizma ile allokton birimlerinin güneye doğru itilmiş olduğu ve Şelmo Formasyonu'nun üzerindeki bugünkü konumunu aldığı berlirtilmektedir (Perinçek, 1977).

Güneydoğu Anadolu bölgesinde yer alan iki büyük tektonik aktivitenin varlığı; a) birincisi Geç Kretase'de, b) ikincisi Miyosen sonunda olmak üzere stratigrafik istiflerdeki dokanak ve izlerince çok belirgin bir şekilde açıklanmaktadır (Perinçek, 1977).

Bu bölgede gözlenen ilk önemli tektonik hareket, Geç Kretase'de Neotetis'in güney kolunu oluşturan okyanusun kapanmaya başlaması olup,, bu kapanmanın neticesinde Bitlis Pötürge kıtacığı ile Arap Plakası'nın çarpıştığı açıklanmakta ve sonuç olarak Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki Arap Plakasının kuzey kenarı boyunca okyanus kabuğunun (Koçali Ofiyoliti) ve derin deniz çökellerinin (Karadut Karmaşığı) Kampaniyen sonu Maastrihtiyen başında bölgeye yerleştikleri rapor edilmektedir (Sungurlu, 1974).

4.3. Stratigrafi

İnceleme alanındaki formasyonların stratigrafisi bölgede yüzeyleyen veriler ile birlikte açılan petrol kuyularından elde edilen veriler birlikte değerlendirilmiş ve korelasyonu yapılmıştır. Sahada ölçülmüş olan stratigrafik kesitler yeraltı jeoloji verileri ile desteklenerek değerlendirilmiştir. Bu çalışmada bölgede hidrokarbon aramacılığı sürecinde rezervuar kaya özellikleri açısından önemli olan Mardin ve Adıyaman Grubu detaylı bir şekilde araştırılmıştır (Şekil 4.4). Birimlerin tanıtılması için Uluslararası Stratigrafi Kılavuzu kapsamında belirtilen aşağıdaki sıra izlenmiştir:

a) Litostratigrafik birim adı; birim adının ilk kez nereden alındığı ve tip lokalitesi ile beraber belirtilmiştir.

b) Hiyerarşik mertebesi; birimin mertebesi belirtilirken (Grup, Formasyon, Üye) sırasına göre belirtilmiştir.

Birimler anlatılırken özetle ve sırasıyla birimin: Adı ve tanımı; Tip yeri ve tip kesiti, Yayılım gösterdiği yerler; Alt-Üst dokanak ilişkilileri; Kalınlık, Alttan üste doğru litolojik özellikleri; Fosil İçeriği ve yaşı, Çökelme ortamı anlatılmış ve yer yer stratigrafik deneştirmeler yapılmıştır. Formasyon Birimleri ile ilgili yapılan tanımların konu adları ve sırası ayrıntılandırılarak ifade edilmek gerekirse:

1*: Birimin Tarihçesi; birimin ilk orijinal adı referansı ile daha sonraki referansları sırasıyla birlikte sıralanmış ve aynı birim için yeni adlamadan önce kullanılan diğer adlar verilmiş,

2*: Adı geçen birimin tip lokalitesindeki ayrıntılı tanımı,

3*: Birimin alt ve üstündeki diğer birimlerle gösterdiği dokanak özelliği, bölgesel özellikleri ile dokanakların tip lokaliteye göre değişimleri,

4*: *Birimin toplam litoloji kalınlığı veya birimi oluşturan litolojilerin ayrı ayrı kalınlıkları,

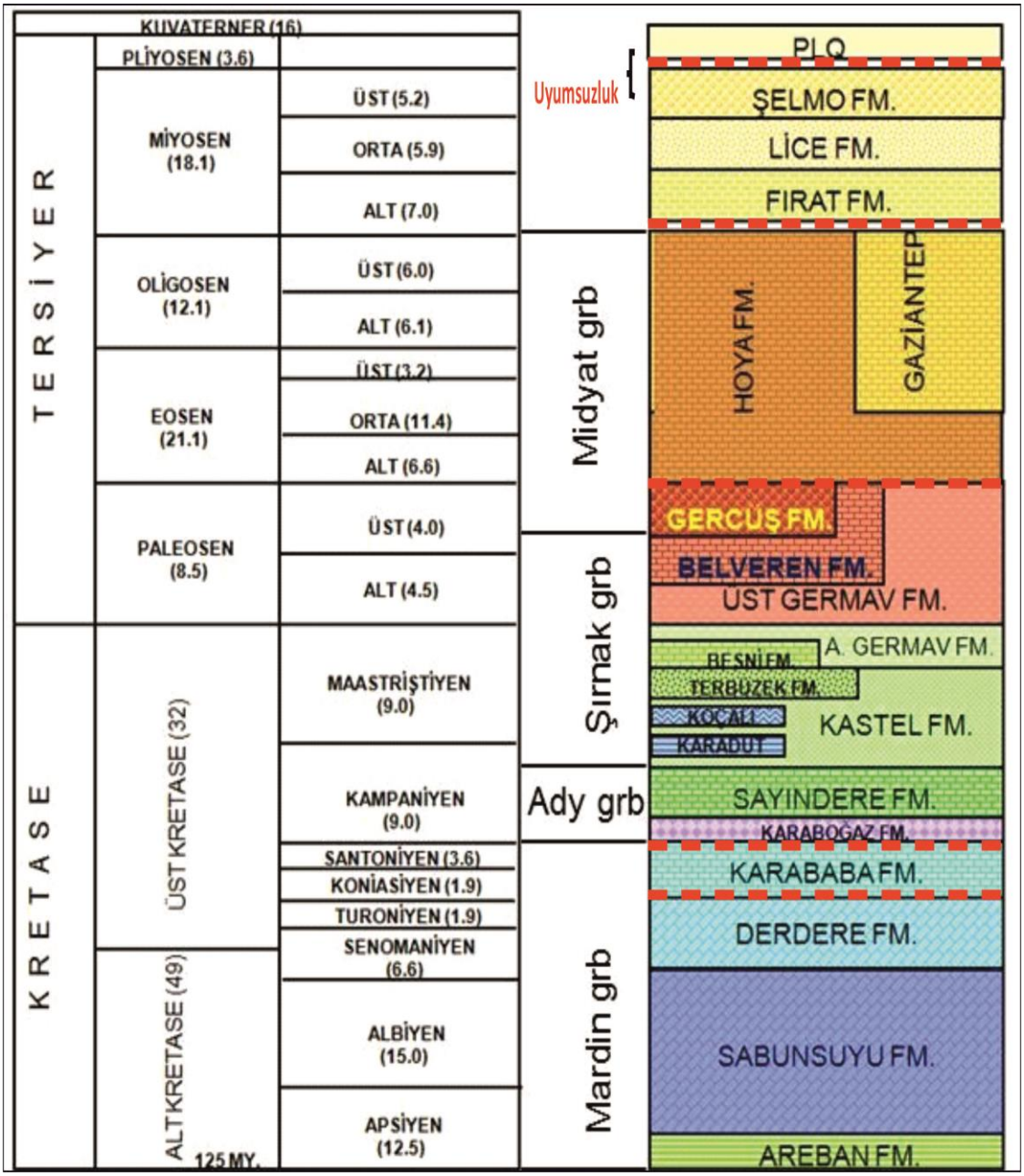
5*: Birimin coğrafi konuma bağlı olarak kalınlık değişimi,

6*: Birimin litolojik ve biyostratigrafik karakteri ile beraber yapısal konumu birimin bulunduğu bölgeye özel litolojik, jeomorfolojik özellikleri, birimler yaş sırasına göre yaşlıdan gence doğru anlatılan litolojik özellikleri,

7*: Birimin fosil içeriği, kökeni ve yaşı,

8*: Birimin paleo jeomorfolojik özelliği ile beraber içinde bulunduğu çökelme ortamı, Kökeni ve jeolojik yapısı, birimin paleocoğrafya ile beraber jeolojik tarihçesi,

9*: Birimin diğer birimlerle ve kılavuz seviyelere göre olan ilişkisinin korelasyonu sahada açılmış olan kuyuların genelleştirilmiş kesitleri ele alındıktan sonra varsa kuyularda belirlenen ve ortak olarak kesilen ve inceleme alanının genelleştirilmiş stratigrafik kesiti (Şekil 4.4.) olmak üzere dokuz farklı birim özelliği ayrı ayrı sırasıyla anlatılmıştır.



Şekil 4.4. Güneydoğu Anadolu'nun Kuzey kesimindeki bölgenin stratigrafik kesiti (Güven ve ark., 1991)'den değiştirilerek alınmıştır.

4.3.1. Allokton Birimler

Allokton birimler jeolojik olarak bölge dışında oluşmuş olup, sonradan çökelim ortamına tektonizma etkisiyle taşınmış kaya kütleleridir.

Koçali Karmaşığı (JKk)

Koçali Karmaşığı ilk kez Sungurlu (1973) tarafından Adıyaman ilinin 18 km kuzeyindeki Koçali dolaylarının 1,5 km güneybatısındaki Pamukdere mevkiinde "Koçali birliği" olarak adlandırılmıştır.

Fotoğraf 4.1. Adıyaman İl Merkezinin yaklaşık 15 km kuzeyinde yüzeyleyen Koçali Karmaşığının Koçali kasabası civarındaki yakından görünümü

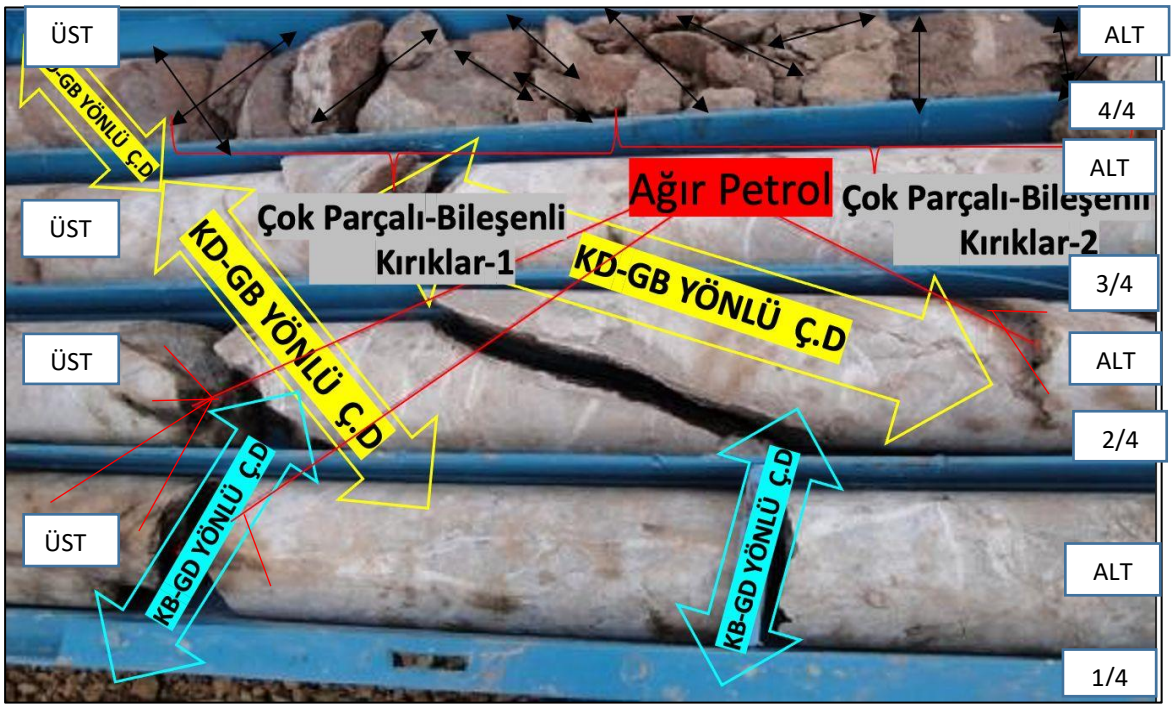
Bununla beraber, birim ilk kez Kellog (1960) tarafından Diyarbakır ili Hazro ilçesi dolayınlarında "Pirik formation" adı ile tanımlanmış olup, Pamukdere birimi Ölçülü Stratigrafik Kesitinde, Koçali Karmaşığı 3815 m kalınlıkta ölçülmüştür (Eren, 1973; Şekil 4.5). Koçali Karmaşığı'nın taban ve tavan dokanaklarının irdelenmesi neticesinde bölgeye tektonik ve/veya gravitasyonel kaymalarla gelebileceğini göstermekte olup, kendisinden sonra gelen dokanaklar üzerine tektonik olarak geldiğinden Kastel Formasyonu içine olistostromal kütleler halinde yerleştiği rapor edilmiştir (Açıkbaş ve Baştuğ, 1975; Yoldemir, 1987).

Koçali istifinin tabanında serpantinler bulunmakta olup, üste doğru radyolarit, dolomitik kireçtaşı, çört ardalanması gözlenmektedir. Birimin en üst kesimlerindeki 35 m kalınlıkta, açık gri, açık pembe renkli kireçtaşı içerisinde yer yer petrol emareleri ve sızıntılarının (Fotoğraf 4.2) bulunduğu belirtilmektedir (Eren, 1973). Adıyaman sahasında yüzeyleyen Üst Jura (?)-Üst Kretase yaşlı Koçali Karmaşığına ait kaya grubu içerisinde "Tarasa", "Konak" ve "Kale" formasyonlarına ait kayaçların yer aldığı rapor edilmektedir (Perinçek, 1974; Yalçın, 1978; Yoldemir, 1987). Oluşum yaşı olarak Jura-Kretase olarak belirtilen Koçali karmaşığı (Fotoğraf 4.1) Adıyaman sahasında tektonik dokanakla Adıyaman Grubu üzerindeki geç Kampaniyen-erken Paleosen yaşlı Şırnak Grubu içerisinde yer almaktadır (Şekil 4.4). Bu grup içerisinde Kastel Formasyonu yaş konağı içerisinde bölgeye tektonik dokanakla geç Kampaniyen-Maastrihtiyen'de yerleşen Koçali Karmaşığının altında Karadut karmaşığı yer almaktadır (Perinçek, 1974; Yalçın, 1978; Yoldemir, 1987).

Adıyaman'ın Kuzeyinde açılan KA-4 kuyusunda (kuyunun coğrafi pozisyonu Şekil 7.34) Koçali Karmaşığı içerisinde petrol sızıntılarının gözlenmesi, Koçali-Kardut karmaşığının içerisinde bulunduğu Kastel Formasyonu'ndaki petrol birikiminden etkilenmiş olduğunu işaret etmektedir.

Kastel Formasyonu içerisindeki kumtaşlarında biriken petrolün, Koçali Karadut karmaşığı alloktonlarının Kastel Çukurluğuna dolduğu süreçte eş zamanlı olarak etkilenmiş olduğunu düşündürmektedir. Kastel Formasyonu'nun petrollü olması halinde stratigrafik olarak uyumlu bir dokanakla Kastel Formasyonu öncesinde çökelen çatlaklı-kırıklı Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu'nda da petrolün bulunması gerektiği sonucunu çıkarttırmaktadır.

Çüngüş dolaylarında, allokton birimlerin bölgeye tektonik olarak yerleşmesinden sonra da bölgede çökelimin devam ettiği Kastel çanağındaki çökelim devam etmiştir. Buradaki çökelim sürecinde tektonik-stratigrafik nedenlerle Kastel Formasyonu'nun allokton birimler üzerinde birincil/sedimanter ilişkili olarak geldiği alanlar da bulunmaktadır. Adıyaman ili Suvarlı dolayında güney, güneybatı ve batısında Midyat Grubu, Koçali Karmaşığı üzerinde yapısal uyumsuz olarak geldiği belirtilmektedir (Beken,1975; Perinçek. 1979; Yoldemir, 1987).

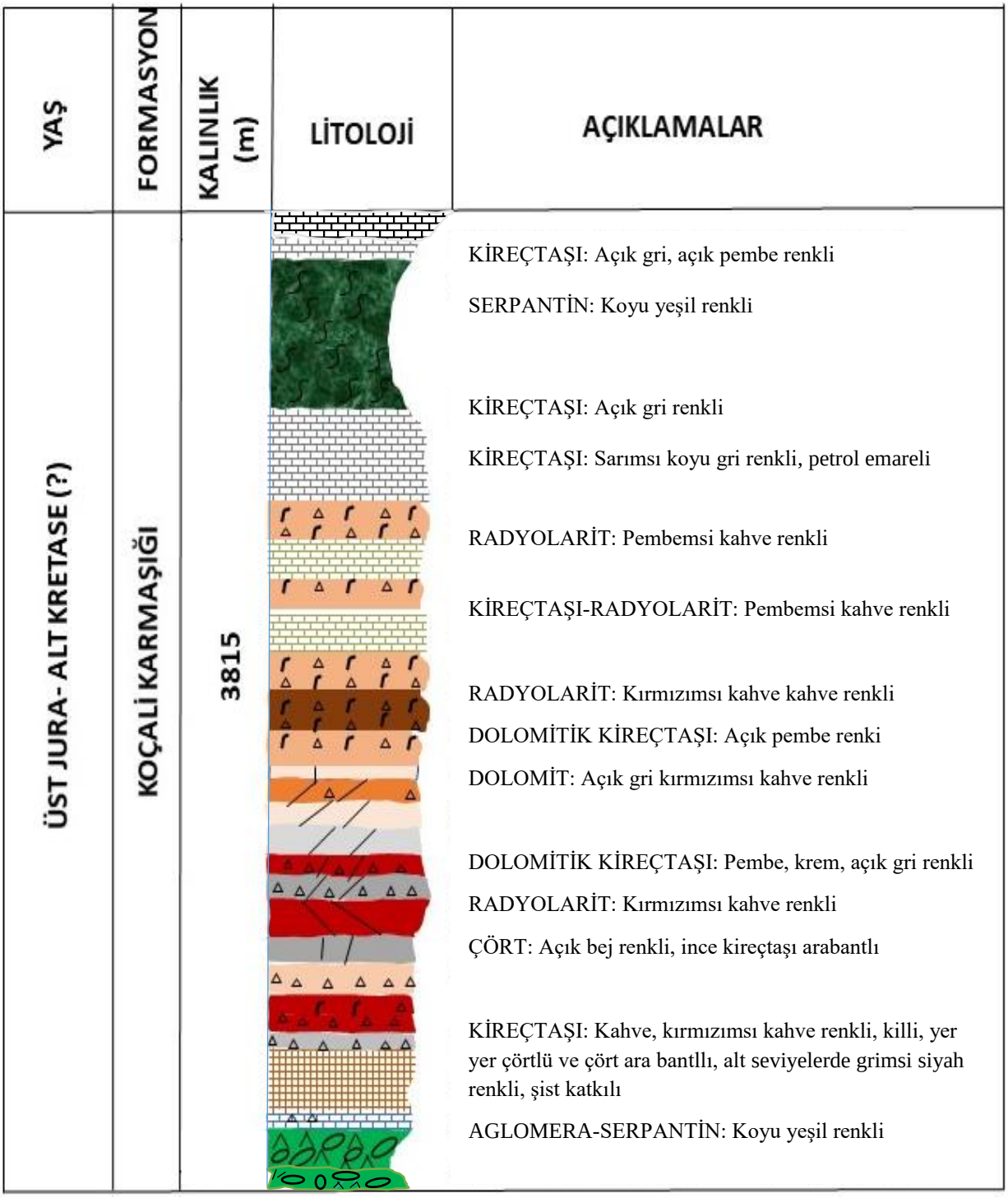


Fotoğraf 4.2. KA-4 kuyusunda kesilen Koçali Karmaşığı içerisideki kireçtaşı bloklarında gözlenen petrol sızıntıları (TPAO Arşivi'nden çatlaklar karotlar üzerinde yerinde ölçülüp değerlendirilmiş, karotlar içerisinde gelişen çatlakların doğrultu yönünü belirlenirken XRMI logundan yararlanılmıştır)

Adıyaman ilinin kuzeyinde mostra veren Koçali Karmaşığı matriksinin serpantinit, sedimanter kayalar ve volkanitlerden oluştuğu belirtilmektedir (Sungurlu, 1973 ve 1974; Perinçek, 1979). Koçali Karmaşığı sedimanlarının temel litolojisi kireçtaşı, silisli şeyl ve radyolarittir. Kireçtaşları volkanik birimlerle ardalanmaktadır. Buradaki ardalanmalar uzun mesafelerde devamlılık gösterdiği gibi bazen kısa mesafelerde kopukluk gösteren bantlar deforme, çok kıvrımlı, 10-15 m kalınlıktaki kornişler halinde de görülür. Koçali Karmaşığı içerisindeki kireçtaşlarının yer yer tabaka yüzeyleri manganez sıvalıdır. Karmaşık içerisindeki şeyller kırmızı, bordo, pembemsi

renkli, iri kalsit kristalli, silisifiye, çok miktarda çörtlü, bazen gri renkli, mikritik olanları bordo renkli, radyolaritlerle ardalanmalı, tamamen silisli, sert ve manganlı olduğu belirtilmektedir. Birim içindeki radyolaritler koyu-açık kırmızı-kahverengi, yeşil renkli, sert, kırılgan ve ince tabakalıdır. Koçali Karmaşığındaki vokanitler ise koyu gri, yeşil, boz renkli, algomera, pilow-lav karmaşığından oluşmaktadır. Koçaali Karmaşığı'nın aglomera, serpantin, kireçtaşı, çört, radyolorit, dolomitik kireçtaşı ile kireçtaşı litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında birçok kez incelenmiştir. Koçali Karmaşığı'nın en üst birimini ultrabazik kayaçlar oluşturmaktadır (Eren, 1973; Yoldemir, 1987).

Jeolojik Zaman-Stratigrafik birim yaşı daha önce incelenen Koçali Karmaşığının oluşum yaşı için 'Geç Jura-Erken Kretase' yaşı verilmiş olup, derin denizel ortam şartlarında oluştuğu rapor edilmektedir (Perinçek, 1978).



Şekil 4.5. Üst Jura-Alt Kretase yaşlı Koçali Karmaşığı'nın dikme kesiti (Pamukdere ÖSK; Eren, 1973)'den alınarak yeniden çizilmiştir.

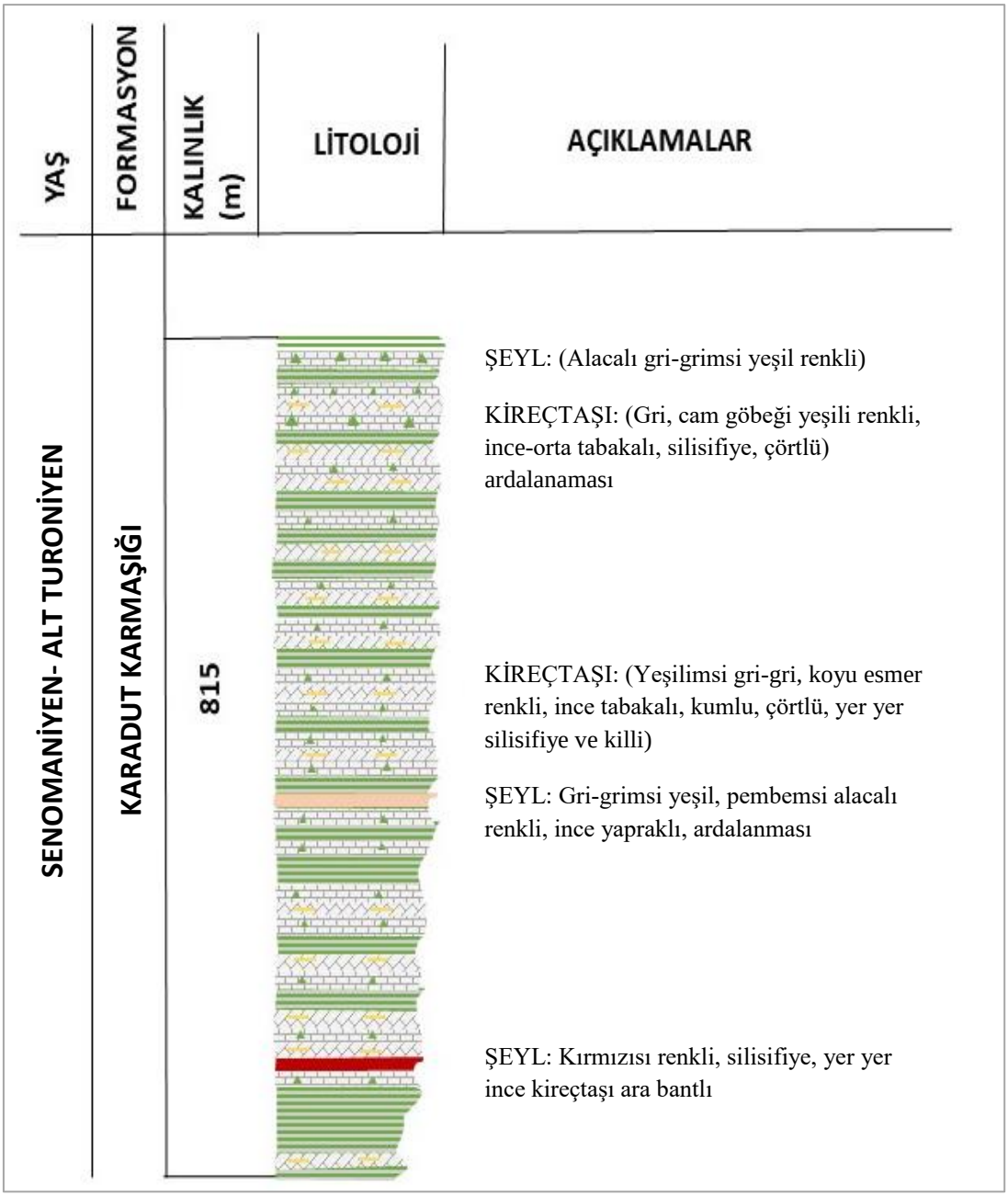
Karadut Karmaşığı (Kka)

Bölgeye geç Kampaniyen-erken Maastrihtiyen'de tektonik olarak yerleşen Karadut karmaşığı da allokton bir birim olup, ilk kez, Kevan-1 kuyusunda Karadut karmaşığının tanımında ve adlamasına karşılık gelecek şekilde "Kevan gravitiy nappe" içinde "Karadut unit" olarak adlandırılmış ve tanımlanmıştır (Turkish Gulf Oil, 1961).

Fotoğraf 4.3. Adıyaman'ın 44 km kuzey doğusundaki Karadut Köyü civarında yüzeyleyen Karadut Karmaşığının arazideki yakından görünümü

1961 yılında Turkish Gulf Oil tarafından Kevan köyünün yakın doğu-kuzeydoğusunda Diyarbakır ili Çermik ilçesinin kuzeydoğusunda açılan Kevan-1 kuyusunda, ilk kez "Karadut Formasyonu/Karadut Formation" tanımı kullanılmıştır. Bu tarihten sonra 1962 ile 1963 yıllarında Turkish Gulf Oil Company'nin açtığı Perdeso-1 ve Zengilan-1 kuyuları için de aynı isim kullanılmıştır. Bunlara ek olarak 1965'te N.V Turkse Shell (1965)'in açtığı Şerbetli-1 kuyusu ile Petropar (1966) tarafından açılan Gözlü-1 kuyusunda da "Karadut Formasyonu/Karadut formation" ismi kullanılmıştır. Bu tanım, Kampaniyen-Maastrihtiyen çökel havzası olan Kastel havzası içine gravitasyonel çekim nedeniyle kayarak yerleşmiş olan ve sonradan taşınan allokton birimler için de aynı ad kullanılagelmiştir. Benzer şekilde 1970 yılında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı tarafından Bereketli-1 kuyusunda da kesilen benzer litolojinin ait olduğu formasyon için "Karadut Formasyonu" adı kullanılmış ve Adıyaman-2 kuyusunun kazılmasını takiben Adıyaman sahasındaki herbir kuyu için aynı ad kullanılmıştır.

Adıyaman İli kuzeydoğusunda yüzeyleyen Karadut karmaşığı, Narince nahiyesinin 4,5 km kuzeyindeki Karadut Köyü'nün kuzey yamaçlarında yaygın istifini sunmaktadır (Fotoğraf 4.3). Çetin ÖSK'daki çizimde taban ve tavan dokanak ilişkileri gözlenilmeyen Karadut Karmaşığının görünür kalınlığı, 815 m olarak ölçülmüştür (Şekil 4.6).



Şekil 4.6. Senomaniyen-Alt Türoniyen yaşlı Karadut Karmaşığının dikme kesiti (Çetin ÖSK; Sungurlu (1973)'dan değiştirilerek hazırlanmıştır).

Kireçtaşı-şeyl birimlerinin ardalanmalı olarak yer aldığı (Şekil 4.6) birimler, Adıyaman ili Koçali Karmaşığı'nın üzerinde tektonik dokanakla görüldüğü Suvarlı nahiyesi ve civarında gözlenmektedir (Yoldemir, 1987).

Adıyaman ili ve Suvarlı civarında olduğu gibi birimin üzerinde çoğu yerde Koçali Karmaşığı ile Karadut karmaşığının bölgeye allokton olarak geldiği ve Karadut karmaşığı'nın uyumsuz bir yapı ile üzerlendiği belirtilmektedir (Açıkbaş ve Baştuğ, 1975; Perinçek, 1979; Yoldemir, 1987; Günay, 1990). Böylesi bir örtülme durumuna Adıyaman ili Suvarlı civarı ile Çelikhan karayolunun kuzeyinde Kastel, Terbüzek, Antak, Gerçüş ve Hoya formasyonları veya Abdülaziz dağındaki görüldüğü gibi Fırat Formasyonu tarafından Karadut karmaşığının mostra verdiği alanlarda karşılaşılmaktadır. Karadut Karmaşığı'nın silisifiye şeyl ile kireçtaşı litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında incelenerek tanımlanmıştır (Şekil 4.6).

Koçali ve Karadut karmaşığının yaşı genellikle Senomaniyen-Erken Türoniyen olarak rapor edilmiştir (Sungurlu, 1973 ve 1974; Perinçek, 1979). Karadut Karmaşığı'nın çökelme ortamının Yamaç-derin denizel ortam olduğu rapor edilmiştir (Perinçek,1978).

4.3.2. Otokton Birimler

Otokton Birimler, jeolojik olarak bölgede çökelmiş olup sonradan tektonizma etkisiyle bölgeye taşınmamış kaya kitleleridir. GDA bölgesindeki Otokton birimler bölgedeki mevcut konumları veya mevcut konumları yakınında çökelmiş olan Mardin Grubu, Adıyaman Grubu, Şırnak Grubu, Midyat Grubu, Şelmo Formasyonu birimlerinden oluşmaktadır

Mardin Grubu (Km)

"Mardin ili ve civarındaki kireçtaşlarının tanımı yapılırken ilk kez Mardin Grubu"nun adlaması ve litolojik birimlerinin tanımlamaları Schmidt (1935) tarafından yapılmıştır. Grup, İlk kez Schmidt (1935) tarafından yapılan çalışmada 'Mardin Grubu' olarak adlandırılmış olup litolojik özellikleri bakımından da Mardin Kireçtaşı olarak tanımlanmıştır. Kretase yaşlı karbonatlar Turner (1958) tarafından "Mardin Formasyonu" olarak adlandırılmış olup Adıyaman ili Besni ilçesinin kuzeydoğusunda yüzeylenen Mardin Formasyonunun, Tut İlçesinde de tip kesiti ayrıntılı tanımlanmıştır. Grup aşamasında yapılan 'Mardin Grubu' adlaması ilk kez Franklin ve Dorsey (1959) tarafından kullanılmıştır. Bununla beraber ilk kez Tuna (1973) ile Sungurlu (1973) tarafından günümüzde kullanıldığı şekliyle adlandırılması ve tanımlaması: 'Mardin Grubu' olarak yapılmıştır.

Mardin Grubu, Mardin İli ve çevresinde mostra vermiş olup tip kesitine de burada rastlanılmıştır. Mardin Grubu, alttan üste doğru Apsiyen-Albiyen yaşlı Areban Formasyonu, Albiyen-Senomaniyen yaşlı Sabunsuyu Formasyonu, Senomaniyen yaşlı Derdere, Erken Santoniyen-Geç Koniasiyen yaşlı Karababa Formasyonlarından oluşmaktadır (Sungurlu, 1973). Yayladağ Ölçülü Stratigrafik Kesitinde, Amonoslar'da Antakya ili güneyinde ölçülen Jura-Kretase yaşlı karbonatlarının karşılığının Cudi ve Mardin Gruplarını da içine alacak şekilde kullanıldığı açıklanmaktadır. Mardin Grubu'na ait formasyonların litolojik özellikleri şu şekilde özetlenebilir:

a) “Areban Formasyonu”: klastik kayalar

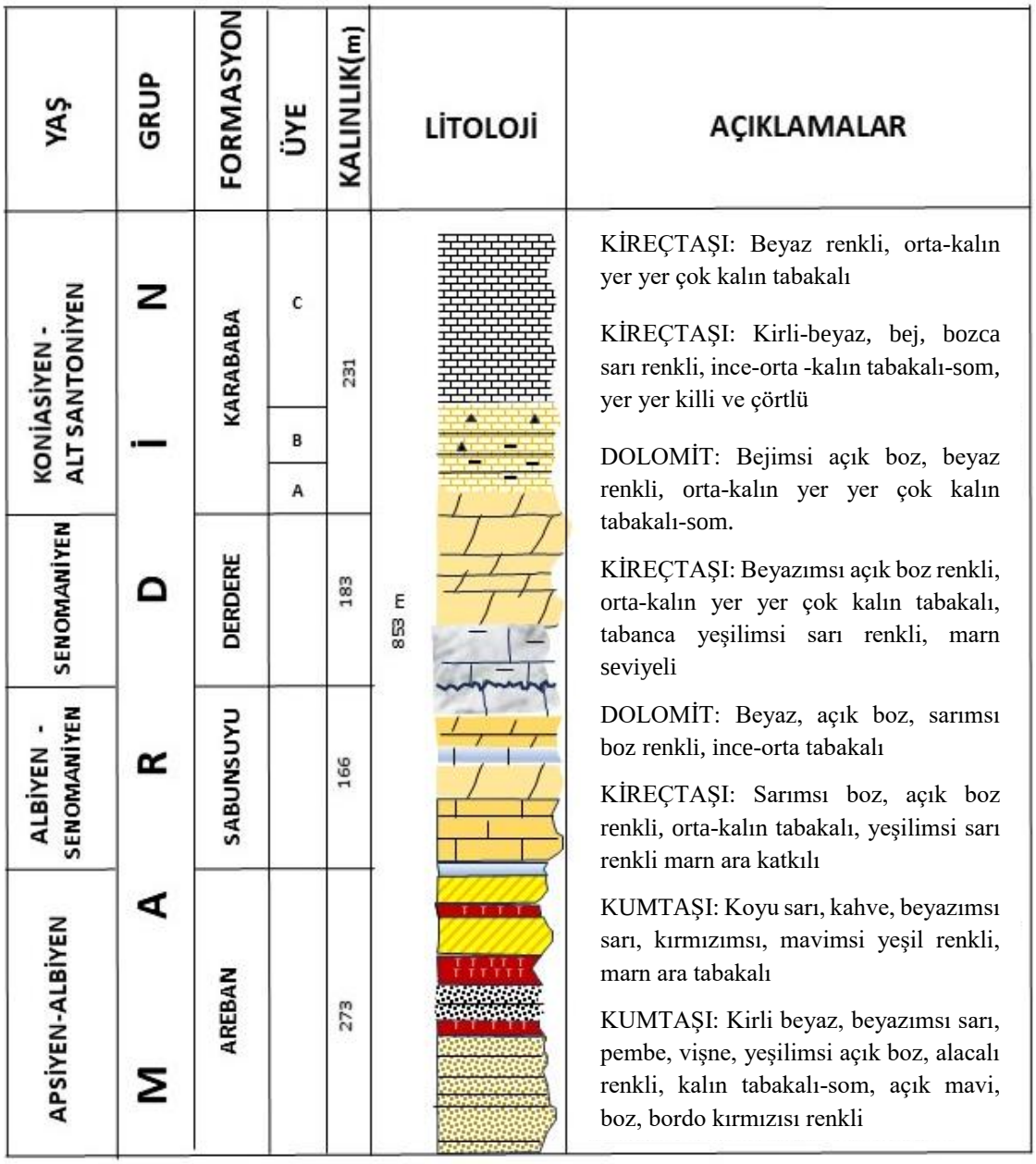
b) “Sabunsuyu Formasyonu”: ana litoloji dolomitler olup marn şeyl ara bantları içemektedir.

c) “Derdere Formasyonu “: ana litoloji dolomit olup kireçtaşı bantları içermektedir.

d) “Karababa Formasyonu “: kireçtaşı ile dolomitik veya çörtlü kireçtaşı (Şekil 4.7).

Genel olarak incelendiğinde Mardin Grubu’nun yüzeylendiği, Güneydoğu Anadolu’da yapılan çalışmalar ve araştırmalarda bilinmektedir. Buna ek olarak yine Güneydoğu Anadolu’da açılan birçok kuyuda Mardin Grubu karbonatlarının sondajlar sırasında kesildiği de gözlemlenmektedir. Mardin Grubu’nun şimdiye kadar açılan kuyularda en kalın 700 metre olmak üzere Gaziantep ilinin doğusunda açılan kuyularda kesildiği bilinmektedir. Mardin Gurbunun kalınlığı Güneydoğu Anadolu geneli değerlendirildiğinde 150-700 metre arasında değişmektedir (Çelikdemir ve Dülger, 1990; Araç ve Yılmaz, 1991; Duran ve ark., 1996). İnceleme alanında açılan kuyularda sondaj boyunca Mardin Grubu’na ait kesilen formasyonlar, Derdere ve Karababa Formasyonlarıdır.

Tez çalışmasında Mardin Grubu formasyonlarına özetle değinilecek olup Tez ana konusu olarak detaylı irdelenecek olan Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu ile ilgili analizi ve gözlemlere sık sık değinilecektir.



Şekil 4.7. Areban, Sabunsuyu, Derdere ve Karababa formasyonlarının oluşturduğu Mardin Grubu'nun genelleştirilmiş stratigrafik kesiti ((Aksu, 1980)'den alıntılanarak yeniden çizilmiştir).

Derdere Formasyonu (Kmd)

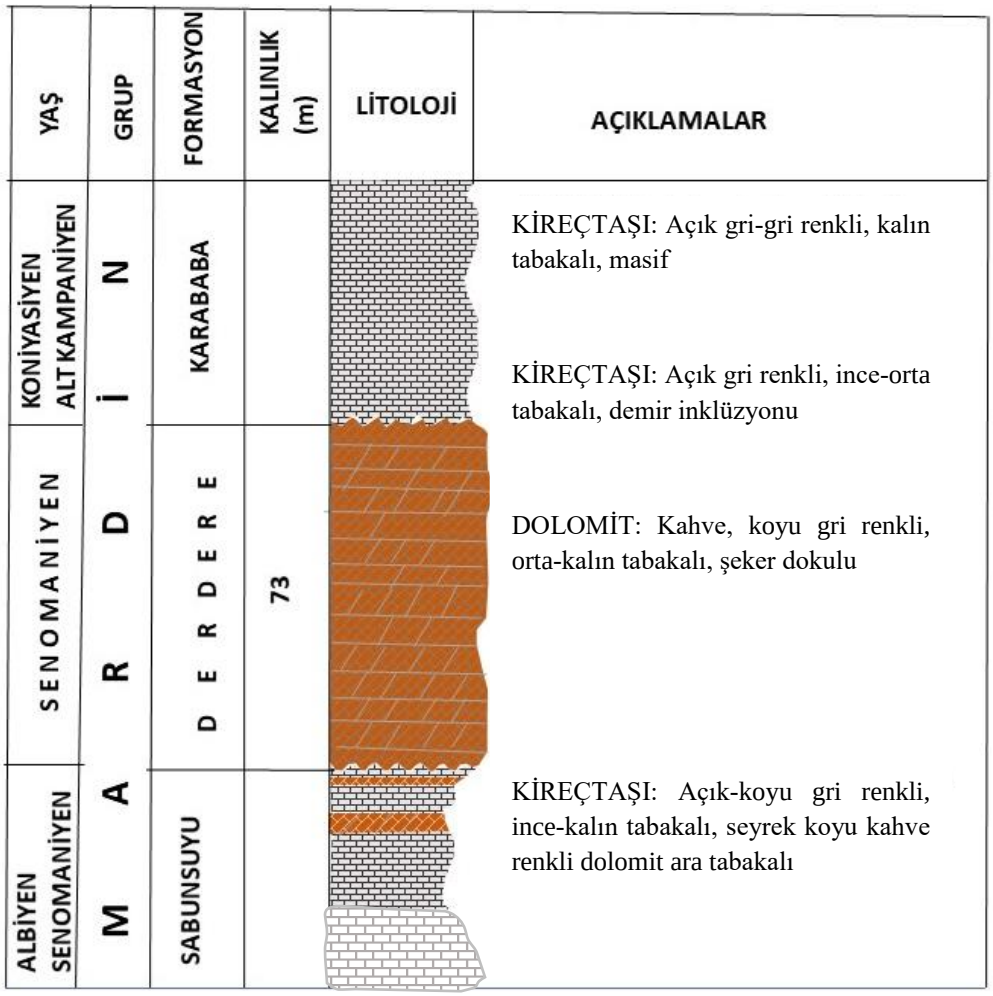
Derdere Formasyonu ilk kez Handfield ve ark. (1959) tarafından "Derdere Formasyonu" adı ile adlandırılmış Diyarbakır İli Çüngüş İlçesi Derdere köyü civarında Korudağ Antiklinalinde mostra vermektedir. Derdere Formasyonun tip kesidi bu bölgede ölçülerek yüzey kesitinde "Derdere Formasyonu" adı ile adlama yapılmıştır. Mardin Grubu'nun stratigrafik istifte alttan üste doğru üçüncü formasyonu Derdere Formasyonudur. Handfield ve ark., (1959) tarafından ölçülen Korudağ kesitinde, birimin tip kesiti mevcuttur. Söz konusu tip kesit, aynı bölgde yer almaktadır. Adı geçen

kesitteki dolomit litolojisi şöyle tanımlanır: koyu gri kahve renkli, şeker dokulu, çok sert, orta-kalın tabakalı. Derdere Formasyonu'nun kalınlığı, 73 metre ölçülmüştür (Şekil 4.8.).

Ayrıca Derdere Formasyonu'nun Adıyaman ili Penbeğli-Tut-Sarıkaya ilçesi ile Gölbaşı ilçesinde yüzeylendiği görülmektedir. Derik Grubunun Sosink Formasyonu üzerine uyumsuzluk ile Derdere Formasyonunun geldiği açıklanmaktadır (Erdoğan, 1975; Pasin ve ark., 1982; Güven ve ark., 1988). Derdere Formasyonu'nun ayrıca Sayındere Formasyonu üzerinde açısal uyumsuzlukla Karababa dağında, Besni ilçesi Göksu vadisinin kuzey yamaçlarında, Sabunsuyu Vadisinde, Adıyaman ili Gölbaşı ilçesi dolaylarında yüzeylendiği belirtilmektedir (Erdoğan, 1975; Perinçek, 1979, 1980, 1989 ve 1990; Aksu, 1980; Pasin ve ark., 1982; Güven ve ark., 1988).

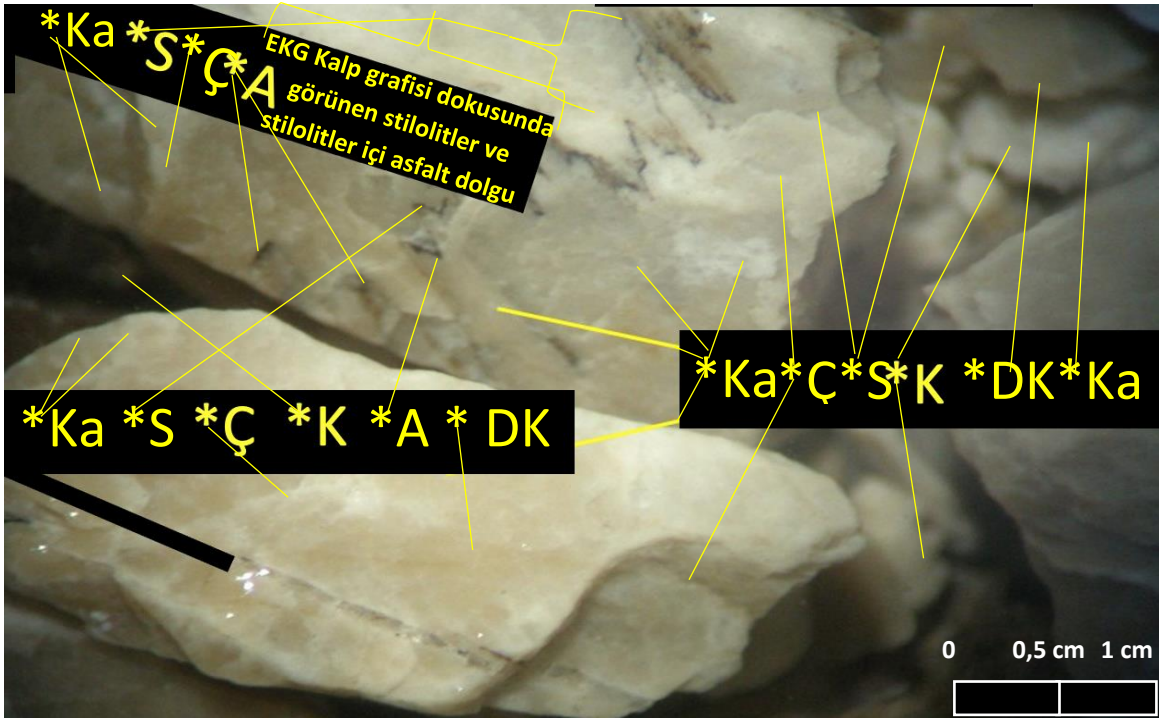
Derdere Formasyonunun litolojisi (açılan kuyularda da gözlemlendiği üzere) kireçtaşı, dolomitik kireçtaşı, yer yer çörtlü dolomitlerden oluşmaktadır. Söz konusu litolojilere baktığımızda genellikle grimsi bej, bej, gri, siyahımsı gri, beyaz, kirli beyaz, krem, boz renkli, ince-orta-kalın-çok kalın tabakalı, sert-çok sert, dayanıklı, sıkı, gevrek, ince kalsit çatlaklı, fosilli, zayıf-orta poroziteli-yoğun hidrokarbon kokulu, köşeli kırıklı, yer yer killi, kumlu ve çört nodüllü, bej, gri, bejimsi boz, beyaz, esmer, kahve renkli orta-kalın- çok kalın ve iyi tabakalanmalı, sert-çok sert, sıkı, köşeli kırıklı, ince-orta kristalli, şeker dokulu, düzensiz kalsit çatlaklı, zayıf-düşük-orta poroziteli, hidrokarbon kokulu olduğu önceki araştırmacılar tarafından tespit edilmiştir (Erdoğan, 1975; Perinçek, 1979, 1980, 1989 ve 1990; Aksu, 1980; Pasin ve ark., 1982; Güven ve ark., 1988).

Derdere Formasyonunun dolomit ile kireçtaşı litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında incelenmiştir (Fotoğraf 4.4, Fotoğraf 4.5).

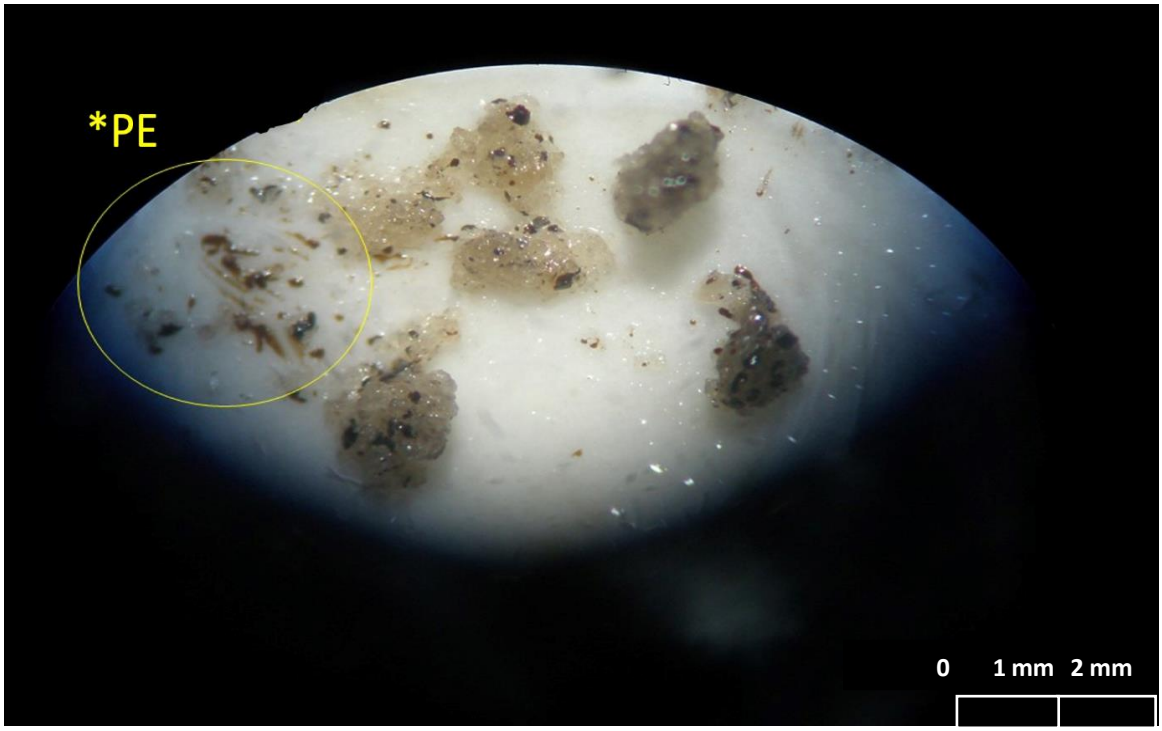


Şekil 4.8. Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonunun stratigrafik tip kesiti (Korudağ ÖSK; Handfield ve ark., 1959)'den alıntılanarak yeniden çizilmiştir.

Derdere Formasyonu içerisinde yer yer kireçtaşı dönüşümlü litoloji, binoküler mikroskop altından yapılan incelenmelerde görülmüştür. Dolomitik kireçtaşı litolojisinin çatlaklarındaki kalsit dolgusu ve stilolitler'in kayacın rezervuar olma özelliğini olumsuz etkilediği gözlemlenmiştir.



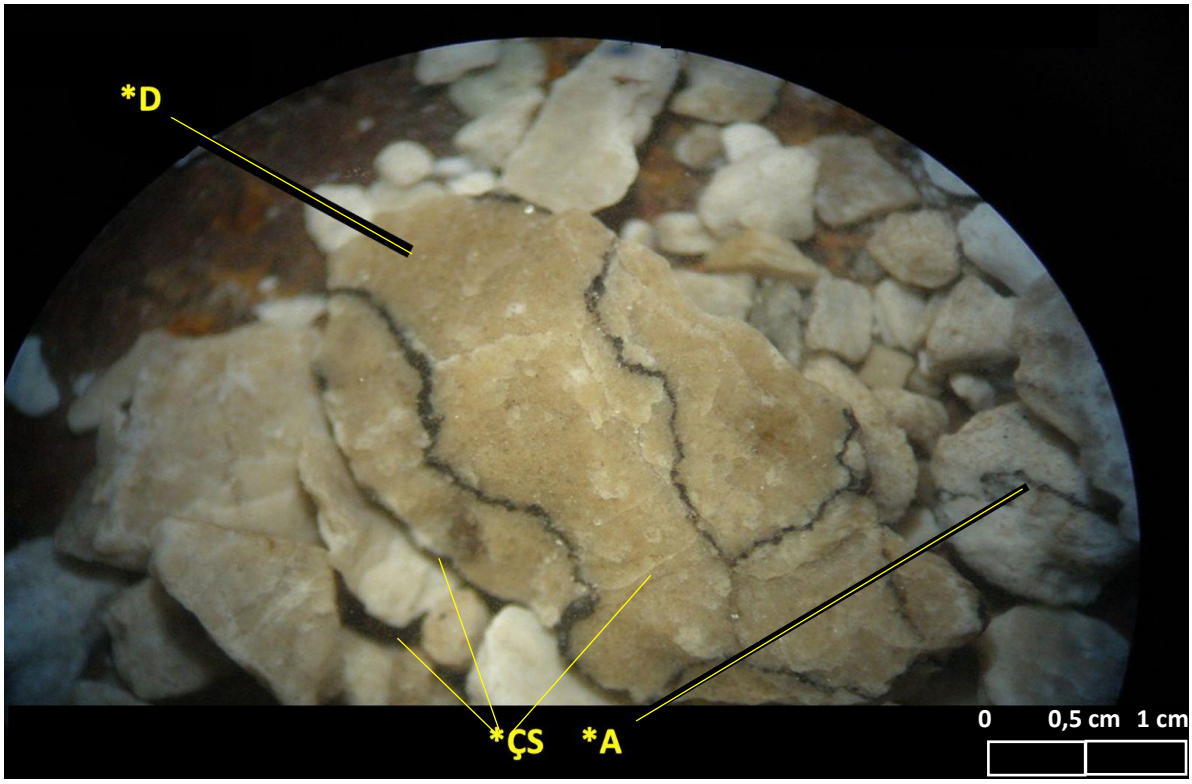
Fotoğraf 4.4. Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonundan alınan dolomitik kireçtaşlarının binoküler mikroskop alıntıdaki görüntüsü (*S ile *A: Stilolitler ile stilolitler içerisinde Asfalt Dolgu. *K: Kireçtaşı, *Ç ile*Ka: Çatlak ve Kalsit Dolgulu, *DK: Dolomitik kireçtaşı)



Fotoğraf 4.5. Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonu kireçtaşındaki petrol emaresinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü. *PE: Petrol Emaresi

Çalışma alanındaki Derdere Formasyonu incelendiğinde genellikle iki alt üyeye ayrıldığı açıklanmaktadır (Bolat, 2012)

Bunlar; altta “dolomit üyesi” ve üstte “kireçtaşı üyesi” dir. Derdere Formasyonu içerisinde yer alan “Dolomit üyesi”, incelme alanı yakın civarında mostra verdiği bölgeler ile sondaj sırasında alınan karotlar incelendiğinde ortalama kalınlığı 80-100 metre olup fiziksel özelliklerine baktığımızda genel olarak koyu gri renkli, kalın tabakalı, ince kristalli ve sert olduğu gözlemlenmiştir. “Kireçtaşı üyesi” ise ortalama 90 metre kalınlıkta olup beyaz renkli, masif ve serttir ve Üst seviyelerde çörtlü tabakalarda yüzeylendiği gözlemlenmektedir.Alınan kırıntılı tabak numunelerinin mikroskop altında incelenmesi sonucunda Derdere Formasyonu içerisindeki Çatlak sisteminde asfalt dolgu geliştiği görülmektedir.



Fotoğraf 4.6. Derdere Formasyonu Dolomitlerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü. *D: Dolomit, *ÇS: Çatlak Sistemi, *A: Asfalt Dolgulu

Duran ve arkadaşları 1996’da Mardin Grubu içerisindeki Derdere Formasyonu’nun üretim yapılan küresel şekilli (sferli) seviyesi için kalınlık haritası için hazırlamışlardır. Buradaki çalışmalarında Rezervuar kayaç içerisindeki üretim fasiyesinin kalınlığının takibi yapılması hedeflenmiştir. Benzer yöntemler, Sayındere Formasyonu içeriside çatlak yoğunluğunun en çok geliştiği S3 fasiyesine ait kalınlık haritası oluşturulması için kullanılmıştır.

Derdere Formasyonu için jeolojik yaş yer bilimcileir arasında 'Senomaniyen' olarak bilinmekle beraber (Köylüoğlu, 1981; Erenler, 1989; Ertuğ, 1991) tarafından yapılan çalışmada elde edilen *Cuneolia* gr. pavonia (D'ORBIGNY), *Sabaudia minuta* (HOFKER), *Simplalveolina simplez* (REICHEL) *Cuneolina gradata* (D'ORBIGNY) fosilleri bilgisine göre Derdere Formasyonuna, 'Geç Senomaniyen' yaşı verilmiştir. Birimin sınırlı- yarı sınırlı sığ denizel bir ortamda çökeldiği belirtilmektedir (Perinçek ve ark, 1991).

Karababa Formasyonu (Kmk)

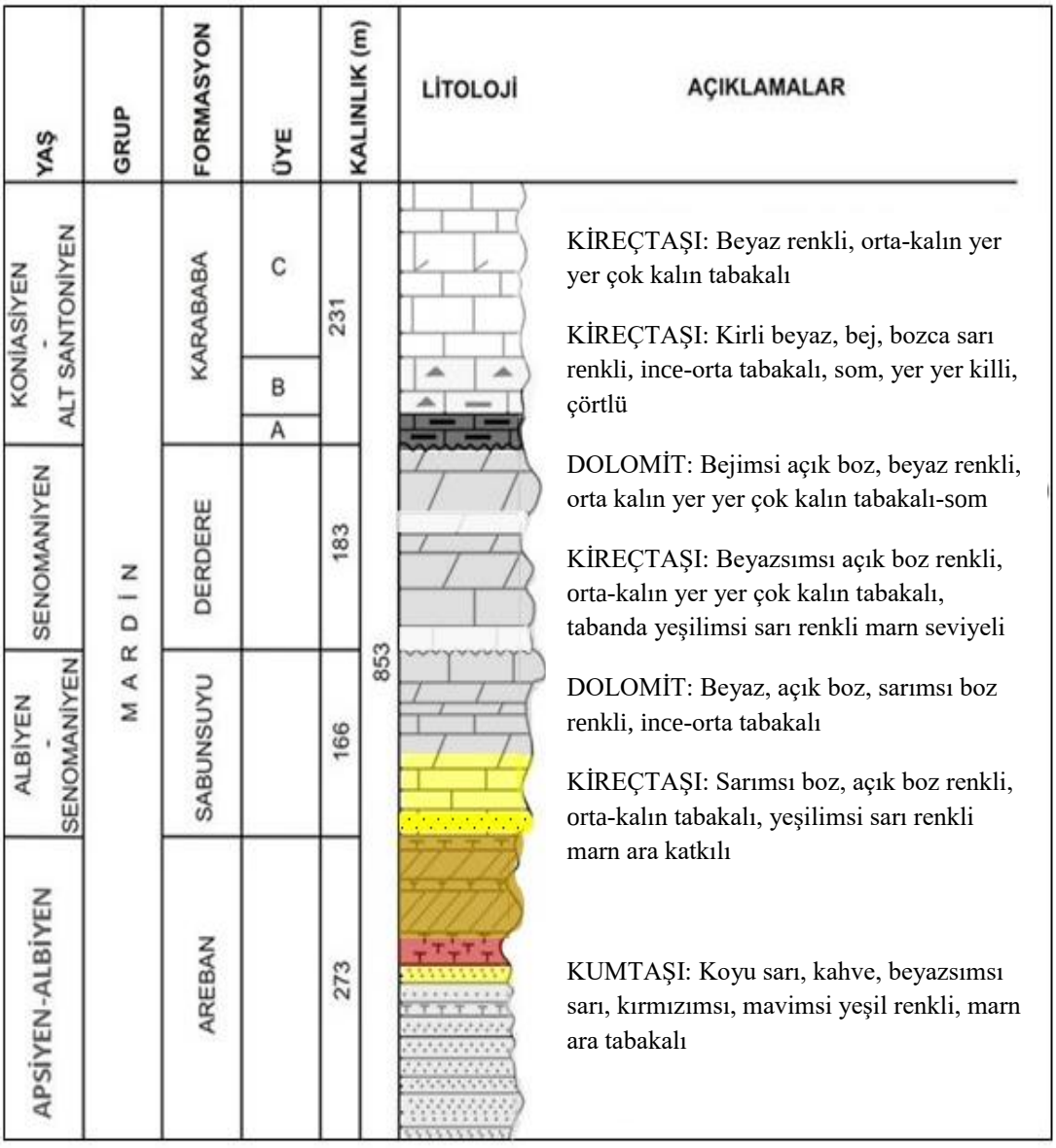
Adıyaman ilinin 32 km güney kesimlerinde Karababa Formasyonu yüzeylenmektedir. Karababa Formasyonu'nun ayrıca Fırat vadisinin kuzey tarafında, Karababa dağının güneyinde de mostraları bulunmaktadır. Koniasiyen- Erken Santoniyen yaşındaki birimin tip kesitinin adı geçen bölgede olduğu bilinmektedir. Koniasiyen-Erken Santoniyen yaşlı Karababa Formasyonu Mardin Grubu'nun en genç birimi olup, tip kesiti yukarıda belirtilen bölgede bulunmaktadır (Şekil 4.9).

Karababa Formasyonu; Güneydoğu Anadolu bölgesinde açılan kuyular ile mostra verdiği yerlerde alttan üste doğrusu sırasıyla "Karababa Formasyonu A üyesi", "Karababa Formasyonu B üyesi", "Karababa Formasyonu C üyesi" diye adlandırılarak resmi olmayan bir adlama ile üç üyeye ayrılmıştır (Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ve 1974; Aksu, 1980; Pasin ve ark., 1982; Güven ve ark., 1988 ve 1991). "Karababa Formasyonu A üyesi"; Koyu gri siyahımsı gri renkli, silt boyu ekinit, mollusk kavkı parçalı, fosilli, killi, organik maddeli, kesif, ince kalsit çatlaklı, kripto-mikro kristalen yer yer siyah renkli marn dönüşümlü kireçtaşlarından oluşmuştur. Ayrıca organik maddece zengin, fosfatlı, farklı bölgelerdeki açılmış olan kuyularda yatay uzun mesafelerde GR(Gamma ray) logunda ayırtedici tipik doku karakteristiği gözlenebilen, uzun mesafede takip edilebilir nitelikte olup kuyular arası stratigrafik korelasyonda değerlendirilmektedir.

"Karababa Formasyonu B üyesi": kılavuz seviye karakterindeki alt kısmını oluşturan kireçtaşları, GR ve Sonic loglarında kolayca ayırtlanabilen, daha az organik madde içeren, koyu renkli, çört merceklenmeleri ve arabantlarından oluşmaktadır. Merceksel ve arabantlar şeklindeki çörtlerin en belirgin özelliği kahvemsi gri, koyu bej, kahve renkli, kesif, ince kasit çatlaklı, kısmen silisifiye, ince-orta-kalın ve düzensiz tabakalanmalı, sert, makro ve mikro fosilli, kripto-mikro kristalen, bol çört yumrulu kahvemsi gri, koyu bej, kahve renkli, kesif, ince kasit çatlaklı, kısmen silisifiye, ince-orta-kalın ve düzensiz tabakalanmalı, sert, makro ve mikro fosilli, kripto-mikro kristalen, bol çört yumruludur. Karababa Formasyonu B Üyesi'nin kireçtaşı ile çört litolojisi sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında gözlenmiştir (Fotoğraf 4.7.).

Karababa Formasyonu C üyesi" ilk kez, Karababa dağının güney kısmında Gossage (1956) "Karababa limestone" olarak adlandırılmıştır. "Karababa Formasyonu C Üyesi"nin litolojisi incelendiğinde genellikle fiziksel olarak; bej, grimsi bej, açık krem, açık gri, kirli beyaz, beyaz renkli, sert, sıkı, zayıf düşük çatlak, erime ve tane içi poroziteli-kesif, orta-kalın-çok kalın tabakalı, ince

kalsit çatlaklı, makrokavkılı, yer yer çört yumrulu kireçtaşlarından oluştuğu görülmüştür. Karababa Formasyonu'nu C Üyesi'nin kireçtaşı, dolomit litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında gözlenmiştir.



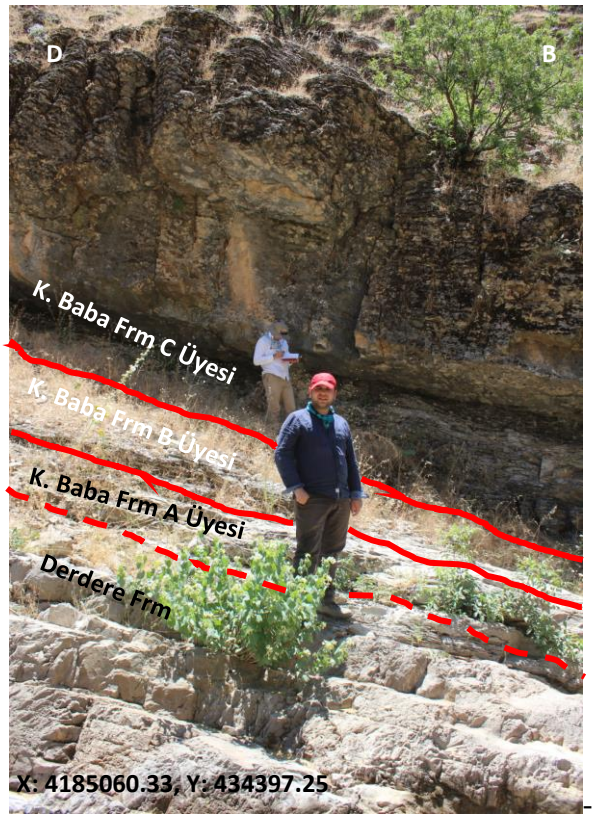
Şekil 4.9. Koniasiyen-Alt Santoniyen yaşlı Karababa Formasyonu'nun7 stratigrafik tip kesiti (Karababa ÖSK; Saltık ve Saka,1971)'den değiştirilerek yeniden çizilmiştir.

Birimin tip kesit yeri Adıyaman ilinin 32 km. güneyinde yer alan Karababa dağında mostra verdiği yer olup burada ölçülü stratigrafik kesiti hazırlanmıştır (Saltık ve Saka, 1971) (Şekil 4.11).

Hazılanan ÖSK'da Karababa Formasyonu'nun kalınlığı 106,50 m olarak belirtilmiştir (Saltık ve Saka, 1971). Karababa Formasyonu Güneydoğu Anadolu genelinde, altta Derdere, üstte ise Karaboğaz formasyonları ile stratigrafik olarak uyumsuzluk gösterdiği gözlemlenmektedir (Tuna,1973; Aksu, 1980; Pasin ve ark., 1982; Güven ve ark., 1988); (Fotoğraf 4.7. ve 4.8.).

Fotoğraf 4.7.'de Karababa Formasyonu B Üyesi ile Karababa Formasyonu B Üyesi kırıntılı tabak numunesinin fotoğrafı, Fotoğraf 4.8'de Derdere Formasyonu ile Karababa Formasyonu A Üyesi ve Karababa Formasyonu B Üyelerinin yüzlek görüntüleri paylaşılmıştır.

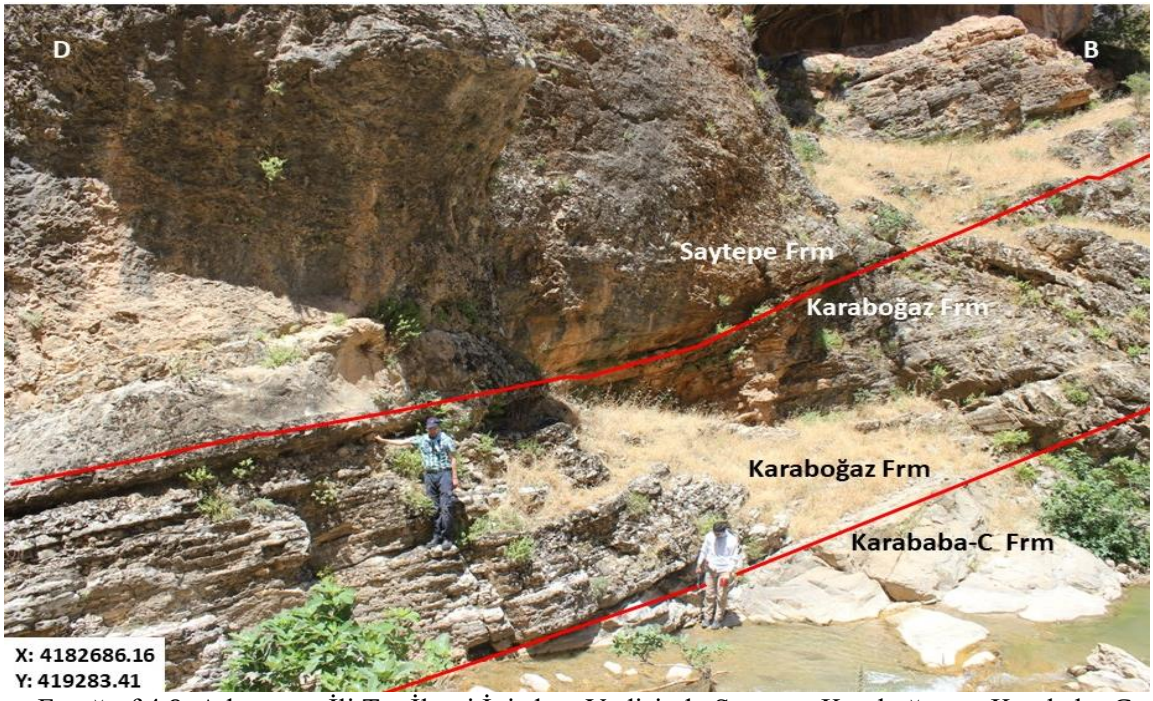
Fotoğraf 4.7. Binoküler mikroskop altında KA-45 kuyusunda 2786 m.'de Karababa-B ile Karababa-C üyesi dokanağından alınan Kırıntılı tabak örneğinin binoküler mikroskop altındaki görünümü. Karababa-B üyesi (Kireçtaşı ile Çört) ve Karababa-C üyesi (Kireçtaşı) dokanağından alınan kırıntılı tabak numunesinin binoküler mikroskop altındaki görünümü (K: Kireçtaşı Ç: Çört)



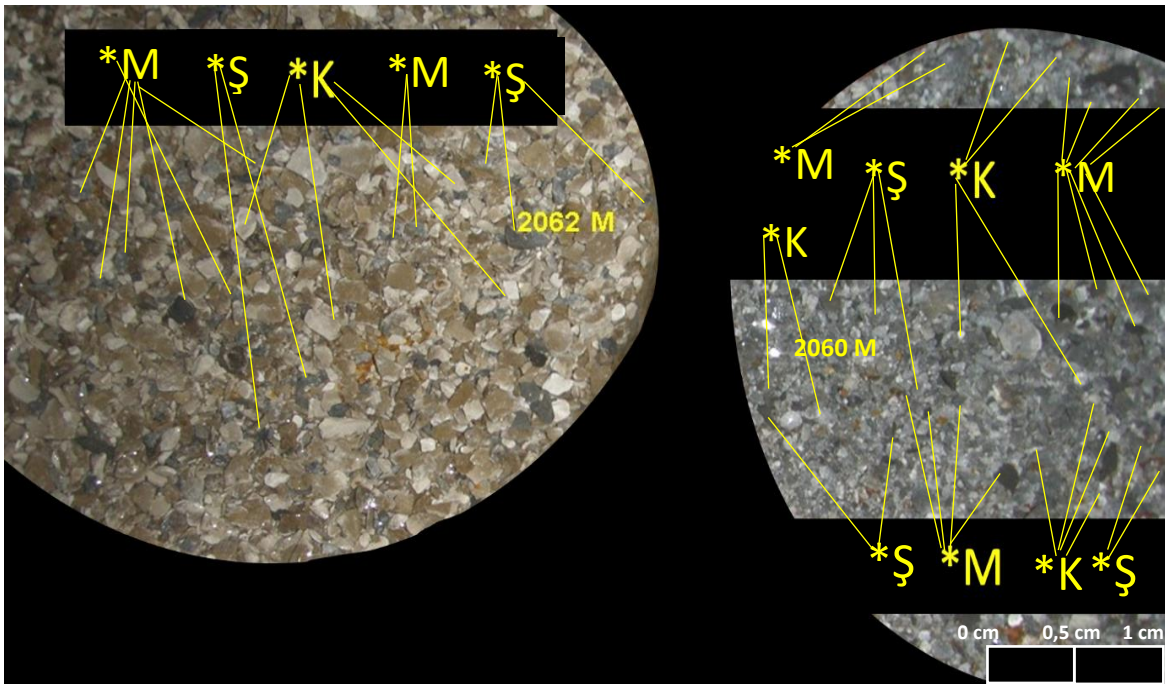
Fotoğraf 4.8. Adıyaman İli Tut İlçesi İnişdere Vadisinde Derdere ile Karababa Formasyonları arasındaki uyumsuz dokanak ilişkisi (Ayyıldız 2015; TPAO Arazi çalışması)

Çalışma alanında açılan kuyulardan elde edilen verilere göre daha önce Karababa Formasyonu dağılım gösterdiği yerlerin kalınlık haritaları hazırlanmıştır. Çalışma alanında Karababa Formasyonu C üyesi" yer almakta ve kalınlığı da 0-40 m arasında değişmekte olup, genelde kuzey alanlara doğru incelme, güney alanlara doğru da bir kalınlaşma gösterdiği gözlemlenmektedir.

Ayrıca Karababa Formasyonu; Şanlıurfa Bozova fayı ve kuzeyinde, Tut ilçesinin batısındaki Göksu vadisi K-G yamaçlarında, Küçük Pervari-İnişdere arasında, Besni ilçesi kuzeyinde, Gölbaşı ilçesinin doğusundaki Sayındere vadisinde de mostraları gözlemlenmiştir. Karababa, Karaboğaz ile Saytepe Formasyonlarının uyumlu dokanak ilişkileri Fotoğraf 4.9'da Karababa-C Formasyonu kırıntılı numune tabak görüntüsü Fotoğraf 4.10'dadır.



Fotoğraf 4.9. Adıyaman İli Tut İlçesi İnişdere Vadisinde Saytepe, Karaboğaz ve Karababa-C formasyonları arasındaki uyumlu dokanak ilişkisi (Ayyıldız, 2015).



Fotoğraf 4.10. KA-46 kuyusunda 2060 m Alt Germav Formasyonu (sağda) ile 2062 m.'ye ait kireçtaşından oluşan Karababa-C Formasyonuna (solda) ait kırıntılı tabak numunesi tabak numunelerinin binoküler mikroskop altında görüntüleri. *Ş: Şeyl, *M: Marn, *K: Kireçtaşı

Planktik forominiferler, foraminiferlere göre daha az miktarda mollusk, ekinoderm ile ostrakod fosilleri Karababa Formasyonu'nu fosillerini oluşturmaktadır. Çoruh (1991), yaş tayini çalışmasını Karbaba-A Üyesinde; *Bolivina* sp., *Heterohalix* sp., *Hedbergella* sp., *Globutruncana concavata, Sigali, Globutruncana* cf. *Primivita Globutruncana* cf. Fosillerini çalışılarak yapmış ve Karababa-A üyesine: 'Santoniyen' yaşını vermiştir. Karababa-B Üyesinde Santoniyen- Erken Kampaniyen yaşı *Dasycladaceae, Discorbacea* sp., *Heterohalix* sp., *Hedbergella* spp. Fosilleri çalışılarak verilmiştir. Tut İlçesi Adıyaman'daki İnişdere kesitinde görülen Karababa Formasyonu'ndaki; Lagenidae, *Praeglobatruncana stephani,* Rotaripora, Ticinella, Bolivina, Gumblina, *Hedbergella* cf. Torocoidae fosilleri, ostrakod kavkıları çalışılarak Karababa-A üyesine Erken Türoniyen- Senomaniyen yaşı verilmiştir.

Karababa-A Üyesinin tamamına yakını planktik forominiferli biyomikritlerle temsil ediliyor olup bu üyenin derin denizel koşullarda ve dalga tabanı altında depolandığı açıklanmaktadır. Çökelmenin çok yavaş olması, içerisinde glokoni ile fosfat bulunmasındandır.

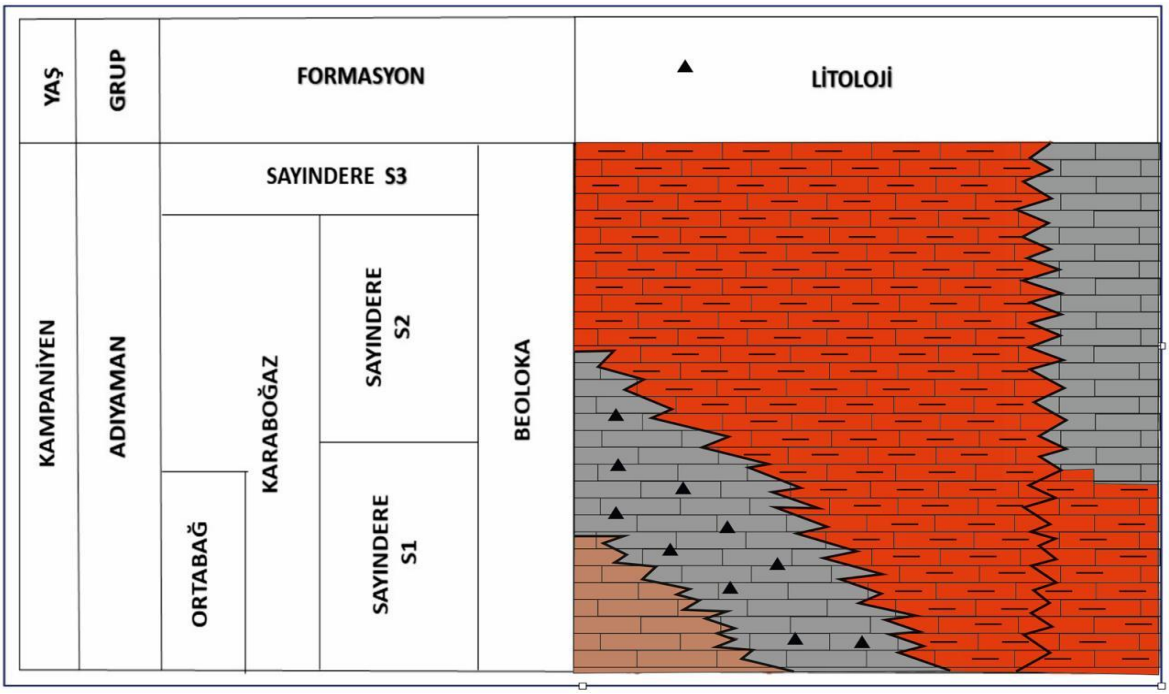
Karababa-B Üyesi, Karababa-A Üyesi ile karşılaştırıldığında daha sığ denizel koşullarda çökelmiştir. Küresel foraminiferlerle biyomikritler, zamanla sığlaşan ortamda oluşmuştur. Formasyon içerisindeki litolojide Çört, glokoni olması yavaş sedimantasyon koşullarının süregeldiğini göstermektedir. Gittikçe dolmaya yüz tutan şelf içi havzada sığdenizel lagünel bir ortam, Karababa-C Üyesi'nin çökelme ortamıdır. (Şengündüz ve Aras, 1986; Çelikdemir ve Dülger, 1990; Duran, 1991; Araç ve Yılmaz, 1991; Çelikdemir ve ark., 1991).

Adıyaman Grubu

Adıyaman Grubu, Adıyaman ilinin 32 km güneyinde Karababa dağı ve civarında yüzeylemektedir. Grup alttan üste doğru, Orta Kampaniyen yaşlı Karaboğaz Formasyonu, Orta Kampaniyen yaşlı Ortabağ Formasyonu, Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu ve Geç Kampaniyen-Erken Maastrihtiyen yaşlı Beloka Formasyonlarından oluşmaktadır (Güven ve ark. 1991).

Adıyaman Grubu'nun adı ilk kez Gossage (1956) tarafından Adıyaman ili dolaylarında, Pliyosen-Kuvaterner yaşlı klastik çökeller için "Adıyaman Gravel Group" şeklinde kullanılmıştır. Çoruh (1991) ise 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 toplamış olup ve "Adıyaman Grubu"nun tariflenmesini yapan ilk araştırmacı olmuştur.

Adıyaman Grubu'nun kapsadığı birimler göz önüne alındığında Kampaniyen yaşlı olduğu belirtilmiştir (Çoruh, 1991; Güven ve ark., 1991) (Şekil 4.10).



Şekil 4.10. Adıyaman Grubu'nun genelleştirilmiş stratigrafik kesiti (Güven ve ark. 1991)'den değiştirilerek Sayındere Formasyonu fasiyeslerini gösterecek şekilde yeniden çizilmiştir

Karaboğaz Formasyonu (Kk)

Birimin tip kesit yeri Adıyaman ilinin 32 km kadar güneyindeki Karababa dağının Fırat nehrine bakan güney yamacı olup, Tuna (1973) birimin ilk kez Karababa antiklinalinde Fournier (1958) tarafından adlandırıldığı belirtilmektedir. Ayrıca Turner (1958), "Karaboğaz formation (?)" adını Adıyaman ili Besni ilçesi kuzeydoğusundaki İnişdere dolayında ölçtüğü stratigrafinde kesitinde yalnızca ad olarak kullanmıştır. Korudağ'da ölçülen yüzey kesitinde "Karaboğaz Formasyonu" adlaması il olarak Handfield ve ark. (1959) tarafından Literatürde ilk resmi tanımlama olarak rapor edilmektedir.

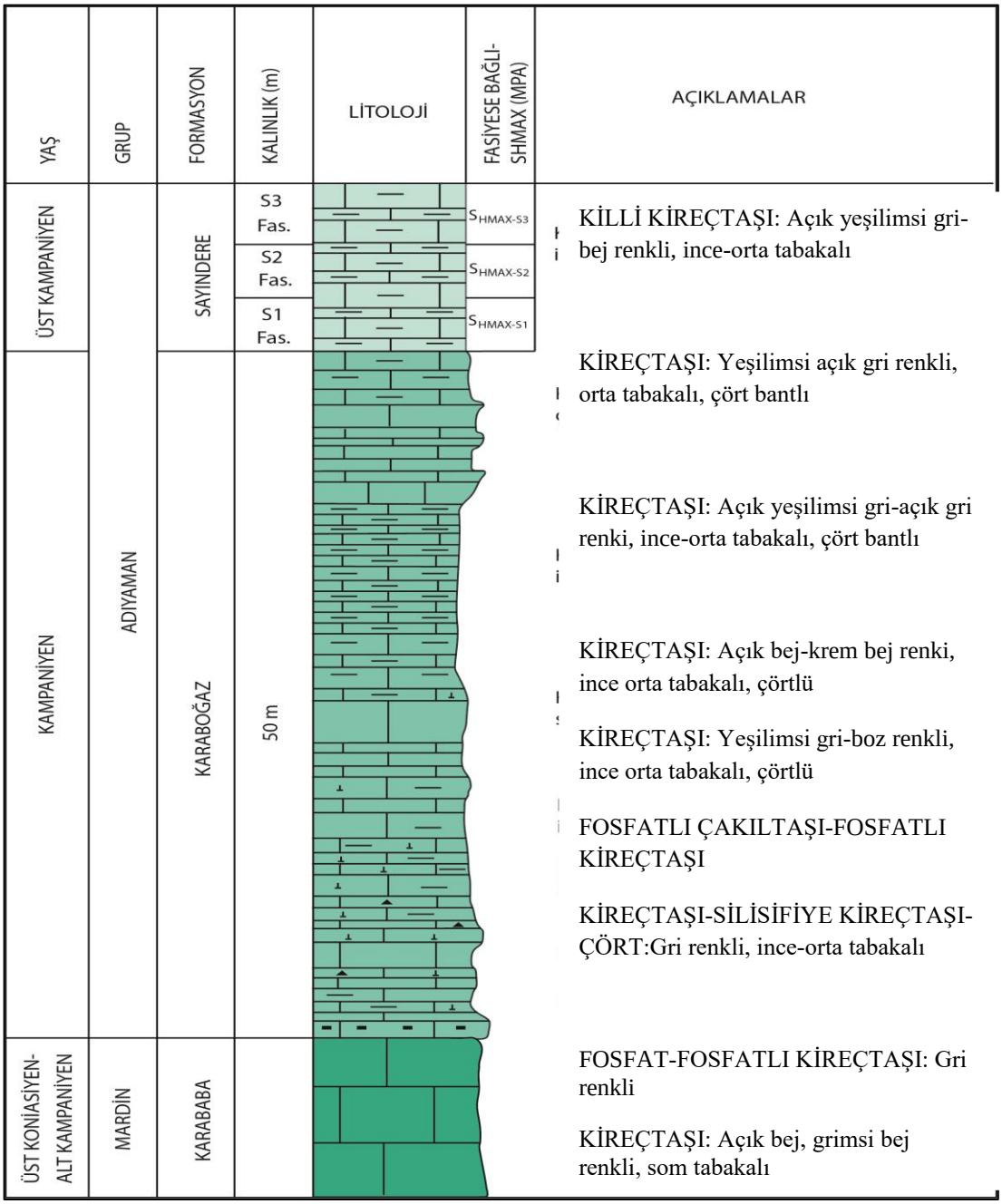
Daha sonra bölgede incelemelerini sürdüren Güven ve ark., (1988) Mardin Grubu üzerine uyumlu olarak gelen Adıyaman Grubu'nun (Karaboğaz ve Sayındere formasyonları) genelleştirilmiş stratigrafik kesitini hazırlamışlardır (Şekil 4.11).

Karaboğaz Formasyonu Adıyaman ilinin güney kesimlerindeki Karababa dağı ile kuzeyinde yer alan Bozova ilçesi/Şanlıurfa'daki "Saf antiklinali" civarı ve Bozova fayı civarlarında yüzeylemektedir. Karaboğaz Formasyonu'nun çalışma alanında Karababa Dağı civarında Ölçülen Stratigrafik kalınlığının 50 metre olduğu belirtilmektedir (Şekil 4.11; Güven ve ark., 1988).

Adıyaman İlinin güneyindeki Karababa dağı ve kuzeyinde Bozova ilçesi / Şanlıurfadaki "Saf antiklinalinde", Bozova fayı ile etrafında yüzeylenmektedir.

Çalışma alanında birim başlıca, grimsi siyah, siyah, koyu bej, siyahımsı gri renkli, ince-orta-kalın tabakalı, bol killi, çört arabantlı, yumrulu ve mercekli, sert çok sert, kesif, mikritik dokulu, ince kalsit damarlı, bol küresel şekilli fosilli ve planktik foraminiferli, yer yer silisifiye, fosfatlı, glokonili, yer yer organik maddece zengin, kireçtaşlarından oluşmaktadır (Handfield ve ark., 1959; Braynt, 1960; Tuna, 1973; Sungurlu, 1973; Soytürk ve Erdoğan, 1974; Erdoğan, 1975; Günay, 1984; Dellaloğlu ve Pasin, 1984; Güven ve ark., 1988 ve 1991). Karaboğaz Formasyonu'nun kireçtaşı ile çört litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında incelenmiştir.

Orta Kampaniyen yaşlı Karaboğaz Formasyonu içerisinde gözlenen çatlaklar ayrıca çalışılması gereken bir başka inceleme konusu olup, tez çalışmamda detay incelenen Sayındere Formasyonu içerisindeki çatlak yapıları ile bağıntısının da ayrıca çalışılmasında yarar görülmektedir. Çalışma amacımız kapsamı içerisinde Kampaniyen-Erken Maastrihtiyen yaşlı Sayındere Formasyonu'ndan edinilen çatlakların yorumlamaları yapılırken Kampaniyen yaşlı Karaboğaz Formasyonu'nun Adıyaman İli Tut ilçesi Kaşlıca Köyü civarında mostra verdiği yerde gözlenen çatlaklarının doğrultu-eğim ölçüm değerleri, fotoğrafları, koordinat değerleri ile ölçülen



Şekil 4.11. Adıyaman Grubu'nun (Karaboğaz ve Sayındere formasyonları) Karababa Dağı civarı ölçülü stratigrafik dikme kesiti (Karababa Dağı –1988 ÖSK; Güven ve ark.,1988)'den değiştirilerek çizilmiştir.

Burada Sayındere Formasyonu içerisindeki 3 farklı fasiyes sınırları ve fasiyeslere karşılık gelen olası Shmax değerlerinin sınırları şekil üzerinde gösterilmiştir.

Çatlakların bilgileri Ek 2, 3, 4'de verilmiştir. Karaboğaz Formasyonu içerisinden edinilen fosil tanımlamalarına göre birime 'Orta Kampaniyen' yaşı verilmiş olup (Güven ve ark., 1991; Çoruh, 1991; Ertuğ, 1991), tanımlanan planktik foraminiferlerden: G. bulloides, Globotruncanita sp., Heterohelix sp., Bentik foraminiferler: Bolivina sp., Orbitoides sp., Textularia sp'ye göre birimin platform kenarı-sığ karbonat platformu ile derin deniz ortamında çökeldiği belirtilmektedir

(Şengündüz ve Aras, 1986; Wagner ve Tuna, 1988; Uygur ve Aydemir, 1988; Duran, 1991; Güven ve ark., 1991; Sayılı ve Duran, 1994).

Buradaki çalışmaya Sayındere Formasyonu içerisindeki 3 farklı fasiyes sınırları ve fasiyeslere karşılık gelen S_{hmax} değerleri eklenmiştir. Kuzey Güney yönlü Eosen-Miyosen tektonik sıkışmasında KAS'nda değişen S_{hmax} olası değerleri, yine Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda açılan kuyulardan alınan XRMI loglarına bakılarak öngörülmüştür. Sayındere Formasyonu içerisindeki çatlakların bilinen doğrultu ve eğim değerleri, Eşik Enerji Stresi Analizi için veri girdisi olarak kullanılmış ve çatlak oluşumu için gereken S_{hmax} değerleri ilgili algoritmaların makrolarında çalışılarak hesaplanabilmiştir.

Sayındere Formasyonu (Ks)

Sayındere Formasyonu ilk kez Gossage (1959) tarafından Adıyaman-Gölbaşı karayolu üzerinde, Gölbaşına 10 km mesafedeki Sayındere'nin batı kesimlerinde "Lower part of the Germav group" içinde "Sayındere platy limestone formation" olarak adlandırılmıştır. 1959 yılına kadar olan çalışmalarda, Sayındere Formasyonu'nun çeşitli çalışmacılarca "Flaggy beds", "Massive limestone"nun en üst seviyeleri, "Bozova marl formation" veya Germav Formasyonu'nun tabanındaki" kalkerli-marnlı seviyeler" olarak tanımlandığı görülmektedir (Gossage, 1959). Birim, Mardin, Batman ve Siirt illeri dolayları hariç hemen tüm Güneydoğu Anadolu'da yayılım gösterir. Çalışma bölgesi ve yakın kesimlerinde Sayındere Formasyonu; Adıyaman ilinin güneyindeki Karababa Dağında, Penbeğli İnişdere antiklinalinde, Besni antiklinalinde, Sayındere vadisinde, Adıyaman ili Gölbaşı ilçesinin doğusunda yüzeylenmektedir. Birimin tip kesit yeri Adıyaman-Gölbaşı karayolu üzerinde, Gölbaşı ilçesine 10 km mesafedeki Sayındere'nin batı kesimidir. Biriminin ilk ölçülü stratigrafi kesiti Adıyaman ilinin Gölbaşı ilçe merkezinin yaklaşık 7 km kadar doğusundaki Sayındere vadisinde ölçülmüştür (Periam ve Krummenacher, 1958).

Sayındere Formasyonu birimi ile Gossage (1959) tarafından ilk kez adlandırılmıştır. Buradaki Şekil 3.17'deki çizimde bu kesit revize ederek tip kesiti olarak aktarılmıştır.

Sayındere Formasyonu ÖSK'deki tanımında gri-grimsi beyaz renkli, ince-çok ince tabakalı, dayanımsız yer yer marnlı kireçtaşlı olarak geçmektedir. (Şekil 4.12.).

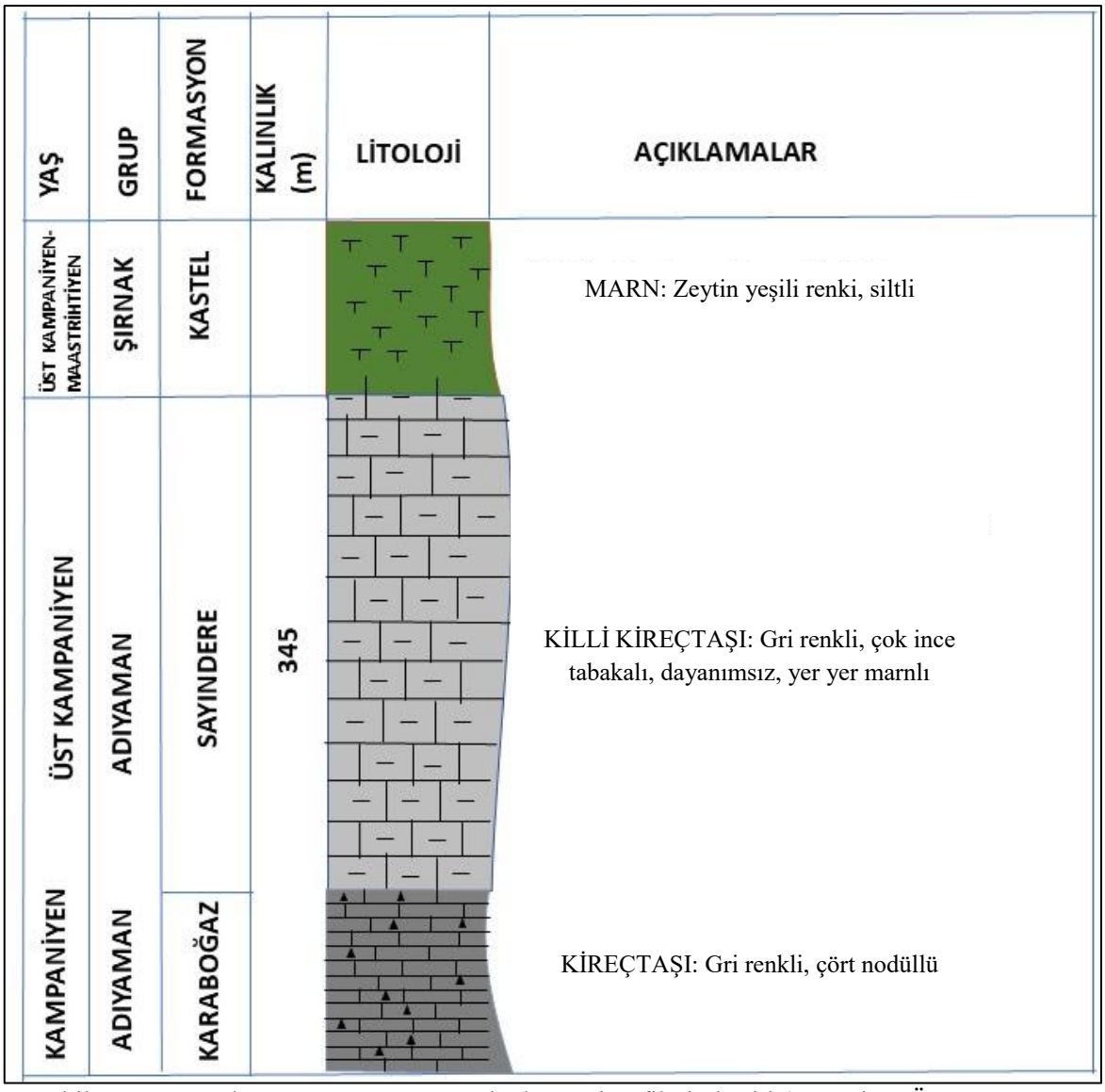
Genel olarak birimin taban dokanağı, yayılım alanının orta ve batı kesimlerinde Karaboğaz Formasyonu ile geçişlidir (Güven ve ark., 1991). Karaboğaz Formasyonu'nun bulunmadığı diğer alanlarda, Mardin Grubu birimleri üzerine uyumsuz olarak gelmektedir. Sayındere Formasyonu, üst dokanak yayılım alanının kuzeyinde Kastel Formasyonu (Fotoğraf 4.11.), güneyde ise Bozova Formasyonu ile geçişlidir. Karaboğaz Formasyonu ile Sayındere formasyonları arasındaki uyumlu dokanak ilişkisi, Adıyaman ilinin güneyindeki Karababa dağı ile Çelikhan İlçesi dolayında gözlenmektedir (Ahmed, 1975; Perinçek ve Özkaya, 1981; Günay, 1984; Sarıdaş, 1987; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Önalan, 1989-1990). Sayındere Formasyonu, Adıyaman ilinin güneyindeki Karababa dağı ile, Adıyaman ilinin Göksu vadisinin kuzey ve güney yamaçlarında, Bozova ve Kastel

formasyonları üzerinde uyumlu ve geçişli olarak gözlenmektedir (Ahmed, 1975; Perinçek, 1979, 1980, 1989 ve 1990; Perinçek ve Özkaya, 1981; Günay, 1984; Sarıdaş, 1987; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Önalan, 1989-1990).

Sayındere Formasyonu'nun uyumlu ve geçişli olarak örtüldüğü yerler ve formasyonlar; Adıyaman ilinin güneyindeki Karababa dağı-Adıyaman ili Göksu vadisinin kuzey ve güney yamaçlarında, Bozova Formasyonu-Kastel Formasyonu olarak özetlenebilir (Ahmed, 1975; Perinçek, 1979, 1980, 1989 ve 1990; Perinçek ve Özkaya, 1981; Günay, 1984; Sarıdaş, 1987; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Önalan, 1989-1990).

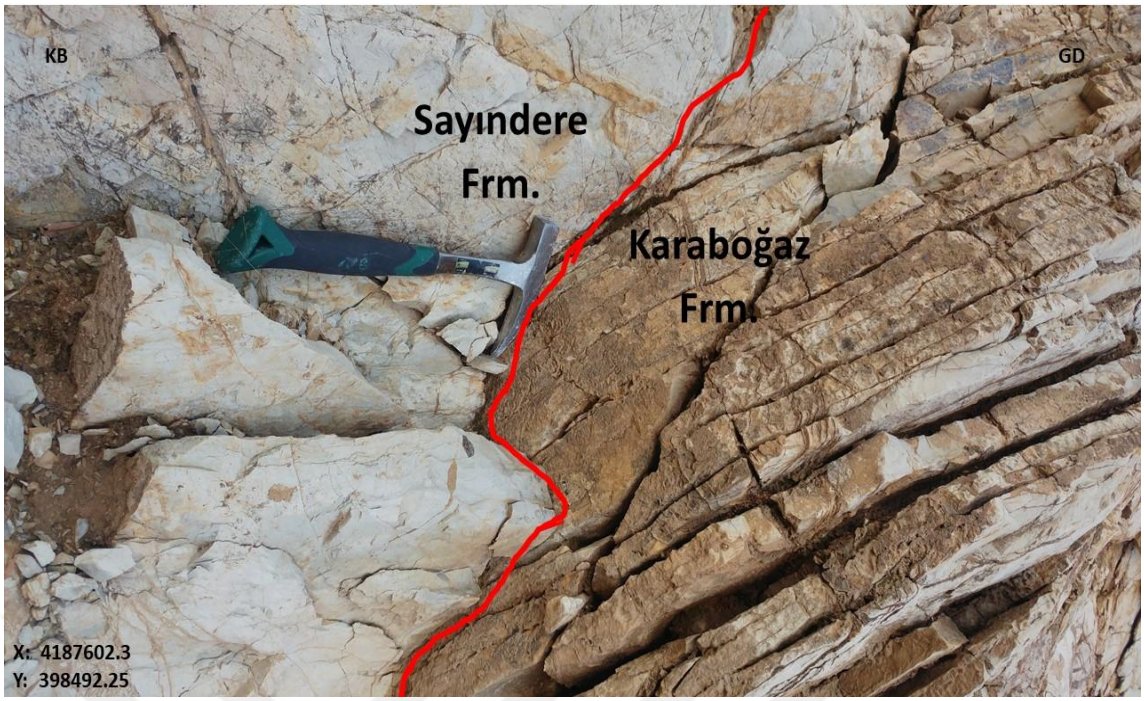
Sayındere Formasyonu başlıca gri-grimsi beyaz renkli, ince-çok ince tabakalı, dayanımsız yer yer marnlı killi kireçtaşı olarak tanımlanmaktadır (Şekil 4.12; Gossage, 1959). Birim çalışma bölgesinde yüzeylediği alanlarda kirli beyaz krem bej, kirli sarı, beyazımsı gri gri, koyu gri, açık mavimsi gri, koyu gri, siyah, renkli, sert- sertçe-yumuşak, kalın-orta-ince tabakalı, piritli, glokonili, plaket yarılımlı, yer yer çört yumrulu, mikritik, planktik foramlı, kesif, kalsit çatlaklı, yer yer marn dönüşümlü, killi kesif kireçtaşları ile temsil edilmektedir (Gossage, 1959; Ketin, 1964; Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ve 1974; Ahmed, 1975; Proctor ve Özkaya, 1975; Özkaya, 1978; Perinçek, 1979, 1980, 1989 ve 1990; Dellaoğlu ve Pasin, 1984; Günay ve Sarıdaş,1984; Sarıdaş, 1987; Demirkol, 1988; Güven ve ark., 1988 ve 1991). Birimin taban kesimlerinden alınan kireçtaşlarının kırıntılı tabak numunesinin fotoğrafları Fotoğraf 4.12'de görülmektedir.

Sayındere Formasyonu stratigrafik konumu, litolojik özellikleri ve oluşum ortam şartları göz önüne alınarak 3 farklı fasiyese ayrılmıştır (Özkaya ve ark., 2019). Bunlar; i) organik maddece zengin karbonatlı çamurtaşı fasiyesi (S1), ii) biyoklastik istiftaşı fasiyesi (S2) ve iii) gözenekli kalsi türbidit fasiyesinden (S3) oluşmaktadır. Sayındere Formasyonu'nun killi kesif kireçtaşı litolojisi (S1) organik maddece zengin kireçtaşı (S2), kalsitürbiditlerin olduğu seviyeler (S3) olarak açıklanmış olup fasiyes sınırlarında geçiş gösteren litolojiler, her iki meterde bir alınan kırıntılı tabak numuneleri birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında incelenmiştir.



Şekil 4.12. Sayındere Formasyonu'nun ölçülü stratigrafik tip kesiti (Sayındere ÖSK; Gossage 1959'dan değiştirilerek hazırlanmıştır).

Sayındere Formasyonu; Adıyaman ilinin güneyindeki Karababa Dağında, Penbeğli İnişderede, antiklinalinde, Besni antiklinalinde, Sayındere vadisinde, Adıyaman ili Gölbaşı ilçesinin doğusunda yüzeylenmektedir. Fotoğraf 4.11'de Sayındere Formasyonu ile Kastel Formasyonu arasındaki dokanak ilişkisinin, Fotoğraf 4.12'de Sayındere Formasyonu tabanının kırıntılı tabak numunesinin fotoğrafları paylaşılmıştır.



Fotoğraf 4.11. Adıyaman'ın 38 km kuzeybatısında Kaşlıcaköyü ile Tut ilçe merkezi arası yol üzerindeki mostrada Karaboğaz Formasyonu ile Sayındere Formasyonu arasındaki uyumlu dokanak ilişkisi

Fotoğraf 4.12. Adıyamanın 1,7 km kuzeydoğusundaki KA-41 kuyusunun 1892 m. derinlikte Sayındere Formasyonu'nun tabanınından alınan kireçtaşlarının binoküler mikroskop altındaki görünümü.

Sayındere Formasyonu yüzeylendiği alanlarda kirli beyaz krem bej, kirli sarı, beyazımsı gri gri, koyu gri, açık mavimsi gri, koyu gri, siyah, renkli, sert- sertçe-yumuşak, kalın-orta-ince tabakalı, piritli, glokonili, plaket yarılımlı, yer yer çört yumrulu, mikritik, planktik foramlı, kesif, kalsit

çatlaklı, yer yer marn dönüşümlü, killi kesif kireçtaşları ile temsil edilmektedir (Gossage, 1959; Ketin, 1964; Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ve 1974; Ahmed, 1975; Proctor ve Özkaya, 1975; Özkaya, 1978; Perinçek, 1979, 1980, 1989 ve 1990; Dellaoğlu ve Pasin, 1984; Günay ve Sarıdaş,1984; Sarıdaş, 1987; Demirkol, 1988; Güven ve ark., 1988 ve 1991). Sayındere Formasyonu'nun killi kesif kireçtaşı litolojisi ile S1 fasiyesindeki organik maddece zengin kalsi türbiditlerin olduğu aralık, S2 fasiyesindeki fosfat sınırı ile Biyoklastik istif taşı, S1 fasiyesindeki gözenekli ve geçirgen kalsitürbiditleri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında gözlenmiştir.

Tez çalışmasında özellikle Sayındere Formasyonu içerisinde ayırtlanan 3 farklı fasiyesin sınırları ve bu fasiyeslere karşılık gelen $Sh_{\text{en yüksek (max)}}$ değerleri kesit üzerinde işaretlenmiştir (Şekil 4.11). Kuzey-Güney yönlü Eosen-Miyosen tektonizmasındaki sıkıştırmadan dolayı KAS'nda değişen $S_{h\ \text{en yüksek (max)}}$ olası değerleri, yine KAS'nda açılan kuyulardan alınan XRMI loglarına bakılarak 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 makrolarında çalışılarak hesaplanabilmiştir.

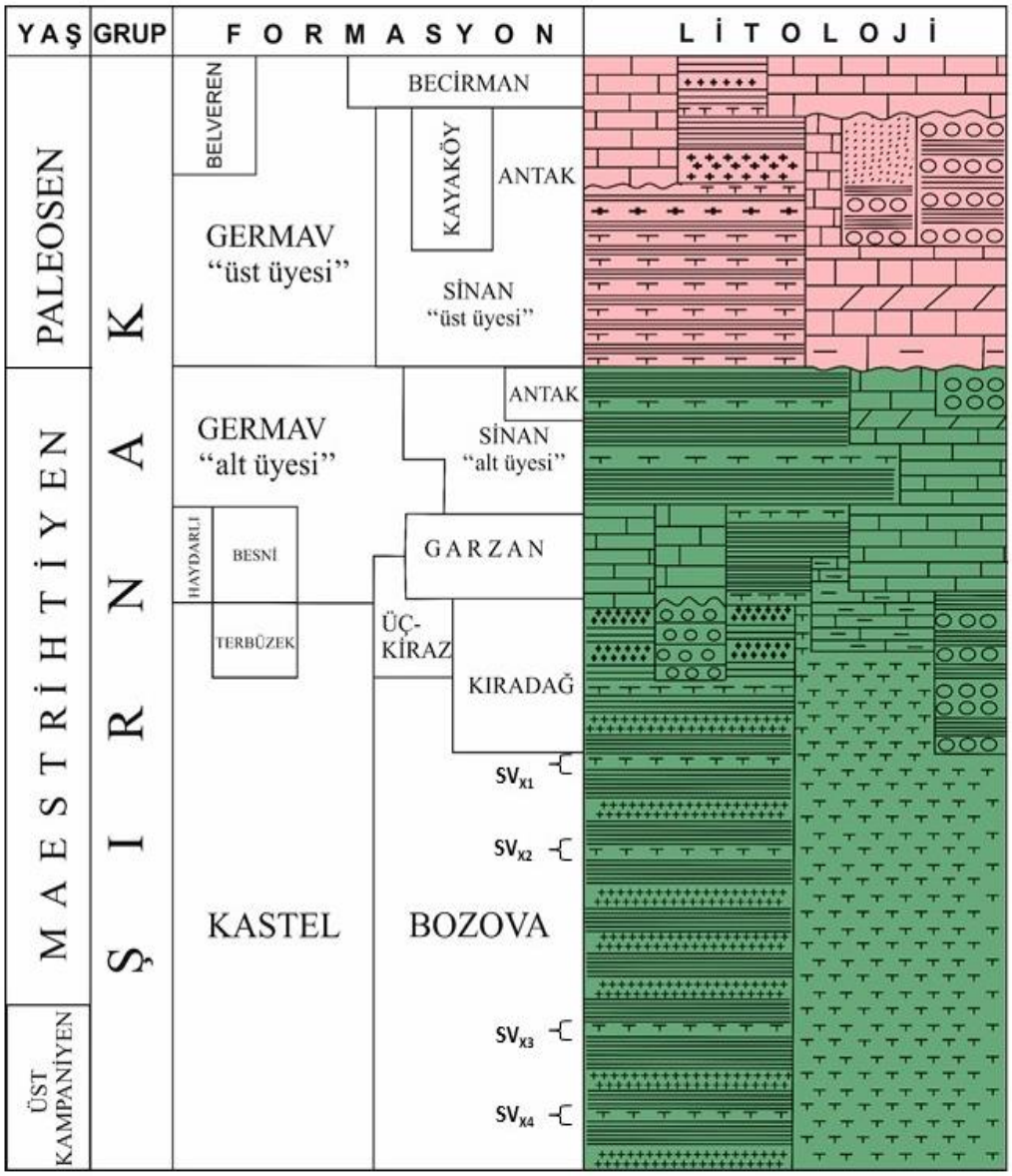
Tayin edilen fosil içeriğine göre, Sayındere Formasyonu'nda Planktik foraminiferlerden: *Globotruncana arca, G. bulloides, Gueblerina* sp. ile Bentik foraminiferlerden: *Bolivina* sp., *Textularia* sp., *Anomalinidae* tanımlanmış olup, bu fosil kapsamına göre birimin çökelim yaşının Geç Kampaniyen olduğu belirlenmiştir (Güven ve ark., 1991; Çoruh, 1991). Litolojik özellikleri ve fosil içeriğine göre Sayındere Formasyonu'nun derin deniz ortamında çökeldiği belirtilmektedir (Güven ve ark., 1991).

Şırnak Grubu (Ktş)

Şırnak ili dolayında yaygın mostraları bulunan, yeraltında da birimleri kesilen Şırnak Grubu, Geç Kampaniyen-Paleosen zaman aralığında çökelen Kastel, Bozova, Terbüzek, Besni, Haydarlı, Kıradağ, Garzan, Germav, Üç Kiraz, Sinan, Antak, Kayaköy, Belveren ve Becirman formasyonlarını kapsamaktadır (Şekil 4.13; Perinçek ve ark., 1991). Grup içerisinde bulunan birimler karasal-geçiş-sığ/denizel havza ortamlarında çökelmiştir (Güven ve ark., 1991; Çoruh,1991; Perinçek ve ark., 1991).

Şırnak Grubu içerisinde önemli stratigrafik bir konumu ifade etmesi nedeniyle; tez çalışma sahamızda petrol üretilen Sayındere Formasyonu'na litolojik benzerlik sunan Bozova Formasyonundaki killi ve kesif marn litolojisi içerisindeki çatlaklarda da petrol üretilebilir seviyeler olması muhtemeldir. Bozova formasyonu için çatlaklı rezervuar modellemesi çalışması yapılırken marn litolojisi tek tek şekil 4.13'de örneklendiği gibi ayırtlanıp her bir seviye (SV_{X1}, SV_{X2}, SV_{X3} , SV_{X4}) için XRMI loğundan elde edilecek verilerle eşik enerji stresi analizi yapılaması mümkündür. Bozova Formasyonu içerisindeki rezervuar özellik gösteren marn litolojisi 4 farklı seviyede gösterilmiştir (Şekil 4.13). Dolayısıyla buradaki çatlakların rezervuar analizi ve modeli'nin

yapılması petrol aramacılığı açısından yararlı olabilecektir. Bu konu buradaki tez konusunun kapsamı dışında olmakla beraber ileride sıkı ve kesif rezervuar niteliği sunan Bozova Formasyonu için bir çatlaklı rezervuar çalışması yürütülebilmesi amacıyla model oluşturabilecektir.



Şekil 4.13. Şırnak Grubu'nun genelleştirilmiş stratigrafi kesiti (Güven ve ark.,1991)'den değiştirilerek yeniden çizilmiştir.

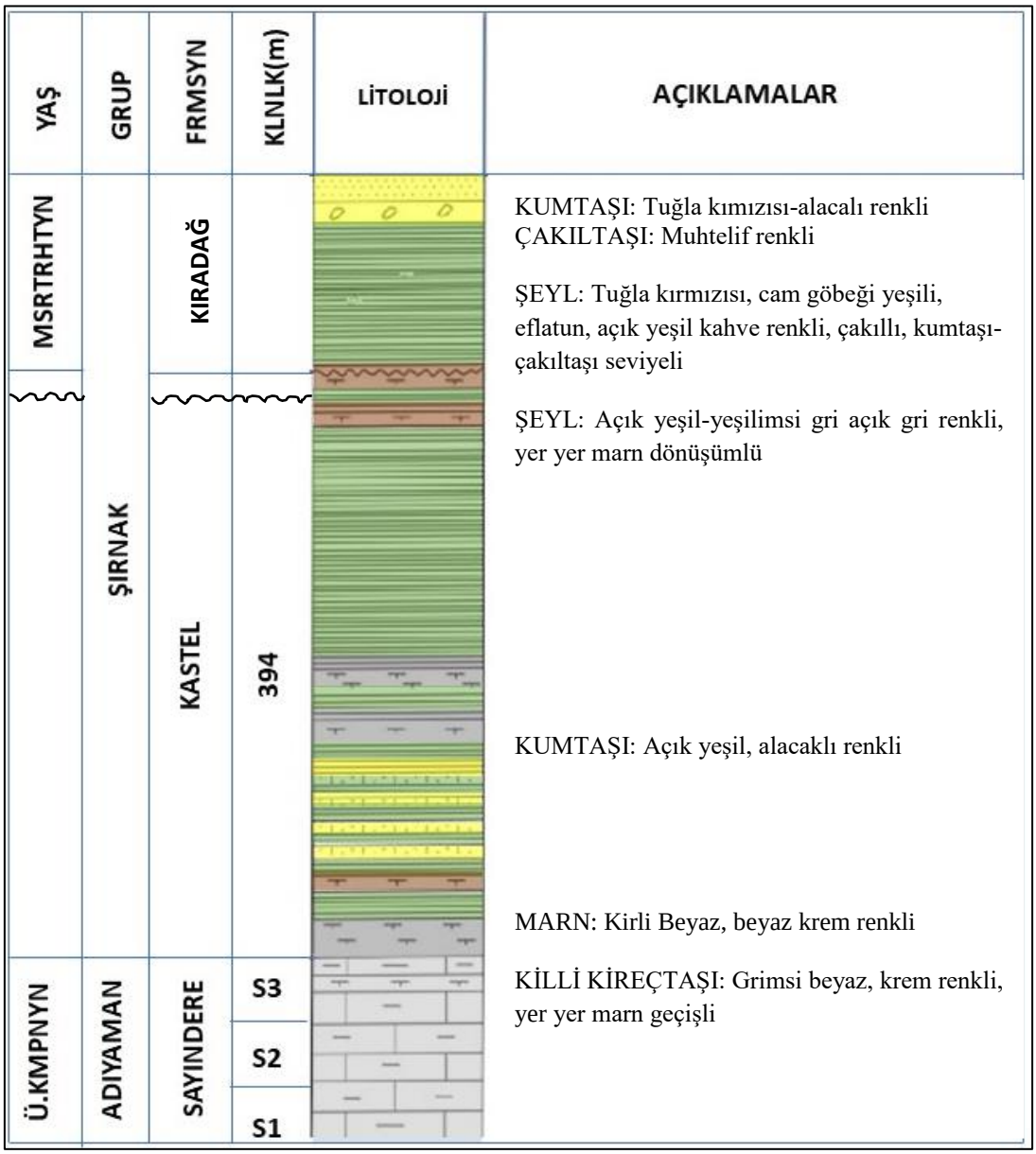
Kastel Formasyonu (Kşka)

Kastel Formasyonu Şırnak Grubu'nun tabanında yer alan en yaşlı birim olup, tip kesit yeri Diyarbakır'daki Kastel sahası kuyularının yer aldığı bölgedir. İlk kez Esso (1959) tarafından Kastel-1 kuyusunda Esso petrol şirketi tarafından hazırlanan Kastel-1 kuyusunun kuyu kompozit logunda "Kastel" terimi kullanılmış olup, Tuna (1973)'de ilk kez Esso (1959) tarafından Kastel-1 kuyusunda kullandığı Kastel tanımı için "Kastel Formasyonu" ismini kullanmıştır. Tuna (1973) Kastel-1 kuyusunda kesilen muhtemelen 1940-2240 metreler arasındaki seviyenin Kastel

Formasyonu olduğunu belirtmiş, ancak, kuyu kompozit logunda bu seviyeyi Germav Formasyonu olarak ifade etmiştir. Stratum (1963) yapmış olduğu bölgesel korelasyon çizelgesinde "Kastel Shale", Koaster (1963) ise, "Kastel formation" adlarını isim olarak kullanmışlardır. Birim, son olarak Perinçek (1978) ile Kastel Formasyonu adı ile günümüz mevcut stratigrafik adını kazanmıştır.

Kastel Formasyonu; Adıyaman ili, Kâhta-Gerger ilçeleri arasında, Çelikhan ilçesi dolayında, Adıyaman-Gölbaşı arasında mostra vermekte olup, başlıca marn, kumtaşı ve şeyl litolojilerinin ardalanmasından oluşmaktadır (Ketin, 1964; Sungurlu, 1973 ve 1974; Tuna, 1973; Erdoğan, 1975; Yalçın, 1978; Günay, 1984; Thomas ve ark.,1986; Yoldemir, 1987; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Perinçek, 1989 ve 1990; Günay, 1990). Kastel Formasyonu Diyarbakır'daki Kastel-2 kuyusunda, tabanda marnlarla başlamakta üste doğru kumtaşı ve şeyl ardalanması ile devam etmekte ve en üst seviyede marn-şeyl ardalanması ile son bulmaktadır (Şekil 4.14.). Kastel Formasyonu'nun şeyl, marn, kumtaşı litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında gözlenmiştir. Birim, Gaziantep ili doğusundan Hakkâri iline kadar bir yay şeklinde uzanan alloktonların cephesine paralel olarak yayılım sunmaktadır (Güven ve ark., 1991). Sayındere Formasyonu ile Kastel Formasyonu'nun taban dokanağı her yerde geçişlidir. Ancak, birimin bulunduğu konuma göre havzanın kuzey tarafında allokton kütlelerce üzerlendiği alanlarda tektonik dokanaklıdır. Bununla beraber havzanın güney kısmında alloktonların üzeri ile öneyinde yer alan Kastel Formasyonu, Terbüzek Formasyonu ile geçişlidir. Benzer şekilde Germav Formasyonu ile yayılım alanının güney sınırlarına yakın kısımlarında da geçişli bir dokanağa sahiptir.

Kastel Formasyonu Şırnak Grubu içerisinde otokton bir birim olup, bölgeye allokton olarak yerleşen Karadut Formasyonu ile tektonik dokanaklıdır (Fotoğraf 4.13). Kastel Formasyonu, allokton birimlerin bölgeye yerleşmesi esnasında bunların aşınmasından türeyen klastik malzemenin yine bölgedeki ön-çukura dolması ile gelişmiş bir birimdir. Kastel Formasyonu çökellerini günümüzde alloktonların ön cephesinde olduğu kadar altında ve üstünde de görmek mümkündür. Çünkü Kastel Formasyonu'nun ilk kez oluşan parçası, tarihsel jeoloji içerisinde ilerleyen ya da çekim kaymaları ile beraber aynı çukurdaki allokton kütlelerin altında kaldığı rapor edilmektedir (Rigo de Righi ve Cortesini, 1964; Sungurlu, 1974; Fotoğraf 4.13). Sayındere Formasyonu'nu uyumlu olarak üzerleyen Kastel Formasyonu içerisindeki kumtaşı biriminde (Şekil 4.14) gelişen çatlak sistemi de benzer şekilde çalışılması gereken farklı bir tez konusu olarak düşünülebilir. Ancak, Tut ilçesi ve civarında yapılan arazi çalışmasında Kastel Formasyonu'nun yüzeylendiği yerlerdeki bazı çatlaklarının doğrultu ve eğim değerleri ölçümüş-fotoğraflanmış olup, bu değerler ile birlikte fotoğrafların koordinat bilgileri Ek 2 ile Ek 3'de verilmiştir.



Şekil 4.14. Kastel Formasyonu'nun stratigrafik tip kesiti (TPAO arşivinden, 1989-1990'dan yararlanılarak ve değiştirilerek hazırlanmış, Kastel-2 kuyusu bilgileri kullanılmıştır). Şekil üzerinde Sayındere Formasyonu'na ait fasiyesler de ayrıca gösterilmişlerdir.

Fotoğraf 4.13. Silisifiye şeyl litolojili Senomaniyen Alt Türoniyen yaşlı Karadut Formasyonu ile şeyl-kumtaşı litolojili Geç Kampaniyen-Orta Maastrihtiyen yaşlı Kastel Formasyonu arasındaki tektonik dokanak ilişkisi.

Adıyaman'ın 35 km batısında tuğla kırmızısı-yeşilimsi silisifiye şeyl, eflatun, açık yeşil kahve renkli, çakıllı, kumtaşı-çakıltaşı seviyeleri Besni Antiklinali civarında Kastel Formasyonu üzerinde tektonik dokanaklıdır (Fotoğraf 4.13). Kastel Formasyonu, Adıyaman ili Gölbaşı-Besni ilçeleri arasında, Çelikhan ilçesi dolayında allokton birimler altında, Gerger yükseliminde, allokton birimler (Karadut ve Koçali Karmaşığı) üzerinde Adıyaman ili Gölbaşı ilçesinin güney-güneydoğusunda, Sayındere-İnişdere arasında, Kâhta ilçesi Karadut köyü civarında bulunmaktadır (Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ve 1974; Yalçın, 1978; Baştuğ, 1980; Perinçek ve Özkaya, 1981; Günay, 1984; Yoldemir, 1987; Güven ve ark., 1988; Perinçek, 1989 ve 1990; Önalan, 1989-1990). Adıyaman ili ve civarlarındaki Karadut köyü/Kahta ilçesi çevresinde, Adıyaman ile Besni antiklinallerinin kuzeyinde Terbüzek Formasyonu; Gölbaşı ilçesi/Adıyaman ili güneydoğusundaki bölgelerde Belveren Formasyonu; Besni antiklinalinin güney tarafında Besni Formasyonu (Yalçın, 1978; Yoldemir, 1987; Güven ve ark., 1988) Kastel Formasyonu üzerine uyumsuz olarak gelen birimlerdir. Bozova formasyonu, Besni-Piyanko-Hamuk hattının güneyinde geçmektedir (Yalçın, 1978; Güven ve ark., 1988). Kastel Formasyonu, doğu-batı yönünde Miyosen sürüklenim cephesi boyunca uzanmaktadır. Aynı birim, yeraltında Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin kuzey alanlarında da görüldüğü belirtilmektedir (Eren ve Sarı, 1984).

Kastel Formasyonu'ndan alınan örneklerdeki fosil tanımlamalarına göre birime Geç Kampaniyen-Orta Maastrihtiyen yaşı verilmiştir (Çoruh, 1991; Güven ve ark., 1991). Tanımlanan fosil grupları:

Planktik foraminiferler: Globotruncana arca, Hedbergella sp., Ventilabrella sp.,

Bentonik foraminiferler: Cibicides sp., Loftusia morgani, Orbitoides sp.,

Kastel Formasyonu'nun denizaltı yamacı / öneyi - derin deniz ortamında çökeldiği belirtilmektedir (Güven ve ark., 1991).

Terbüzek Formasyonu (Kşt)

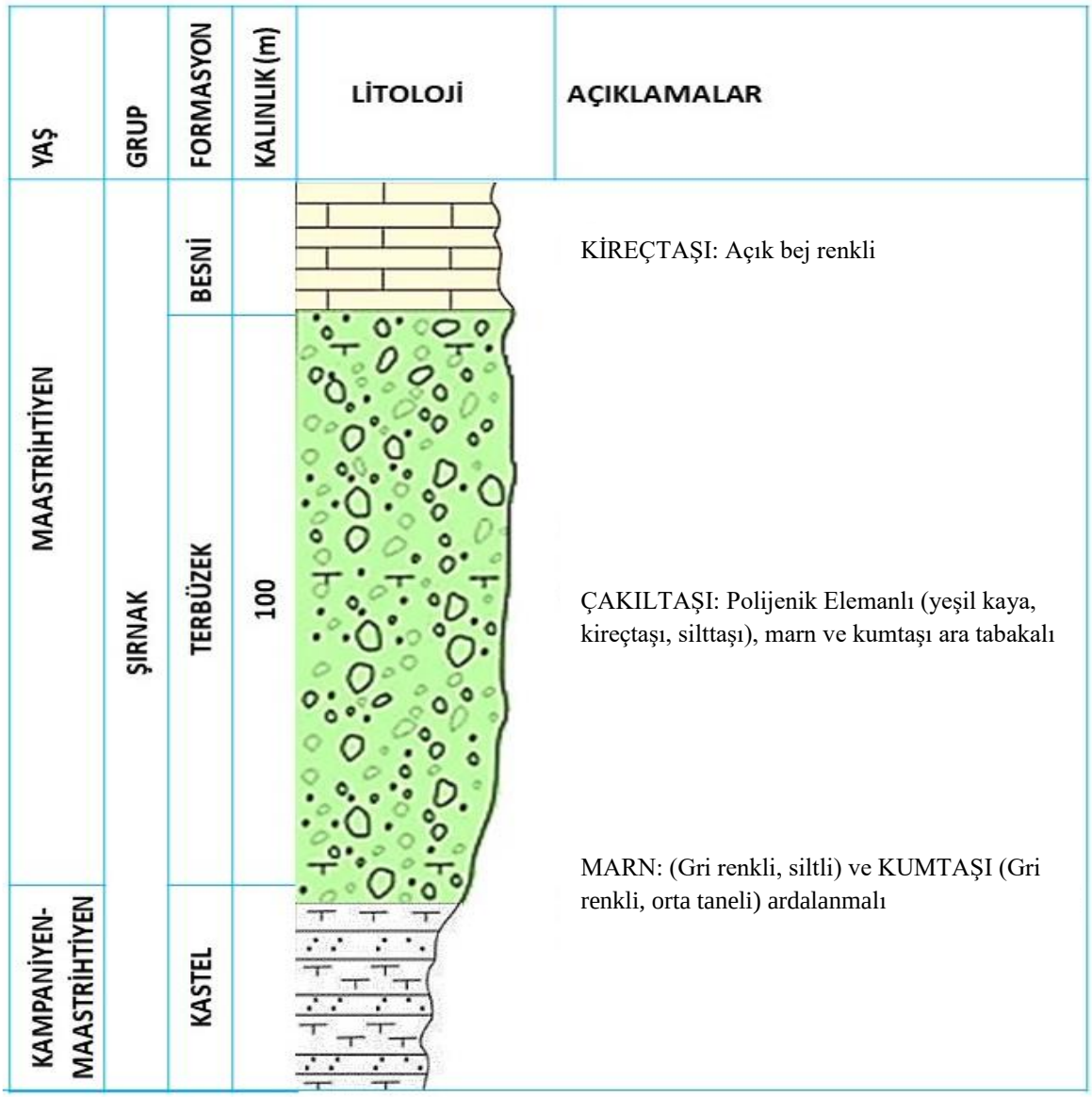
Birimin tip kesit yeri Gölbaşı-Adıyaman karayolunun 26. kilometresinde ve yolun hemen güneyinde bulunan Terbüzek (Çürükkaya-Taşlıyazı) köyüdür. Terbüzek yüzey kesitini revize ederek "Upper part of Kermav group" içinde "Terbüzek red beds" ismini ilk olarak kullanan araştırmacılar Periam ve Krummenacher (1958) ve Gossage (1959) olmuştur. Penbeğli-Tutköy sahasında yapmış olduğu çalışmada Bryant (1960) birimi formasyon aşamasına çıkartarak "Terbüzek Formasyonu" olarak yeniden tanımlayarak adlandırmıştır. Adıyaman ili Besni ilçesi Terbüzek köyü civarında Periam ve Krummenacher (1958) tarafından ölçülen ve Gossage (1959) tarafından da revize edilen Terbüzek yüzey kesiti, Terbüzek Formasyonu'nun tip kesitinin bulunduğu yerdir (Fotoğraf 4.14).

Terbüzek Formasyonu, Güney Doğu Anadolu'daki diğer sedimanter birimlerden özellikle bir taban çakıltaşı karakteri taşımasıyla da dikkat çekmektedir. Terbüzek Köyü/Adıyaman'ın 35 km batısı dolaylarında Terbüzek Formasyonu'na ait polijenik elemanlı çakıltaşları, Terbüzek Ölçülü kesitinde toplam 100 metre kalınlıkta ölçülmüştür (Şekil 4.20). Terbüzek Formasyonu, Güven ve ark., (1988)'na göre Kastel Formasyonu üzerine keskin-erozyonal (?) bir tabanla gelirken bazı yerlerde de, Besni Formasyonu Kastel Formasyonu üzerinde keskin bir dokanakla yer almaktadır.

Fotoğraf 4.14. Terbüzek köyü girişinde başlıca resifal kireçtaşları ile temsil edilen Üst Maastrihtiyen yaşlı Besni Formasyonu ile başlıca kumtaşı ve çakıltaşından oluşan Maastrihtiyen yaşlı Terbüzek Formasyonu arasındaki diskordanslı dokanak ilişkisi.

Fotoğraf 4.14'de gösterilen fotoğrafın konumu Terbüzek Köyü, Adıyaman ilindedir. Terbüzek Köyü / Adıyaman'ın 35 km batısı dolayları. Terbüzek Formasyonu polijenik elemanlı çakıl taşları, Terbüzek, ÖSK'de, toplam 100 metre kalınlıkta ölçülmüştür (Şekil 4.20).

Terbüzek Formasyonu, Germav Formasyonu'nun üst dokanağı gibi Artan antiklinalinin çekirdeğinde, Çelikhan-Sincik-Koçali dolaylarında allokton birimler (Koçali veya Karadut Karmaşığı) üzerinde, Sermikanın güneyinde, Nemrut dağının kuzeyinde, Gölbaşı ilçesi ve Eski Kahta dolaylarında, Karadut köyü civarında, Alidamı yöresinde, Kahta ilçesi kuzeydoğusunda, Adıyaman ili yakın kuzeyindeki Toybelen ve batısındaki Taşlıyazı köyü dolayında diskordan olarak yer almaktadır (Perinçek, 1979; Günay, 1984; Meriç ve ark., 1987; Güven ve ark., 1988; Çoruh, 1991; Sarıdaş, 1991; Özer, 1992). Terbüzek Formasyonu'nun üst dokanağı ise Germav Formasyonu ile uyumludur (Günay, 1984; Meriç ve ark., 1987; Güven ve ark., 1988; Sarıdaş, 1991; Özer, 1992). Adıyaman ili Taşlıyazı köyü dolaylarında, Kahta ilçesi Karadut köyü civarında Besni Formasyonu, Terbüzek Formasyonu üzerinde uyumsuz olarak yer almaktadır (Sungurlu, 1974; Güven ve ark., 1988; Çoruh, 1991).



Şekil 4.15. Terbüzek Formasyonu'nun ölçülü stratigrafik tip kesiti (Terbüzek ÖSK; Gossage 1959'dan alıntılanarak çizilmiştir).

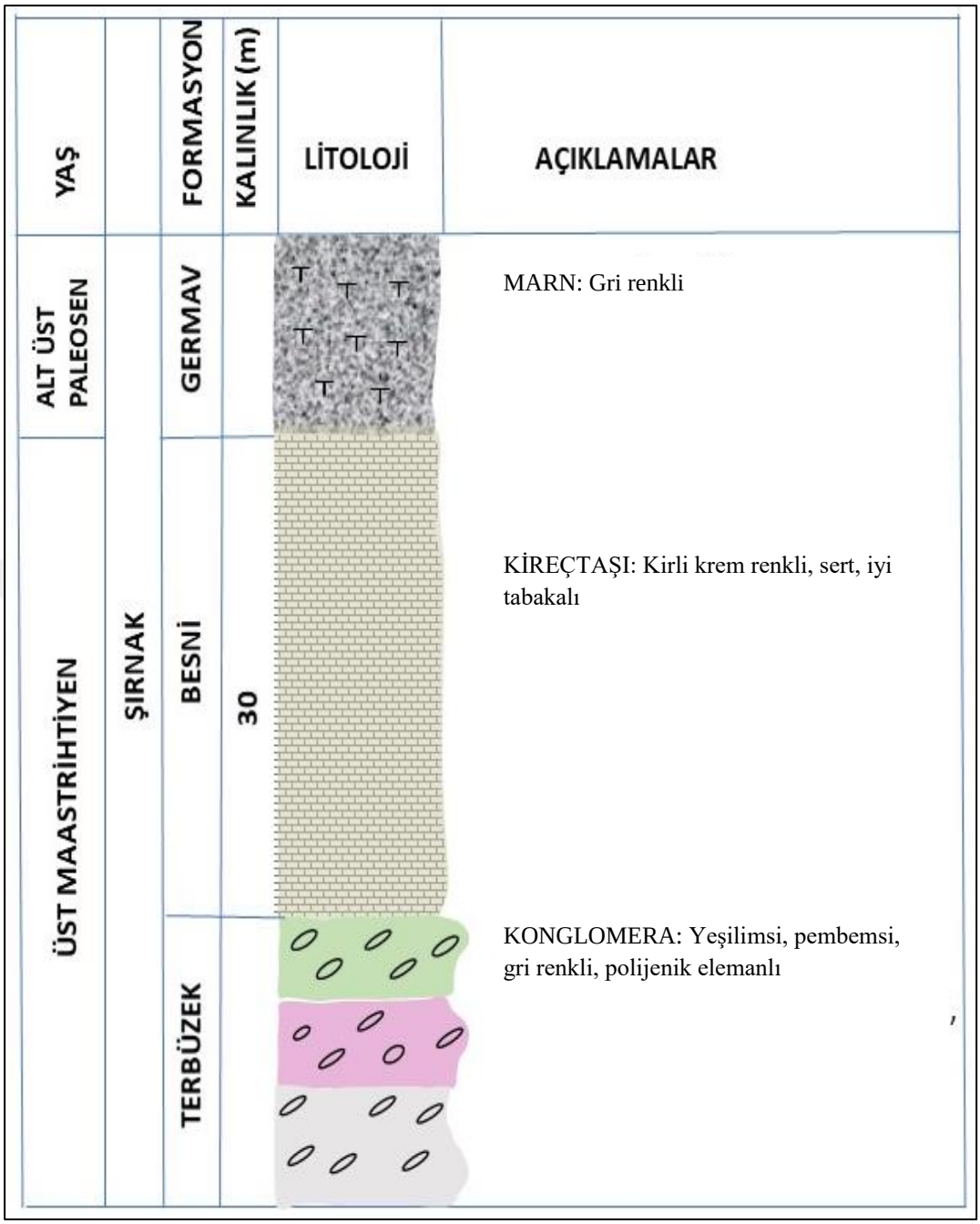
Terbüzek Formasyonu'nun mostra verdiği alanlarda egemen litolojisi sarı, gri, bordo, kırmızı renkli, kötü derecelenmeli, çok kötü-kötü- orta boylanmalı, yarı köşeli-yarı yuvarlak, polijenik elemanlı, dağılgan-dayanımlı, killi, çok kalın kalın tabakalı, çakıl taşlarından oluşmakta olup, çakıl taşları büyük ölçekli çapraz yer yer kama ve merceksel tabakalanmalıdır. Türbiditik karakterli kireçli şeyl arabantları çakıl taşları ve kumtaşı içerisinde bulunmaktadır (Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ve 1974; Yalçın 1977 ve 1978; Perinçek, 1979; Günay, 1984; Günay ve Sarıdaş, 1984; Meriç ve ark., 1985; Thomas ve ark., 1986; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Çoruh, 1991; Sarıdaş, 1991). Terbüzek Formasyonu'nun Çakıltaşı, kumtaşı, marn litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında gözlenmiştir.

Terbüzek Formasyonu'nun yaşı Erken-Orta Maastrihtiyen olarak belirtilmiştir (Güven ve ark., 1991). Terbüzek Formasyonu karasal kökenli olup içerisinde kayda değer herhangi bir fosil bulgusu görülmemiş olup, oluşum yaş konağı stratigrafik konumuna göre belirlenmiştir (Güven ve ark., 1991). Birimin yelpaze-akarsu-kıyı ovası-kıyı yakını ortamlarında çökeldiği rapor edilmektedir (Güven ve ark., 1991)

Besni Formasyonu (Kşbe)

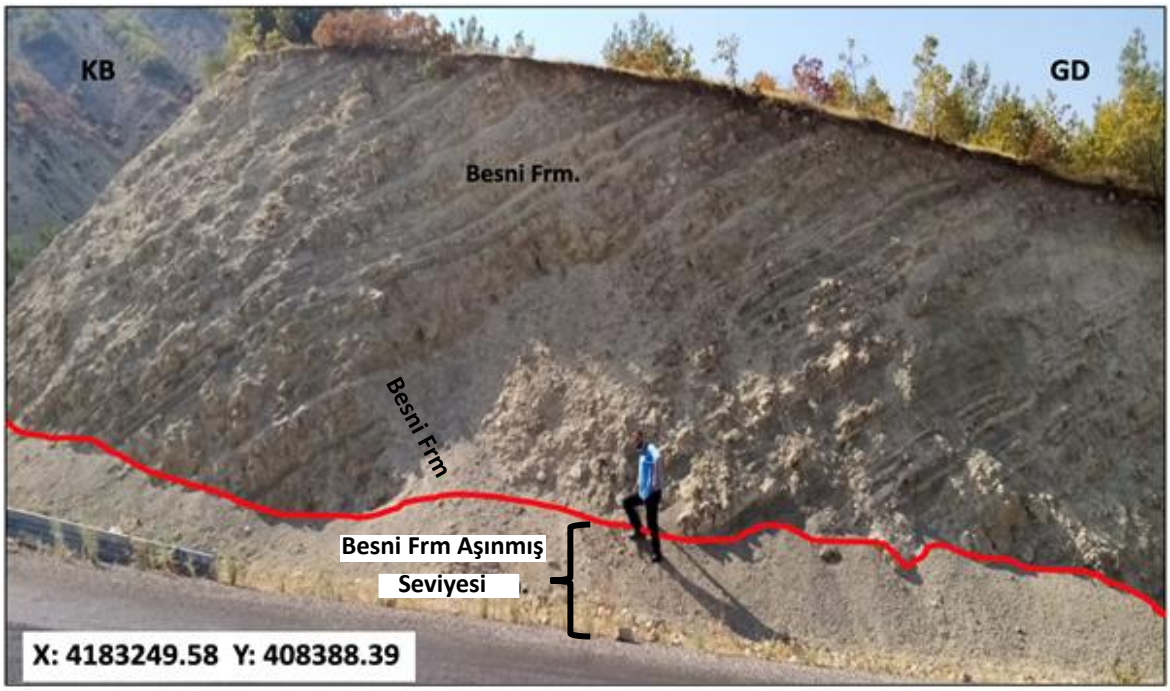
Besni Formasyonu Şırnak Grubu'nun bir birimi olup, Adıyaman ili Besni ilçesi yakın civarındaki Terbüzek köyünün hemen kuzeyinde tip kesit yeri bulunmaktadır. Adıyaman ili Besni ilçesi civarında yüzeyleyen Paleosen yaşlı kireçtaşı litolojisi için ilk olarak "Besni limestone formation" adı Periam ve Krummenacher (1958) tarafından kullanılmıştır. Söz konusu adlama, günümüzdeki Becirman formasyonu eşleniği olacak şekilde kullanılmıştır. Bryant (1960) ilk kez, Besni antiklinalinde Harrison (1955) tarafından "Maastrichtian limestone" olarak tariflenen kireçtaşlarını "Besni limestone" olarak günümüzdeki şekliyle değerlendirmiştir.

Besni Ölçülü Stratigrafik Kesitinde Besni Formasyonu kirli krem renkli, sert, iyi tabakalı, erime boşluklu, fosilli kireçtaşlarından oluşmaktadır (Şekil 4.16). Saltık ve Saka (1971) tarafından ölçülen kesitte, Besni Formasyonu'nun taban dokanağı Terbüzek, tavan dokanağı ise Germav Formasyonu ile uyumludur. Tuna (1973)'ya göre ise taban ve tavan dokanaklarının tedrici geçişle olduğu ifade edilmektedir (Şekil 4.16). Güven ve ark., (1988)'na göre de Terbüzek Formasyonu üzerine keskin dokanakla gelen Besni Formasyonu üzerindeki Germav Formasyonu geçişli olarak yer almaktadır (Fotoğraf 4.15).



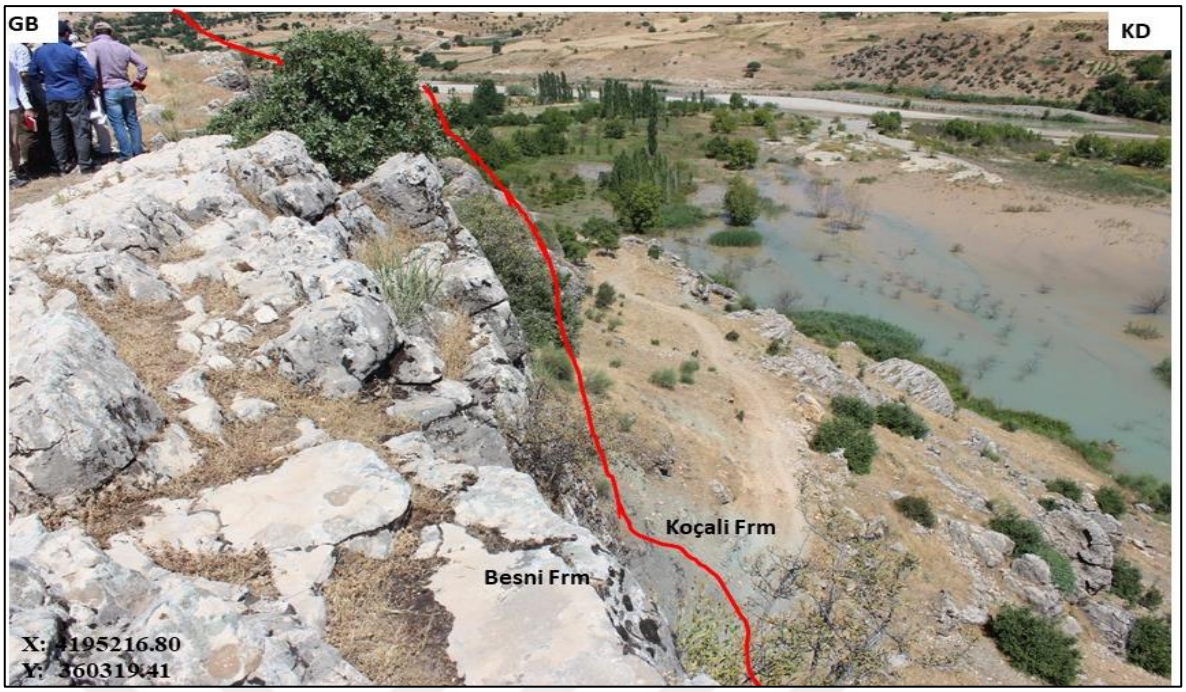
Şekil 4.16. Besni Formasyonu'nun ölçülü stratigrafik kesiti (Besni ÖSK; Saka ve Saltık 1971'den alıntılanarak yeniden çizilmiştir).

Besni Formasyonu Adıyaman ilinin batısında, Besni antiklinalinde, Göksu vadisinde, Penbeğli-Tut hattının güneyinde, Adıyaman antiklinalinin kuzey kanadında, Hacıvert-Sermikan uzanımında, Kâhta ilçesi karadut köyü güneyinde, Gerger yükseliminde Terbüzek Formasyonu, Adıyaman ili Gölbaşı ilçesi dolaylarında ve Adıyaman ili kuzeyinde allokton birimler (Koçali veya Karadut Karmaşığı) ile tektonik dokanaklıdır (Fotoğraf 4.16, 4.17).



Fotoğraf 4.15. Maastrihtiyen yaşlı kireçtaşı litolojili Besni Formasyonu, aşınmamış ve erozyona uğramış kısımları ile beraber

Fotoğraf 4.16. Adıyaman İl Merkezinin 71 km kuzeybatısındaki Göksu çayı kenarında (Kömür İlçesi) Üst Jura-Alt Kretase yaşlı Koçali Karmaşığı ile başlıca resifal kireçtaşından oluşan Üst Maastrihtiyen yaşlı Besni Formasyonu arasındaki tektonik dokanak ilişkisi (Ayyıldız, 2015).



Fotoğraf 4.17. Göksu çayı civarında (Kömür İlçesi /Adıyaman) Koçali Karmaşığı ile Besni Formasyonu arasındaki tektonik dokanak ilişkisi (Ayyıldız, 2015)

Adıyaman Besni Formasyonu'nun Kastel Formasyonu ile olan uyumsuz dokanak ilişkisi Adıyaman İl Merkezi ve civarındaki; Gerger yükselimi güneyi, Besni antiklinali güney kanadında, Gölbaşı ilçesinin doğusundaki Sayındere vadisinde görülmektedir (Çoruh, 1991; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Erdoğan, 1975; Sungurlu, 1974; Tuna, 1973; İlker, 1972). Birimin Nemrut dağı kuzeybatısındaki, taban dokanağı Terbüzek Formasyonu ile uyumludur (Meriç, 1978; Yalçın, 1978; Günay, 1984; Sarıdaş, 1991).

Tavan dokanağın ise Adıyaman ili, Sincik ve Koçali dolayları ile Çelikhan-Gölbaşı civaralarında geç Maastrihtiyen-Alt Paleosen yaşlı Germav Formasyonu tarafından uyumlu olarak üzerlenmektedir (Özer, 1992; Çoruh, 1991; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Günay, 1984; Perinçek, 1979; Yalçın, 1978; Meriç, 1978; Tuna, 1973; İlker, 1972).

Besni Formasyonu tabanda birkaç metre kalınlıkta muhtemelen tabanındaki Terbüzek Formasyonu'ndan türeyen sarımsı saydam renkli kumtaşı, yumuşak dokulu altere olmuş kumtaşı ile birlikte açık bej renkli, ofiyolit kumları, çakılları ve kireçtaşı parçacıklarını kapsamaktadır (Sarıdaş, 1991; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Meriç ve ark., 1987; Günay, 1984; Yalçın, 1978; Meriç, 1978; Erdoğan, 1975; Çoruh, 1991; Sungurlu, 1973 ve 1974; İlker, 1972; Bolgi, 1964). Alt ve ortseviyelerde kavkı parçaları ile birlikte iri boy bentik foraminiferi kapsayan kireçtaşları bulunmaktadır. İstifin üst seviyelerine doğru dereceli olarak kireçtaşlarına geçmektedir. Yukarı seviyelerdeki kireçtaşı: gri, kirli beyaz, sarı renkli; sertçe-sert, bol miktarda iri bentik foramlı (Loftusia), mercan ve alg kavkı parçalı, rudistli, mollusklu, orta kalın tabakalı tane kireçtaşı dokusuna sahiptir (Güven ve ark., 1988 ve 1991). Besni Formasyonu'nun kireçtaşı litolojisi sondaj

sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında gözlenmiştir.

Birimde tanımlanan fosil topluluğuna göre Orta-Geç Maastrihtiyen yaşı verilmiştir (Güven ve ark., 1988 ve 1991; Tuna 1973; Saltık ve Saka 1971; Bryant, 1960). Besni Formasyonu'nda tanımlanan fosil türleri aşağıdaki şekildedir:

Planktik foraminiferler: Heterohelix sp., Hedbergella sp., Hedbergella sp., Globotruncana sp., Bentonik foraminiferler: Siderolites sp., Orbitoides sp., Loftusia sp.

Besni Formasyonu'nun litolojik ve paleontolojik verileri değerlendirilerek çökelme ortamının düşük su seviyeli veya sığ denizel bir çökelim ortamı olduğu rapor edilmiştir (Bryant, 1960; Güven ve ark., 1988 ve 1991).

Germav Formasyonu (KTşg)

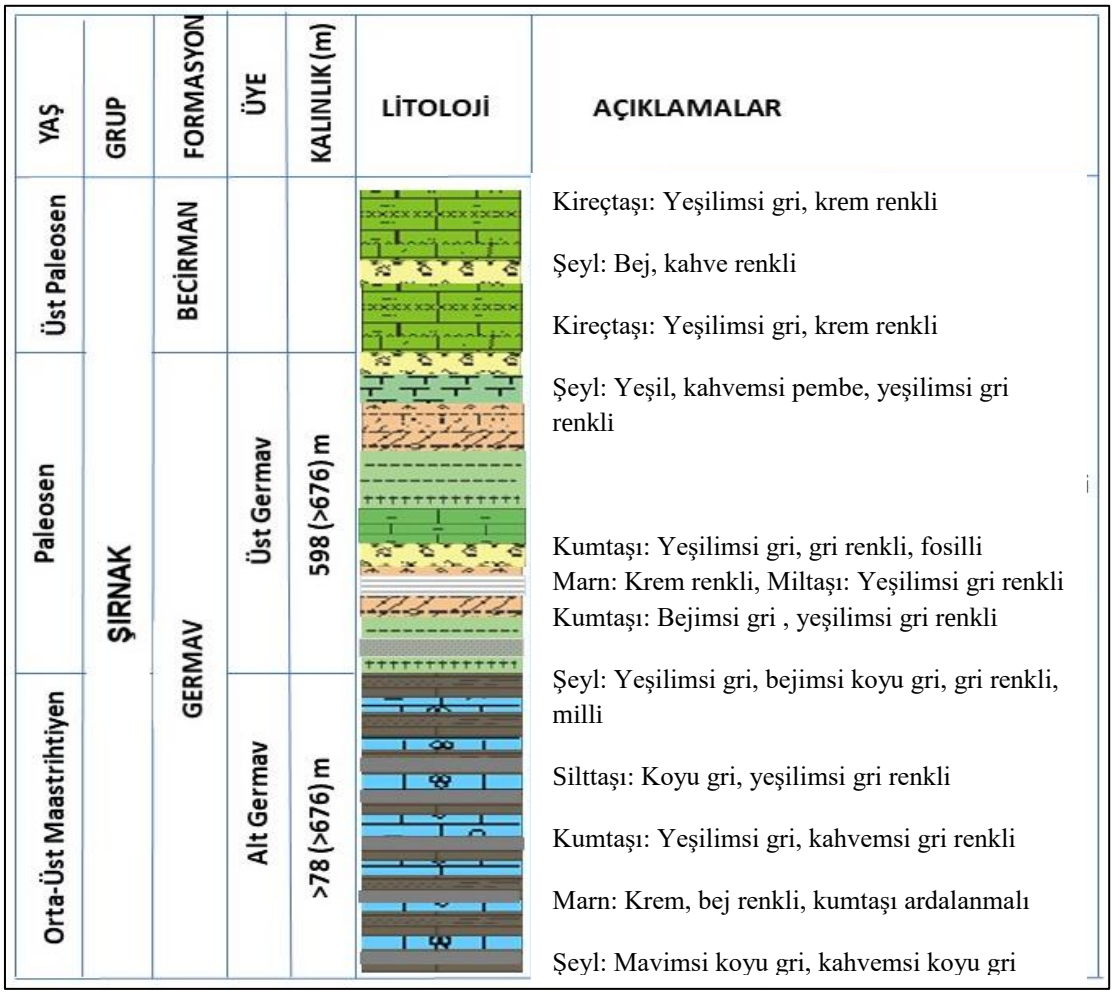
Birim, Germav köyü (Batman) yakınlarındaki Hermis antiklinalinde "Kermav formation" (Germav Formasyonu) olarak İlk kez Maxson (1936) tarafından tanımlanmış ve adlandırılmıştır. Foley (1937) Germav baseninde yaptığı ayrıntılı çalışma ile birimin ilk olarak kendisi tarafından isimlendirdiğini belirtmektedir. Ancak, Helberg (1976)'in "Maxson'un Stratigrafi kuralları" adlı eserinde Hermis baseninde yaptığı çalışmayla ilgili olarak Maxon'un Foley'in eserinden bir yıl önce yazmış olduğu raporda "Germav" adını kullandığını belirtmektedir. Sonuç olarak, Germav Formasyonu'nun tanımlayıcısı olarak Maxson'un, tip lokalitesi olaraktan Hermis baseninin kabul edilmesinin uygun olacağı yerbilimciler arasında genel kabul görmektedir (Duran, 1997).

Batman İlinin Gercüş ilçesinin Germav köyünde tip lokalitesi bulunan Germav Formasyonu, Şırnak Grubu içerisinde yer almaktadır. Germav Formasyonu'nun mostraları, Gercüş İlçe Merkezi (Batman)'nin yaklaşık olarak 40 km kadar doğusunda bulunmaktadır. Germav Formasyonu Güneydoğu Anadolu'da gayri resmi ve literatür referanslı olmayan geleneksel bir tanımla "Germav formasyonu alt üyesi" ve "Germav formasyonu üst üyesi" olmak üzere iki ayrı üye adıyla anılmaktadır. Germav Formasyonun Maastrihtiyen yaşlı olan alt kesimi "Germav formasyonu alt üyesi" adıyla Paleosen yaşlı üst kesimi ise kesimi ise; "Germav Formasyonu üst üyesi" olarak adlandırılmıştır (Duran, 1997).

Germav Formasyonu; Adıyaman ilinin batısı ve kuzeydoğusundaki bazı alanlarda, Çelikhan-Sincik-Koçali dolaylarında, Kahta ilçesi Karadut köyünün yakın civarında Besni Formasyonu üzerinde uyumludur (Bolgi ve Sezgin, 1960; Bolgi, 1961; Tolun ve ark. 1962; Tuna, 1973; Yalçın, 1978; Perinçek, 1979 ve 1990; Açıkbaş ve ark., 1981; Günay, 1984; Meriç ve ark., 1987; Güven ve ark., 1988; Çoruh, 1991).

Germav Formasyonu'nun, tip lokalitesi sınırlarında ölçülen kesitinde 676 metre kalınlığı mevcuttur (Bolgi ve Sezgin, 1960; Şekil 4.17). Germav Formasyonu; Adıyaman ilinin batısı ve kuzeydoğusundaki bazı alanlarda, Çelikhan-Sincik-Koçali dolaylarında, Kahta ilçesi Karadut köyünün yakın civarında Besni Formasyonu üzerinde uyumludur (Bolgi ve Sezgin, 1960; Bolgi,

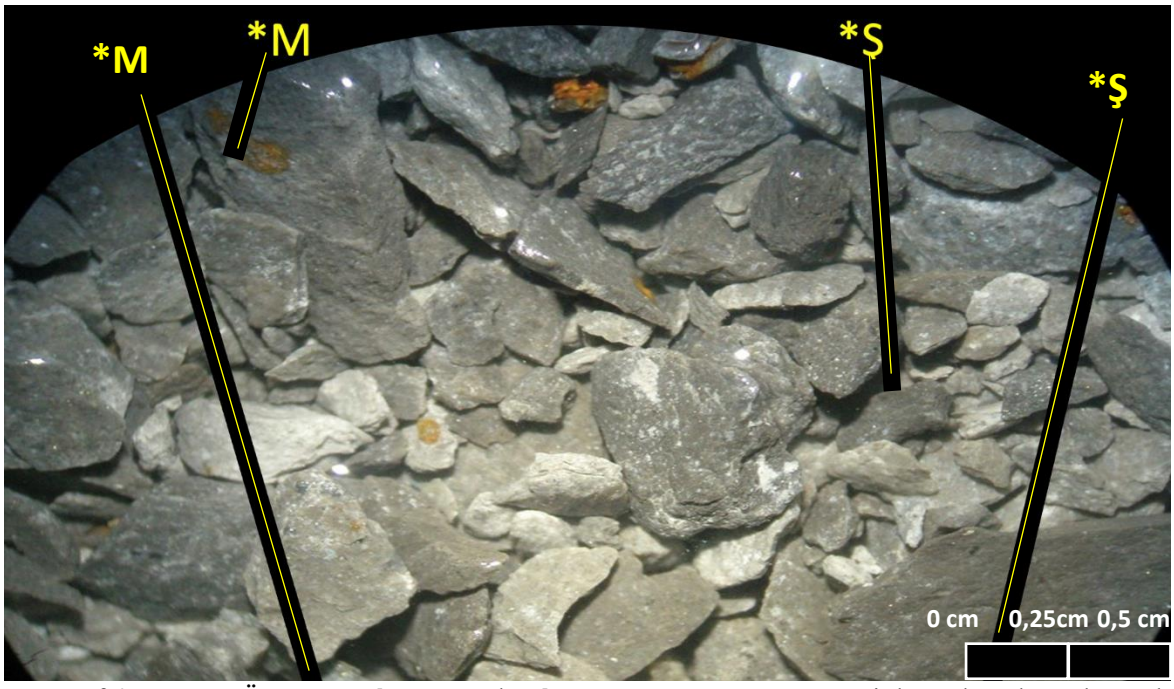
1961; Tolun ve ark. 1962; Tuna, 1973; Yalçın, 1978; Perinçek, 1979 ve 1990; Açıkbaş ve ark., 1981; Günay, 1984; Meriç ve ark., 1987; Güven ve ark., 1988; Çoruh, 1991); Germav Formasyonu'nun Besni Formasyonu ile uyumlu dokanak ilişkisinin yüzeydeki görüntüsü Fotoğraf 4.18'de, Alt Germav Formasyonu'nun kırıntılı tabak numunesi görünümü Fotoğraf 4.19'da Üst Germav kırıntılı tabak numunesinin görünümü Fotoğraf 4.20'dedir. Üst Germav Formasyonu'nda Alt Germav Formasyonu'na oranla daha yoğun pirit olduğu bilinmektedir.



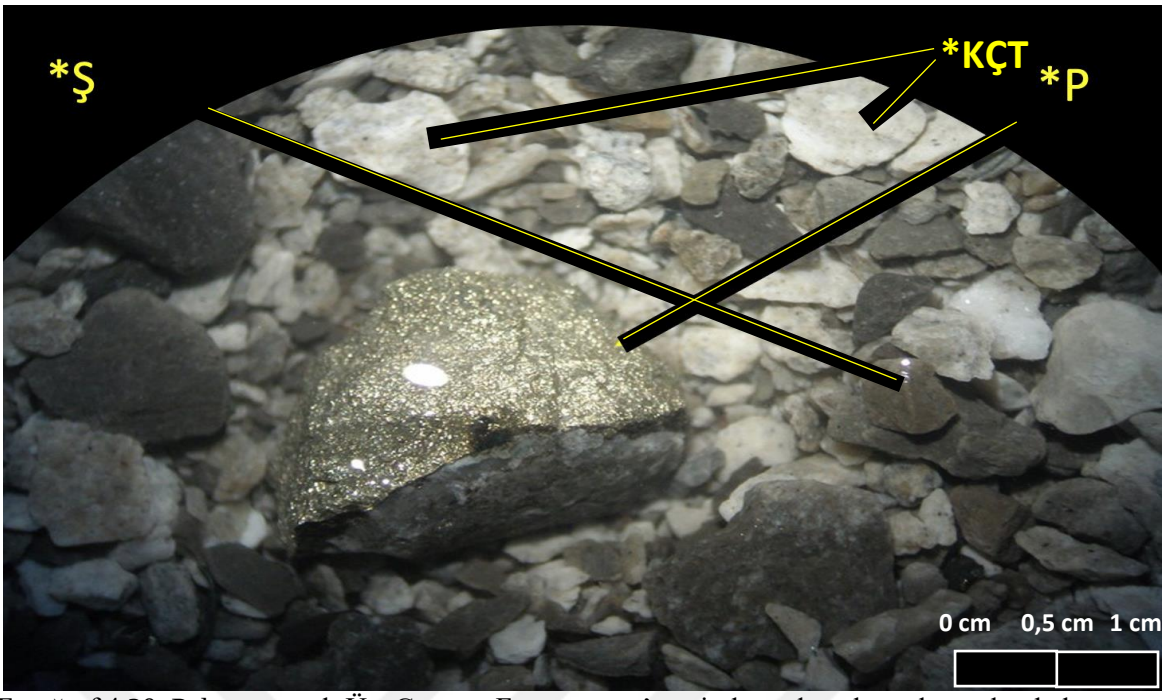
Şekil 4.17. Germav Formasyonu'nun ölçülü stratigrafik kesiti (Bolgi ve Sezgin, 1960 'den değiştirilerek alınmıştır).

Fotoğraf 4.18. Adıyaman İli Besni İlçesi civarında Alt-Üst Paleosen yaşlı marn litolojili Germav Formasyonu ile Üst Maastrihtiyen yaşlı kireçtaşı litolojili Besni Formasyonu arasındaki geçişli dokanak ilişkisi

Yukarıdaki Fotoğraf 4.18'de gösterilen alan Adıyaman'ın 25 km kuzeybatısındaki Yeniköy lokalitesidir.



Fotoğraf 4.19. Orta-Üst Maastrihtiyen yaşlı Alt Germav Formasyonu'na ait kuyudan alınan kırıntılı tabak numunesindeki marn-şeyl litolojisinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü *M: Marn, *Ş: Şeyl (Maraşlı, 2012)



Fotoğraf 4.20. Paleosen yaşlı Üst Germav Formasyonu'na ait, kuyudan alınan kırıntılı tabak numunesindeki marn kireçtaşı şeyl litolojisinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü *Ş: Şeyl, *P: Pirit, KÇT*: Kireçtaşı (Maraşlı, 2011).

Başlıca marn, kireçtaşı, şeyl ve silttaşından oluşan Germav Formasyonu'nun taban ve tavan dokanak ilişkileri ile bölgede açılan KA-54 numaralı kuyudan elde edilen litolojik bilgileri Çizelge 4.1.'de özetlenmektedir.

Bölgede oldukça geniş bir alanda yüzlek veren Germav Formasyonu'nun, Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu bölgesindeki sınırlarının güney kesimlerinin dışına doğru yüzlek verdiği bilinmektedir (Güven ve ark., 1991). Germav Formasyonu'nun Kuzey sınırı, Diyarbakır ilinin batı kesiminde bir aşınma hattı ile Adıyaman ili etrafında gözlenmektedir. Birim göreceli olarak sığ karbonat platformlarının geliştiği alanlar ile çalışma bölgesinin kuzey ve güneyindeki aşınma alanları civarlarında ince yüzlekler vermektedir (Güven ve ark,1991). Germav Formasyonu, Besni Antiklinalinde, Çedirge dağında, Adıyaman antiklinalinin kuzey kanadında, Palanlı yapı trendinin doğu uzanımında, Sermikan ve Artan Karababa Dağında, Midyat Grubu (Gercüş ve Hoya formasyonları) ile uyumludur (Altınlı, 1952; Türkünal, 1955; Badgley, 1957; Tuna, 1973; Yalçın, 1978; Perinçek, 1979 ve 1990; Açıkbaş ve ark., 1981; Günay, 1984; Yoldemir, 1987; Güven ve ark. 1988; Duran ve ark., 1989; Çoruh, 1991).

Orta Maastrihtiyen ile Geç Paleosen arasındaki jeolojik zaman dilimi, Germav Formasyonu'nun oluşum yaşı olarak belirlenmiştir (Güven ve ark, 1991; Çoruh,1991). Germav Formasyonu içerisinde Bentik foraminiferler rapor edilmiş olup, Bentik foraminiferlerden: Abatomphalus mayaroensis, Palmula sp., Textularia sp. tayin edilmiştir. Litolojik ve fosil kapsamına göre Germav Formasyonu'nun derin deniz yelpazesi, yamaç öneyi (deniz altı yelpazeleri) veya derin deniz ortamlarında çökeldiği belirtilmiştir (Güven ve ark., 1991; Dinçer ve ark., 1991).

Germav Formasyonu ve taban ve tavan dokanak ilişkileri ile yüzeylendiği yerlerin özet bilgisi şu şekildedir:

- *Germav Formasyonu üst dokanağı:* Adıyaman ilinin kuzey-kuzeydoğusundaki sahalar, Artan antiklinalinin çekirdeği. Çizelge 4.1.'de Germav Formasyonu'nun litoloji tanımı ayrıntılandırılmıştır.

Gemav Formasyonu Besni Antiklinalinde, Çedirge dağında, Adıyaman antiklinalinin kuzey kanadında, Palanlı yapı trendinin doğu uzanımında, Sermikan ve Artan Karababa Dağında, Midyat Grubu (Gercüş ve Hoya formasyonları) ile uyumludur (Altınlı, 1952; Türkünal, 1955; Badgley, 1957; Tuna, 1973; Yalçın, 1978; Perinçek, 1979 ve 1990; Açıkbaş ve ark., 1981; Günay, 1984; Yoldemir, 1987; Güven ve ark. 1988; Duran ve ark., 1989; Çoruh, 1991).

Oldukça geniş bir alanda yüzlek veren Germav Formasyonu'nun, Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu bölgesindeki sınırlarının dışına güneye doğru yüzlek verdiği bilinmektedir (Güven ve ark., 1991). Germav Formasyonu'nun Kuzey sınırı, Diyarbakır ilinin batı kesiminde bir aşınma hattı ile Adıyaman ili etrafındadır. Birimin göreceli olarak ince olduğu alanlar şunlardır: i) sığ karbonat platformlarının geliştiği alanlar, ii) kuzey ve güneyindeki aşınma alanları (Güven ve ark,1991).

Orta Maastrihtiyen ile Geç Paleosen arasındaki jeolojik zaman dilimi, Germav Formasyonu'nun oluşum yaşı olarak belirlenmiştir (Güven ve ark, 1991; Çoruh,1991). Germav Formasyonu içerisinde Bentik foraminiferler görülmüş olup fosillerin adları şöyle özetlenmiştir. Bentik foraminiferler: *Abatomphalus mayaroensis, Palmula* sp., *Textularia* sp. Germav Formasyonu'nun Çökelme ortamı: derin deniz yelpazesi, yamaç öneyi (deniz altı yelpazeleri) veya derin deniz-denizaltı yamacı olarak belirtilmiştir (Güven ve ark., 1991; Dinçer ve ark., 1991).

Çizelge 4.1. KA-54 no'lu kuyunun sondajı sırasında üstten alta doğru kesilen Midyat, Üst Germav, Alt Germav, Kastel formasyonlarının dokanak ilişkileri ile ayrıntılı litolojilerinin verildiği çizelge (TPAO KA-54 kuyusu KVD (kuyu veri defteri)'den alınmış olup, coğrafik konumu için bkz Şekil 7.38).

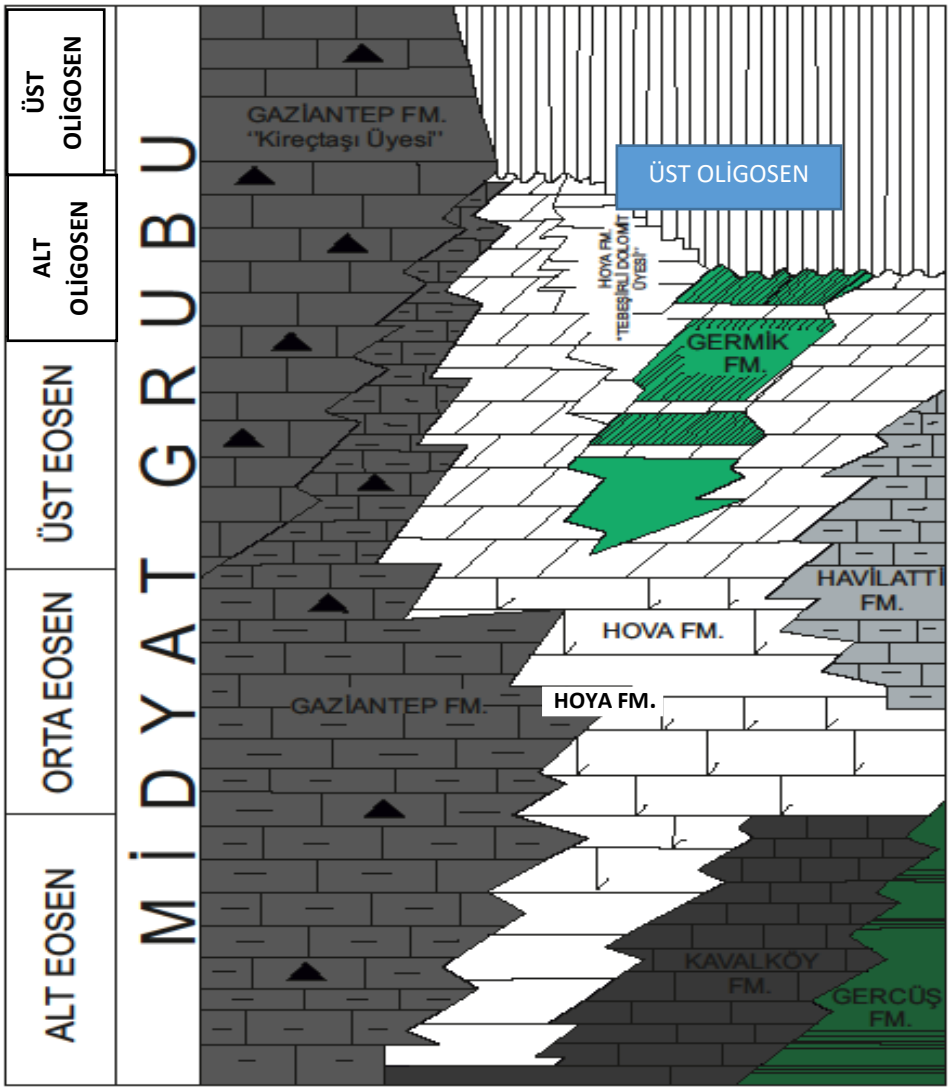
Başlangıç Derinlik	Bitiş Derinlik	Litoloji	%	Litoloji Tanımı
494	498	KİREÇTAŞI	100	Sarımsı beyaz ve kremsi beyaz renkli, orta sertlikte yer yer çatlaklı, çatlakları kalsit dolgulu, kesif, petrol emaresiz
		MİDYAT FM // ÜST GERMAV FM MD: 498 m, TVD: 496,95 m, TVDKOT: 166,16 m		
498	602	MARN	100	Açık gri kahvemsi bej renkli, orta sertlikte, siltli-ince kumlu, bol piritli
602	1268	MARN	100	Açık gri grimsi bej renkli, orta sertlikte, siltli-kumlu, yer yer az asfalt dolgulu ve ağır petrollü, çatlaklı- zayıf poroziteli, silttaşı-kumtaşı arabantlı
		ÜST GERMAV FM // ALT GERMAV FM MD: 1268 m, TVD: 1552 m, TVDKOT: -604,89 m		
1268	1674	MARN	80	602 m ile 1268 m'ler arasındaki litoloji ile benzer özellikte.
		KİREÇTAŞI	20	Beyaz, kremsi beyaz renkli, kriptokristalen, orta sertlikte, killi, mikro fosilli, çatlaklı, çatlaklar kalsit ve asfalt dolgulu, petrol emaresiz
1674	1676	MARN	70	Gri-yeşilimsi gri renkli, orta sertlikte, çatlaklı, çatlakları kalsit dolgulu ve yer yer az ağır petrollü , zayıf poroziteli
		KİREÇTAŞI	30	Açık krem-bej yer yer gri-koyu gri renkli, kriptokristalen, sert, killi, mikro fosilli, çatlaklı çatlakları kalsit ile asfalt dolgulu, petrol emaresiz
		ALT GERMAV FM // KASTEL FM MD: 1676 m, TVD: 1559,08 m, TVDKOT: -895,97 m		
1676	1752	ŞEYL	60	Kahve-açık kahve-grimsi kahve renkli, orta sertlikte, sıkı yapılı-kırılgan, kısmen karbonatlı
		KUMTAŞI	40	Muhtelif renkli, polijenik (genellikle ofiyolitik kayaç ve kuvars) elemanlı, kısmen saçılmış piritli, sert-sağlam yapılı, ince-orta kum boyu taneli, yarı köşeli-yuvarlak, zayıf karbonat çimentolu, yer yer şeyl-marn arabantlı

Midyat Grubu (Tm)

Mardin ilinin Midyat ilçesi ve etrafında tip lokalitesi görülen Midyat Grubu, ilk kez Maxson (1936) tarafından Hermis antiklinalinde yaptığı çalışmada "Midyat limestone" adlandırılması ile tanımlanarak ayrıntılı tarifi yapılmıştır. Midyat Grubu'nun, Grup olarak adlanması ise ilk kez Gossage (1956) tarafından yapılmıştır. Gossage, 1956'da "Midyat limestone group" adı altında formasyon adı kullanılmıştır. Kâhta ve Karababa dağı, Gerger, Gölbaşında "Gercüş formation" veya daha yaşlı formasyonlar ile "Adıyaman gravel group" arasında yer alan çoğun Eosen, yer yerde Paleosen ve Oligosen-Miyosen yaşlarını da içeren karbonatların günümüzdeki stratigrafik konumu Açıkbaş ve ark. (1979)'ın çalışmaları ile güncel konumunu almıştır. Eosen-Oligosen yaşlı ve başlıca kireçtaşı ile temsil edilen Midyat Grubu'nun kapsadığı Gaziantep, Germik, Gercüş, Havillati, Hoya, Kavalköy formasyonları Şekil 4.23'de gösterilmektedir.

Grubun yaşı Eosen-Oligosen olarak raporlanmış olup, yamaç önü/yamaç ötesi-derin deniz, yarı sınırlı sığ deniz–sığ deniz-şelf kenarı, akarsu, alüvyal yelpazesi ortamlarında çökelmiştir (Duran ve ark., 1989 ve 1988).

Midyat Grubu'nu oluşturan altı farklı ve birbirleri ile uyumlu dokanakları olan formasyon bulunmaktadır. Gercüş Formasyonu Grubun en altında yer almakta olup Erken Eosen yaşlı ve klastik birimlerden oluşmuştur. Gercüş Formasyonu'nun üzerine uyumlu geçişle gelen Kavalköy Formasyonu Erken Eosen yaşlı olup ince tabakalar formunda kireçtaşı litolojisi ile karakteristiktir. Kavalköy Formasyonu üzerindeki Hoya Formasyonu, Erken Eosen–Erken Oligosen yaşındaki dolomit ile kireçtaşı litolojisine sahiptir. Hoya Formasyonu üzerine uyumlu geçişle Gaziantep Formasyonu çökelmiş veya Gaziantep Formasyonu, Hoya Formasyonu ile eş zamanlı olarak oluşmuştur. Orta Eosen – Geç Oligosen yaş ile eşlendirilen Gaziantep Formasyonu'nun litolojisi, killi kireçtaşı ve çörtlü marndır. Alt Gaziantep Formasyonu (Orta Eosen – Erken Oligosen) ile yaş konağı olan Havillati Formasyonu, Orta – Geç Eosen yaşında olup derin denizel ortam kireçtaşları litolojisine sahip olup kireçtaşları ince tabakalı ve killidir. Grubun en üst formasyonu olan Germik Formasyonu Orta Eosen – Oligosen yaşlıdır ve litolojisi dolomit ara katkılı evaporitlerle temsil edilmektedir (Yılmaz ve Duran, 1997; Cengiz, 2019). Çalışma alanı dahilinde, Midyat Grubu'na ait yüzeylenen formasyonlar olan Gercüş Formasyonu ile Hoya Formasyonu ayrıntılı anlatılacaktır.



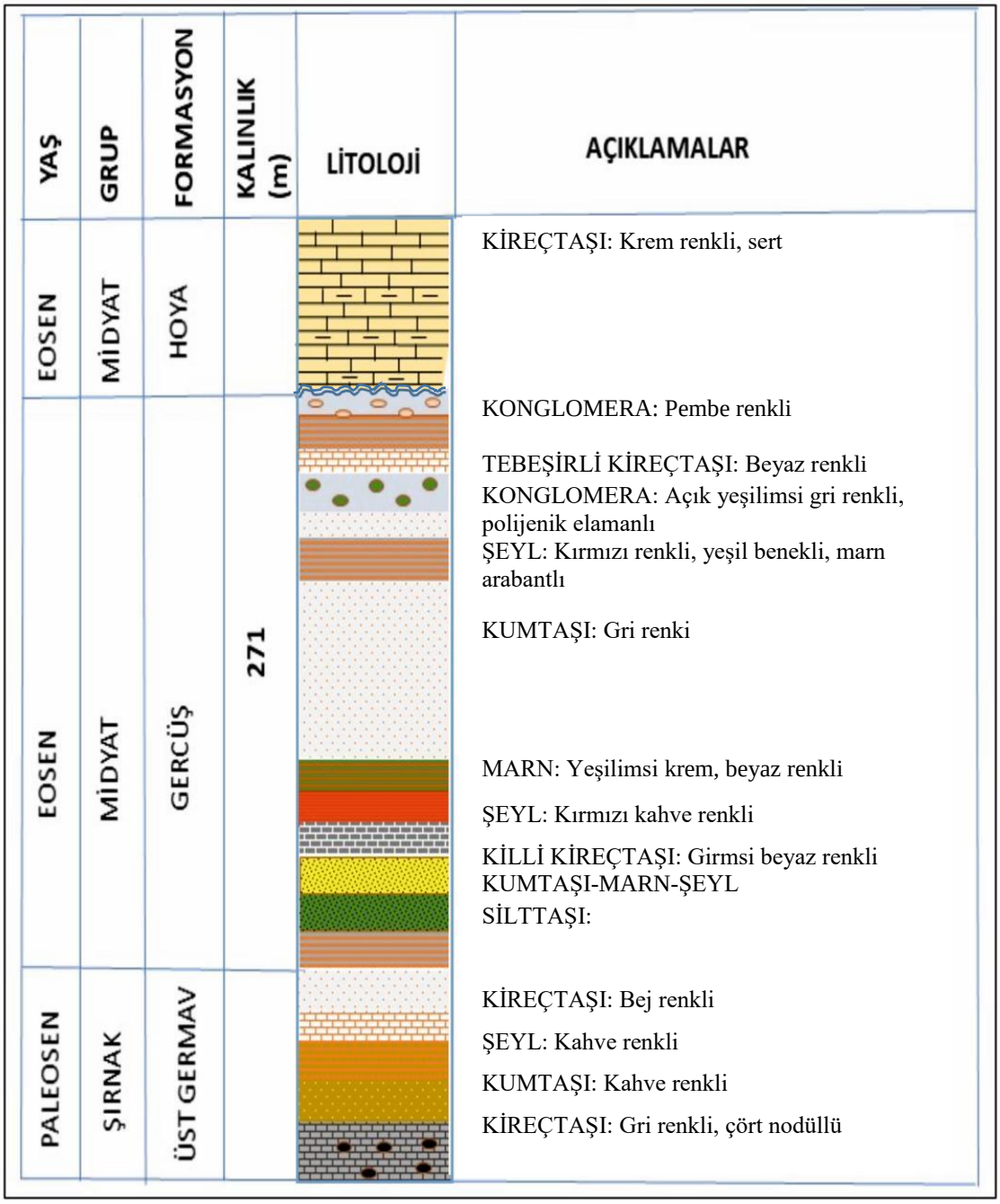
Şekil 4.18. Midyat Grubu'nun şematize dikme kesiti (Duran ve ark.,1989)'dan değiştirilerek çizilmiştir.

Şekil 4.23'de verilen, Midyat Grubu'na ait sondaj kırıntılı tabak numunesi görünümü Fotoğraf 4.21'de paylaşılmıştır.

Fotoğraf 4.21. Midyat Grubu karbonatlarının binoküler mikroskop altındaki görüntüsü, KÇT*: Kireçtaşı (Maraşlı,2012).

Gercüş Formasyonu (Tmge)

Eosen yaşlı Gercüş Formasyonu tabanda Paleosen yaşlı Germav Formasyonu üzerinde açısal uyumsuzlukla yer alırken üzerine yine açısal uyumsuzlukla Eosen yaşlı ve başlıca kireçtaşından oluşan Hoya Formasyonu gelmektedir (Bolgi ve ark., 1961; Şekil 4.19). Tuna (1973)'ya göre de Germav Formasyonu ile Gercüş Formasyonu arasında sedimantasyon ve çökelimde jeolojik yaş olarak kısa süreli de olsa bir kesikliğin varlığı belirtilmektedir. Midyat Grubu karbonatlarının taban seviyesi Gercüş Formasyondan türemiş olup, flüviyal-alüvyal olarak ayırt edici özelliğe sahiptir (Fotoğraf 4.22 ve 4.23). Gercüş Formasyonu içerdiği farklı litolojileri kapsaması nedeniyle örtü kayaç niteliği taşıdığından dolayı tezin ilerleyen bölümlerinde kritik stres analizinde toplam dikey stres değeri (SV) hesaplanırken toplam dikey strese katkıda bulunmaktadır (Şekil 4.19).



Şekil 4.19. Gercüş Formasyonu stratigrafik dikme kesiti (Bolgi ve ark., 1961'den değiştirilerek çizilmiştir).

Gercüş Formasyonu'nun tip kesitinde ölçülen kalınlığı 271 metredir. Gercüş Formasyonu Adıyaman'ın 10 km kuzey kesimlerinde yüzeylediği Hasanlı lokalitesinde Germav Formasyonu üzerinde açısal uyumsuzlukla yer almaktadır (Fotoğraf 4.22).

Fotoğraf 4.22. Adıyaman'nın 10 km kuzeyindeki Hasanlı lokalitesindeki Üst Maastrihtiyen Paleosen yaşlı Germav Formasyonu ile Eosen yaşlı Gercüş Formasyonu arasındaki açısal uyumsuz dokanak ilişkisi

Gercüş Formasyonu Adıyaman ili Gölbaşı-Gerger arasındaki sahada; Adıyaman ilinin doğusundaki Nemrut dağında Germav Formasyonu; Kahta ilçesi Karadut köyü civarında-Sermikan'da Artan Antiklinalinin çekirdeğinde, Koçali dolaylarında yer yer Germav Formasyonu yer yer de Koçali- Karadut Karmaşıkları üzerinde uyumsuz olarak yer almaktadır (Altınlı, 1952; Türkünal, 1955; Bolgi ve Sezgin, 1960; Sungurlu, 1973; Perinçek, 1979; Açıkbaş ve ark., 1981; Günay, 1984; Yoldemir, 1987; Duran ve ark., 1988 ve 1989; Güven ve ark., 1988; Pasin, 1989; Sarıdaş, 1991). Gercüş Formasyonu'nun üst dokanağı Gerger ilçesinin güneydoğusu, Sermikan'da Artan ve Dol antiklinallerinin çekirdekleri, Karadut köyü, Adıyaman ilinin doğusundaki Nemrut dağının kuzey ve batısında Hoya Formasyonu ile açısal uyumsuz olarak görülmektedir (Bolgi ve Kıratlıoğlu, 1962; Yalçın, 1978; Perinçek, 1979; Açıkbaş ve ark., 1981; Yoldemir, 1985; Güven ve ark., 1988; Sarıdaş, 1991).

Gercüş Formasyonu, yüzlek verdiği sahalarda karakteristik kırmızımsı-kahvemsi rengi ile kolaylıkla ayırtlanan bir birim olup, başlıca killi kireçtaşı, kireçtaşı, silt taşı, kumtaşı, çakıltaşı, şeyl, ve marn litolojilerinden oluşmaktadır (Tolun, 1948 ve 1954; Altınlı, 1952; Badgley, 1957; Bolgi ve Sezgin, 1960; Bolgi, 1961; Tolun ve ark., 1962; Bolgi ve Kıratlıoğlu, 1962; Kıratlıoğlu, 1964; Önem, 1967 ve 1968; Petrotek limited, 1968; Akarsu, 1968; Dağdelen, 1970; İlker, 1972; Sungurlu, 1973; Yalçın, 1978; Açıkbaş ve ark., 1981; Günay, 1984 ve 1986; Thomas ve ark., 1986; Güven ve ark., 1988 ve 1991; Duran ve ark., 1988 ve 1989; Pasin, 1989; Sarıdaş, 1991). Gercüş Formasyonu'nun kireçtaşı, konglomera, şeyl, marn, kumtaşı, silt taşı litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında gözlenmiştir.

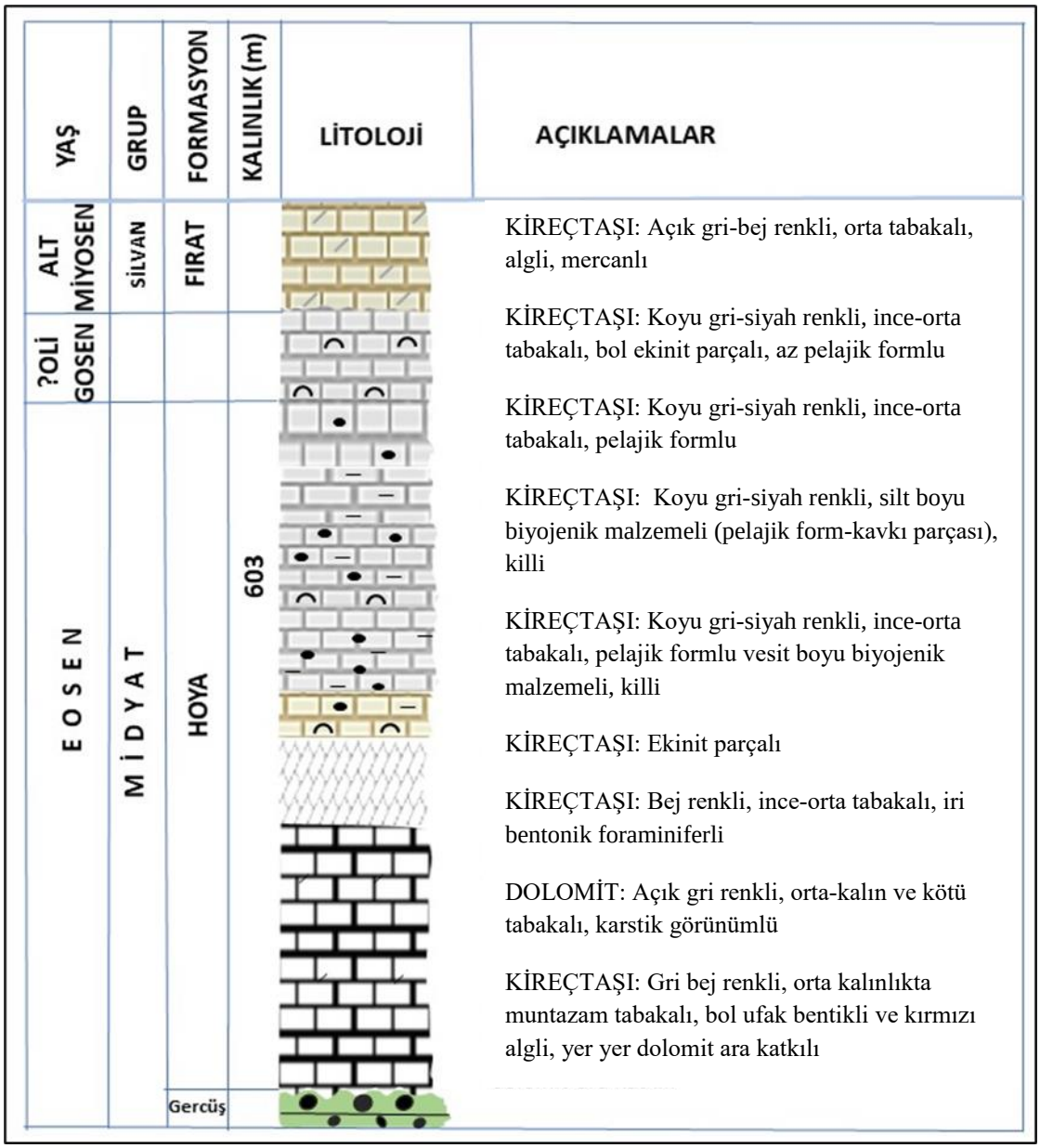
Gercüş Formasyonu'nun yaşı Erken Eosen olarak rapor edilmiştir (Duran ve ark., 1988). Formasyonun çökelme ortamının da gölsel-lagün-flüvyal-taşkın ovası- kıyı ovası-örgülü akarsu-alüvyal fan-alüvyon yelpazesi olduğu açıklanmaktadır (Duran ve ark., 1988; Güven ve ark., 1991).

Hoya Formasyonu (Tmh)

Midyat Grubu'nda yer alan birimin tip kesit yeri Diyarbakır ili Çüngüş ilçesinin 2 km güneybatısındaki Hoya köyü civarıdır. Bölgede TPAO tarafından hazırlanan raporda Hoya Formasyonu ismi Sungurlu (1977) tarafından hazırlanan raporda yer almasına rağmen, kullanılan ad günümüz literatüründe yer almamaktadır. Ancak, bölgede çalışmalarının sürdüren Perinçek (1978), Sungurlu (1977) tarafından verildiğini yaptığı çalışmasına belirtmektedir.

Fotoğraf 4.23. Adıyaman'ın 10 km kuzeyindeki Hasanlı lokalitesindeki Gercüş-Hoya Formasyonları arasındaki açısal uyumsuz dokanak ilişkisi fotoğrafı.

Yazılı literatürde Sungurlu (1977) adı geçmediği için "Midyat Grubu" içinde "Hoya Formasyonu" adını, isim olarak Perinçek (1978), hazırladığı Güneydoğu Anadolu otokton ve allokton kaya birimleri jeoloji sembolleri haritasında kullanmıştır. Hoya ile Gercüş Formasyon arasındaki açısal uyumsuz dokanağın Hasanlı lokalitesindeki görünümü görülmektedir (Fotoğraf 4.23). Hoya Formasyonu'nun tip kesiti, Görür ve ark. (1981) tarafından ölçülen Hoya Formasyonu ölçülmüş stratigrafi kesitidir (Şekil 4.20).



Şekil 4.20. Hoya Formasyonu'nun stratigrafik tip kesiti (Hoya ÖSK; Görür ve ark., 1981'den faydalanarak hazırlanmıştır).

Tip kesitinde Gercüş Formasyonu üzerine açısal uyumsuzlukla gelen Hoya Formasyonu Miyosen yaşlı resifal kireçtaşları (Fırat Formasyonu) tarafından uyumsuz olarak örtülmektedir. Birim, Uzunargıt ve Softek ÖSK'lerde, Silvan Grubu'nun Kapıkaya Formasyonu tarafından uyumsuzlukla örtülmektedir. Adıyaman İli Sincik ilçesi civarında ise Üst Jura-Alt Kretase yaşlı Koçali Karmaşığı tektonik dokanakla Hoya formasyonunu üzerlemektedir (Fotoğraf 4.25). Hoya Formasyonu'nun, Hoya Formasyonu'nun Adıyaman ili Suvarlı-Besni dolaylarında Germav Formasyonu üzerinde uyumlu olduğu belirtilmektedir (Tuna,1973; Açıkbaş ve Baştuğ, 1975; Perinçek, 1979, 1981,1989 ve 1990; Açıkbaş ve ark., 1981; Yılmaz, 1982; Görür ve Akkök, 1982 ve 1984; Günay, 1984; Amoco, 1985; Yoldemir, 1985 ve 1987; Duran ve ark., 1988 ve 1989; Fotoğraf 4.23 ve 4.24).

Fotoğraf 4.24. Başlıca marn litolojili Üst Maastrihtiyen-Paleosen yaşlı Germav Formasyonu ile resifal kireçtaşı biriminden oluşan Eosen yaşlı Hoya Formasyonu arasındaki açısal uyumsuz dokanak ilişkisi (Adıyaman'ın 10 km batısındaki Kırıklı lokalitesinde).

Eosen yaşlı Hoya Formasyonu çalışma bölgesinde dik yamaçlar oluşturan kireçtaşları ve yer yer bunların diyajenezi ile oluşan dolomitlerden oluşmakta olup, derinlerde genellikle zayıf – iyi hazne kaya özellikleri sunar (Bolgi, 1961; Tuna, 1973; Sungurlu, 1973 ve 1974; Açıkbaş ve Baştuğ, 1975; Perinçek, 1979, 1980, 1981, 1989 ve 1990; Açıkbaş ve ark., 1981; Yılmaz, 1982; Görür ve Akkök, 1982 ve 1984; Günay, 1984; Yoldemir, 1987; Duran ve ark., 1987, 1988 ve 1989; Sarıdaş, 1991). Hoya Formasyonu'nun kireçtaşı ve dolomit litolojileri sondaj sırasında her iki metrede bir alınan kırıntılı tabak numunelerinde birçok kez binoküler mikroskop ile beyaz ışık altında gözlenmiştir.

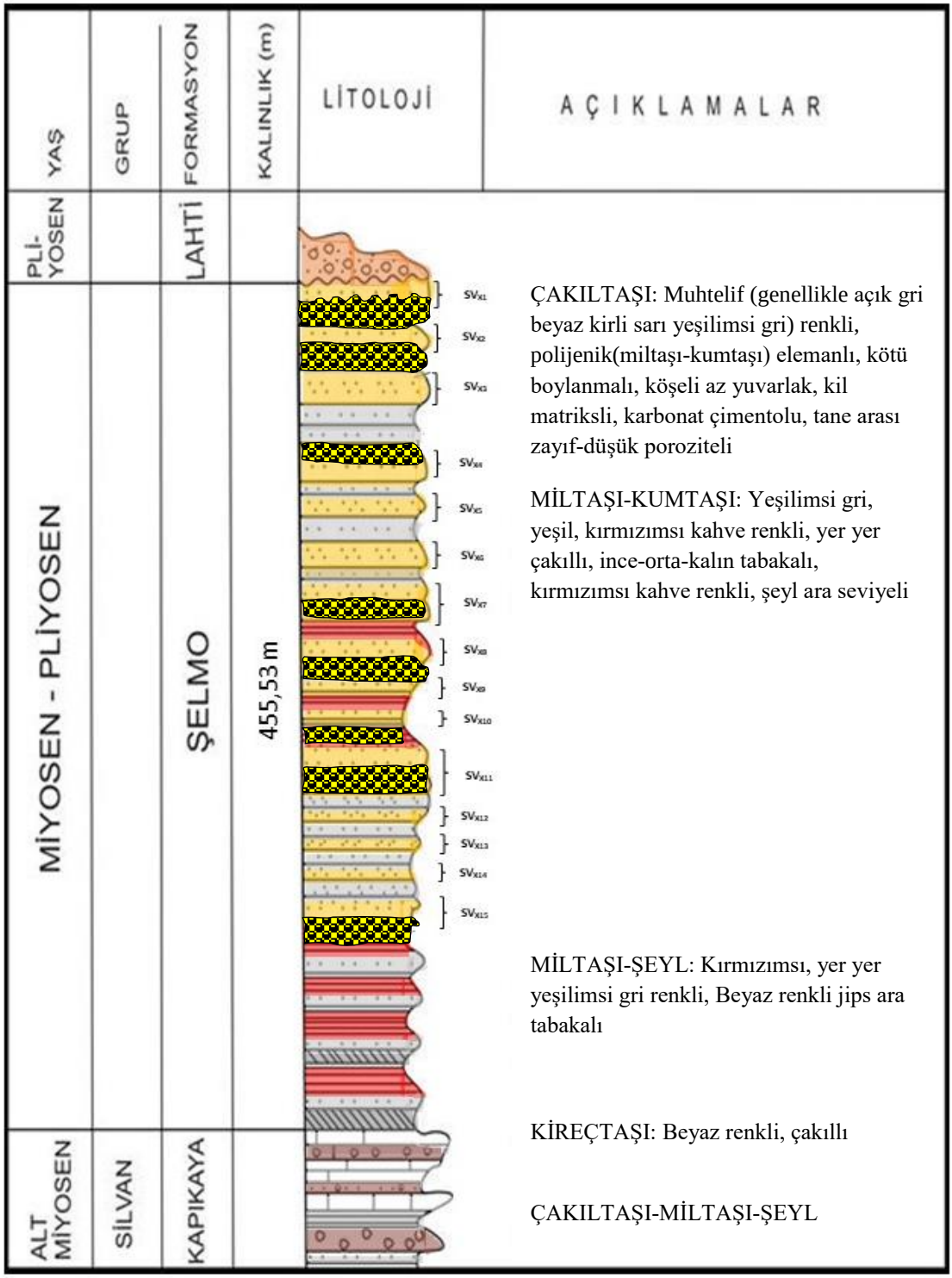
Erken Eosen- Erken Oligosen yaşında olduğu daha önce raporlanan Hoya Formasyonu'nun (Duran ve ark., 1988 ve 1989) Germav Formasyonu ile verdiği yüzleğin görüntüsü Fotoğraf 4.24'de verilmiştir. Hoya Formasyonu'nun yüzlek görüntüsü, Kırıklı lokalitesinde çekilmiş ve fotoğraf 4.24'te paylaşılmıştır. Hoya Formasyonu'ndan tayin edilen foraminiferlerin türleri ve adları aşağıda özetlenmiş olup, Erken Eosen-Erken Oligosen yaşı rapor edilmiştir (Duran ve ark., 1988 ve 1989).
Bentik foraminiferler: Nummulites aturicus, Discocyclina sella, Alveolina pasticillata
Planktik foraminiferler; Morozovella aragonensis, Globigerina ampliapertura, Acarinina broedermanni

Litolojik özellikleri ve fosil içeriğine göre birimin sınırlı/yarı sınırlı sığ epirik deniz-sığ deniz-şelf kenarı/önü ortamda çökeldiği belirtilmektedir (Duran ve ark., 1988 ve 1989). Fotoğraf 4.25'de Hoya Formasyonu ile Koçali karmaşığı dokanaklı ilişkisi gösterilmiştir.

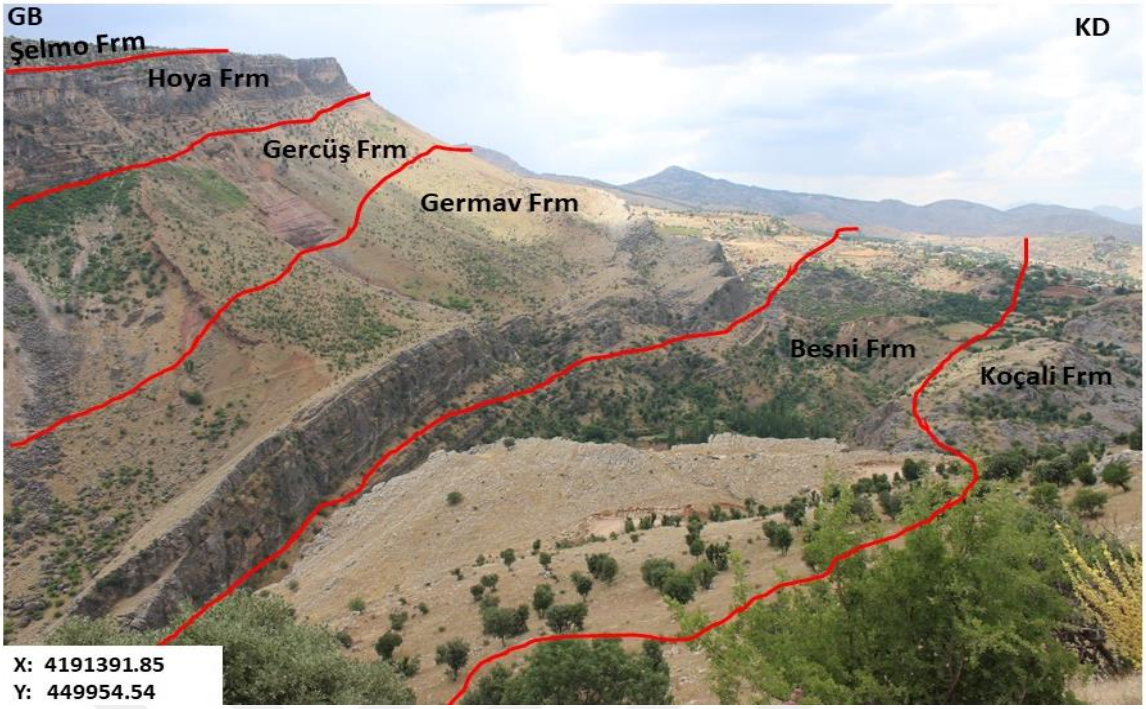
Fotoğraf 4.25. Adıyaman İli Sincik ilçesi civarında Üst Jura-Alt Kretase yaşlı Koçali Karmaşığı ile Eosen yaşlı Hoya formasyonu arasındaki tektonik dokanak ilişkisi.

Şelmo Formasyonu (Tş)

Tip kesit yeri Batman ili Sason ilçesinin güneybatısındaki Şelmo köyü civarı olan birim Bolgi (1961) tarafından Siirt ve Batman illeri dolaylarında çalışılırken ilk olarak "Şelmo Formasyonu" adı ile ilk kez kullanılmıştır. Tip kesitinde toplam 455,53 metre kalınlığı ölçülen Şelmo formasyonu (Şekil 4.21), tabanında Alt Miyosen yaşlı Kapıkaya Formasyonu üzerinde uyumlu olarak yer alırken, Pliyosen yaşlı Lahti Formasyonu tarafından açısal uyumsuzlukla üzerlenmektedir. Şelmo Formasyonu yüzlek verdiği Palanlı, Artan, Halof yapılarının arasında ve güneyinde, Adıyaman ovasında Midyat Grubu (Hoya Fm) üzerinde açısal uyumsuzlukla yer almaktadır (Tuna, 1973; Açıkbaş ve Baştuğ, 1975; Perinçek, 1979, 1989 ve 1990; Savcı ve Dülger, 1980; Biçer, 1981; Yılmaz, 1982; Günay, 1990; Fotoğraf 4.26 ve 4.27). Bölgede geç Miyosen tektonizması sürecinde Şelmo Formasyonu'nun Üst dokanağı allokton birimlerin güney kesimlere doğru şariyajlı olduğu ve Şelmo Formasyonu üzerine Miyosen sonunda kuzeyden gelen naplar ve bindirmelerle bölge günümüz konumunu aldığı berlirtilmektedir (Perinçek, 1977).



Şekil 4.21. Şelmo Formasyonunun stratigrafik tip kesiti (Bolgi 1961'den; bölgedeki KA-3 Kuyusunda kesilen çakıltaşı litolojisi tanımı eklenerek ve farklı litolojiler ile karşılıklarındaki dikey stres bileşenlerini gösterecek şekilde değiştirilerek yeniden hazırlanmıştır). *SVx1-SVx15: Dikey stres hesabı için ayırtlanan fasiyesler ve kalınlık bilgileri. Bkz: Metot, Dikey Stresin Her Bir Kuyu İçin Hesaplanması



Fotoğraf 4.26. Adıyaman'ın 23 km kuzeybatısında yer alan Kömür lokalitesinde yüzlek veren Koçali, Besni, Germav, Gercüş, Hoya ile Şelmo Formasyonları arasındaki dokanak ilişkisi (Ayyıldız, 2015)'dan.

Fotoğraf 4.27. Adıyaman'ın 35 km kuzeydoğusundaki Kâhta Çayı lokalitesinde yüzeyleyen Üst Miyosen yaşlı Şelmo formasyonu'na ait çapraz tabakalı menderesli nehir çökellerinin yakından görünümü (Ayyıldız, 2015).

Fotoğraf 4.28. Şelmo Formasyonu çakıltaşlarının binoküler mikroskoptaki görüntüsü (Maraşlı,2012).

Fotoğraf 4.27'deki Şelmo Formasyonu görüntüsünde Örgülü akarsu çökelleri, altta enerjinin düşük olduğu dönemlerde ince malzeme çökelmesinden sonra, yeni başlayan bir akarsu kanalı ile iri çakıllı malzeme ile kazınmış hali de verilmiştir.

Şelmo Formasyonu'nun yüzlek verdiği alanlarda birimin litolojisi; koyu kırmızımsı kahve, kahve, kirli sarı, alacalı kırmızı pembe, sarımsı gri, grimsi beyaz saydam renkli, orta iri taneli, belirsiz kalın tabakalı, polijenik elemanlı, az köşeli, çakıllı, zayıf-orta karbonat çimentolu, zayıf-kötü boylanmalı, jips ara katkılı olarak tanımlanabilir (Fotoğraf 4.28). Şelmo Formasyonu oluşturan çakıltaşı, kumtaşı, silt taşı ve marn litolojilerinin tanımları şöyle yapılabilir:

Çakıltaşı; açık gri, beyaz, kirli sarı, yeşilimsi gri, kahve bordo renkli, ince-orta-iri taneli, ince-orta-kalın yer yer belirsiz tabakalı, zayıf-orta çimentolu, yumuşak orta sert, çapraz tabakalı, laminalı, kötü boylanmalı, polijenik elemanlı kumtaşı; kirli sarı bordo renkli silt taşı; açık gri beyaz renkli şeyl ve sarımsı gri, açık gri, kahve renkli marn ardalanmasından oluşmaktadır (Kıratlıoğlu ve Bolgi, 1961; Saltık, 1970; İlker, 1972; Tuna, 1973; Açıkbaş ve Başbuğ, 1975; Perinçek, 1979, 1980, 1989 ve 1990; Savcı ve Dülger, 1980; Açıkbaş ve ark., 1981; Yılmaz, 1982; Pasin, 1989; Fotoğraf 4.27 ve 4.28). Birim içerisinde bazı ostrakodların dışında fosil bulunmamaktadır. Bu yüzden birimin yaşı, stratigrafik konumuna bağlı olarak Geç Miyosen- Erken Pliyosen olarak belirtilmiştir (Çemen ve ark., 1990). Şelmo Formasyonu'nun çökelme ortamının akarsu, plaj kumları-geçiş-gel-git düzlüğü-playa olarak belirtilmiştir (Çemen ve ark., 1990).

5. PETROL OLANAKLARI

Tez çalışması kapsamında Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu Bölgesinin petrol olanakları; i) Petrol Sisteminin geliştiği tektonik yerleşke, ii) Petrol Sisteminin stratigrafisi ve iii) Sayındere Formasyonu içerisindeki verimli çatlakların litofasiyes analizine yönelik bulgular ve açıklamalarla sunulacaktır.

5.1. Petrol Sisteminin Geliştiği Tektonik Yerleşke

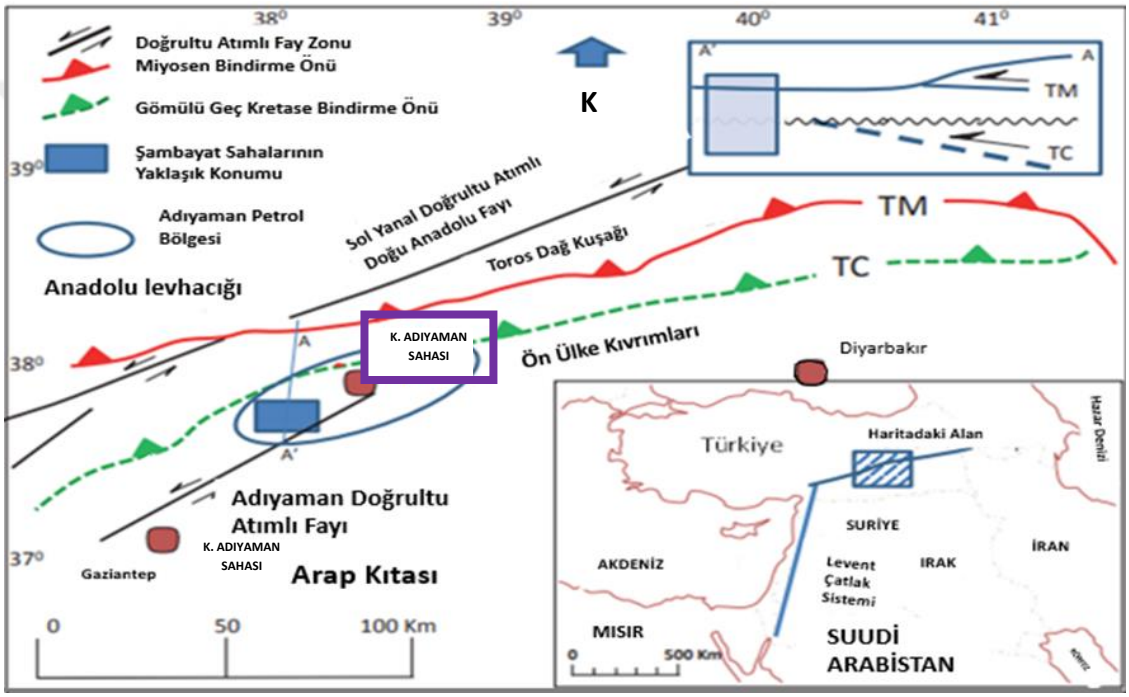
Batı Adıyaman Havzası, Türkiye'nin güneydoğusunda, Arap Levhasının kuzey kenarında, Toros kenet kuşağına yakın bir konumda bulunmaktadır (McKenzie, 1972; Şengör ve Yılmaz, 1981; Şengör ve ark., 1985; Dewey ve ark., 1986; Kazmin, 1991, Lyberis ve ark., 1992; Yılmaz, 1993; Yılmaz ve ark., 1993; Şekil 5.1). Bu zon, Kretase-Tersiyer dönemlerinde Arap ve Avrasya levhaları arasındaki Anadolu levhacığına yakınsama sırasında Neo-Tetis okyanus kabuğunun kuzeye doğru Anadolu Levhacığının altına dalması ve bunu takip eden tektonik süreçlerle gelişen imbrike yapının gelişmesi sonucunda oluşmuştur. Bölgede gelişen söz konusu kompleks dalma-batma olayları sırasında yitim zonunda gelişen yığışım prizması, birkaç yüz km'lik mesafeler boyunca (Kampaniyen-Erken Maastrihtiyen sırasında) Kastel Formasyonu üzerinde ofiyolitik bir melanjın güneye doğru bindirmesini sağlamıştır. Kretase bindirme önü sınırı Şekil 5.1'de "TC" kısaltması ile gösterilirtken Miyosen bindirme kuşağı "TM" kısaltması ile gösterilmektedir. Bölgede gelişen bindirme kompleksi, paraotokton-otokton konumlu Maastrihtiyen ve Paleosen-Miyosen sedimanter istifi tarafından uyumsuzlukla üzerlenmektedir (Şekil 5.2).

Toros kenet kuşağının doğusunda, geç Eosen–Oligosen döneminde süregelen sıkışmalar sonucu marjinal okyanussal Maden Havzası kapanmıştır (Rigo de Righi ve Cortesini, 1964; Perinçek ve Özkaya, 1981; Özkaya 1982). Maden Havzasının oluşum geçmişi ve yayılımı tartışmalı olup, yay gerisi havza (Yiğitbaş ve Yılmaz, 1996, 2010), ada-yay havzası (Yazgan, 1984), marjinal havza (Şengör ve Yılmaz 1981), bir transtensional havza (Aktaş ve Robertson, 1984) olarak farklı oluşum ortamlar içerisinde yorumlanmıştır.

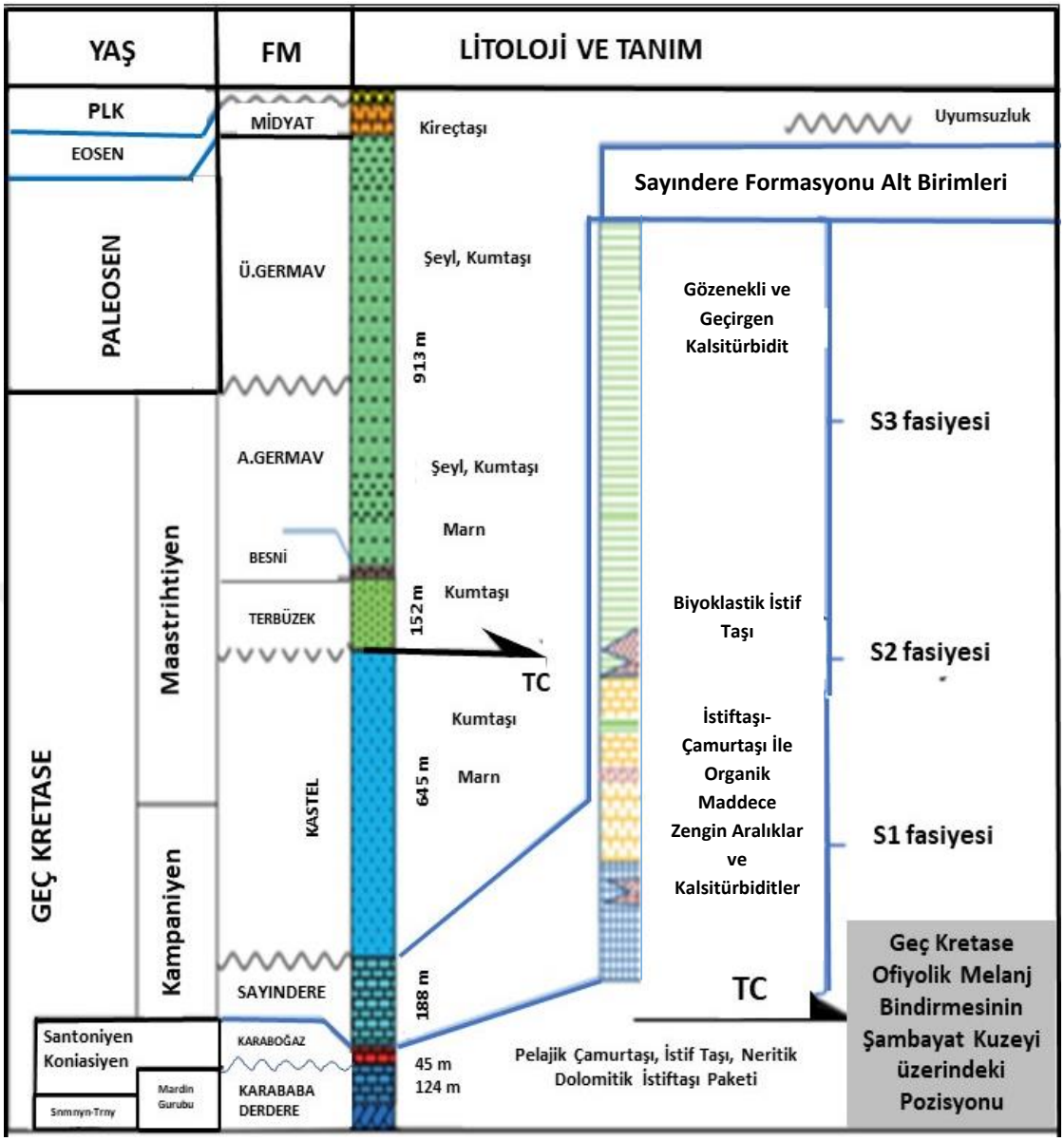
Toros kenet kuşağında ikinci bir bindirme aşaması da Miyosen'in sonunda meydana gelmiş olup, bu dönem Arap ve Anadolu levhalarının son çarpışması ve Tetis okyanusunun tamamıyla kapanması şeklinde açıklanmaktadır (Şengör ve Kidd, 1979; Perinçek ve Özkaya, 1981; Şengör ve Yılmaz, 1981; Şengör ve ark., 1985; Allen ve ark., 2004; Robertson ve ark., 2016; Aktuğ ve ark., 2016). Geç Kretase yaşlı ofiyolitik melanj, Eosen volkano-sedimanter Maden Karmaşığı ve Paleozoyik yaşlı metamorfik kayaçlardan oluşan bindirme dilimleri para otokton istif üzerinde yüzlerce km yer değiştirmiştir (TM, Şekil 5.1). Miyosen bindirme cephesi çalışma alanının onlarca km kuzeyinde yer alırken, Geç Kretase'de meydana gelen bindirme cephesi Şambayat Petrol Sahası'nın sadece 5-10 km kuzeyinde yer almaktadır (Şekil 5.1). Miyosen sonrası kabuğun gerilmesi ve normal faylanma evresinin Güneydoğu Türkiye'de gelişimi rapor edilmektedir (Angelier ve ark.,

1981).

Daha sonra bölge, Arap Levhasının kuzeye doğru devam eden hareketi nedeniyle Türkiye'nin neotektonik döneme girmesiyle büyük doğrultu atımlı faylanmaları KAFZ ve DAFZ zonlarının gelişmesi sonrasında Anadolu levhacığının batıya doğru kaçışına bir etki-tepki olarak oluşmuştur. Bu hareket, Maraş yakınlarında Güneydoğu Türkiye'ye geçen KD-GB uzanımlı sol yönlü doğrultulu atımlı Doğu Anadolu fay zonuna bağlanan yaklaşık kuzey-güney uzanımlı Levant Kırık Sistemine sol yönlü trasnform fay ile bağlanmıştır (Şengör ve Kidd, 1979; Şengör ve ark., 1985; Allen ve ark., 2004; Robertson ve ark., 2016; Aktuğ ve ark., 2016; Şekil 5.1). Şekil 5.1'de tez çalışma sahası olan KAS, eflatun çerçeve ile sınırlandırılmıştır.



Şekil 5.1. Adıyaman Havzası'nın batısındaki Şambayat Petrol Sahası ve tez çalışma alanını gösterir konum haritası (Özkaya ve ark., 2019)'dan Türkçeleştirilerek alıntılanmıştır



Şekil 5.2. Batı Adıyaman Havzasında Geç Kretase – Pliyosen istifinin litostratigrafik kesiti (Özkaya ve ark., 2019'dan modifiye edilerek Türkçeleştirilmiş olup Sayındere Formasyonu fasiyesleri belirlenmiştir)

Doğu Anadolu fayının paralel segmenti olan doğrultu atımlı Adıyaman fayı, Doğu Şambayat Petrol Sahası'nın güneyinden geçmektedir (Şekil 5.1). Toros bindirme kuşağının güneyindeki önülke kıvrımları ve Pliyosen–Güncel yaşlı doğrultu atımlı faylarla ilişkili gelişen çiçek yapıları, Doğu Adıyaman Havzası'ndaki yapısal kapanları oluşturmaktadır (Demirel, 2004). Batı Adıyaman Havzası, güney ve kuzeyde birbirlerine zıt yönde eğimli ters faylarla sınırlandırılmıştır. Güneyde, kuzeye eğimli, KB-GD doğrultulu bir ters fay (Fay A; Şekil 7.24, Şekil 7.25); kuzeyde ise Altıntop yapısının kuzeyinde güneye eğimli bir ters fay yer almaktadır (Fay B, Şekil 7.25). KD-GB doğrultulu Adıyaman tek yönlü burulma fayı (Demirel, 2004; Aktuğ ve ark., 2016), Batı Adıyaman Havzasının Güneydoğu sınırını oluşturmaktadır (Şekil 5.1).

5.2. Petrol Sisteminin Stratigrafisi

Adıyaman Havzası'ndaki ana rezervuar birimleri, Senomaniyen-Alt Santoniyen yaşlı Mardin Grubu'nun Derdere ve Karababa formasyonları ile bunların üzerindeki Karaboğaz Formasyonu'dur (Cater ve Gillcrist, 1994; Uygur ve İş, 1997; Şekil 5.2). Mardin Grubu tabanda bölgesel uyumsuzlukla doğrudan Paleozoyik yaşlı sedimanter istifler üzerinde yer alır (Ala ve Moss, 1979). Söz konusu Mardin Grubu formasyonları başlıca neritik ve pelajik kireçtaşları ve dolomitlerden oluşmakta olup, bölgesel tektonik aktivite evrelerinden ve östatik deniz seviyesi değişimlerinden kaynaklanan üç ana uyumsuzluk içerir (Demirel ve Güneri, 2000). Mardin Grubu içerisindeki çözünme ve kırılma, özellikle neritik aralıklarda rezervuar kalitesini arttırmıştır (Wagner ve Pehlivan, 1987; Ulu ve Karahanoğlu, 1998).

Mardin Grubu üzerinde çökelen Karaboğaz Formasyonu, ilerleyen bir derinleşme döneminde düşük enerjili bir öksinik (oksijence fakir, sıvı dolaşımın düşük hızda olduğu organik maddece zengin) ortamda çökelmiştir. Çalışma alanında Mardin Grubu'nun Derdere ve Karababa formasyonları Senomaniyen-Santoniyen yaşlı iken (Çelikdemir ve Dülger 1990), Karaboğaz Formasyonu Orta-Geç Kampaniyen yaşlıdır (Ertuğ, 1991). Karaboğaz Formasyonu üzerine de yine yanal ve düşey geçişli olarak Geç Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu çökelmiştir (Uygur ve Aydemir, 1988).

Geç Kretase yaşlı ofiyolitik melanjın güneye doğru gelişen bindirmesi dalan levhanın önündeki şelf kenarının progresif olarak çökmesine, Kampaniyen erken Maastrihtiyen sırasında Kastel Formasyonu'nun silisiklastik sedimanlarının çökelmesine olanak sağlamıştır (Robertson ve ark., 2016; Şekil 5.2). Kastel Formasyonu içerisindeki kırıntılı malzeme, Kastel Formasyonu üzerine güneye doğru havzadaki sedimanter kayalardan aşınan malzemelerden türeyerek çökelmiştir. Allokton konumlu ofiyolitik melanjın bindirme cephesi, çalışma alanının birkaç km kuzeyinde yer alır (Şekil 5.1). Bu ofiyolitik melanj, neo-otokton Terbüzek (Maastrihtiyen), Besni (Üst Maastrihtiyen) formasyonları ve Geç Maastrihtiyen yaşlı Alt Germav kumtaşları ve şeylleri tarafından uyumsuzlukla üzerlenir. Terbüzek, Besni ve Germav formasyonları, Şambayat Petrol Sahası'nda allokton konumlu ofiyolitik melanj bulunmadığından dolayı Kastel Formasyonu üzerinde uyumsuz olarak bulunmaktadır (Şekil 5.2). Terbüzek Formasyonu'nun Şambayat bölgesinde gözlenen Kastel Formasyonu üzerindeki uyumsuzluğu bölgedeki mevcut ofiyolitik melanjın daha önce güneye doğru büyük bir yük bindirmesiyle oluşturduğu yapısal değişiklikle ilişkilendirilmektedir (Şekil 5.1 ve Şekil 5.2).

5.3. Sayındere Formasyonu İçerisinde Verimli Çatlakların Litofasiyes Analizi

Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu, Orta Kampaniyen yaşlı Karaboğaz Formasyonu üzerinde tektonik bir dokanakla (Robertson ve ark., 2016) yer almaktadır (Şekil 5.2). Formasyonun alt bölümü organik maddece zengin vake taşları ve karbonatlı çamur taşları ile temsil edilmekte olup, başlıca nertitik biyoklastik kireçtaşlarından oluşur. Çamur taşlarının sınırlı alandaki çökelim

çukurlarında ve biyoklastik karbonatların göreceli olarak paleo-yüksek alanlarda çökeldiği şeklinde yorumlanmıştır (Özkaya ve ark., 2019). Sayındere Formasyonu içerisinde alttan üste doğru çökelim sırasına göre biyoklastik kireçtaşlarının ortasında ince bir fosfat tabakası bulunmaktadır. Sayındere Formasyonu sedimantasyon alanı içerisindeki bölgesel bir çökme, planktik foraminiferli pelajik biyomikritlerin biriktiği daha derin su koşullarına yol açmış ve bunlar Sayındere Formasyonu'nun üst kısmını oluşturmuştur (Şekil 5.2). Sayındere Formasyonu, genel olarak üzerindeki Kastel Formasyonu ile uyumludur. Bununla beraber Sayındere Formasyonu'nun üst ucundaki bölgesel bir uyumsuzluk, ofiyolitik melanjın Şambayat Petrol Sahası'nın en kuzeyinde levha kenarına ilk bindirmenin neden olduğu yapısal bozulmayı yansıtmaktadır.

Sayındere Formasyonu'nun kalınlığı 100 ila 180 m arasında değişmekte olup, buradaki organik maddece zengin çamur taşlarının kalınlıkları, Adıyaman Havzası'nın batısındaki dikey kuyulardan alınan kuyu loglarında 10 ila 25 mere civarındadır. Sayındere Formasyonu'nun yaklaşık orta kısmına karşılık gelen biyoklastik kireçtaşı aralığı yaklaşık 25-50 m kalınlıktadır. Üst pelajik biyomikritlerin kalınlığı Şambayat sahalarında ortalama 50 m'den yaklaşık 10 km kuzeyde 180 m'nin üzerine çıkar ve bu durum havzanın kuzey kesiminde hızlı gömülmeye bağlı gelişen bölgesel havza derinleşmesini işaret eder. Şambayat Petrol Sahası'ndaki kuyuların sondaj verilerinde ve açık kuyu logları ile Şambayat (Ş)-19 ve -20 kuyularının karotlarında gözenekli ve geçirgen iki yerel mercek gözlenmektedir. Üst mercek, neritik biyoklastik kireçtaşları ile pelajik biyomikritlerden oluşmakta olup, yaklaşık 5 ila 10 m kalınlığındadır. Alt mercek ise, alt kesimlerdeki çamur taşları içindeki biyoklastik kireçtaşının altında yer almakta olup, mevcut kuyu loglarına göre Şambayat Petrol Sahası'nda birkaç metre kalınlık sunmaktadır. Bu kırıntılı karbonat mercekler, kalsitürbiditler olarak yorumlanmakta olup, bölgesel yaygınlıkları ve kalınlık değişimleri bilinmemektedir (Şekil 5.2).

5.4. Adıyaman Civarı Petrol Bölgesi ile Şambayat Petrol Sahası'nın Karşılaştırılması

Adıyaman petrol ili, şehrin her iki kesiminde yer alan doğu ve batı havzalara bölünmüştür (Şekil 5.1). Her iki bölgedeki petrol sahaları, tepelerin yamaç öneyindeki kuşaklar üzerinde gelişen küçük ölçekli antiklinal kapanlardan oluşmaktadır.

Bununla birlikte rezervuar ve kaynak kayaları coğrafik konum değişiklikleri sunar. Doğu Adıyaman bölgesindeki başlıca rezervuar kayaları, Mardin Grubu'nun Derdere ve Karababa formasyonları iken (Şekil 5.2), Adıyaman'ın batısındaki Derdere ile Karababa rezervuarları kısmen su ile doludur. Ancak, Şambayat Petrol Sahasının tepesindeki kuyularda rezervuarın en üst kısmında Karababa Formasyonu'ndan bir miktar petrol üretilmektedir. Adıyaman'ın doğusunda Sayındere Formasyonu'nun üst kesimlerindeki pelajik karbonatları örtü kayaç görevi görmektedir. Adıyaman'ın batısında ise Şambayat'ın da içinde bulunduğu sahalarda Sayındere Formasyonu rezervuar birimi görevi görür. Şimdiye kadar ki geleneksel görüş, formasyonun, karot çalışmaları, alınan kuyu logları, DST'ler ile gösterildiği gibi, kırılmalardan oluşan geçirimsiz sıkı bir karbonat kayacı olduğu yönündeydi (Akyol ve ark., 2013; Türkmen ve Gözel, 2014). Ancak, 2008'deki Ş-1 kuyusu

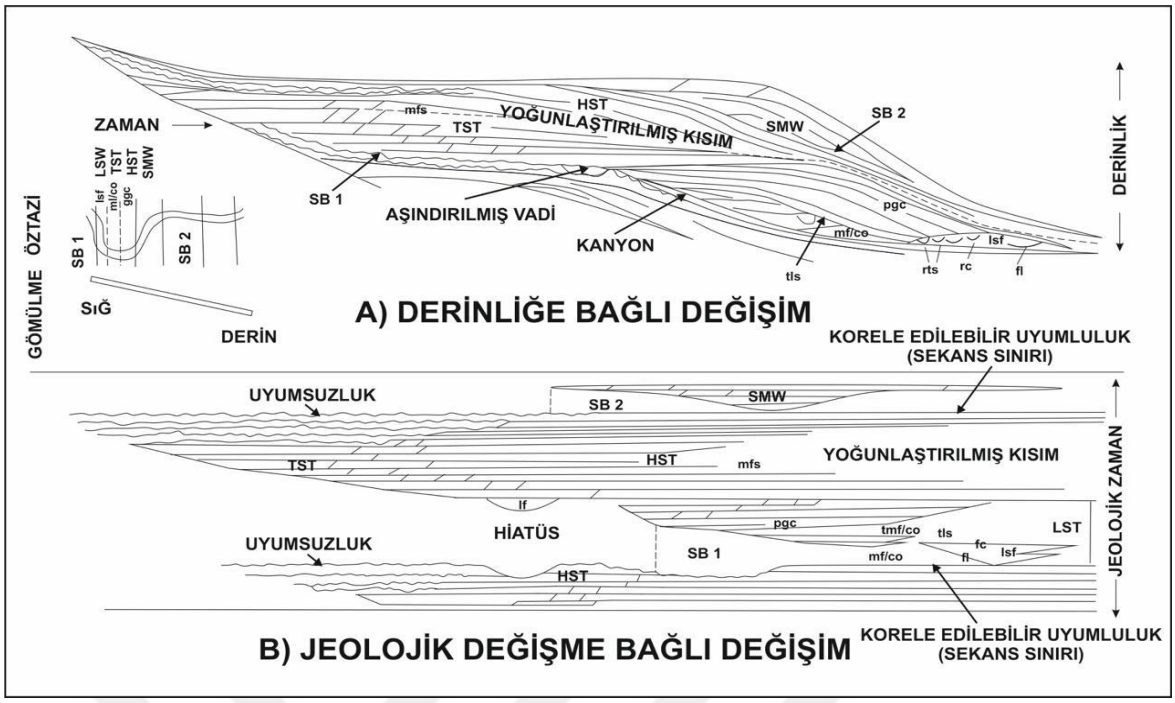
sondajında Sayındere Formasyonunda petrol keşfi sonrasında Şambayat Petrol Sahası'ndaki Ş-6, Ş-19 ve Ş-20 kuyularından edinilen sondaj kırıntılı tabak numuneleri, sondaj imaj görüntüleri, karotlar ve mostra verileri, sondaj çamur kaybı kayıtları ve alınan karotlar, Sayındere Formasyonu'nun rezervuar kayaç olma durumunu işaret etmektedir. Adıyaman Havzası'nın doğusundaki sahalar için Derdere ve Karababa Formasyonları'ndaki organik açıdan zengin seviyeler kaynak kaya olma özelliğini göstermektedir (Soylu, 1991). Karaboğaz ve Sayındere Formasyonlarının tabanının çökel ortamı öksinik ve organik açıdan zengin karbonatlar olup Adıyaman'ın batısındaki potansiyel kaynak kayalardır (Türkiye Petrolleri A.Ş., yayınlanmamış veri). Gömülme ve olgunlaşma modellemesi ile vitrinit yansıma verileri, Geç Kretase yaşlı kaynak kayaçlarında petrol oluşumunun başlangıcının hem Doğu hem de Batı Adıyaman Havzalarında geliştiğini ve Orta Eosen ile Oligosen arasında da gerçekleştiğini göstermektedir (Demirel ve Güneri, 2000; Demirel, 2004). Burada rezervuarlara petrol göçü ve yüklemesinin de yaklaşık olarak aynı zamanda başladığı varsayılmaktadır. Şambayat Petrol Sahası 2008 yılında Ş-1 kuyusu ile keşfedilmiş olup, burada yapılan DST operasyonu testleri (Drill Stem Testler) ile Geç Kretase yaşlı Karababa ve Sayındere formasyonlarının karbonatları içinde üretilebilir petrolün varlığı ilk kez tespit edilmiştir (Şekil 7.25).

Şambayat Petrol Sahası yaklaşık 6 km2lik bir alanı kaplamakta olup, bölgede birbirleri ile karşılaştırılan 5 saha içerisinde en büyüğü ve en üretkenidir. Adıyaman Havzası'nın batısındaki petrol sahalarından diğer dördü ise Doğu Şambayat, Altıntop, Dudere ve Kuzey Adıyaman sahaları olup, Şambayat Petrol Sahası'nın tahmini yerinde 13 milyon varillik rezervi mevcuttur (Akyol ve ark., 2013; Şekil 7.26). Beş petrol sahasının tümü küçük ölçekli çift dalımlı antiklinallerden hidrokarbon üretmektedir (Gözel, 2013). 2023 yılı itibarı ile bölgedeki 17 kuyudan yaklaşık 3,4 milyon varil üretim yapılmış olup, tahmini üretilebilir rezerv yaklaşık 3,7 milyon varildir.

5.5. Sayındere Formasyonu'nun Parasekanslara Ayrılması

Sekans Stratigrafisi, jeolojik zaman içinde sedimanların biriktiği mekânda çökelim ile sınırlı (krono-stratigrafik) çerçeve içerisinde tabakalı kayaçlarının birbirleriyle olan ilişkilerinin istifsel olarak çalışılıp değerlendirilmesidir (Van Wagoner ve ark., 1988; Açıkalın, 2012).

Posamentier ve Allen (1999) yürüttükleri çalışmada sekans stratigrafisini şöyle tanımlamışlardır: 'Sekans stratigrafisi, jeolojik zamanda çökelim kayıtlarındaki döngüselliğin temel fonksiyon değişkenleridir. Söz konusu değişkenler, çökelim kaydını ve desenini de oluşturarak kayıt altında tutmaktadır. Van Wagoner ve ark. (1988) ile Posamentier ve Allen (1999)'in tanımlarını birleştiren çizim, Şekil 5.3'de "Exxon slug" adlı sekans modeli adıyla özetlenmiştir (Açıkalın, 2012'den alıntılanmıştır).



Şekil 5.3. Sekans sınırlarını gösterir ‘’Exxon Slug’’ modeli (Van Wagoner ve ark., 1988; Posamentier ve Allen, 1999; Açıkalın, 2012)’nden değiştirilerek yeniden çizilmiştir.

Sekans stratigrafisinin sınır yüzey desenleri ve bunlara karşılık gelen kısaltılmış terim adları, Şekil 5.3’de özetlenmiştir. Tablo 2.1’de ise sekanslar ile ilgili kısaltılmış terimlerin açıklaması verilmektedir (Van Wagoner ve ark., 1988).

Sekans sınırlarının belirlenmesinde “Birinci Tip Sekans Sınırı” tanımında doğrudan sürekli hava temasına maruz kalma durumu söz konusu olup, bununla birlikte yüzeyde gelişen erozyon (concurrent) ile beraber nehirlerin aşındırılmasının işlevleri ilişkilendirilmiştir. Çökelim havzasına doğru litofasiyeslerin değişimi, fasiyeslerin havzanın derinliklerine doğru yüzey değiştirmesi ile bağlantılıdır. Sekans stratigrafisi terminolojilerinin kısaltmaları Şekil 5.3’de işaretlenmiş olup, bunların açıklamaları Çizelge 5.1’de verilmiştir.

Birinci tip sekans stratigrafisindeki vadi aşındırmasına (incision) bağlı gelişen uyumsuzluklar ile, çökelimsel eğim nedeniyle çökelme çizgisi boyunca gelişen ikinci tip sekans sınırı (deneştirilmesi yapılabilir uyumsuzluklar), üç boyutlu uzantılarda diferansiyel gömülme oranlarına bağlı olduklarından sekans sınırı tiplerinin birbirleriyle geçiş yapması mümkündür.

Bir sekans, göreceli deniz seviyesinin belirli fazları kapsamında üç farklı litostratigrafik birime ayrılabilmekte olup, bunlar sistem kapanımları (‘System tracts’) da olarak adlandırılmaktadır (Çizelge 5.1; Şekil 5.3).

Çizelge 5.1. Sekans stratigrafisi terminolojisinde kullanılan kısaltmalar (Van Wagoner ve ark., 1988; Sünnetiçioğlu, 2008; Açıkalın, 2012)'den alıntılanmıştır.

SB	Sekans Sınırı	**HST**	Yüksek Duruşlu Sistemler Bölgesi
SB-1	1.Tip Sekans Sınırı	**TST**	Transgresif Sistemler Bölgesi
SB-2	2.Tip Sekans Sınırı	**LST**	Düşük Duruşlu Sistemler Bölgesi
SB-3	3.Tip Sekans Sınırı	**FSST**	Düşüş Aşaması Sistemler Bölgeleri
DLS	Aşağı Kıvrımlı Yüzey	**Ivf**	Aşındırılmış Vadi
Mfs	Maksimum Sel Yüzeyi	**Lsw**	Düşük Duruşlu Kama
Tfs	En Üst Fan Yüzeyi	**Pgc**	İlerleyen Kompleks
Tmf/co	En Üst Kitle Akışı/Set Üstü Kanal	**Lsf**	Düşük Duruşlu Fan
TS	Maksimum Regresyon Üzerindeki İlk Sel Yüzeyi	**SMW**	Sahil-Sınır Kama Sistemleri Bölgesi

Buradaki tarihsel jeolojik dönemde geçen çökelme sınırları birbirini takip eden 4 farklı durağan döngü tarafından temsil edilir: Bunlar "cycles" olarak tanımlanan Birinci, İkinci, Üçüncü ve Dördüncü durağan döngülerdir. Bir durağan döngü, deniz seviyesinin yüksek bir seviyeden düşük bir seviyeye düştüğü ve yüksek pozisyona (highstand) tekrar geri döndüğü zamanı simgeler (Açıkalın, 2012). Sekans stratigrafisi terminolojisi kısatlamaları Çizelge 5.1'de sıralanan verilen SB-1 ile SB-2 'nin örneklendirmesi, Şekil 7.27'de yapılmış olup buradaki sismik kesitte Sayındere Formasyonu içerisinde 1 no'lu fasiyesten 2 no'lu fasiyese geçiş sınırı SB-1 ile, 2 no'lu fasiyesten 3 no'lu fasiyese geçiş sınırı SB-2 ile gösterilmiştir.

Kıtasal kopma döngüleri veya diğer adıyla Birinci mertebe durağan döngülerinin 50 milyon yıllık zamandan daha uzun bir zaman sürecine sahiptir. Bu zamanlar, kratonlara karşı üst üstte bindirmeleri temsil etmekte olup, tektonik aktivitelerde eş zamanlı olarak görülen uyumsuzluklarca kontrol altından tutulurlar (Duval ve ark., 1998).

Durağan döngülerin ikinci mertebe olanları, 9 ila 10 milyon yıllık zaman döngüsüne sahiptirler. Mitchum ve Van Wagoner (1991), "kompozit istifi" ikinci sınıf stratigrafik birim olarak adlandırmışlardır. Durağan döngülerin üçüncü mertebe olanları, 0.5 ila 3 milyon yıllık sürekliliğine sahiptirler. Üçüncü mertebe durağan döngüler, buzul çağı sırasındaki durağan döngüler tarafından (Vail ve ark., 1977) oluşturulmuştur. Dördüncü ve beşinci mertebeden döngüler, Yüksek-dereceli deniz seviyesi değişen döngüler olup, parasekans döngüleri olarak tanımlanmışlardır. Bunlar 0,1-0,2

ile 0,01-0,02 milyon yıllık döngülerdir. 4. ve 5. mertebe döngülerin temel stratigrafik birimi: ‘parasekansdır’. Parasekans birimleri tabakalardan ve tabaka oluşumlarından meydana gelmiştir. Özetle parasekanslar, deniz-delta-sahil-gel git, nehir ağzı ortamında ve sahil çevresinde tanımlanmışlardır (Van Wagoner ve ark., 1990; Posamentier ve Allen, 1999). Tez çalışmasındaki Sayındere Formasyonu’nun S1, S2 ile S3 fasiyeslerinin karşılığı olan dönemler: ‘Parasekans’ tanımına karşılık gelmektedir.

6. SAYINDERE FORMASYONU'NDA TEKTONİK SÜREÇLER

6.1. Deformasyon Fazları

Bölgede Batı Adıyaman Havzasının farklı zamanlardaki üç ana kompresif deformasyon aşamasından etkilendiği görülmektedir. Bunlar; i) Geç Kretase sırasında; ii) Geç Eosen – Oligosen ve iii) Geç Miyosen dönemleridir (Şengör ve Yılmaz, 1981; Yılmaz ve ark., 1993; Yiğitbaş ve Yılmaz, 1996).

Bu tektonik olayların deformasyon aşamaları Şekil 7.25'teki haritada özetlenmiş olup, bölgedeki etkileri çalışma alanından alınan düzleştirilmiş sismik kesitler üzerinde zaman dilimleri belirlenerek şematize edilmiştir (Şekil.7.26, Şekil 7.27).

Şekil 7.25'te sağ üstteki jeolojik enine kesit, çalışma alanından Kuzey-Güney boyunca alınan şematik bir A-A' kesit olup, burada TC: Geç Kretase bindirme hattını; TM: Miyosen bindirme hattını işaret etmektedir (Özkaya ve ark., 2019'dan).

Buradaki şekilde Adıyaman şehir merkezinin 7,8 km kuzey doğusundaki Kuzey Adıyaman Petrol Sahasının da konumu beyaz alanda gösterilmekte olup, TC (Kretase bindirme önü) ile TM (Miyosen bindirme önü) arasındaki alanda çalışma sahası, Kretase-Eosen ve Miyosen tektonizmalarına maruz kalmıştır KAS'nda çalışılan Sayındere Formasyonu ve fasiyesleri Şekil 5.2'de daha önce gösterilmiştir.

Buradaki çalışmada fasiyeslere ayrılan Sayındere Formasyonu ve bu birimin altında yer alan birimlerin litolojik ve tektonik özellikleri bu çalışmanın odak noktasını oluşturmaktadır.

Bu kapsam dahilinde, bölgede Sayındere Formasyonu'nun çökelimi sonrasında Maastrihtiyen döneminde Terbüzek Formasyonu üzerine ofiyolitik melanjın bindirmesi (TC; Şekil 5.2) Maastrihtiyen dönemindeki bindirme deformasyon dönemini temsil etmektedir.

6.1.1. Paleosen Öncesi Deformasyon

Şambayat Petrol Sahası'nın Doğu kenarından alınan sismik kesit (Şekil 7.25)'in düzleştirilmiş bir profili üzerinde de Şekil 7.27'de sunulmuştur. Paleosen yaşlı Germav Formasyonu içinde sınırlı ve işaretli seviyede alınan düzleştirilmiş profilde Şambayat bölgesinde Paleosen öncesi antiklinal bir yapının varlığını işaret etmekte, Paleosen sonrası tekrar kıvrımlanma evresi geçirdiği ancak bunun oluşumu öncesinde de Geç Kretase sürecinde en az dört kıvrımlanma ve faylanma evresi geçirdiğini göstermektedir.

Bu bilgiye, yapısal uyumsuzluklar ile Geç Kretase yaşlı istif içindeki formasyonların değişen kalınlıklarının kuyu verileri ve loglardan alınan bilgilerle ulaşılmıştır. Burada söz konusu deformasyonları 4 fazda özetlemek mümkündür: (i) Faz 1: Koniasiyen sonu deformasyonu: 1 no'lu deformasyon fazının varlığı, Mardin Grubu ile üstteki Sayındere Formasyonu arasındaki uyumsuzluk ve kuzeye doğru gittikçe artan Sayındere Formasyonu'nun kalınlaşması ile kanıtlanmıştır. (ii) Faz 2: Kampaniyen sonu deformasyon aşaması: 2 No'lu deformasyon fazı, Sayındere Formasyonu'nun

çökelmesinin ardından gerçekleşmiştir. Bu durum, Arap kıtasının kuzey kenarındaki ofiyolitlerin geri bindirmesi (obduction) sırasında olmuştur (Perinçek ve Özkaya, 1981; Yılmaz, 1993).

(iii) Faz 3: Maastrihtiyen deformasyonu: 3 No'lu deformasyon, allokton ofiyolitik melanjın bölgesel yer değiştirmesi ve ofiyolitlerin güneye doğru Arap Kıtası üzerine geri bindirmesi sırasında oluşmuştur. Söz konusu deformasyon, Sayındere ve Besni-Terbüzek formasyonları arasında belirgin yapısal uyumsuzluk olarak da görülür. Sonuç olarak, Kastel Formasyonu'nun çökeldiği havzanın derinliği kuzeye doğru artmış ve Kastel klastiklerinin kuzeye doğru hızla kalınlaştığı görülmektedir (Şekil 7.26). Böylece, antiklinal yapı ve "Kampaniyen-Maastrihtiyen fayları" olarak adlandırılan faylar, Şambayat Petrol Sahası içinde sınırlanmışlardır (Şekil 7.26). Sayındere Formasyonu ve altındaki Mardin Grubu, bu nedenle bir arada üç no'lu deformasyon aşaması içerisinde yorumlanır.

(iv) Faz 4: Besni-Terbüzek formasyonları aralarındaki hafif uyumsuzluk ile beraber işaretçi seviyede (Paleosen yaşlı Germav Formasyonu içindeki işaretli sınır çizgi) küçük deformasyon aşaması fazının göstergesidir. Bu faz, Geç Kretase'den Paleosen'e geçişi temsil etmekte olup (Şekil 7.26), "son Maastrihtiyen fayları" olarak etiketlenmiş faylar Maastrihtiyen Sonu ile Erken Paleosen dönemleri arasındaki deformasyon fazına ait oldukları şeklinde yorumlanmıştır (Özkaya ve ark., 2019).

6.1.2. Paleosen Sonrası Deformasyon

Paleosen sonrası oluşan Şambayat ve Doğu Şambayat antiklinalleri, "A" ters fayının yukarısındaki tavan blokta yer almaktadır (Şekil 7.25). Her iki antiklinal de, güney kanatlara doğru eğimli olacak şekilde asimetriktir. Bu fayların eksenleri "A" ters fayına paralel olacak şekilde yönlenmiştir (Şekil 7.25). Bu yapı, Şambayat, Doğu Şambayat ile Altıntop Sahaları üzerindeki 800 ms'de sismik zaman dilimini temsil etttiği kesitte görülmektedir (Şekil 7.27).

Buradaki zaman dilimi, Sayındere rezervuarının üzerinde olup, Paleosen yaşlı Germav Formasyonu'nun içinden geçmektedir. "A" Fayı, ters fay olmakla beraber (Şekil 7.26) diğer faylar (Fay 1, 2, 3) normal fay özellikleri göstermektedir (Şekil 7.28).

Şambayat Petrol Sahası'nın güneybatı kısmında yer alan B ters fayı, kuzeye doğru olan zaman dilimi kapsamı dışındadır (Şekil 7.26). Buradaki çalışmada gerçekleştirilen zaman dilimlemesi yöntemine göre KB-GD uzanımlı Şambayat ve Doğu Şambayat antiklinallerinin jeolojik zaman karşılığı ile doğu-batı yönlü simetrik kıvrım 1 kıvrım 2; Normal faylar 1, 2 ,3, Fay C (Şekil 7.28) arasında jeolojik zamansal bir uyumsuzluk vardır. Söz konusu mevcut jeolojik zamansal uyumsuzluk, antiklinallerin oluşum zamanı ile kıvrımlar-normal faylar ve Fay-C'nin oluşum yaşının aynı olmadığını göstermektedir.

Bölgedeki Fay stilleri ile kıvrımlanma arasındaki uyumsuzluk, oluşan yapıların deformasyonun farklı aşamalarında geliştiğini göstermektedir. Bölgedeki D-B uzanımlı simetrik kıvrımlar, deformasyonların Paleosen'den daha öncesine ait olabileceğini düşündürmektedir. Sismik kesitte görülen zaman dilimleri (time slices) göstermektedir ki KB uzanımlı Şambayat ile GD

uzanımlı Doğu Şambayat antiklinalleri; simetrik olan Doğu-Batı uzanımlı Kıvrım-1, 2 (Fold-1, Fold-2); Normal faylar 1, 2, 3 ve C Fayı ile uyumsuzdur.

Deformasyon aşamalarına göre D-B uzanımlı simetrik kıvrımlar bu yapıların farklı deformasyon aşamalarına ait olabileceğini göstermektedir. A Ters Fayı ile B Ters Fayı, asimetrik Şambayat antiklinalinin katlanması ve kanatlardan sönümlenerek kesilmesini KB-GD bükülmesi ile antiklinalin batı-doğu kısımlarından sınırlandırmışlardır (Şekil 7.25).

Bu doğu-batı kıvrımları Paleosen döneminin birimlerini deforme ettikleri için bunların Geç Eosen-Oligosen döneminin deformasyon fazına ait olabileceğini düşündürmektedir. Geç Miyosen, bölgedeki son ana sıkışma fazıdır. Temel ana ters faylar olan "A" - "B" fayı ile ilgili asimetrik antiklinaller muhtemelen bu dönemde gelişmiştir (Şekil 7.25). Altıntop-5 düşey kuyusundaki Sh maksimum yönündeki çatlama yönü ve birkaç kuyudaki XRMI log verisinde görülen çatlama yönü, bugünkü SHmax yönünü göstermektedir. SHmax, KKD-GGB yönündedir (Şekil 7.27). Buradaki SHmax çatlama yönü, aynı zamanda çatlamanın ait olduğu Miyosen yaşı için de dolaylı kanıtlar sağlamaktadır. Benzer şekilde KB-GD uzanımlı ters faylar ve kıvrımlar, Eosen-Oligosen döneminin kanıtıdır.

Şekil 7.25 'de gözlenen Doğu-Batı kıvrımlarının yalnızca Geç Miyosen'e ait döneminde gelişmiş olması da muhtemeldir. Şekil 7.27'de görüldüğü üzere sismik kesitteki ters faylanmadan önceki ve ters faylanma ile ilişkili asimetrik kıvrımlar birbirleri ile bağlantılı olup, jeoloji yaşının belirlenmesinde önemlidir. Alternatif olarak, Eosen-Miyosen dönemi tektonik etkilerinin aktif izlerinin olduğu bir bölgede başlıca ters fayların ve kıvrımların jeolojik yaşının muhtemelen Geç Eosen olduğu öngörülmektedir.

Sismik ve stratigrafik veriler, bu dönemde gelişen yapıların kesin yaşını belirlemek için yeterli değildir. Şekil 7.28'deki 1, 2 ve 3 numaralı normal fayların oluşma yaşlarını da tam olarak belirlemek mümkün olamamaktadır. Bu faylar Paleosen-Oligosen sırasında veya Miyosen sonrasındaki bir süreçte stresin salınması aşamasına ait olabilir.

Kuzey-güney yönlü sismik kesitlerin incelenmesi sırasında sismik kesitteki işaret tabakaya ulaşmadan önce sönümlenen bazı fayların orta Germav sınırından sonra oluştuğu ve bunların eşeleniklerinin Maastrihtiyen yaşlı olduğu belirlenmiştir (Şekil 7.25). Şekil 7.28'de gösterilen C fayının ilgili katlanması, fayın yerini değiştirdiği için Geç Miyosen yaşında olup Şambayat antiklinalinin kuzey kanadı üzerindedir. Bu nedenle, buradaki C Fayı ve muhtemelen 1 ile 2 no'lu faylar, gerilmeyi takip eden stres salınım aşamasında türemiş olup, Geç Miyosen sıkışmasını takip eden süreçte meydana gelmiştir (Angelier ve ark., 1981).

Kuzey Adıyaman Petrol sahası ve çevresindeki inceleme alanında Sayındere Formasyonu'nun çökelmesi sonrasında en az üç adet kıvrımlanma ve faylanma aşaması olduğu (Kampaniyen sonu, Maastrihtiyen sonu ve Geç Miyosen) mevcut sismik verilerden anlaşılmaktadır. Bölgede gerçekleşen üç yapısal olay sürecine, Miyosen öncesinden Geç Eosen dönemine kadar ek bir olay da ilave edilebilir. Geç Eosen'deki deformasyon, bölgede yapılan daha önceki araştırmalarda

görüldüğü gibi Batı Adıyaman Havzasının üç ana sıkışma ve tektonik deformasyon aşamasından biri olup söz konusu deformasyon havzadan alınan XRMI loglarında da incelenmiştir. Geç Eosen'deki yapısal deformasyonun tespiti, bölgede daha önceden yapılan tektonik çalışmalarla da desteklenmektedir (Şengör ve Kidd, 1979; Perinçek ve Özkaya, 1981; Şengör ve Yılmaz, 1981; Şengör ve ark., 1985; Allen ve ark., 2004; Robertson ve ark., 2016; Aktuğ ve ark., 2016). Çatlamaya genellikle kıvrımlanma ve faylanma neden olduğundan Sayındere Formasyonu'ndaki birimlerin çatlamasının en az üç aşamada gerçekleştiği düşünülmektedir. Sayındere Formasyonu'nun (Kampaniyen sonu, Maastrihtiyen sonu ve Geç Miyosen) çökelmesi sonrası çatlama, olası bir dördüncü süreçte (Geç Eosen – Oligosen) meydana gelmiş olduğu düşünülmektedir. Bu son aşamayı açıklayabilmek için elimizde yeterli veri bulunmamaktadır. Ancak buna ek olarak bahsedilen son dönem çatlamaların Miyosen sonrası normal faylanma ile ilgili olabileceği ayrıca Pliyosen-Kuvaterner dönemde de bölgede gelişen doğrultu atımlı faylanmalarla (wrench faulting) da oluşabileceği düşünülmektedir.

7. BULGULAR VE TARTIŞMA

7.1. Sayındere Formasyonu'nda Kırılgan Tabakaların Sınırlarının Ayrıştırılması

Tabakaların sınırlı kırılma aralığı ve boyutu gözeneklilik, litoloji ve tabaka kalınlığı tarafından kontrol edilir (Barbier ve ark., 2012; Ortega ve ark., 2010; Laubach ve ark., 2009; Ferrill ve Morris, 2008; Wennberg ve ark., 2006; Narr ve ark., 2006; Cook ve ark., 2006; Nelson, 2001; Bai ve Pollard, 2000; Hanks ve ark.,1997; Narr ve Suppe, 1991; Hugman ve Friedman, 1979).

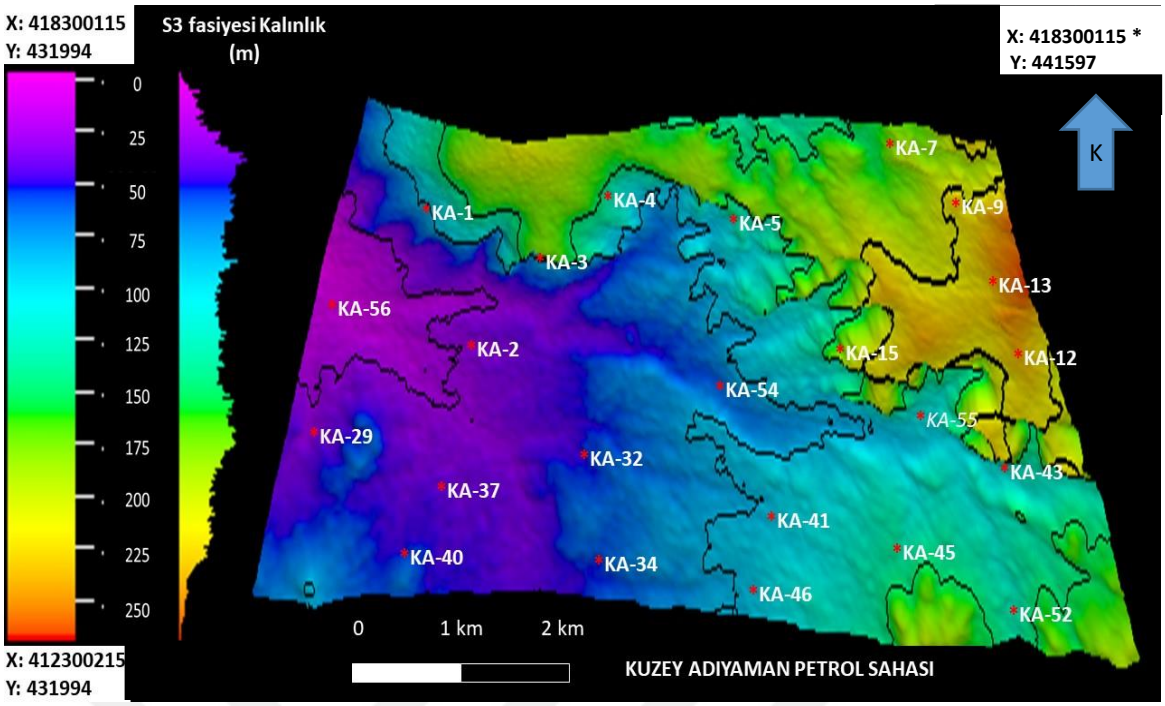
Kuyularda yoğun ve seyrek çatlaklı tabakaların ayrıştırılması için sondaj imaj logları ile açık kuyu logları kullanılmıştır. Çalışılan kuyuların üretim grafiklerinde üretim debisi ile tabakalardaki ağız açıklığı büyük ve birbiri ile bağlantılı çatlakların yoğunluğu korele edilmiştir.

"Çatlak koridorları" olarak tanımlanan uzun-dar geçitli, birbirleri ile bağlantılı ve eğimi dike yakın olan çatlaklar kümeleri, yüksek iletkenlik ve geçirgenliği ile ağız açıklığı belirgin olan birçok çatlak kümesi olarak tanımlanır. Çatlak koridorları, bütün bir rezervuarın tamamı boyunca veya rezervuarın bir kısmının içinden sıvının geçebilmesi olup, uzunlukları birkaç yüz metre veya binlerce metre boyunca devam edebilmektedir (Singh ve ark., 2008; Zambrano ve ark., 2016; Questiaux ve ark.., 2010; Cosentino ve ark., 2002; Rotevatn ve Bastesen, 2014).

Çatlak koridorları, çatlak ağızlarında büyük açıklık olan birçok alt çatlak küme ağını kendi içinde bulunduran birbirleri ile bağlantılı bir sistemdir. Sondaj sonrasında alınan XRMI imaj loglarında belirgin bir buruşukluk görüntüsü, çatlak koridorlarının neden olduğu çatlak izlerini göstermektedir. Söz konusu çatlak izlerinin tespit edildiği çatlaklı seviyelere sondaj sıvısından formasyon içerisine hızla dolum olur. Sondaj sıvısındaki ani çamur kaybı olarak bilinen bu durum, sondaj sıvısı sirkülasyon kaybı ile sonuçlanacağından bir süre petrol sondajı ilerleme hızında düşüş de yaşanabilmektedir.

Kayaçlardaki çatlak veya çatlak açıklıklarının gelişmesi faylanmalarla ilişkisi olabileceği gibi (Özkaya ve Richard, 2006; Zambrano ve ark., 2016, Gabrielsen ve Braathen, 2014) daha az olarak ta çatlak ile açık çatlak gelişimi, gerilme çatlak kümelerinin gelişmesi ile ilgilidir (Stephenson ve ark., 2007; Laubach ve ark., 2018).

Açık çatlaklar daha ender olarak kıvrımlanma kökenli oluşan gerilme çatlakları kümelerini oluşturmaktadır. Açılan kuyularda çatlak analizi için XRMI veya FED gibi herhangi bir kuyu logu alınmamışsa çatlak ölçüm veri analizi için Sondaj boyunca kuyudaki çamur kaybının takibi gibi başka bir veri türü kullanılır: Kuyunun sondaj boyunca formasyona hızla tazyikle su doldurulması ve çamur kaybetmesine bağlı gelişen: 'sirkülasyon kaybının yaşandığı derinlikler', sondaj sırasında not edilir. Böylece rezervuar seviyedeki çatlakların karakterizasyonu için gereken veri seti sağlanabilir. Çatlak yoğunluğunun coğrafi konuma bağlı olarak değişim haritalarının hazırlanması, çatlak doğrultularının gül diyagramları hazırlanarak çatlak yoğunluğu ile karşılaştırılması hem açık çatlaklar hem de çimentolu çatlaklar için ayrı ayrı yapılmıştır. Aynı harita üzerinde yapısal unsurların da yerleştirilmesi ile açık/çimentolu çatlakların karşılaştırılmalı analizi ve yapısal unsular ile bağıntısının ortaya konulması mümkün olmuştur.



Şekil 7.1. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki kuyu verileri kullanılarak hazırlanan Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi'nin kalınlık haritası

Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi kalınlığının GD yönünde arttığı, GD yönünde Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi çatlak yoğunluğunu artacak şekilde bir Shmax stresinin heterojenik dağılımı olduğu ve yine aynı yönde Derdere Formasyonu içerisinde yüksek gözeneklilik ve iletkenliliği olan küresel şekilli seviye gelişiminin olumlu etkilendiği Şekil 7.1'de gözlemlenmiştir. KAS'nda 2008'deki keşif sonrası rezervuar kayaç olarak adlandırılan Sayındere Formasyonu'nun S3 fasiyesinin toplam kalınlığının coğrafi takibi açısından önem arz etmektedir (Şekil 7.1).

7.2. Kıvrım Geometrisinin İncelenmesi

Kırılma yoğunluğunun kıvrımlardaki yüksek eğrilik ve yüksek gerilimle önemli oranda arttığı 2010 öncesi yürütülen çeşitli çalışmalarda görülmüştür (Price, 1966; Hobbs, 1967; Jamison, 1997; Lisle 2000, Bergbauer ve Pollard, 2004; Ortega ve ark., 2010). Çatlak yoğunluğu genellikle asimetrik olan kıvrımların ön kanatlarında arka kanatlarına göre daha fazla oranda bulunmaktadır (Barbier ve ark, 2012; Awdal ve ark., 2013). Tez çalışmasının amacı doğrultusunda kıvrım sıkılığı, yüksekliğin taban oranı olarak tanımlanmış ve asimetri; dik ve dike yakın kıvrımların ortalama eğim açısının yumuşak kıvrımlardaki ortalama eğim açısına oranı olarak tanımlanmıştır. Sayındere Formasyonu'ndaki killi kesif kireçtaşında genellikle görüldüğü üzere, sıkılığı fazla olan bir kıvrım daha büyük bir gerilme değeri kazanacak ve böylece ana eksen üzerinde gerilim artacağından dolayı çatlaklar bu bölgede daha yoğun olarak kesilecektir. Bu durum, daha yoğun kesilmeye neden olan daha büyük yanal gerilime ve kanatlarda çatlamaya (Tip I) ve tepeye yakın bölgede daha yoğun çekme-gerilme çatlaklarının oluşmasına (Tip II) sebep olur (Stearns, 1968). Kıvrımlardaki yapısal

asimetri yanal yöndeki sıkıştırma nedeniyle oluşmakta olup, burada asimetri ne kadar fazlaysa, sıkıştırma ve ters faylanma/bindirme fayı ile olan doğru orantı o kadar büyük olacaktır. İncelenen alanlarda, Geç Kretase yaşlı rezervuar kayaçlarda gözlenen açık çatlakların kıvrım geometrisi, Geç Miyosen tektonizması sonucunda gelişen çatlaklarla birebir ilişkilendirildi. Daha doğru bir çatlak-yapı ilişkisi kurulabilmesi, Geç Kretase'den Miyosen'e kadar geçen süreçte deformasyonun her fazında değişen rezervuar geometrisinin yeniden modellenmesini gerektirmiştir. Böylesi bir model, jeomekanik yöntemler ve kinematik yapısal restorasyonlar ile nicel olarak başarılabilmektedir (Sanders ve ark., 2004; Watkins ve ark., 2015; Ukar ve ark., 2016). Ancak bu hedef, mevcut Doktora tez çalışmasının kapsamı dışında kalmaktadır. Ayrıca, pek kaliteli olmayan mevcut üç boyutlu sismik veriler ile Eosen-Miyosen yaşlı tortul kayaçların erozyonu ve bölgedeki yapısal deformasyonun karmaşıklığı da bu denli ayrıntılı bir incelemeyi engellemiştir.

7.3. Kritik Stres Analizi ve KA-46 Kuyusu Örneği

Kritik stres altında gerilme veya açılmaya bağlı gelişmiş çatlakların analizi ve yerinde stres varyasyonlarının da değerlendirilmesi mümkündür. Yaşı ne olursa olsun, açık veya çimentolu çatlakların yerinde en yüksek değerlikli stres ile eşleştirilen bir çatlak-kırık seti, kritik derecede stresli bir duruma dönüşebilir ve çatlaklar boyunca yeniden oluşabilecek tektonik hareketlenmeler daha önceden geçirimsiz olan çatlak-kırık setlerini yeniden geçirimli ve iletken hale getirebilir.

En yüksek değerlikli (maksimum) yatay yerinde stresin (in stu stress) yönü, ancak kuyu sondajı sırasında oluşan kuyu cidarı çatlaklarından belirlenebilir. Altıntop Petrol Sahasında, en yüksek değerlikli yatay stresin yönü kuyu XRMI logu detaylı incelenerek tespit edilmiştir. En yüksek değerlikli yerinde bölgesel stresin büyüklüklüğü verileri, rezervuarın kaya mekaniği eşik enerji stresi analizi hesaplamalarında da kullanılmak üzere değerlendirlmiştir.

Kritik stres analizi (rezervuar kayaçların basınç altında çatlama durumu) Kuzey Adıyaman ("KA") Sahası için yapılmıştır. Bölgede, KA-46 kuyusu için yapılan kritik stres analizi tez kapsamı içinde ayrıntılı anlatılacaktır. Söz konusu analiz programı şöyledir:

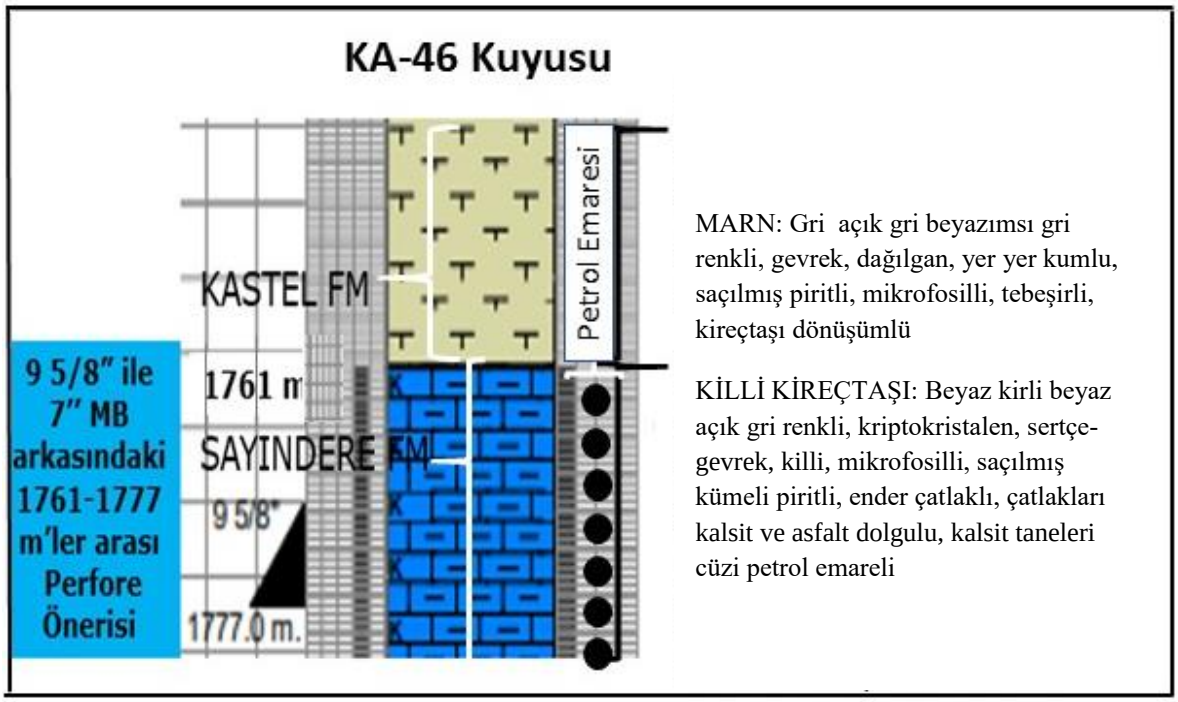
- Kuyu jeoloğunun notlarının değerlendirilmesi
- MLU (Mud Logging Unit) verileri ile yapılan gaz analizleri ve jeokimyasal yorumların gözden geçirilmesi,
- Mevcut log verileri değerlendirilecek, sismik verilerde çatlak/fay durumunun gözleminin yapılması
- XRMI log verilerine göre çatlak analiz tahminlerinin tamamlanması
- KA-46 'da Sayındere Formasyonu'nun S-3 fasiyesinin kuyu verilerine göre Çatlak stres eşiği analizine göre yoğunluğu tespit edildikten sonra çatlak analizi tahmin edilmektedir.

Kuyu Jeoloğunun Notları

Kuyu jeoloğunun hazırladığı KVD (Kuyu Veri Defteri) ayrıntılı incelendiğinde Sayındere Formasyonu içerisinde ilerleme yapıldığında petrol emaresi görüldüğü not edilmiştir (Şekil 7.2 ve Çizelge 7.1).

Sayındere Formasyonu girişinde (S3 fasiyesi) önerilen perfore aralığının da (1761-1777 m'ler arası) dahil olduğu 1643-1783 m'ler arasında biyobozunma olmadığı Şekil 7.2 ile Çizelge 7.1 yorumlandıktan sonra anlaşılmış olup ayrıca toplam C4 ve C5 (C4: Bütan, C5: Pentan) oranlarına bakılarak bu sonuç ikinci kez gözden geçirilmiştir (Şekil 7.4). Sağ ve sol pencerelerde gösterilen C4 ile C5 oranları analizi bir kez daha göstermektedir ki her iki analizde de petrol oluşumuna engel olabilecek bir biyobozunma görülmemektedir.

MLU gaz kromatograf sisteminde kaydedilen gaz oranlarına göre buradaki sondaj aralığındaki gaz oranlarının %3'lük bir kısmının petrol penceresi içerisinde kaldığı (yeşil dikdörtgenle çizilerek sınırlandırılımış alan) ve kalan noktaların çoğunun (%97) petrol penceresi dışında kaldığı gözlenmektedir (Şekil 7.4). Sonuç olarak; 1643-1783 m'ler arasının düşük bir olasılıkla: 'petrollü' olduğu söylenebilir.



Şekil 7.2. KA-46 Kuyusunun kompozit kuyu logunun orta kesiminde Sayındere Formasyonu ile Kastel Formasyonu arasındaki geçişi gösterir dikme kesit

Çizelge 7.1. KA-46 kuyusunda Sayındere-Kastel Formasyonları arasında tutulan Kuyu Veri Defteri (KVD) Notu

1748	1764	MARN	100	Gri-açık gri, beyazımsı gr-kirli beyaz renkli, gevrek, dağılgan, yer yer kumlu, saçılmış piritli, mikrofosilli, tebeşirli, yer yer kireçtaşı arabantlı		
KASTEL	SAYINDERE	NORMAL		1578,02 TVD Kot	1764 m MD	1762,08 m TVD
1764	1782	KİLLİ KİREÇTAŞI	100	Beyaz-kirli beyaz, açık gri renkli, kriptokristalen, sertçe-gevrek, killi, mikrofosilli, saçılmış ve kümeli piritli, yer yer çatlaklı, çatlakları kalsit ve asfalt dolgulu, kalsit taneleri yer yer az petrol emareli		

Kompozit çizimi Şekil 7.2'de verilen KA-46 kuyusunun petrofizik değerlendirmesi, Sayındere Formasyonu hedefli ve benzeri kuyularda log karakteri korelasyonu açısından önemsenmektedir.

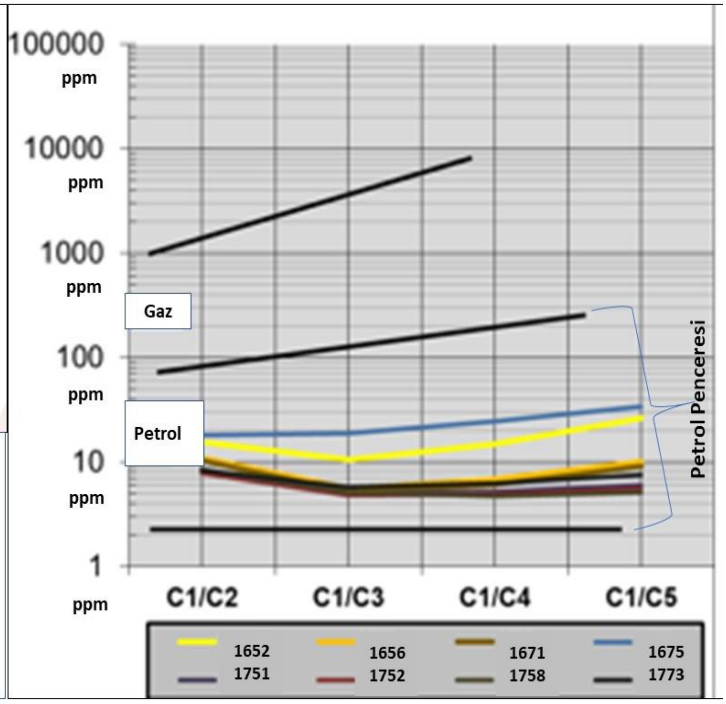
Jeokimyasal Analiz

Petrollü olması muhtemel 1761-1777 m'ler arasının daha iyi incelenmesi için: KA-42 kuyusunda daha önce sondajda 1652-1773 m'ler arası kayıt altına alınan MLU gaz verileri incelenmiştir. Yapılan incelemede MLU gaz verilerine göre petrol eğilimi penceresi içerisinde kalındığı tespit edilmiştir (Şekil 7.3).

Seçilen gaz pikleri için izo ve normal HC zincirlerinin oranlarının kıyaslaması yapıldığında, analiz aralığı için herhangi bir biyobozunma gözlenmemiştir (Şekil 7.5).

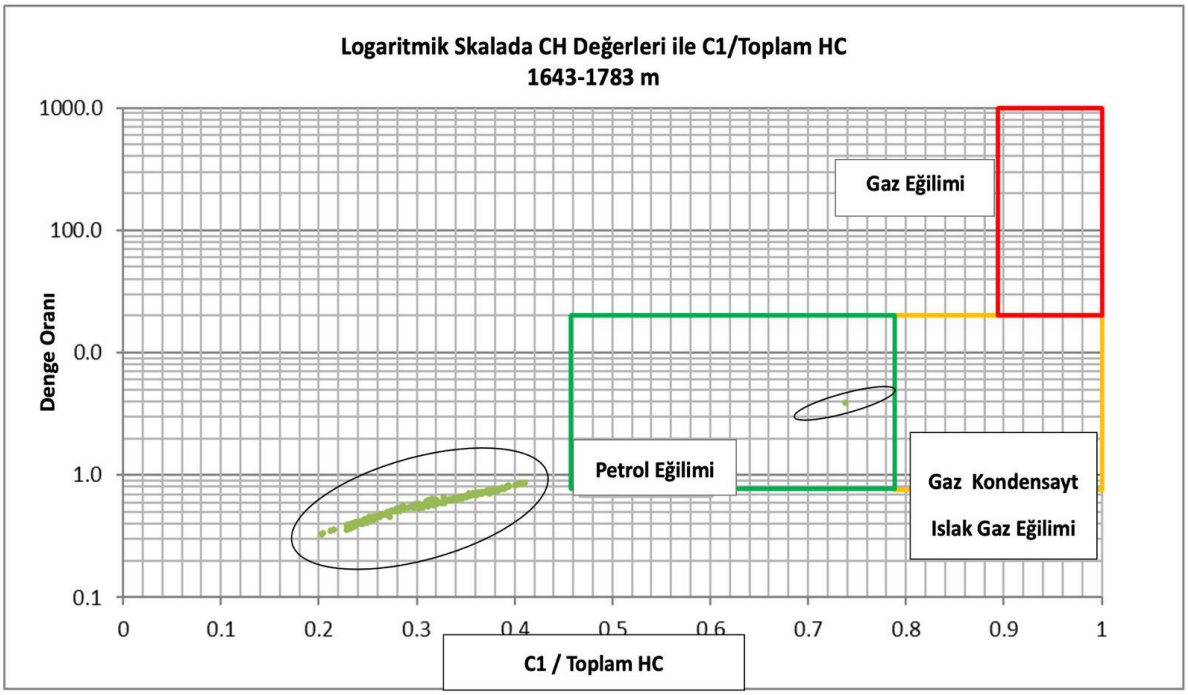
Derinlik (m)	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm
1652	1371	89	131	0	93	23	29
1656	5019	461	901	2	732	9	489
1671	12159	1183	2355	6	1987	17	1312
1675	2945	164	157	0	119	1	85
1751	6557	819	1309	6	1247	17	1066
1752	7381	940	1523	6	1503	18	1307
1758	1715	200	336	69	297	144	190
1773	2067	247	360	1	332	4	273

KA-46 kuyusu MLU gaz verileri olan C1, C2, C3, İC4, nC4, nC5 değerleri ppm cinsinden her bir metrede bir yazılarak sayısal değerler tablosu oluşturulmuştur. Buradaki sayısal verilerin birbirine oranları (C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5) hesaplanarak jeokimyasal analizler grafikleri sağ yandaki gibi çizilmiş ve KA-46 kuyusunun 1652-1773 m'ler arasında petrol penceresinde kaldığı görülmüştür.

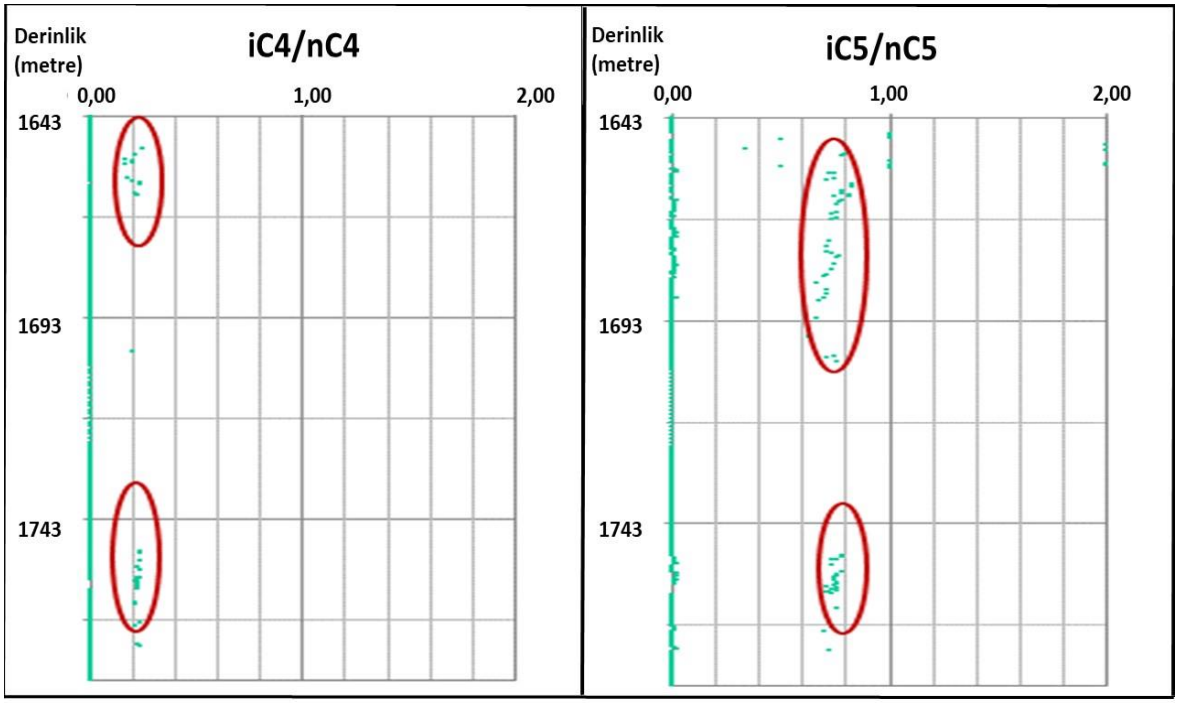


Şekil 7.3. KA-46 kuyusunda MLU verileri ile yapılan gaz analizleri ve Petrol eğilimi grafikleri arasında olup olmama (petrol izi) durumu ile ilgili jeokimyasal yorumların grafikleri
*P: MLU sistemi tarafından okunan gaz değerlerinin (C_1: metan, C_2: etan, C_3: propan, iC_4: izobütan, nC_4: neobütan, iC_5: izosiklobütan, nC_5: neosiklobütan) belirli oranlarda olması durumunda gaz gelen seviyede petrol olma olasılığı vardır. Gaz oranlarının petrol şüpheli olması durumunda petrol şüpheli anlamında: 'petrol izi' terimi kullanılır.

KA-46 kuyusu örneğinde olduğu gibi sondaj sırasında Sayındere Formasyonu içerisindeki petrol, cüzi olduğu için eleklerde gözlenmeyebilir. Bu durumda Şekil 7.3'de örneği verildiği gibi MLU'nun (Mud loggin Unit/Sondaj Kayıt Sistemi) gaz kromatografındaki gaz okumalarının birbirine oranı takip edilir. Bu takibin sonucunda aynı seviyenin petrollü olup olmama durumu petrol eğilimi grafiğine göre karar verilir.

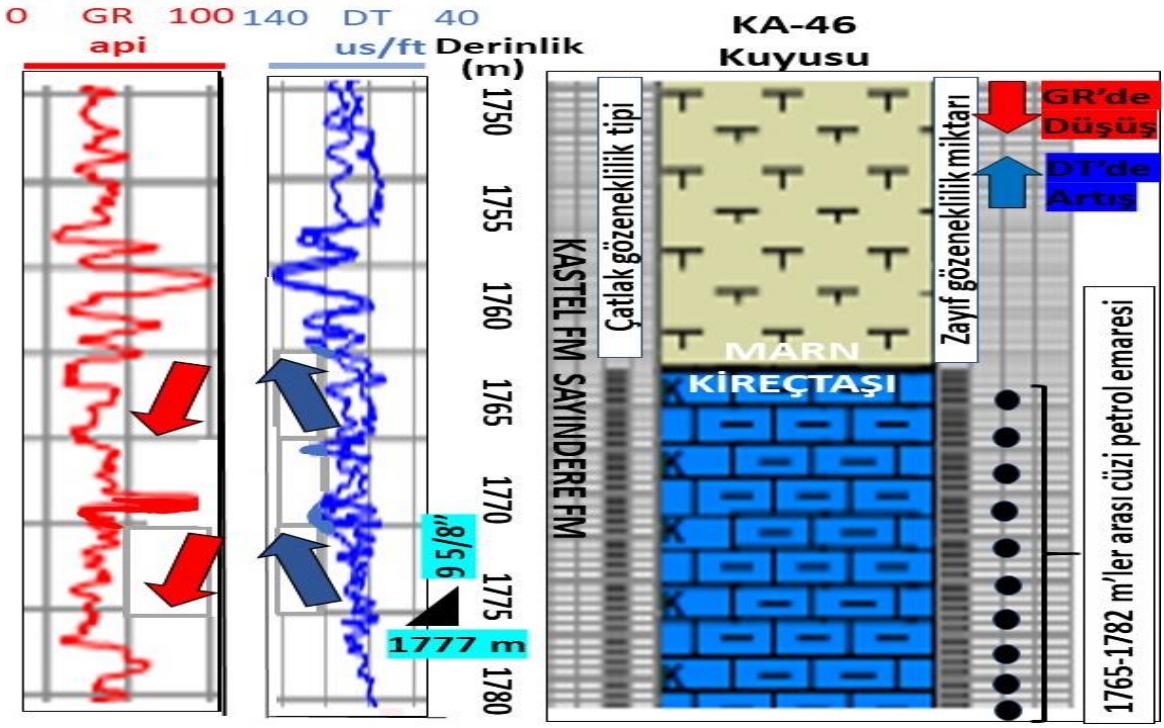


Şekil 7.4. KA-46 kuyusunda MLU verileri ile yapılan gaz analizleri ve jeokimyasal yorumlarına göre Petrol-Gaz Kondensayt-Gaz penceresi içerisinde olup olmama (petrol izi) durumunun grafikleri



Şekil 7.5. KA-46 kuyusunda MLU verileri ile yapılan gaz analizlerinin jeokimyasal yorumuna göre biyobozunma durumu

Temel log değerlendirmesi:



Şekil 7.6. KA-46 kuyusu kompozit logunda öneri perfore aralığı (1761-1777 m'ler arası) log yorumlaması (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri, Ortaklık çalışma prensiplerine uygun alıntı yapılmıştır)

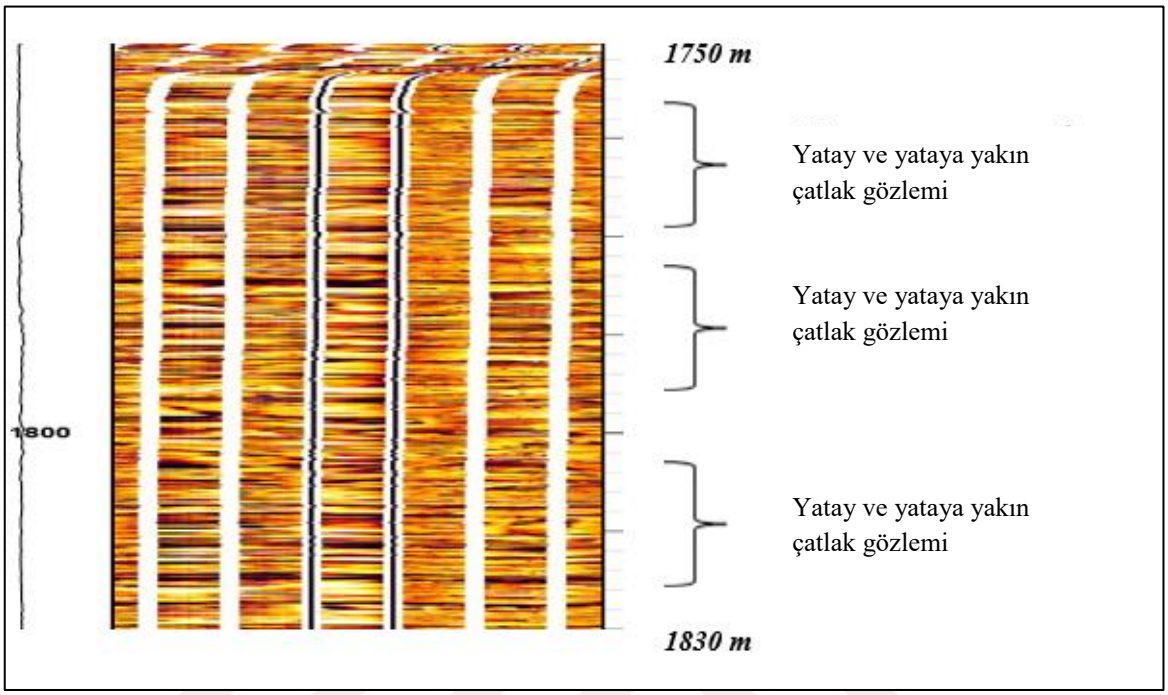
Çalışmalarda, 1761-1777 m'ler arası direnç (resistance) ile yoğunluk (density-nötron) loguna bakarak temel gözeneklilik durumu ile ilgili yorum yapılmıştır. Burada 1761 m'den 1777 m'ye kadar GR (Gamma Ray) logunda düşük/temiz okuma, sonik logunda ise gözenekliliğin artmakta olduğu görülmüştür (Şekil 7.6).

Buna ilaveten perfore olarak verilen seviyede, gözeneklilik ve geçirimlilik değerlerinde olumlu bir artış olmuş, alınan GR ve Sonik logu okumalarında artış olmuştur (Şekil 7.6). GR: Gama ışını okuması, birimi: api DT: Sonik logu okuması, birimi: saniye/ft.

Sayındere Formasyonu S3 fasiyesindeki petrol şüpheli seviyedeki hidrokarbon varlığına GR logu, DT logu ile çatlak tipi gözeneklilikteki zayıf gözeneklilik miktarı eşlik etmiştir. Şekil 7.6'da S3 fasiyesindeki hidrokarbon varlığını özetler GR logu, DT logu ile kuyudaki kırıntılı tabak gözlemine bağlı ifade edilen çatlak tipi zayıf gözeneklilik verisi bir arada gösterilmiştir. 1765 ile 1782 m'ler arsında sondaj sırasında eleklerde gözlenen cüzi miktardaki hidrokarbon varlığı ve petrol kokusu, cüzi petrol emaresi olarak çizimlerde gösterilmiştir.

XRMI log değerlendirmesi

Perfore edilmesi düşünülen seviyeler (1761-1777 m'ler arası), XRMI logunda izlendiğinde bu aralıktaki çatlakların yatay ve yataya yakın oldukları görülmüştür.



Şekil 7.7. KA-46 kuyusunda alınan 1750-1830 m'ler arası XRMI logunun yorumu

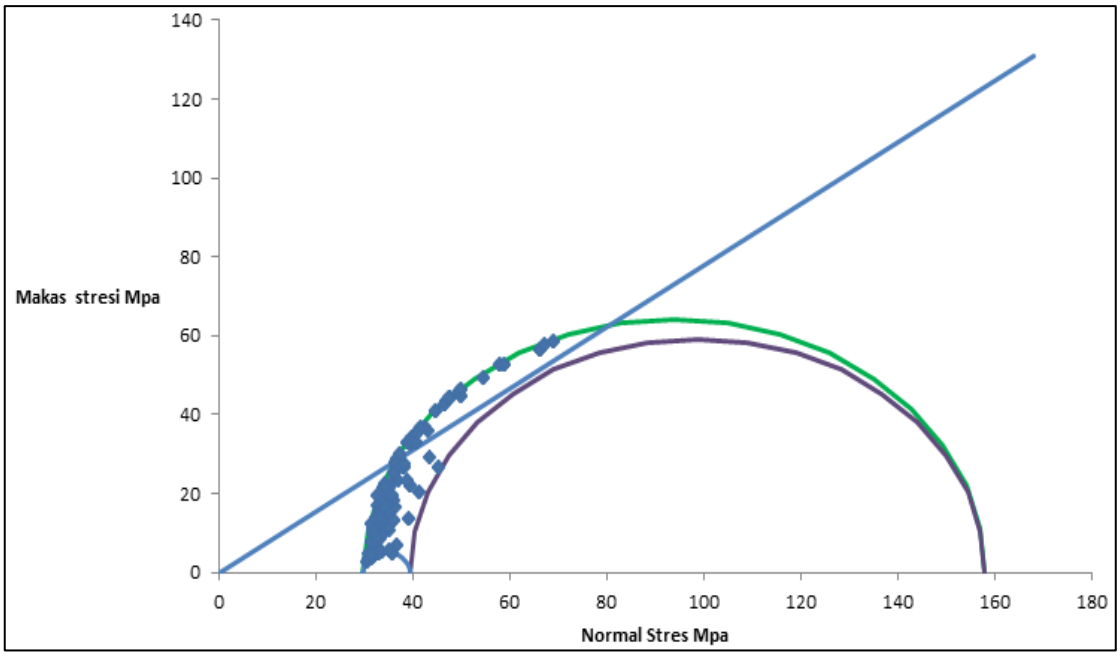
Kritik Stres Analizi

KA-46 kuyusunda kritik stres analizi yapıldığında bazı çatlakların kritik stres değerinin altında (Şekil 7.8'de gösterilen çizgisel hattın altında kalan kare şeklindeki noktalar) ve bazılarının da üstünde (Çizgisel hattın üzerindeki kare şeklindeki noktalar) olduğu görülür. Aynı KA-46 kuyusunun çatlak stres eşiği analizi, Çizelge 7.3a'da verilmiştir. Kritik stres analizi yapılırken Habibzadeh (2020)'nin yöntemi kullanılmıştır.

Şekil 7.7'de yorumlanan kuyu çatlak durumu logu, bir diğer anlatımla XRMI loğunda değerlendirilen çatlaklar yatay ve yataya yakın konumda ise böylesi çatlak yapılarının olduğu kuyuların rezervuarlarında üretilebilir petrol olmamaktadır.

Çizelge 7.2. KA-46 kuyusunda çatlak stres eşiği (kritik stres eşiği) analizinin jeomekanik parametreleri TPAO Arşivinden alınmış olup, değişkenlerin elde eldiliş şekli metadolojide açıklanmaktadır.

$Sh_{max\ azimut}$	180	Derece	En yüksek yatay stres azimutu (0-180 derece arası)	
PP	20	Mpa	Gözenek basıncı	
Sv	178	Mpa	Dikey stres	
Sh_{max}	1590,54	Mpa	En yüksek değerlikli yatay stres	
Sh_{min}	49,79	Mpa	En küçük değerlikli yatay stres	
Mü	0,78	-	Sürtünme katsayısı	



Şekil 7.8. KA-46 kuyusu eşik enerji stresi analizi grafiği (çatlak analizi çalışmasında, Çizelge 7.2'deki jeomekanik parametreleri kullanılmıştır).

Buradaki çatlak analizi çalışmasında, Çizelge 7.2'deki jeomekanik parametreleri kullanılmıştır.

KA-46 kuyusu için Çizelge 7.2'deki jeomekanik değişkenler belli olduktan sonra Şekil 7.8'de görüldüğü gibi çatlak stres eşiği analizi tahmini grafiği çizilimiştir. Buradaki grafik analiz sonuçları değerlendirildiğinde basınç altındaki Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi'ne ait olan noktaların yaklaşık % 40'ının eşik enerji stresi üzerinde olduğu (doğrusal mavi çizgi ile dairesel yeşil çizgi arasında kalan alanda) ve kırılgan olmadığı görülür.

KA-46 kuyusunda Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi ortamında yukarıdaki daha önce hesaplanan 6 temel jeomekanik parametre ile yapılan eşik enerji stresi analizi sonucu aşağıda özetlenmiştir.

Çizelge 7.3a'da KA-46 kuyusu örneğinde eşik enerji stres analizinin nasıl yapıldığı ve analizin sayısal sonuçları 1761-1821 m'ler arası için tabloda özetlenmiştir. Eşik Enerji Stres Analizinin 1821-2067 m'ler arasına ait olan diğer parçaları Ek-7, 8, 9, 10, 11'de sırasıyla verilmiştir.

Çizelge 7.3. a. KA-46 kuyusunda Sayındere Formasyonu'nun kesildiği 1761-1821 m'ler arasındaki Kritik Stres Analiz sonucu

EŞİK ENERJİ STRESİ ANALİZİ SONUÇLARI								Çember 1		Çember 2		Çember 3	
								SH Sh		Sv Sh		Sv SH	
derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç		sigma	to	sigma	to	sigma	to
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa		kayma eğilimi	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa
1761	56,62	77,46	40,004675	12,3261	24,00281		0,513525472	49	0	31	0	49	0
1764	62,18	83,27	38,839592	14,2987	23,30375			48,71135	3,299313	30,8481	1,73648	48,8633	1,56283224
1767	58,31	66,84	43,059501	9,54475	25,8357			47,85416	6,498377	30,3969	3,4202	48,4572	3,07817864
1770	70,18	100,94	30,150193	17,8771	18,09012			46,45449	9,499993	29,6603	5	47,7942	4,49999666
1773	67,59	245,16	45,560894	8,15702	27,33654			44,55485	12,21296	28,6604	6,42787	46,8944	5,78508425
1776	88,77	138,17	11,714174	5,1442	7,028504			42,21297	14,55484	27,4279	7,66044	45,7851	6,89439583
1779	79,75	140,71	11,946073	4,86381	7,167644			39,50002	16,45447	26	8,66025	44,5	7,79422474
1782	79,11	134,34	13,210612	8,14047	7,926367	Eşik Enerji Stresinde		36,4984	17,85415	24,4202	9,39692	43,0782	8,45723057
1785	81,1	124,38	16,513934	13,0579	9,90836	Eşik Enerji Stresinde		33,29934	18,71134	22,7365	9,84808	41,5628	8,8632679
1788	73,87	80,72	41,478247	14,1938	24,88695			30,00002	19	21	10	40	9
1791	84,36	113,64	21,974242	17,1205	13,18455	Eşik Enerji Stresinde		26,70071	18,71135	19,2635	9,84808	38,4372	8,86327267
1794	85,54	113,63	21,94729	17,1458	13,16837	Eşik Enerji Stresinde		23,50165	17,85417	17,5798	9,39693	36,9218	8,4572382
1797	83,04	115,8	20,767613	16,4462	12,46057	Eşik Enerji Stresinde		20,50003	16,4545	16	8,66026	35,5	7,79423714
1800	86,49	119,87	18,417849	15,0168	11,05071	Eşik Enerji Stresinde		17,78706	14,55487	14,5721	7,66046	34,2149	6,89441061
1803	86,24	120,29	18,206741	14,8449	10,92404	Eşik Enerji Stresinde		15,44518	12,213	13,3396	6,42789	33,1056	5,78510332
1806	84,04	123,68	16,637383	13,3626	9,98243	Eşik Enerji Stresinde		13,54554	9,500036	12,3398	5,00002	32,2058	4,50001717
1809	84,2	136,27	12,278566	6,57833	7,36714			12,14586	6,498427	11,6031	3,42022	31,5428	3,07820201
1812	66,9	98,34	31,644414	17,4035	18,98665			11,28866	3,299362	11,1519	1,73651	31,1367	1,56285572
1815	76,07	99,86	30,770036	18,4267	18,46202			11	4,82E-05	11	2,5E-05	31	2,2817E-05
1818	61,98	109,71	25,787931	16,2422	15,47276	Eşik Enerji Stresinde							
1821	68,21	86,07	38,29406	15,5757	22,97644								

7.4. Kapanın ve Çatlamanın Zamanlaması ve Petrol Türümü ile Göçüne Bağlı Olarak Gelişen Çatlama

Çatlaklı rezervuar karakteristiğinin modellenmesi öncesindeki önemli bir adım, kapanın ve çatlamanın zamanlamasını ve petrol türümü ile göçüne bağlı olarak gelişen çatlamayı değerlendirebilmektir. Sıkı geçirimsiz karbonat rezervuarlarında çatlak iletkenliğinin gelişimi; göreceli kapan gelişimi, kapan oluşum zamanı, çatlama türü, petrol türümü, diyajenetik çimentolanma ve çözünme (Laubach ve ark., 2006) ile çatlak reaktivasyonu (Barton ve ark., 1995, 1997) tarafından kontrol edilir. Petrolün çatlaklara dolması ve çimentolanma arasındaki ilişki tartışmalı olup, bu konuda daha önce yürütülen çalışmalar, çatlaklara petrol yerleşiminin kalsitleşmeyi yavaşlattığını göstermiştir. Petrol oluşumunun aynı zamanda da gözenek boşluklarında ve çatlaklarda çimentolanmayı (cementation) durdurduğu tespit edilmiştir (Neilson ve ark., 1998; Heasley, 2000; Cox ve ark., 2010; Barier ve ark., 2012; Morad ve ark., 2018; Worden ve Buhar, 2018).

Yukarıda ifade edilen nedenlerden ötürü Çatlaklı rezervuar karakteristiğinin modellenmesi öncesindeki önemli bir konu, çimentolanma zamanlaması ve rezervuardaki kırılmanın tarihsel jeolojisinin anlaşılmasıdır (Fall ve ark., 2013). Çatlakların petrol dolumundan

önce çimentolanması daha olasıdır. Çünkü petrolün varlığı, sonradan gelen mineralli sıvının kalsitleşmesini engelleyebilir veya yavaşlatabilir. Ancak bu durum, tüm petrol dolumu öncesi oluşan çatlakların tamamen çimento ile dolduğu veya petrol yerleştirildikten sonra çimentolanmanın durduğu anlamına gelmez. Çimentolanma öncelikle litolojideki küçük açıklıklı çatlakları kapatır, tıkar ve daha sonra daha geniş açıklıklı çatlakları kapatmaya başlar.

Ancak, yeterli zaman bulamadan büyük çatlaklar kısmen açık kalabilir (Marrett ve Laubach, 1997). Ayrıca bunlara ek olarak, tekrarlanan aşamalarda çatlak açılması ve çimentolanması yinelenebilir. Ayrıca değişen fazda çatlak açılması ve çimentolanma da meydana gelebilir. Bununla beraber bir petrol dolumundan hemen önce oluşmuş ve kalsitleşmiş çatlaklar da olabilir (Sırat ve ark., 2016; Rosales, 2018).

Petrol dolumu sonrası oluşmuş çatlaklar da kısmen veya tamamen çimentolanmış olabilir. Ancak, çimentolanma çatlakların kapanmasına sebep olmayabilir. Düşük sertlikteki kayaçlar sıkışma anında direnç gösterse de kalsiyumca zengin eriyiklerin kırıkların içerisinde oluşturdukları kalsit dolguları, birbirleri ile bağlantılı ve uzun mesafeli olup sıvı akışını temin ederek çatlakların kapanmasını engelleyebilir ve çatlakların sıvı akışınının sürekliliğini sağlayarak açık kalmasını sağlayabilir.

Çatlakların içerisinde kalsiyumca zengin eriyikler kırıkların içerisinde oluşturdukları kalsit dolgularının tarihsel jeolojik sürecinin, bir başka anlatımla çimentolanma tarihinin, tam anlaşılabilmesi için: i) çatlakların oluşum mekanizmasının ii) çatlakların çimentolanmaya başlangıç zamanının iii) çatlakları dolduran sıvı inklüzyonlarının jeokimyasal incelenmesi gereklidir. Ancak bu başlıkların her birinin ayrı ayrı incelenip irdelenebilmesi için ayrıca uzun süreli araştırma ve çalışmaları gerektirmekte olup, böylesi bir inceleme tez kapsamı dışındadır. Dolayısıyla çatlakları dolduran çimentolanmanın oranı ve zamanlaması yürütülen doktora tez çalışmasında incelenmemiştir. Çimentolanma zamanı ve oranlaması ile ilgili yalnızca eldeki bazı verileri değerlendirerek çok güçlü olmayan fikir verebilecek çıkarımlar yapılabilmiştir.

Tez kapsamı içerisinde çimentonlama zamanı ve oranlaması arasındaki bağıntıyı yorumlamak için, açık ve çimentolu çatlak yoğunluğu, gözeneklilik ve çatlakların doğrultuları birbiriyle ve mevcut faylarla ilişkilendirilerek çalışma alanında farklı yaşlara ait birimlerin kıvrımlardaki açık çatlakların ve çatlak yoğunluğu fazla olan kesimlerin grafikleri hazırlandı.

KAS ile birlikte bölgedeki beş ana petrol üretim sahasından alınan XRMI kuyu loglarında çimentolu çatlaklar ile çimentolu çatlakların kırılma yoğunluğunun dağılımı araştırılmıştır.

Çimentolu çatlakların kırılma yoğunluğunun belirlenmesi doğrultusunda karotlardaki çatlakların ve kuyulardan alınan imaj loglarındaki dirençli çatlakların doğrultuları incelenmiştir.

Gelişimi önceden başlamış ancak yayılması durmuş olan çatlakların yayılımını durduran nedenler ve sınırları belirlendi. Yeni gerilme çatlaklarına bağlı olarak gelişen çatlakların oluşabilmesi için yaş olarak daha eski kökenli olan çimentolu çatlakların tekrar yayılması ile mümkün olabileceği ortaya kondu. Tüm bunlara ek olarak, kesme çatlaklarının mevcut yer

değiştirebilir çimentolu çatlaklar olduğu görülmüştür.

Kısmen dolu olan çatlaklar da ayrıca karotlarda incelenmiştir. Petrol kalıntılarının kalsit çimentolanma ile olan temasları incelenmiştir. Açık çimentolu çatlakları kesen veya yer değiştiren çatlaklar üzerinde çimento bulunup bulunmadığı da kontrol edilmiştir.

Çalışılan alan dahilinde ve çevresindeki sahalarda açılan kuyuların kuyu bitirme raporları da ayrıca incelenmiştir. Buradaki çalışmada açılan kuyulara ait temel kuyu logu bilgileri kullanılarak mevcut çatlakların analizi yapılmıştır. Kuyulara ait kompozit loglardan litoloji, gözenekli zonların ve miktarlarının tayinini yapabilmek için GR (Gamma Ray)-Sonic (BHC)-Density-Neutron logları da ayrıca incelenmiştir.

7.5. Doğrultu Atımlı Tektonik Rejimde Üretken Çatlakların Hangi Jeomekanik Değişkenlerle Korelasyonunun Yapılacağının Belirlenmesi

Adıyaman bölgesinde sondaj yapılan 201 kuyu ve 11 saha içerisinden, 66'sında üretimi devam eden 5 saha incelenmiştir. Rezervuar seviyelerde ikincil poroziteyi (çatlak porozite) etkileyebilecek parametrelerin neler olabileceği ile ilgili çeşitli bilimsel makaleler deneyimli yerbilimcilere danışılarak incelenmiştir. Bu şekilde yapılacak regresyon analizi için bir dizi jeomekanik parametre belirlendi. Sayındere Formasyonu'nda gelişen 5 adet fayın jeomekanik bilgisi (doğrultusu, coğrafik pozisyonu ve atım bilgisi) "IL" kod adıyla başlayan 7 adet sismik kesitin yorumlanmasından ve 2 adet fayın jeomekanik bilgisi Tut ilçesi ile çevresinde yapılan saha jeolojisi çalışmasından, 2 adet fayın bilgileri farklı kuylarda kesilen Sayındere Formasyonu ile ilgili hazırlanan litostratigrafik korelasyondan elde edilmiştir.

KAS'nda yakın tarihe kadar kazılan 17 kuyuya ait XRMI logunun yorumlanması sonucu, kırık ve fayların yer aldığı seviyelerindeki çatlakların doğrultu, sayı ve yoğunluk bilgileri aynı zamanda Sayındere Formasyonu'nun arazide ölçülen doğrultu-eğim bilgileri ile karşılaştırılmıştır.

Adı geçen 66 kuyuda Sayındere Formasyonu rezervuar seviye için üretim değerleri ile çeşitli jeo-mekanik parametreler arasındaki matematiksel bağıntı incelenerek regresyon analizi yapılmıştır. Yapılan regresyon analizinin sonuçları Hennings ve ark., (2012)'nın çalışma metodundan yararlanılarak Çizelge 7.4'de özetlenmiştir.

Çizelge 7.4. Adıyaman bölgesindeki 66 farklı kuyunun jeomekanik parametrelerinin üretim değerleri ile regresyon analizinin özet çizelgesi

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			Ş-1	KA-1	KA-2	KA-3	KA-4	KA-5
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	371	348,7	328	308	299	272
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	11	10,34	9,72	9,14	8,59	8,07
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	23	21,62	20,3	19,1	18	16,8
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11	10	9	8,84	8,31	7,81
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	3,6	3,38	3,18	2,99	2,81	2,64
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	9	10	9,4	8,84	8,31	7,82
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11	10,34	9,72	9,14	8,59	8,07
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	8	7,52	7,07	6,64	6,25	5,87
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	24	22,56	22,2	19,9	18,7	17,61
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	22	20,68	19,4	18,3	17,2	16,15
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11	10,34	9,72	9,14	8,59	8,07
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	89	106,2	99,9	6,64	6,25	5,87
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	11	10,34	9,72	9,14	8,59	8,07
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	180	176	177	178	179	180
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	9	0,35	0,33	0,31	0,29	0,27
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	13	12,22	11,5	10,8	10,2	9,54
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,36	0,34	0,32	0,3	0,28	0,26
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	0,24	0,23	0,21	0,2	0,19	0,18
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	129	132	133	131	132	133
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	93	81,78	76,9	72,3	67,9	63,85
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,3
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	1	0,6	0,3	0,2	0,8	0,78
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	17	13	12	11	10	14
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	16	15	14	13	15	16
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	14	12	11	13	16	13
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11	12	13	14	11	9
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	5	4	3	4	2	3
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	9	4	6	5	4	2

Çizelge 7.4. Devamı-1

	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			KA-6	KA-7	KA-8	KA-9	KA-10	KA-11
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	391,8	368	346,18	325,41	315,3	287,23
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	9,57	9	8,4564	7,9518	7,473	7,0209
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	22	20,6	19,32	18,1	16,96	15,8
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	8,73	7,76	6,79	6,6348	6,121	5,6357
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	5,06	4,82	4,598	4,389	4,191	4,004
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11,26	13,1	12,006	10,956	9,962	9,0423
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,917	7,34	6,8034	6,2988	5,82	5,3679
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	5,307	4,89	4,4979	4,1238	3,785	3,4539
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	19,23	18	17,67	15,686	14,65	13,668
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇTLKLRN SAYISAL YĞNLĞ (ÇTLK/MTR)	17,49	16,3	15,26	14,242	13,29	12,398
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLKLRN SAYISAL YĞNLĞU (ÇATLAK/METRE)	7,917	7,34	6,8034	6,2988	5,82	5,3679
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	75,78	90,8	85,217	4,1238	3,785	3,4539
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	7,917	7,34	6,8034	6,2988	5,82	5,3679
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	154,9	151	152,34	153,21	154,1	154,95
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	8,9	0,33	0,3059	0,2813	0,257	0,2321
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	13,3	14,9	14,033	13,184	12,38	11,634
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ) DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,35	0,33	0,31	0,29	0,27	0,25
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	0,23	0,22	0,2	0,19	0,18	0,17
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	129	132	132,99	130,99	132	132,99
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	92,99	81,8	76,86	72,25	67,92	63,84
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,59	0,39	0,29	0,19	0,09	0,29
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	0,99	0,59	0,29	0,19	0,79	0,77
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	16,99	13	11,99	10,99	9,99	13,99
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	15,99	15	13,99	12,99	14,99	15,99
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	13,59	11,5	10,45	12,54	15,68	12,54
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	10,45	11,5	12,54	13,585	10,45	8,36
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇTLKLRN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,18	3,14	2,09	3,135	1,045	2,09
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,18	3,14	5,225	4,18	3,135	1,045

Çizelge 7.4. Devamı-2

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			KA-12	Ş-7	KA-13	KA-14	KA-15	KA-16
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	173,8	150	128,18	107,41	97,32	69,232
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	10,57	10	9,4564	8,9518	8,473	8,0209
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	21,1	19,7	18,42	17,2	16,06	14,9
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,76	7,76	6,79	6,6348	6,121	5,6357
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	4,23	4,03	3,852	3,681	3,519	3,366
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	10,38	12,3	11,153	10,077	9,057	8,1151
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	17,02	15,8	14,623	13,539	12,51	11,538
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,257	2,08	1,9129	1,7538	1,61	1,4689
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	60,56	56,4	55,42	48,876	45,46	42,218
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	13,27	12,4	11,551	10,767	10,04	9,3465
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,872	4,3	3,7584	3,2538	2,775	2,3229
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	66,46	79,9	74,919	2,2152	1,911	1,6146
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	23,25	21,4	19,573	17,909	16,33	14,838
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	334,8	327	329,19	331,07	332,9	334,83
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	9,03	2,37	2,3541	2,3387	2,323	2,3079
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	38,3	35,9	33,619	31,48	29,47	27,574
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,34	0,32	0,3	0,28	0,26	0,24
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	0,217	0,21	0,187	0,177	0,167	0,157
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	100,6	103	103,72	102,16	102,9	103,72
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	87,6	76,4	71,47	66,86	62,53	58,45
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,577	0,38	0,277	0,177	0,077	0,277
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	0,979	0,58	0,279	0,179	0,779	0,759
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	13,7	9,7	8,7	7,7	6,7	10,7
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	15,94	14,9	13,944	12,944	14,94	15,944
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	12,85	10,8	9,7185	11,809	14,94	11,809
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	12,86	14,2	15,544	16,884	12,86	10,184
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	8,063	5,93	3,7967	5,9297	1,664	3,7967
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,816	5,48	10,156	7,8156	5,476	0,7956

Çizelge 7.4. Devamı-3

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			KA-17	KA-18	KA-19	KA-20	DD-3	KA-21
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	464,6	437,46	411,9	387,9	376,3	343,8
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	7,34	6,7658	6,226	5,722	5,243	4,791
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	21,65	20,62	19,32	18,1	16,96	15,8
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	17,73	15,76	13,79	13,47	12,43	11,45
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	7,36	7,008	6,688	6,384	6,096	5,824
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,906	5,7816	5,256	4,765	4,301	3,872
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	17,95	16,718	15,56	14,47	13,45	12,47
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,544	4,2032	3,884	3,578	3,302	3,032
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	15,91	14,875	14,62	12,98	12,12	11,31
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	37,93	35,483	33,19	31,02	29,01	27,1
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,209	6,6216	6,07	5,554	5,064	4,601
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	75,78	90,758	85,22	4,124	3,785	3,454
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	11,22	10,649	10,11	9,605	9,126	8,674
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	96,86	94,655	95,21	95,76	96,31	96,86
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	20	1,835	1,793	1,751	1,709	1,667
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	15,4	14,542	13,74	12,98	12,27	11,59
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,31	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	128,9	131,92	132,9	130,9	131,9	132,9
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	92,97	81,75	76,84	72,23	67,9	63,82
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,56	0,36	0,26	0,16	0,06	0,26
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	0,96	0,56	0,26	0,16	0,76	0,74
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	16,96	12,96	11,96	10,96	9,96	13,96
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	15,94	14,94	13,94	12,94	14,94	15,94
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	12,44	10,346	9,301	11,39	14,53	11,39
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	26,5	29,256	32,02	34,78	26,5	20,98
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	1,976	1,216	0,456	1,444	0,836	0,684
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,374	2,916	5,832	4,374	2,916	1,312

Çizelge 7.4. Devamı-4

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			KA-22	KA-23	KA-24	KA-25	Ş-5	KA-26
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	115,8	110,19	105	100,04	97,7	91
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	2,09	1,9646	1,847	1,7366	1,63	1,5333
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	17,07	16,708	16,36	16,042	15,7	15,435
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,05	1,5	0,95	0,862	0,57	0,2955
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	0,648	0,6084	0,572	0,5382	0,51	0,4752
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,07	2,3	2,162	2,0332	1,91	1,7986
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,07	3,8258	3,596	3,3818	3,18	2,9859
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,08	3,8352	3,606	3,3864	3,19	2,9937
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	26,88	25,987	25,77	24,357	23,6	22,918
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11,06	10,11	9,217	8,3744	7,59	6,848
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11,25	10,755	10,29	9,855	9,44	9,0525
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	57,88	70,278	65,69	3,5808	3,3	3,0264
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	21,52	20,385	19,32	18,321	17,4	16,48
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	104,8	102,36	103	103,58	104	104,8
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	1,33	1,6295	1,622	1,6147	1,61	1,5999
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	45,96	5,7984	5,273	4,776	4,31	3,8688
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,592	0,559	0,526	0,4932	0,46	0,4275
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	3,97	3,9667	3,961	3,958	3,96	3,9522
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	51,18	80,8	81,45	80,15	80,8	81,45
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	54,45	47,157	43,97	40,969	38,2	35,503
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,312	0,208	0,156	0,104	0,05	0,156
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	4,78	4,108	3,604	3,436	4,44	4,4104
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	11,11	7,79	6,96	6,13	5,3	8,62
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	7,24	6,65	6,06	5,47	6,65	7,24
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	10,08	8,64	7,92	9,36	11,5	9,36
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,73	5,16	5,59	6,02	4,73	3,87
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	8,2	6,56	4,92	6,56	3,28	4,92
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11,5	9,2	13,8	11,5	9,2	4,6

Çizelge 7.4. Devamı-5

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			DD-6	KA-27	KA-28	KA-29	KA-30	KA-31
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	21,01	19,75	18,57	17,454	16,91	15,406
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU (M)	54,18	50,93	47,88	45,019	42,31	39,748
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	5	3,62	2,32	1,1	-0,04	-1,2
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	82,86	67,8	52,74	50,325	42,34	34,812
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	161,6	157,3	153,4	149,72	146,2	142,91
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,364	2,953	2,6	2,2698	1,958	1,6692
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,332	-0,047	-0,402	-0,734	-1,049	0,0381
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,86	2,585	4,197	3,9511	3,728	3,51
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	56,26	52,45	53,39	47,357	44,21	41,216
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	13,59	12,83	13,99	13,323	12,7	12,108
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	9,135	8,757	10,27	9,9395	9,624	9,3265
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	224,3	269,9	254,9	8,1594	7,127	6,1213
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	6,057	5,678	7,193	6,861	6,546	6,248
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	101,6	99,35	101,8	102,37	102,9	103,51
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	30,14	6,061	7,93	7,9292	7,928	7,9276
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	46,78	44,17	43,61	41,304	39,13	37,098
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	4,769	4,754	6,609	6,5937	6,579	6,5634
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	4,736	4,728	6,583	6,5755	6,568	6,5604
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	102,1	104,4	107	105,51	106,3	107,02
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	74,89	66,4	64,55	61,06	57,78	54,695
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	4,981	4,83	6,624	6,5483	6,473	6,624
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	11,28	8,554	8,38	7,6988	11,79	11,65
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	17,38	14,35	15,46	14,708	13,95	16,978
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	16,64	15,88	16,99	16,237	17,75	18,507
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	14,29	12,68	13,74	15,355	17,78	15,355
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	8,797	9,623	12,32	13,146	10,67	9,0136
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	6,587	5,761	6,804	7,6306	5,978	6,8041
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	18,08	14,42	23,61	19,948	16,29	8,9583

Çizelge 7.4. Devamı-6

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			DŞ-9	Ş-1	Ş-2	Ş-7	Ş-16	DŞ-1
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	391,78	368,3	346	325	315	287,23
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	9,57	8,996	8,46	7,95	7,47	7,0209
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	22	20,62	19,3	18,1	17	15,8
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	8,73	7,76	6,79	6,63	6,12	5,6357
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	5,06	4,818	4,6	4,39	4,19	4,004
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11,256	13,13	12	11	9,96	9,0423
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,917	7,343	6,8	6,3	5,82	5,3679
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	5,307	4,889	4,5	4,12	3,78	3,4539
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	19,227	17,97	17,7	15,7	14,7	13,668
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	17,487	16,34	15,3	14,2	13,3	12,398
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,917	7,343	6,8	6,3	5,82	5,3679
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	75,777	90,76	85,2	4,12	3,78	3,4539
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	7,917	7,343	6,8	6,3	5,82	5,3679
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	154,95	151,5	152	153	154	154,95
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	8,9	0,331	0,31	0,28	0,26	0,2321
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	13,3	14,93	14	13,2	12,4	11,634
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,35	0,33	0,31	0,29	0,27	0,25
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	0,23	0,22	0,2	0,19	0,18	0,17
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	128,99	132	133	131	132	132,99
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	92,99	81,77	76,9	72,3	67,9	63,84
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,59	0,39	0,29	0,19	0,09	0,29
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	0,99	0,59	0,29	0,19	0,79	0,77
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	16,99	12,99	12	11	9,99	13,99
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	15,99	14,99	14	13	15	15,99
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	13,585	11,5	10,5	12,5	15,7	12,54
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	10,45	11,5	12,5	13,6	10,5	8,36
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,18	3,135	2,09	3,14	1,05	2,09
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,18	3,135	5,23	4,18	3,14	1,045

Çizelge 7.4. Devamı-7

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			AL-17	DŞ-2	DŞ-3	DŞ-4	DŞ-5	DŞ-6
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	564,16	530,3	498	469	454	413,61
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	13,781	12,95	12,2	11,5	10,8	10,11
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	31,68	29,69	27,8	26,1	24,4	22,752
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE))	12,571	11,17	9,78	9,55	8,81	8,1154
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	7,2864	6,938	6,62	6,32	6,04	5,7658
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	16,209	18,91	17,3	15,8	14,3	13,021
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11,4	10,57	9,8	9,07	8,38	7,7298
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,6421	7,041	6,48	5,94	5,45	4,9736
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	27,687	25,88	25,4	22,6	21,1	19,681
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	25,181	23,53	22	20,5	19,1	17,852
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11,4	10,57	9,8	9,07	8,38	7,7298
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	109,12	130,7	123	5,94	5,45	4,9736
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	11,4	10,57	9,8	9,07	8,38	7,7298
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	223,12	218,1	219	221	222	223,12
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	12,816	0,476	0,44	0,41	0,37	0,3342
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	19,152	21,5	20,2	19	17,8	16,753
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,504	0,475	0,45	0,42	0,39	0,36
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	0,3312	0,317	0,29	0,27	0,26	0,2448
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	185,75	190,1	192	189	190	191,51
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	133,91	117,7	111	104	97,8	91,93
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,8496	0,562	0,42	0,27	0,13	0,4176
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	1,4256	0,85	0,42	0,27	1,14	1,1088
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	24,466	18,71	17,3	15,8	14,4	20,146
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	23,026	21,59	20,1	18,7	21,6	23,026
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	19,562	16,55	15	18,1	22,6	18,058
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE))	11,888	13,39	14,9	16,4	11,9	8,8783
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE))	17,539	13,15	8,77	13,2	4,38	8,7696
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE))	11,779	8,834	14,7	11,8	8,83	2,9448

Çizelge 7.4. Devamı-8

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			KA-21	DŞ-9	DŞ-11	DŞ-5	DŞ-13	DD-2
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	324,6	305,1	286,8	270	261,3	238
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	8,58	8,065	7,582	7,13	6,7	6,294
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	21	19,62	18,32	17,1	15,96	14,8
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	8,73	7,76	6,79	6,63	6,121	5,635
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	5,06	4,818	4,598	4,39	4,191	4,004
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	11,26	13,13	12,01	11	9,962	9,042
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,917	7,343	6,803	6,3	5,82	5,367
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	5,307	4,889	4,498	4,12	3,785	3,453
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	17,02	15,91	15,64	13,9	12,97	12,09
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	17,31	16,16	15,09	14,1	13,12	12,22
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	5,187	4,811	4,457	4,13	3,813	3,516
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	58,36	69,89	65,63	3,18	2,915	2,659
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	7,917	7,343	6,803	6,3	5,82	5,367
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	155,2	151,7	152,6	153	154,3	155,2
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	12,8	1,555	1,529	1,5	1,477	1,451
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	13,82	12,93	12,1	11,3	10,57	9,875
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,34	0,32	0,3	0,28	0,26	0,24
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	0,28	0,27	0,25	0,24	0,23	0,22
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	128,9	131,9	132,9	131	131,9	132,8
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	92,89	81,67	76,76	72,2	67,82	63,74
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,58	0,38	0,28	0,18	0,08	0,28
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	0,98	0,58	0,28	0,18	0,78	0,77
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	16,97	12,97	11,97	11	9,97	13,97
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	15,97	14,97	13,97	13	14,97	15,97
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	13,59	11,5	10,45	12,5	15,68	12,54
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	10,45	11,5	12,54	13,6	10,45	8,36
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	6,18	3,135	2,09	3,14	1,045	2,09
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,18	3,135	5,225	4,18	3,135	1,045

Çizelge 7.4. Devamı-9

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			KA-14	DD-4	DD-7	DD-5	DD-8	DD-1
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	456,75	429	403,6	379,4	368	334,8
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	5,4275	5	4,592	4,214	3,85	3,515
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	20,4	19	17,72	16,5	15,4	14,2
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	7,6776	6,74	5,796	5,645	5,15	4,676
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	27,888	26,9	26,04	25,2	24,4	23,65
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	12,969	15,5	13,96	12,57	11,3	10,03
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,9236	0,78	0,641	0,513	0,39	0,276
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,6511	2,92	2,616	2,328	2,07	1,812
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	14,204	13,1	12,85	11,12	10,2	9,367
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	12,8	11,8	10,86	9,977	9,15	8,372
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	30,139	27,8	25,66	23,63	21,7	19,89
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	49,136	60,1	56,34	1,075	0,84	0,618
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	3,2155	2,82	2,457	2,113	1,79	1,478
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	131,3	128	129	129,8	131	131,
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	109,29	1,12	0,74	2,253	1,75	1,252
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	160,13	150	140,9	176,4	166	155,2
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	1,1276	1,06	0,991	1,253	1,16	1,072
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	14,76	14,6	14,38	14,25	14,1	13,99
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	420,79	431	434,4	571,7	576	580,7
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	315,03	277	260	323,8	304	285,8
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	1,666	1,74	6,983	6,022	5,06	6,983
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	5,51	1,67	7,393	6,432	12,2	12,00
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	107,57	81,5	75,02	91,61	83	117,4
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	101,06	94,6	88,04	108,8	126	134,6
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	24,912	21	19,05	31,15	38,9	31,14
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	20,553	22,5	24,46	35,23	27,5	22,31
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	12,315	9,62	6,921	13,1	5,96	9,533
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	24,417	10	15,77	17,54	13,7	6,090

Çizelge 7.4. Devamı-10

JEOMEKANİK DEĞİŞKEN NUMARASI	KOD	JEOMEKANİK PARAMETRE	KUYU ADLARI					
			AL-2	AL-9	AL-11	DŞ-12	DŞ-23	Ş-7
1	P	TAM AÇIK [FULL OPEN] DURUMDA (BBL/GÜN)	428,9	403,1	379	356,22	345,2	314
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU(M)	8,57	7,996	7,46	6,9518	6,473	6,02
3	M	1.,2.,3. TİP TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	21,9	20,52	19,2	18	16,86	15,7
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	9,215	8,245	7,28	7,1198	6,606	6,12
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISININ Ş-1 KUYUSUNA ORANI	10,08	9,618	9,2	8,799	8,421	8,06
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	9,929	11,5	10,6	9,6766	8,841	8,07
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,465	4,155	3,86	3,5908	3,332	3,09
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	4,543	4,889	4,5	4,1238	3,785	3,45
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1.+2. TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	19,23	17,97	17,7	15,686	14,65	13,7
10	G	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6'DAN KÜÇÜK OLAN 1. İLE 2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	17,31	16,16	15,1	14,068	13,12	12,2
11	H	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ O,85 DEN BÜYÜK 1.+2.TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	17,02	15,78	14,6	13,539	12,51	11,5
12	İ	SH En Yüksek[Maksimum] (Mpa)	66,91	80,17	75,3	3,4958	3,196	2,9
13	İİ	GÖZENEK BASINCI (Mpa)	6,776	6,268	5,79	5,3438	4,92	4,52
14	İİİ	DİKEY BASINÇ (Mpa)	154,4	150,9	152	152,69	153,6	154
15	IV	SH En Düşük [Minimum] (Mpa)	26,9	0,085	0,02	0,271	0,189	0,11
16	V	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,77'DEN BÜYÜK)	39,3	36,88	34,6	43,28	40,62	38,1
17	VI	EŞİK ENERJİ STRESİ ALTINDAKİ ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE) (MÜ DEĞERİ 0,85'DEN BÜYÜK)	0,116	0,054	-0,01	0,23	0,148	0,07
18	VII	17 NO'LU JEOMEKANİK PARAMETRENİN ÜRETİM DEBİSİ İLE REGRESYONUNUN KARESİ (R2)	2,844	2,813	2,75	2,72	2,689	2,66
19	VIII	EN YÜKSEK (MAX) DEĞERLİ YATAY BASINCIN EN YÜKSEK DEĞERLİKLİ AZİMUTU	398,9	408,2	411	536,1	540,2	544
20	IX	DİKEY BASINCIN EN DÜŞÜK (MİNİMUM) DEĞERİ	287,3	252,5	237	295,27	277,5	261
21	X	TABAKLARIN KAYMA EĞİLİMİNE BAĞLI SÜRTÜNME KATSAYISI, MÜ DEĞERİ	0,86	0,24	1,93	1,62	1,31	1,93
22	XI	YAPININ GENEL ASİMETRİSİ	2,1	0,86	2,03	1,72	3,58	3,52
23	XII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	51,7	39,3	36,2	44,1	40	56,4
24	XIII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	48,6	45,5	42,4	52,3	60,5	64,6
25	XIV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN TABAKLARIN SAYISI	42,4	36,2	33,1	52,3	64,6	52,3
26	XV	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 0 İLE 30 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	33,1	36,2	39,3	56,4	44,1	35,9
27	XVI	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 30 İLE 60 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	14,5	11,4	8,3	15,4	7,2	11,3
28	XVII	ÇATLAKLI REZERVUAR SEVİYEDE EĞİMİ 60 İLE 90 DERECE OLAN ÇATLAKLARIN YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	26,9	11,4	17,6	19,5	15,4	7,2

Çalışmanın ilk aşamasında 18 farklı jeomekanik parametre ve bileşik parametre ile üretim değerleri karşılaştırılmış olup regresyon katsayıları Minitap-16, Excel Office 2017 kullanılarak hesaplanmıştır. Buna göre 18 jeomekanik parametrenin değerleri 0,01 ila 0,24 arasında değişmekte olup kuyuların üretim değerleri arasında birebir bağıntı kurulamadı. Özetlenen çalışmada, üretim değeri ile jeomekanik parametre arasında doğrudan pozitif bir bağıntı kurulamasa da çalışmada en yüksek regresyon değerinin: '0,24' ile 10 numaralı özellikte olduğu görülmüştür. Burada 10. sırada belirtilen özellik olan "1+2. tip kritik stres altındaki çatlakların (μ≥0,85) için sayısı" adlı jeomekanik parametrenin 'Stres rejimi ve Blok hareket yönü' başlığı altında yeniden incelenmesi gerektiği uzman jeologların önerisi üzerine yeniden çalışıldı.

Sonuç olarak stres rejimine ve blok hareket yönüne göre kuyuların yeniden (coğrafi konumlarından ve saha adlarından bağımsız olarak) gruplandırılıp her bir stres rejiminin ayrı ayrı regresyon analizinin yapılması programlandı. Tez içerisinde Çizelge 7.4'de ilk sayfası verilen analiz sonuçlarının diğer 10 sayfası tezin ekler kısmında ayrıca paylaşılmıştır (Ek.13-22). Burada, her bir stres rejiminin tektonik unsurları ve temel stres yönleri göz önüne alınarak jeomekanik değişkenlerin sayısal değerlerinin birbirleriyle olan bağıntısı bir kez daha incelenmiştir. Buna göre kuyuların ait oldukları tektonik bloğun tipine göre gruplandırıldıktan sonra jeomekanik parametreler arsındaki bağıntının sorgulanmasının daha bilimsel bir yaklaşım olabileceği anlaşıldı.

Her bir kuyu, tektonik yerleşkedeki konumuna göre (doğrultu atımlı fay, ters fay, düşen/yükselen blokta olma durumu) gruplandırıldı. Buna göre en yüksek sayıda korelasyon katsayısının (r=0,91", doğrultu atımlı fay rejiminde olduğu görülmüştür. Bu değerden sonraki en yüksek değer ise r=0,52 ile ters fay düşen blok için hesaplanmıştır. Her bir farklı stres rejimlerine göre yapılan regresyon analizlerin sonuçları Çizelge 7.4'te özetlenmiştir. Regresyon katsayısı en yüksek olarak: mü değeri (μ)'nin 0,85'den büyük olması durumunda eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısı, en uygun jeomekanik değişken olarak dikkat çekmiştir.

Kuyular lito-stratigrafik korelasyona göre ait oldukları bloğun hareketine bağlı olarak yeniden sınıflandırıldı. Başka bir anlatımla, kuyular Doğrultu atımlı fay rejimindeki, 5 farklı tektonik yerleşkeye göre (Doğrultu atımlı tektonik oturum, ters fay yükselen bloğu, ters fay düşen blok rejimi, normal fay yükselen blok, normal fay düşen blok) sınıflandırıldı.

Her tektonik yerleşke için üretim değerleri ile mü değeri (μ) 0,85'den büyük olması durumundaki eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısı arasında 5 ayrı regresyon değeri sırasıyla (0,56; 0,71; 0,62; 0.57; 0,63) olarak elde edilmiştir. Buradaki sonuca göre R^2=0,71 ile ters fay yükselen blok rejimi tektonik yerleşkesinde en yüksek regresyonun karesi olarak elde edilmiştir.

Bu durumda, yeni kuyu yeri seçilirken verimli çatlak kümelerinin kesilebilmesi açısından ters fay yükselen blok üzerinde kuyunun açılmasında yarar görülmektedir.

Çizelge 7.5. Adıyaman Bölgesinde doğrultu atımlı faylarla denetlenen kuyuların kritik stres ve rezervuar analizi (Hennings ve ark., 2012'nın çalışma metodundan yararlanılarak hazırlanmıştır).

DOĞRULTU ATIMLI FAY REJİMİNDEKİ KUYU / DEĞİŞKEN (R^2=0,56)			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 PERFORMANSI (TAM AÇIKKEN BBL/GÜN)	224,70	123,00	259,11	427,86	329,45	349,84	374,83	303,82	225,82	400,83	115,26	80,33
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU (M)	0,47	6,00	4,92	3,19	2,46	3,84	3,61	2,20	1,88	3,39	1,72	1,62
3	M	1-3 TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	0,98	4,00	10,29	6,67	5,14	8,03	7,55	4,60	3,94	7,10	3,59	3,38
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLAR	0,36	2,00	3,77	2,44	1,88	2,94	2,77	1,69	1,44	2,60	1,32	1,24
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN 11 NO'LU KUYUYA ORANI	0,15	1,46	1,61	1,04	0,80	1,26	1,18	0,72	0,62	1,11	0,56	0,53
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,45	4,30	4,76	3,09	2,38	3,72	3,49	2,13	1,82	3,28	1,66	1,56
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,47	4,45	4,92	3,19	2,46	3,84	3,61	2,20	1,88	3,39	1,72	1,62
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,34	3,24	3,58	2,32	1,79	2,79	2,63	1,60	1,37	2,47	1,25	1,18
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	1,02	9,71	10,74	6,96	5,36	8,38	7,88	4,80	4,11	7,41	3,75	3,53

Çizelge 7.6. Adıyaman Bölgesinde ters faylarla yükselen bloktaki kuyuların kritik stres ve rezervuar analizi (Hennings ve ark., 2012'nin çalışma metodundan yararlanılarak hazırlanmıştır).

TERS FAY YÜKSELEN BLOK REJİMİNDEKİ KUYU / DEĞİŞKEN (R^2=0,71)	DŞ-9	KA-1	KA-2	DŞ-4	Ş-16	KA-24	KA-5	KA-6	KA-9	KA-3	KA-4	KA-29
KUYU PERFORMANSI (TAM AÇIKKEN	4,76	348,74	327,82	49,47	41,36	436,65	272,28	255,94	212,58	308,15	289,66	154,51
KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUGU (M)	0,82	10,34	9,72	1,34	1,26	2,49	8,07	7,59	6,30	9,14	8,59	1,83
1-3 TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	1,71	21,62	20,32	2,81	2,64	5,21	16,88	15,87	13,18	19,10	17,96	3,82
ÜRETKEN ÇATLAKLAR	0,63	10,00	9,00	1,03	0,97	1,91	6,19	5,81	4,83	7,00	6,58	1,40
ÜRETKEN ÇATLAKLARIN 11 NO'LU KUYUYA ORANI	0,27	3,38	3,18	0,44	0,41	0,82	2,64	2,48	2,06	2,99	2,81	0,60
KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,79	10,00	9,40	1,30	1,22	2,41	7,81	7,34	6,10	8,84	8,31	1,77
KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,82	10,34	9,72	1,34	1,26	2,49	8,07	7,59	6,30	9,14	8,59	1,83
KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,59	7,52	7,07	0,98	0,92	1,81	5,87	5,52	4,58	6,64	6,25	1,33
KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	1,78	22,56	21,21	2,93	2,75	5,44	17,61	16,56	13,75	19,93	18,74	3,99

Çizelge 7.7. Adıyaman Bölgesinde ters fayların taban bloğundaki kuyuların kritik stres ve rezervuar analizi (Hennings ve ark., 2012)'nın çalışma metodundan yararlanılmıştır.

		TERS FAY DÜŞEN BLOK REJİMİNDEKİ KUYU / DEĞİŞKEN	DŞ-11	Ş-1	KA-16	DŞ-1	AL-17	KA-7	KA-8	KA-27	KA-28	KA-41	KA-10	KA-11
		R^2=0,62			R^2=0,62									
1	P	KUYU PERFORMANSI (TAM AÇIKKEN BBL/GÜN)	59,88	38,83	325,81	34,14	30,76	240,59	226,15	248,15	198,60	173,77	199,83	218,82
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU (M)	1,32	1,52	4,09	1,19	1,24	7,13	6,71	2,07	1,95	0,38	5,92	5,57
3	M	1-3 TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	2,76	3,18	8,55	2,48	2,59	14,91	14,02	4,33	4,07	0,80	12,39	11,64
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLAR	1,01	1,16	3,13	0,91	0,95	5,47	5,14	1,59	1,49	0,29	4,54	4,27
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN 11 NO'LU KUYUYA ORANI	0,43	0,50	1,34	0,39	0,40	2,33	2,19	0,68	0,64	0,13	1,94	1,82
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	1,28	1,47	3,95	1,15	1,20	6,90	6,48	2,00	1,88	0,37	5,73	5,39
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	1,32	1,52	4,09	1,19	1,24	7,13	6,71	2,07	1,95	0,38	5,92	5,57
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,96	1,10	2,97	0,86	0,90	5,19	4,88	1,51	1,41	0,28	4,31	4,05
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,88	3,31	8,92	2,59	2,70	15,56	14,63	4,52	4,24	0,84	12,93	12,15

Çizelge 7.8. Adıyaman bölgesinde normal faylanmalarla taban blokta yer alan kuyuların kritik stres ve rezervuar analizi ((Hennings ve ark., 2012)'nin çalışma metodundan yararlanılmıştır).

		NORMAL FAY YÜKSELEN BLOK REJİMİNDEKİ KUYU / DEĞİŞKEN	KA-22	KA-23	DŞ-21	KA-14	KA-15	KA-25	Ş-5	KA-27	KA-28	DD-5	DD-8	KA-21
		R^2=0,57												
1	P	KUYU PERFORMANSI (TAM AÇIKKEN BBL/GÜN)	485,21	515,62	12,75	280,48	302,70	366,37	335,10	248,15	198,60	286,07	253,60	5,33
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU (M)	2,82	2,65	0,77	4,63	4,35	2,34	2,27	2,07	1,95	0,53	0,50	0,92
3	M	1-3 TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	5,90	5,54	1,61	9,67	9,09	4,90	4,75	4,33	4,07	1,11	1,04	1,92
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLAR	2,16	2,03	0,59	3,54	3,33	1,79	1,74	1,59	1,49	0,41	0,38	0,70
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN 11 NO'LU KUYUYA ORANI	0,92	0,87	0,25	1,51	1,42	0,77	0,74	0,68	0,64	0,17	0,16	0,30
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,73	2,56	0,74	4,47	4,21	2,27	2,20	2,00	1,88	0,51	0,48	0,89
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,82	2,65	0,77	4,63	4,35	2,34	2,27	2,07	1,95	0,53	0,50	0,92
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	2,05	1,93	0,56	3,36	3,16	1,70	1,65	1,51	1,41	0,39	0,36	0,67
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	6,15	5,78	1,68	10,09	9,49	5,11	4,96	4,52	4,24	1,16	1,09	2,00

Çizelge 7.9. Adıyaman bölgesinde normal faylanmalarla tavan blok üzerinde yer alan kuyuların kritik stres-rezervuar analizi ((Hennings ve ark., 2012)'nin çalışma metodundan yararlanılmıştır.

		NORMAL FAY DÜŞEN BLOK REJİMİNDEKİ KUYU R^2=0,63 DEĞİŞKEN	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 PERFORMANSI (TAM AÇIKKEN BBL/GÜN)	8,34	238,57	58,58	198,99	176,10	177,86	173,12	244,75	173,77	16,91	12,38	371
2	L	KUYU REZERVUAR TEMAS UZUNLUĞU (M)	0,87	5,24	1,43	0,44	0,41	0,42	0,38	0,54	0,38	0,98	0,93	11
3	M	1-3 TOPLAM ÇATLAK TİP SAYISI	1,82	10,95	2,99	0,92	0,87	0,87	0,80	1,13	0,80	2,06	1,94	23
4	A	ÜRETKEN ÇATLAKLAR	0,67	4,01	1,09	0,34	0,32	0,32	0,29	0,42	0,29	0,75	0,71	11
5	B	ÜRETKEN ÇATLAKLARIN 11 NO'LU KUYUYA ORANI	0,28	1,71	0,47	0,14	0,14	0,14	0,13	0,18	0,13	0,32	0,30	3,60
6	C	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN ÜRETKEN ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,84	5,06	1,38	0,43	0,40	0,40	0,37	0,52	0,37	0,95	0,90	9,00
7	D	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,5 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,87	5,24	1,43	0,44	0,41	0,42	0,38	0,54	0,38	0,98	0,93	11,00
8	E	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,6 DAN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	0,63	3,81	1,04	0,32	0,30	0,30	0,28	0,39	0,28	0,72	0,67	8,00
9	F	KRİTİK STRES ALTINDAKİ MÜ DEĞERİ 0,7 DEN BÜYÜK OLAN 1+2 TİP ÇATLAKLARIN SAYISAL YOĞUNLUĞU (ÇATLAK/METRE)	1,90	11,42	3,11	0,96	0,90	0,91	0,84	1,18	0,84	2,15	2,02	24

Kuyuların yer aldığı coğrafi konumlarında bloklardaki ötelenme türünün ters veya normal fay olarak ayrışmadığı ve düşey yönde herhangi bir hareket yapmadıkları durumda blok doğrultu atımlı fay rejimi ile sınırlandırılan bloğa ait olarak kabul edilir. Çatlaklı rezervuardan üretim yapan bir kuyunun üretim değerlerinin:

i) hangi jeomekanik parametre ile karşılaştırılıp korele edilebileceği,

ii) kuyunun ait olduğu tektonik yerleşkenin ve fay tipinin hangisi olduğu belirlendikten sonra Adıyaman genelinde olduğu gibi sıkışmalı tektonik rejiminin olduğu bir sahada doğrultu atımlı fay bloklarında '1+2.tip kritik stres altındaki ($\mu \geq 0.85$ çatlakların sayısının hangi üretim değerlerini doğrudan etkileyebileceği, aramacılık ile ilgili bir model ortaya konulabileceği ön görülmüştür.

Regresyon değeri en yüksek olan μdeğeri 0,85'den büyük olması durumunda: '*eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısı'* en uygun jeomekanik değişken olarak seçilmiştir.

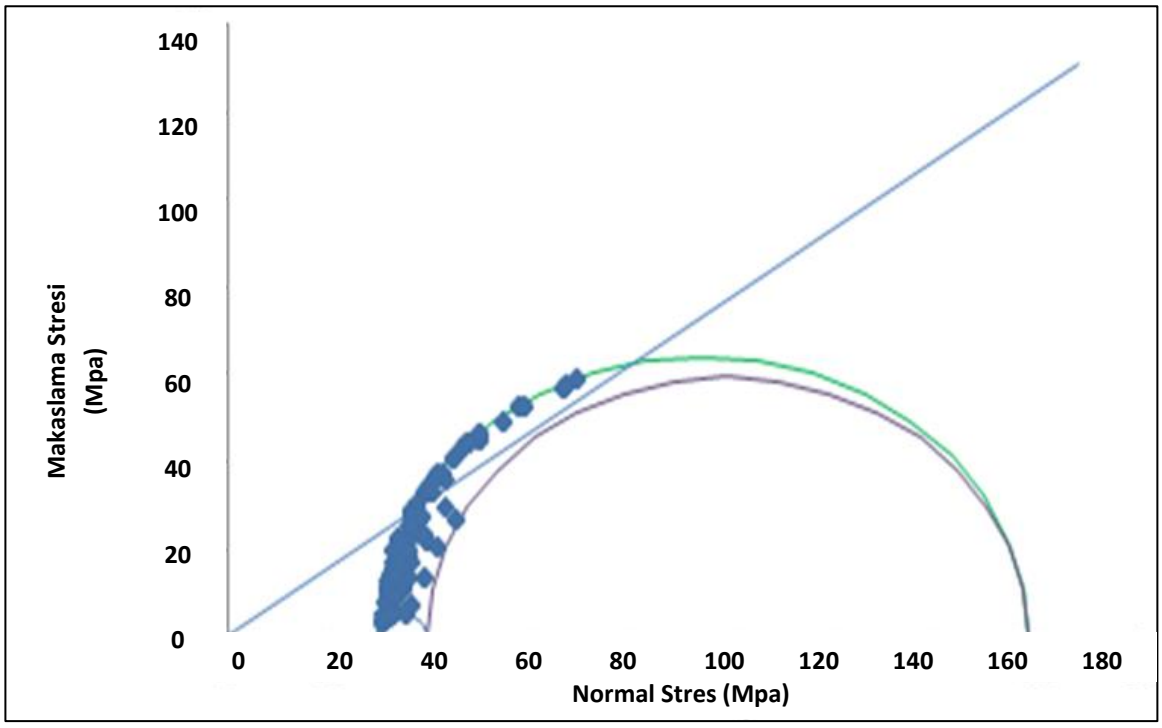
Adıyaman Bölgesi ve yakın civarı İçin Kritik Stres Analizinde kullanılacak Jeomekanik Parametrelerin Belirlenmesi

Çalışmanın bir sonraki aşamasında Adıyaman Bölgesi ve yakın civarı İçin Kritik Stres Analizinde kullanılacak Jeomekanik Parametrelerinin, Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda açılan 23 kuyunun verileri kullanlarak hesaplanmasına geçildi.

Adıyaman Bölgesi geneli için yapılması planlanaan kritik stres analizindeki jeomekanik parametreler, Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi için genelleştirildiğinde aşağıdaki Çizelge 7.10'daki tablo verileri, 'the finite element analysis software lira-sapr' yazılımı ile elde edilmiştir.

Çizelge 7.10. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Sayındere Formasyonu S3 fasiyesinde kritik stres altındaki noktaların jeomekanik parametreleri

SH max	0-180 En yüksek değerlikli yatay stres azimutu
PP	20-25 Mpa; Gözenek basıncı en düşük ve en yüksek değeri
Sv	45-97 Mpa; En yüksek değerlikli dikey stres aralığı
Shmax	200-2129 Mpa; En yüksek değerlikli yatay stres aralığı
Shmin	22-36 Mpa; En Düşük değerlikli yatay stres aralığı
Mü	0,4-0,93 Sürtünme katsayısı aralığı



Şekil 7.9. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu rezervuar seviyesinde kritik stres altındaki noktaların jeomekanik parametreleri için çizilen Mohr diyagramı

Doğrultu Atımlı Fay Rejimi ve Ters Fay Rejimi etkisinde kalan Sahalar İçin Kritik Stres Analizi Parametrelerinin Belirlenmesi ve Kritik Stres Analizinin sonuçları Şekil 7.8 ile Çizelge 7.11'de verilmiştir. Doğrultu atımlı fay rejimi ile ters fay rejiminde olan sahalar için kritik stres analizi yapılmıştır.

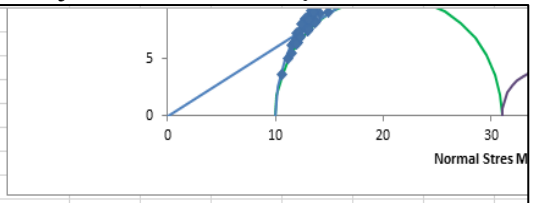
Şekil 7.9'da Sayındere Formasyonu rezervuar seviyesinde kritik stres altındaki noktaların Adıyaman geneli jeoteknik parametreleri için yapılan bir eşik enerji stresi analizinin sonuçları paylaşılmıştır.

Çizelge 7.11. Adıyaman Bölgesi civarında Rezervuar Seviyelerdeki kritik stres altındaki noktaların doğrultu atımlı fay rejimli sahalar için Eşik Enerji Stresi Analiz sonuçları

Yeni veriyeri yerlestirmeden eskileri silin

SHmax azim	0	deg	Maksimum yatay stress azimutu (0-180 derece arası)
PP	25	Mpa	Gözenek basıncı
Sv	56	Mpa	Dikey stres
Shmax	64	Mpa	Maksimum yatay str
Shmin	35	Mpa	Minimum yatay stres
μ	0,6		Sürtünme katsayısı

TERS FAY YÜKSELEN BLOKTA KRİTİK STRES
SH MAX DÜŞÜK, SH MİN DEĞERİ DÜŞÜK



derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç	kayma eğilimi		Cember 1 SH Sh sigma	Cember 1 SH Sh to	Cember 2 Sv Sh sigma	Cember 2 Sv Sh to	Cember 3 Sv SH sigma	Cember 3 Sv SH to
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa				Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa
11850,7	56,62	77,46	17,3102	10,3779	10,3861		0,99921	<--'silme	39	0	31	0	39	
11851,23	62,18	83,27	14,8854	9,01217	8,93127	Critically stressed			38,7797	2,5179	30,8405	1,8233	38,9392	0,6
11851,38	58,31	66,84	19,0432	11,5806	11,4259	Critically stressed			38,1255	4,95929	30,3668	3,59121	38,7588	1,3
11851,76	70,18	100,94	13,3387	8,14621	8,00322	Critically stressed			37,0574	7,24999	29,5933	5,25	38,4641	
11974,84	67,59	245,16	17,4261	11,653	10,4556	Critically stressed			35,6077	9,32041	28,5435	6,74927	38,0642	2,5
12042,82	88,77	138,17	26,1034	14,4084	15,6621				33,8204	11,1076	27,2493	8,04346	37,5712	3,0
12043,63	79,75	140,71	27,4859	14,0005	16,4915				31,75	12,5574	25,75	9,09326	37	3,
12043,89	79,11	134,34	24,4099	14,2914	14,6459		CS		29,4593	13,6255	24,0912	9,86677	36,3681	3,7
12044,8	81,1	124,38	19,5283	13,4726	11,717	Critically stressed	CS		27,0179	14,2797	22,3233	10,3405	35,6946	3,9
12045,05	73,87	80,72	12,3168	6,98946	7,39007				24,5	14,5	20,5	10,5	35	
12045,63	84,36	113,64	14,8207	10,7209	8,89244	Critically stressed	CS		21,9821	14,2797	18,6767	10,3405	34,3054	3,9
12046,11	85,54	113,63	14,758	10,6924	8,85482	Critically stressed	CS		19,5407	13,6256	16,9088	9,86678	33,6319	3,7
12046,73	83,04	115,8	15,721	11,4329	9,43262	Critically stressed	CS		17,25	12,5574	15,25	9,09328	33	3,4
12047,32	86,49	119,87	17,2448	12,5292	10,3469	Critically stressed	CS		15,1796	11,1077	13,7507	8,04348	32,4289	3,0
12048,07	86,24	120,29	17,436	12,6344	10,4616	Critically stressed	CS		13,3924	9,32044	12,4565	6,74929	31,9358	2,5
12053,47	84,04	123,68	19,0486	13,3686	11,4292	Critically stressed	CS		11,9426	7,25003	11,4067	5,25002	31,5359	2,0

Çizelge 7.12. Adıyaman İli civarında ters faylarla kontrol edilen bölgelerdeki tavan blokta yer alan kuyuların Sayındere Formasyonu rezervuar seviyesindeki Eşik Enerji Stres analiz grafiği.

Eflatun çubuğun altındaki değerler verileri Mohr dşyagramında göstermek içindir

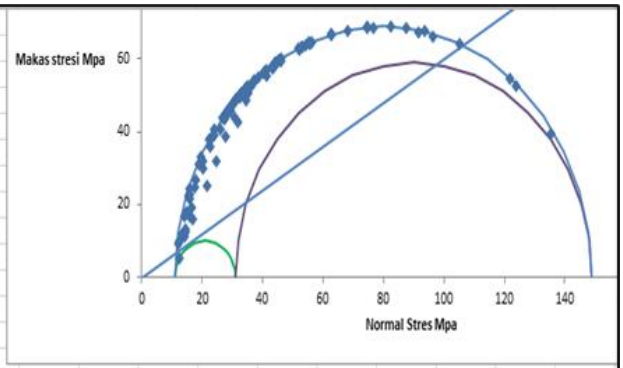
Girdier için konum değiştirmeyin
pogramın kafası karışır. Sol üst hücre B29 dur

Yeni veriyeri yerlestirmeden eskileri silin

DOĞRULTU ATIMLI FAY REJİMİ İÇİN

SHmax azim	0	deg	Maksimum yatay stress azimutu (0-180 derece arası)
PP	25	Mpa	Gözenek basıncı
Sv	56	Mpa	Dikey stres
Shmax	174	Mpa	Maksimum yatay stres
Shmin	36	Mpa	Minimum yatay stres
μ	0,6		Sürtünme katsayısı

SH MAX DEĞERİ YÜKSEK



derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç	kayma eğilimi		Cember 1 SH Sh sigma	Cember 1 SH Sh to	Cember 2 Sv Sh sigma	Cember 2 Sv Sh to	Cember 3 Sv SH sigma	Cember 3 Sv SH to	Kırılma za
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa				Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	x Mpa
11850,7	56,62	77,46	21,5905	25,1979	12,9543	Critically stressed	1,94514	<--'silme	149	0	31	0	149	0	0
11851,23	62,18	83,27	16,8386	16,0504	10,1032	Critically stressed			147,952	11,9817	30,8481	1,73648	148,104	10,2452	159
11851,38	58,31	66,84	31,975	42,4656	19,185	Critically stressed			144,839	23,5994	30,3969	3,4202	145,442	20,1792	
11851,76	70,18	100,94	17,6982	24,6609	10,6189	Critically stressed			139,756	34,5	29,6603	5	141,096	29,5	
11974,84	67,59	245,16	34,7208	48,66	20,8325	Critically stressed			132,857	44,3523	28,6604	6,42787	135,197	37,9244	
12042,82	88,77	138,17	87,5932	68,573	52,5559	Critically stressed			124,352	52,857	27,4279	7,66044	127,925	45,1966	

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Kritik Stres Analizi Parametrelerinin Belirlenmesi

Tez konusunun yer aldığı Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'na odaklanılarak öncelikli olarak sırasıyla Adıyaman geneli için kritik stres analizi parametreleri incelenmiştir. Sonrasında, KAS için en üretken-verimli çatlak gelişimi için hangi jeomekanik parametrelerin aranması gerektiği konusunda genel bir değerlendirme yapılmıştır.

KAS'nda kritik stres analizi yapılırken Shmax azimut değerinin K-G, K5°D değerleri arasında olmasına, dikey stres değerlerinin bölgedeki allokton birimlerin bulunması ve dolayısıyla tekrarlanan birimleri olduğu için azimut değerlerinin değişken olduğuna ve her kuyu için ayrı hesaplanması gerektiğine dikkat edilmiştir. Buna göre; KAS için jeomekanik parametre aralığının Sayındere Formasyonu Rezervuar seviye için Çizelge 7.10'da belirtildiği şekilde olması gerektiği hesaplandı.

Çizelge 7.13. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Sayındere Formasyonu rezervuar seviyesinde kritik stres altındaki noktaların Eşik Enerji Stres analizi sonuçları

CTF i çalıştırın

Sarı çubuğun altından sigma to tocrit ve kritik stres altındaki çatlakları okuyun

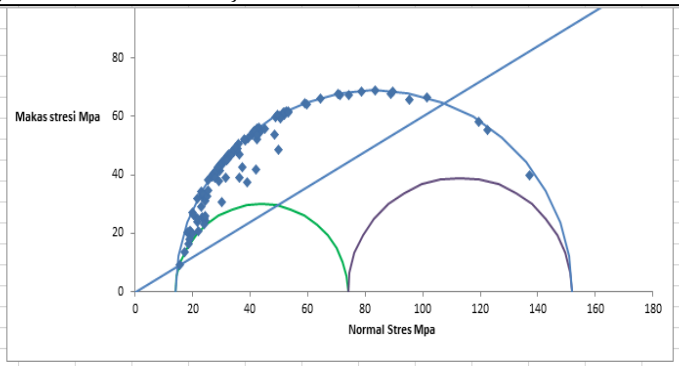
Eflatun çubuğun altındaki değerler verileri Mohr dşyagramında göstermek içindir

Girdier icin konum değiştirmeyin

pogramın kafası karışır. Sol üst hücre B29 dur

Yeni veriyeri yerlestirmeden eskileri silin

ÇEMBERLİTAŞ SAHASI MARDİN GURUBU DOĞRULTU ATIMLI FAY REJİMİ İÇİN

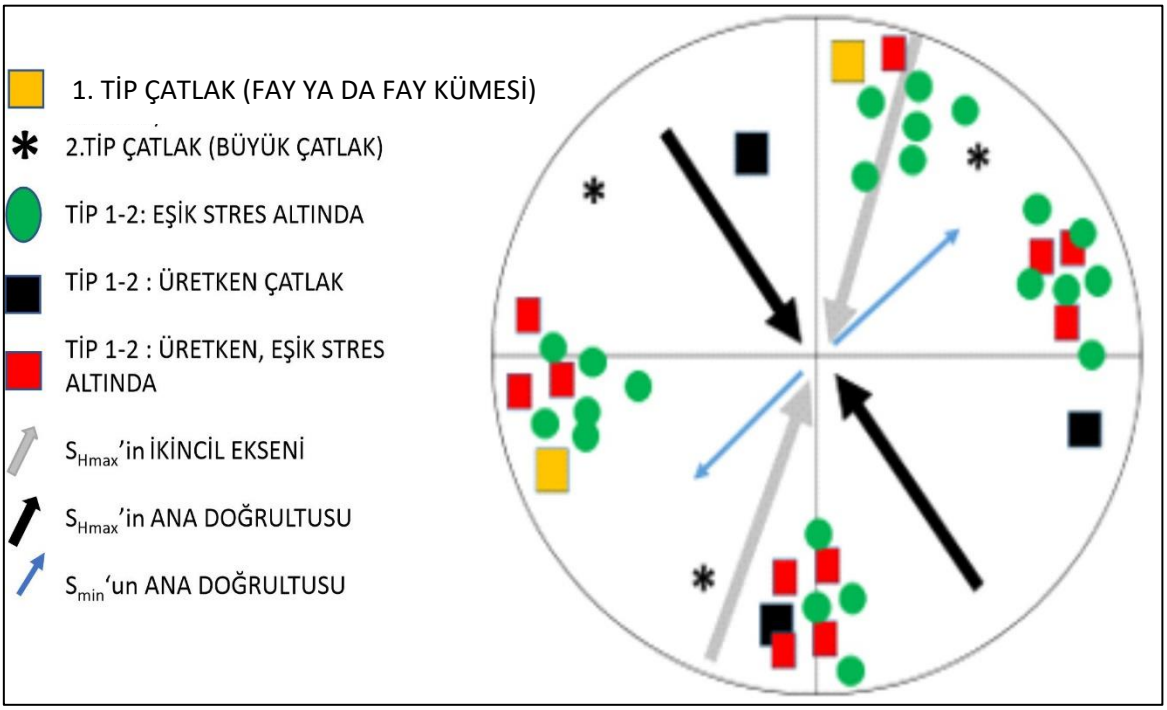


SHmax azim	3	deg	Maksimum yatay stress azimutu (0-180 derece arası)	
PP	22	Mpa	Gözenek basıncı	
Sv	96	Mpa	Dikey stres	
Shmax	174	Mpa	Maksimum yatay stres	SH MAX DEĞERİ YÜKSEK
Shmin	36	Mpa	Minimum yatay stres	
μ	0,6		Sürtünme katsayısı	

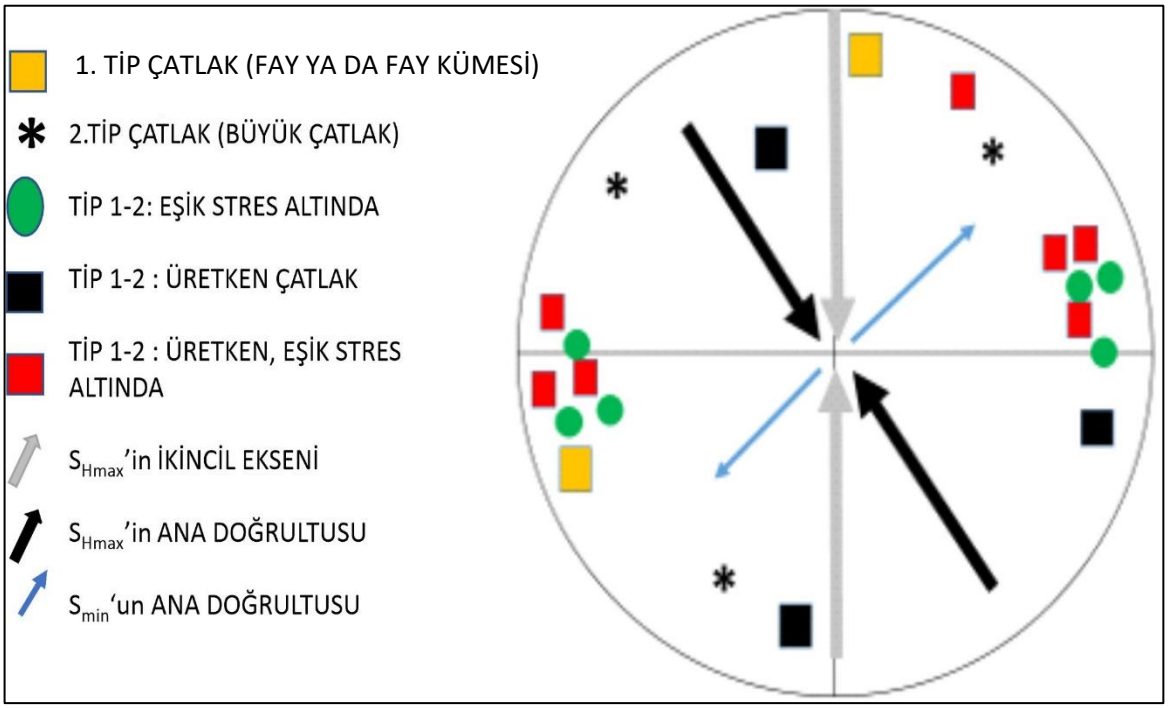
derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç		Cember 1 SH Sh sigma	Cember 1 SH Sh to	Cember 2 Sv Sh sigma	Cember 2 Sv Sh to	Cember 3 Sv SH sigma	Cember 3 Sv SH to	Kırılma zarfı		
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa		kayma eğilimi	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	x Mpa	y Mpa	
11850,7	56,62	77,46	39,0694	37,6088	23,4416	Critically stressed	1,60436 <--'silme	152	0	74	0	152	0	0	0	orijin
11851,23	62,18	83,27	30,1515	30,8011	18,0909	Critically stressed		150,952	11,9817	73,5442	5,20944	151,408	6,77227	162	97,2	son
11851,38	58,31	66,84	49,9793	48,7762	29,9876	Critically stressed		147,839	23,5994	72,1908	10,2606	149,648	13,3388			
11851,76	70,18	100,94	23,2285	25,5014	13,9371	Critically stressed		142,756	34,5	69,9808	15	146,775	19,5			
11974,84	67,59	245,16	48,4432	53,7275	29,0659	Critically stressed		135,857	44,3523	66,9813	19,2836	142,876	25,0687			
12042,82	88,77	138,17	83,4048	68,9832	50,0429	Critically stressed		127,352	52,857	63,2836	22,9813	138,069	29,8757			
12043,63	79,75	140,71	89,0259	67,6498	53,4155	Critically stressed		117,5	59,7557	59	25,9807	132,5	33,775			
12043,89	79	134,34	74,2008	67,1802	44,5205	Critically stressed		106,599	64,8388	54,2606	28,1908	126,339	36,648			
12044,8	81,1	124,38	51,9577	60,7071	31,1746	Critically stressed		94,9818	67,9517	49,2095	29,5442	119,772	38,4075			
12045,05	73,87	80,72	24,3919	31,0624	14,6351	Critically stressed		83,0001	69	44	30	113	39			
12045,63	84,36	113,64	31,5607	45,4949	18,9364	Critically stressed		71,0184	67,9518	38,7906	29,5442	106,228	38,4075			

Kuyu Bazlı Olarak En Yüksek Verimlilikte Çatlak Üretmiş Kuyunun Jeomekaniksel Parametrelerinin Belirlenmesi:

Çalışmanın bu aşamasında doğrultu atımlı fay rejimli ortamlarda açılan kuyuların jeomekanik parametrelerinin değerlendirilmesinin örnek bir çalışması daha önce benzer bir sahada yapılan bir modeldeki yöntem izlenerek yapıldı (Hennings ve ark., 2012). Şambayat Petrol Sahası'nda 2010 yılında Sayındere Formasyonunda yapılan keşiften sonra bu formasyondan en yüksek verimlilikle üretim yapan Şambayat-1 kuyusunun jeomekaniksel parametreleri, stereonete aktarılıp bir araya getirildi Söz konusu çalışmada stres analizi yapılırken stres vektörlerinin Kretase zamanı boyunca çatlak yönlerinde değişkenlikler gösterebileceği de göz önünde bulundurulduu. Şambayat-1 kuyusundan elde edilen jeomekanik parametrelerin analiz sonuçları Şekil 7.10'da, gül diyagramı ise Şekil 7.11'de gösterilmiştir. Şekil 7.10 ile Şekil 7.11'in her ikisinde de Shmax ile Shmin'in ana doğrultuları aynı yöndedir. Shmax'in ikincil ekseni Şekil 7.10'da K10^{0}D iken Şekil 7.11'de K-G yönlüdür. Shmax'in doğrultusundaki değişim, Güneydoğu Anadolu'daki Kretase-Eosen-Miyosen tektonizması boyunca levhalardaki heterojen stres dağılımını temsil etmektedir. Şekil 7.10'da eşik enerji stresi altındaki birinci ve ikinci tip çatlakların sayısı ile yine birinci ve ikinci tip üretken çatlakların sayısı Şekil 7.11 'deki aynı tip çatlakların sayısından fazladır. Bu çalışma, Kretase-Eosen-Miyosen tektonizmasının aktif olduğu GDA bindirme kuşağında heterojen stres dağılımıyla denetlenen yapılarda verimli çatlaklı hazne kaya özellikleri görülebileceğini göstermektedir.



Şekil 7.10. Şambayat Petrol Sahası, Şambayat-A kuyusunun jeomekanik yorumunu gösterir diyagram



Şekil 7.11. Şambayat Petrol Sahası, Şambayat-B kuyusunun jeomekanik yorumunu gösterir diyagram

Şambayat Petrol Sahası model kuyu çalışmalarının veri seti Çizelge 7.14'te paylaşılan ve Şekil 7.10 ile Şekil 7.11'de görsel grafikleri çizilen model kuyulara göre: En yüksek değerlikli stresin Eosen-Miyosen tektonizmasına bağlı olarak KD-GB yönündeki sıkıştırması, Şambayat Petrol Sahası'nda üretken çatlak gelişimini ve petrol üretimini sağlamıştır

Verimli Çatlakların Uygun Jeomekanik Değişkenlerle Korelasyonunun Sonuçları

Şambayat Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'nun kesildiği üretimi devam eden 23 petrol kuyusu için temel streslerin konumu ve fay tipleri ile stres rejimlerinin genel değerlendirmesi yapılmış ve açılan kuyulardan 1633 m'lik XRMI log verisi sırasıyla IP Process, Techlog ve LİRA-SAPR yazılımları kullanılarak veri işlemleri yapıldığında elde edilen Şambayat Petrol Sahası'na ait iki adet ideal kuyu modeli oluşturulmuş ve söz konusu iki model, Şekil 7.10 ile Şekil 7.11'de verilmiş olup model kuyuların karşılaştırmalı sonuçları aşağıdaki tabloda özetlenmiştir:

Çizelge 7.14. Şekil 7.10 ile Şekil 7.11'de grafikleri verilen Şambayat-A ile Şambayat-B model kuyularının jeomekanik değişkenlerinin karşılaştırılması

SIRA NO	MODEL KUYU ADI	JEOMEKANİK ÖZELLİK ADI	ÖZELLİK AÇIKLAMASI	YORUM
1	Ş-A	1.TİP ÇATLAK	Ağız genişliği 1 mm-2 cm arası, çatlak uznlğ 3 cm-15 cm çatlak sayısı	Ş-A ile Ş-B'de aynı
2	Ş-B	1.TİP ÇATLAK	"	"
3	Ş-A	2.TİP ÇATLAK	Ağız genişliği 2 mm-10 cm arası, çatlak uznlğ 15 cm-55 cm çatlak sayısı	Ş-A ile Ş-B'de aynı
4	Ş-B	2.TİP ÇATLAK	"	"
5	Ş-A	TİP 1-2: EŞİK STRES ALTINDA	Kırılma aşamasında 1. ile 2.Tip çatlakların sayısı	Ş-B'ye göre %266 fazla
6	Ş-B	TİP 1-2: EŞİK STRES ALTINDA	"	Ş-A'daki değerin %27'si
7	Ş-A	TİP 1-2: ÜRETKEN ÇATLAK	1.ve 2. Tip üretken çtlk sayısı	Ş-A ile Ş-B'de aynı
8	Ş-B	TİP 1-2: ÜRETKEN ÇATLAK	"	"
9	Ş-A	TİP 1-2: ÜRETKEN, EŞİK STRES ALTINDA	Kırılma aşamasında ve üretken 1. İle 2. Tip çtlk sayısı	Ş-B'ye göre %57 fazla
10	Ş-B	TİP 1-2: ÜRETKEN, EŞİK STRES ALTINDA	"	Ş-A'daki değerin %64'ü
11	Ş-A	SHmax (İkincil Ekseni)	En Yüksek Değerlikli Stresin 2. Sıkışma Yönü	KD-GB
12	Ş-B	SHmax (İkincil Ekseni)	En Yüksek Değerlikli Stresin 2. Sıkışma Yönü	K-G
13	Ş-A	SHmax (Ana Doğrultusu), Sh min Ana Doğrultusu	En Yüksek Değerlikli Stresin 1. Sıkışma Yönü	Ş-A ile Ş-B'de aynı
14	Ş-B	SHmax (Ana Doğrultusu), Sh min Ana Doğrultusu	En Yüksek Değerlikli Stresin 1. Sıkışma Yönü	"

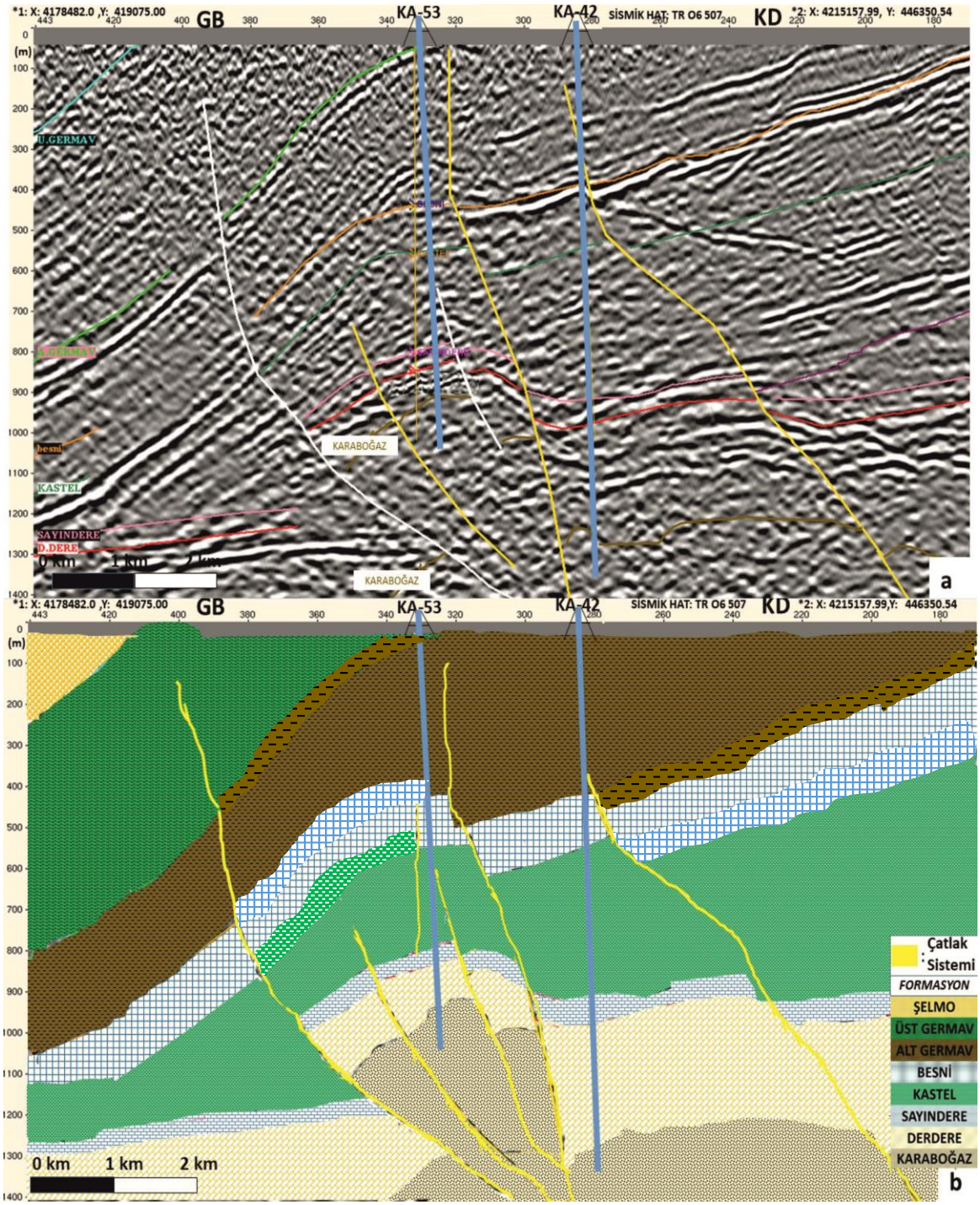
‘Doğrultu atımlı, makaslama stresi/dikey stres oranın yüksek’, 1+2.tip çatlakların sayısının kritik stres altındaki çatlakların sayısının (μ≥0,85) fazla olduğu tespit edilmiştir. Bu kuyudaki jeomekanik parametrelerin bir benzerinin Kuzey Adıyaman Petrol Sahası için de değerlendirilebileceği önerilmektedir.

vii) Doğrultu atımlı fay rejiminde farklı blok hareket yönüne ek olarak kuyu bazında jeomekanik parametrelerin belirlenmesi için çalışılmıştır.
viii) Sayındere Formasyonu içerisinde en verimli çatlakların geliştiği Şambayat-1 kuyusunun jeomekanik parametreleri, ideal rezervuar özellikleri göstermekte olup Şekil 7.11’de özetlenmiştir.

Burada özetlenen çatlak analizini yorumlamadaki güçlüklerle beraber Şambayat Petrol Sahası gibi açıklığı düşük, asimetri oranı yüksek ve dalımlı yapılarda stres heterojenitesi fazladır. Dolayısıyla genel yapı özellikleri özetlenen Şambayat benzeri sahalarda verimli çatlakların geliştiği düşünülmektedir.

7.6. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası’nda Sismik Veriler-Log Verileri-Üretim Değerlerinin Sayındere Formasyonu’ndaki Çatlak Analizi İçin Birlikte Yorumlanması

Batı Adıyaman Havzası'nın petrol beklentileri için önemli etkileri olan anahtar değişkenler şöyle özetlenebilir: (i) petrol türümüne bağlı olarak Sayındere Formasyonu'ndaki açık ve çimentolu çatlakların yaşı (ii) Ters faylarla bağlı gelişen kırıklar ile Geç Miyosen kıvrımlanması arasındaki ilişkisi. Söz konusu iki parametrenin de ayrıntılandırılarak yapılan sismik ve jeomekanik yorum çalışmasının KAS’ndaki bir örneği Şekil 7.12’ de verilmiştir.



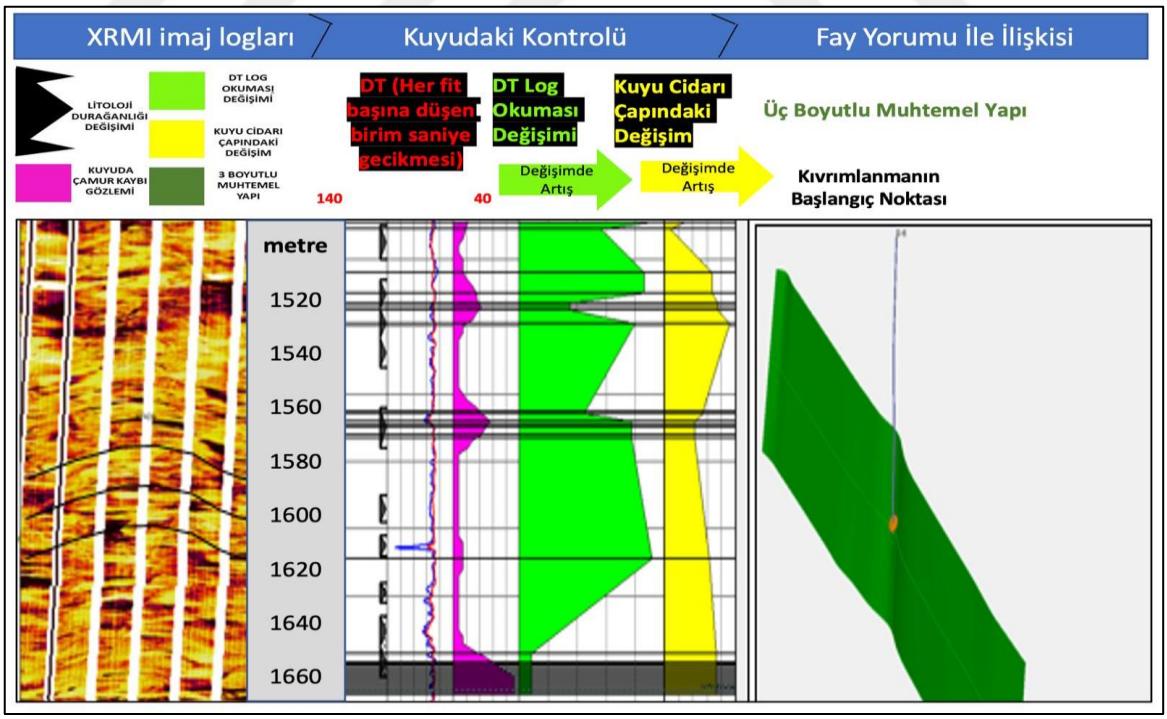
Şekil 7.12. a-Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndan alınan TR 06 507 numaralı KD GB yönlü sismik kesit b- Kuzey Adıyaman Sahasındaki TR-06-507 adlı sismik kesitin yorumu. Kesitin konumu Şekil 7.38'de verilmiştir.

İki aşamalı deformasyon süreci olan Kretase-Eosen ile Eosen-Miyosen tektonizması sonucu oluşan fayın analizi için buradaki çalışmada farklı veri setleri bir araya getirilmiştir. Söz konusu farklı veri setleri şunlardır: i) KA-41 kuyusu içerisinde Sayındere Formasyonu seviyesinde alınan XRMI logu ii) Sondaj sırasında KA-41 kuyusunda Sayındere Formasyonu içerisinde yakalanan çamur kaçağı seviyesi iii) Kaliper log okumasında görülen kuyu cidarı çapındaki değişim iv) Sonik

log okumasındaki değişim iv) Kuyu fay yorumu ile ilgili üç boyutlu muhtemel yapı. Dört farklı veri seti bir araya getirilerek birbirlerini bütünleştirir şekilde yorumlanmış ve şekil 7.13'ün sağ kenarında hâkî yeşili ile çizilen üç boyutlu muhtemel fay yapısı elde edilebilmiştir.

Farklı dönemlerde çoklu deformasyonun gerçekleştiği bölgede petrol türümünden önce kapanların oluşumu ve ardından kapanlara petrol yerleşimi sonrasında da petrolün kapan içerisinde yeniden göç edebileceği açık kırıkların-çatlakların oluşumu ile karşılaşılabileceği düşünülmektedir. KAS'nda KA-29, KA-37, KA-34 kuyularının açıldığı bölgede yapılan çatlak yoğunluğu çalışmasında, çatlakların antiklinalin kuzey batı kanadı ile zirve kısmında yoğunlaştığı görülmüştür (Şekil 7.14). Bu durum, bir petrol yapısındaki stres dağılımının heterojenitesini doğrularken çatlakların antiklinal boyunca zirvelerde ve zirvelere yakın yerlerde her zaman beklendiği gibi gelişmediğini göstermektedir. Yukarıda özetlenen modelin altında çok sayıda belirsizlik yatmakta olup, bunlardan bazıları daha önce tartışılmış ve bazı ek belirsizlikleri aşağıda vurgulanmıştır.

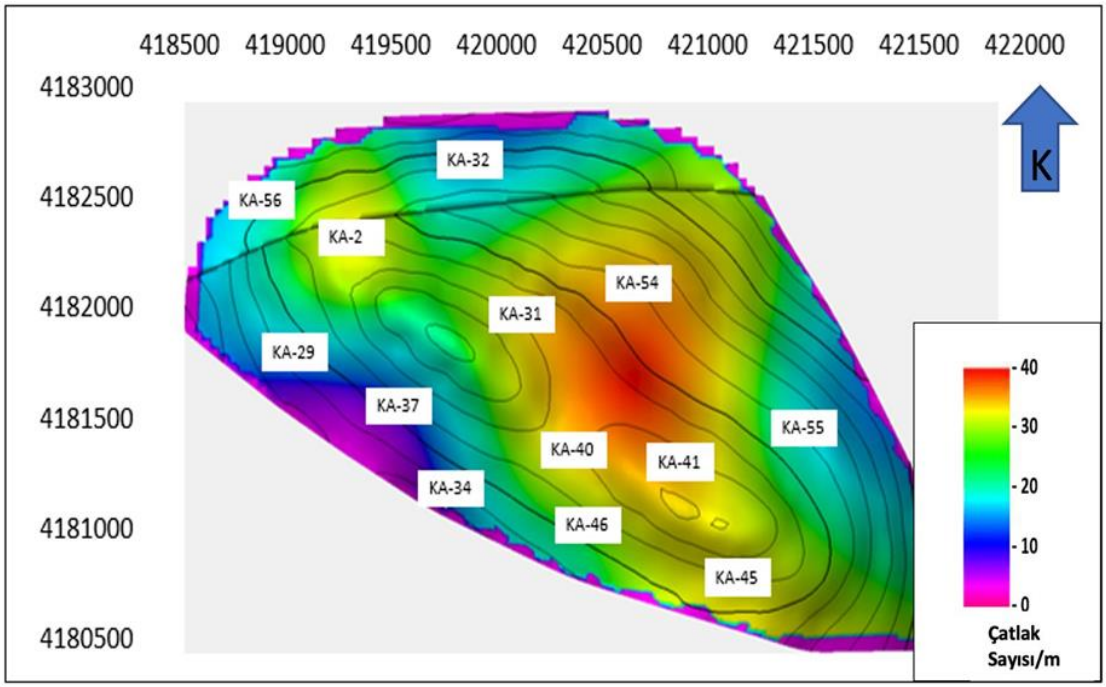
Havza içerisinde Paleosen sonrası sedimanların eksik olması, Batı Adıyaman Havzasında bir Geç Eosen dönemi deformasyon fazının oluşumu ile ilgili bir belirsiz bir dönemi işaret etmektedir. Geç Eosen deformasyonu ve dolayısıyla Sayındere Formasyonu'nda kırılma ve çatlağın gerçeklemesi durumunda bölgede türeyen petrol bu kesimlere göç etmiş olmalıdır. Geç Eosen'de açık çatlaklardan petrol türediği, buradaki KAS için yapılan petrol üretim haritası incelendiğinde görülmüştür (Şekil 7.15).



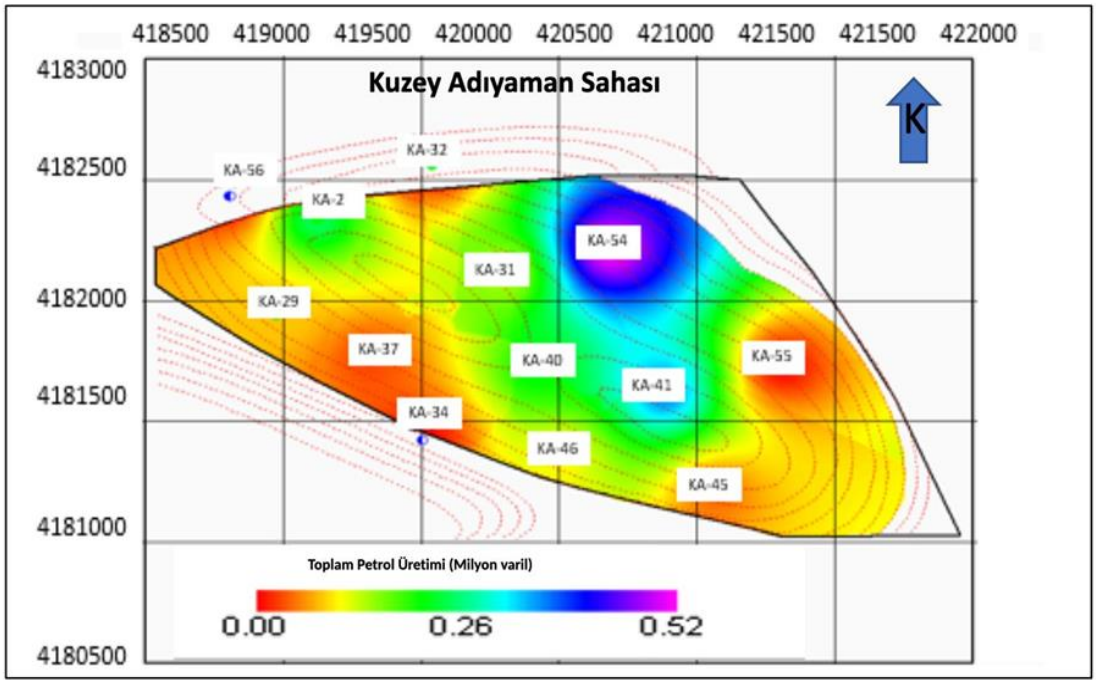
Şekil 7.13. KA-41 Kuyusunda imaj logları ve yorumu

KA-41 Kuyusundaki XRMI loğunda fayın görüntüsü, kuyu sondajı sırasındaki çamur kaçağı kaydı, Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesinde oluşan fayın üç boyutlu yorumlaması. Kuyunun

konumu Şekil 7.30'da verilmiştir (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı, veri yorumları değiştirilerek yapılmıştır).



Şekil 7.14. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki çatlak yoğunluğunun dağılımı (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).

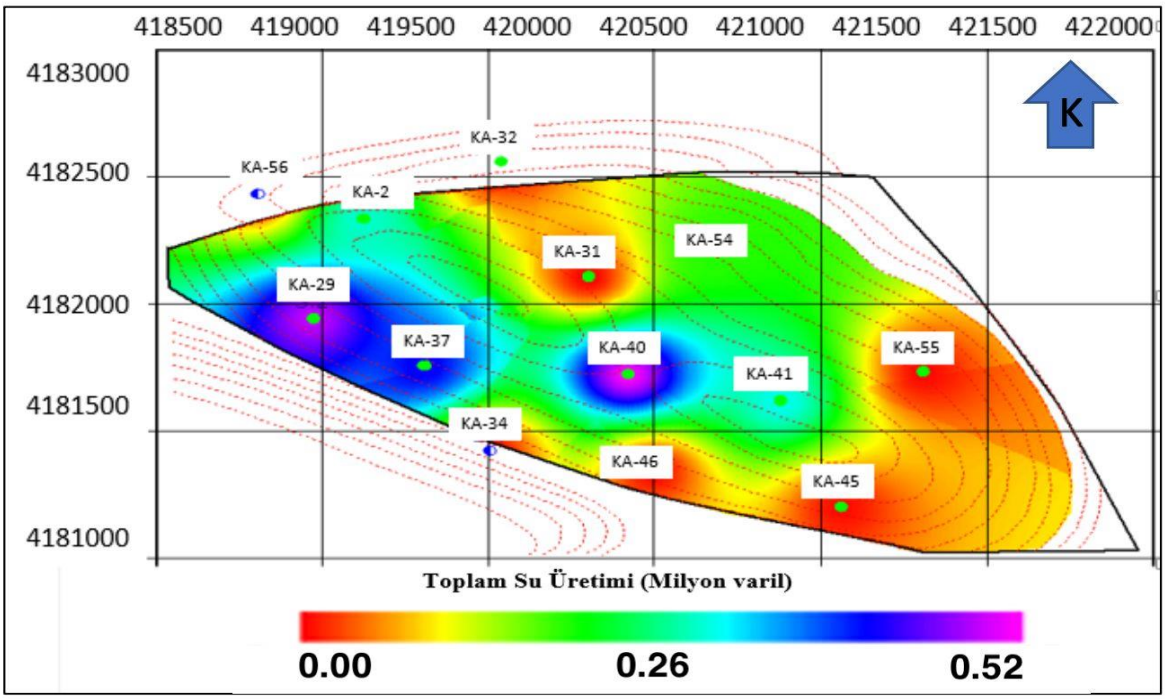


Şekil 7.15. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki 2022 yılına kadar petrol üretim haritası (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).

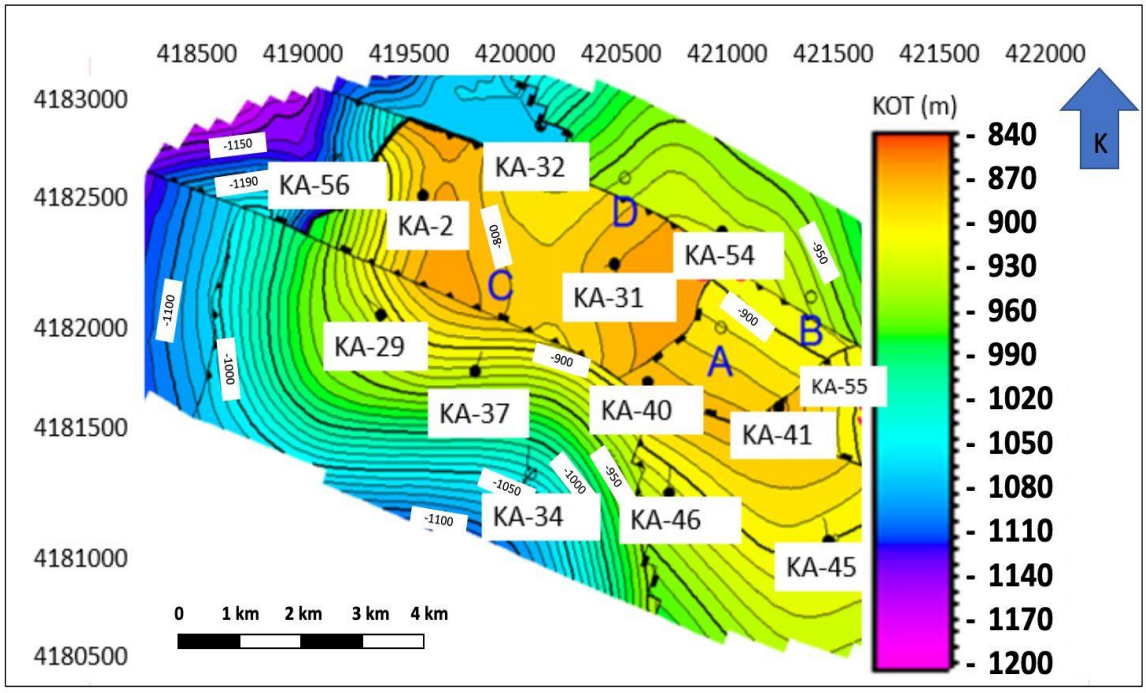
Çalışılan bölgede petrol üretim ve dağılımı ile beraber kuyulardaki su üretim dağılımının karşılaştırılmalı olarak incelenmesiyle Geç Eosen döneminde oluşan çatlaklarda aynı zamanda yeraltı suyunun ne şekilde tutulduğunun anlaşılması mümkün olmuştur. Bu şekilde, KAS'ndaki su üretimi dağılımının coğrafi konumu ile petrol/su dokanağının karşılaştırılması yapılmıştır (Şekil 7.16). Adıyaman genelinde açılan kuyularda Sayındere Formasyonu dahil tüm formasyonlarda yapılan petrol üretimindeki temel sorun, rezervuardaki % su oranının geçen birkaç senede hızla artması olmuştur. Bu yüzden, su oranı % 100'e yakın olan kuyulardaki petrol üretimi, petrol su seviyesindeki konileşme nedeniyle sonlandırılmıştır.

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Sayındere Formasyonu (Kampaniyen yaş) yapı kontur haritası incelendiğinde tek bir petrol sahası içerisinde birden çok çatlak kümesinin oluşmasında Kampaniyen sonrası tektonizmasının etkin olduğu belirtilmektedir

Geç Miyosen deformasyonundan geçmeyen yapılara da o vakit araştırmaya değer olabilir. Benzer şekilde, Eosen'deki anlık eşzamanlı petrol türümü ve çatlakların gelişimi de petrol türemesi öncesi deformasyon ve petrol oluşumu ve matriks depolamalı rezervuarlar olması gerekliliğini ortadan kaldıracaktır.

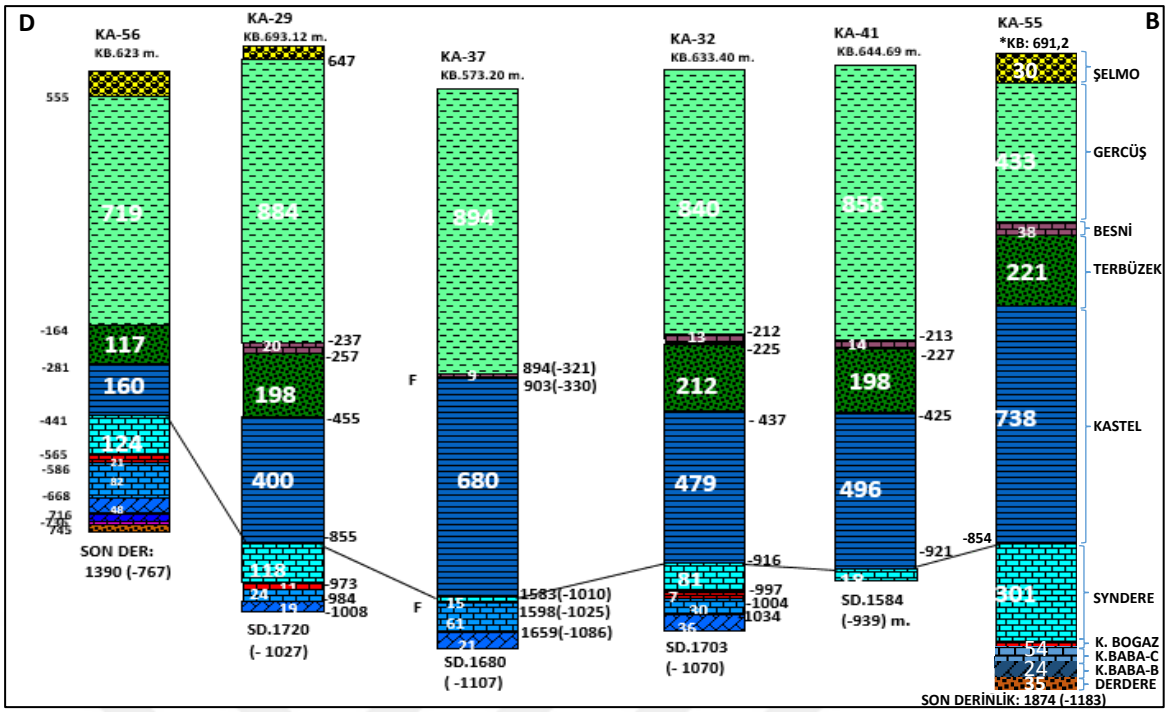


Şekil 7.16. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki 2022 yılına kadar su üretim haritası (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).



Şekil 7.17. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu üstü yapı kontur haritası (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).

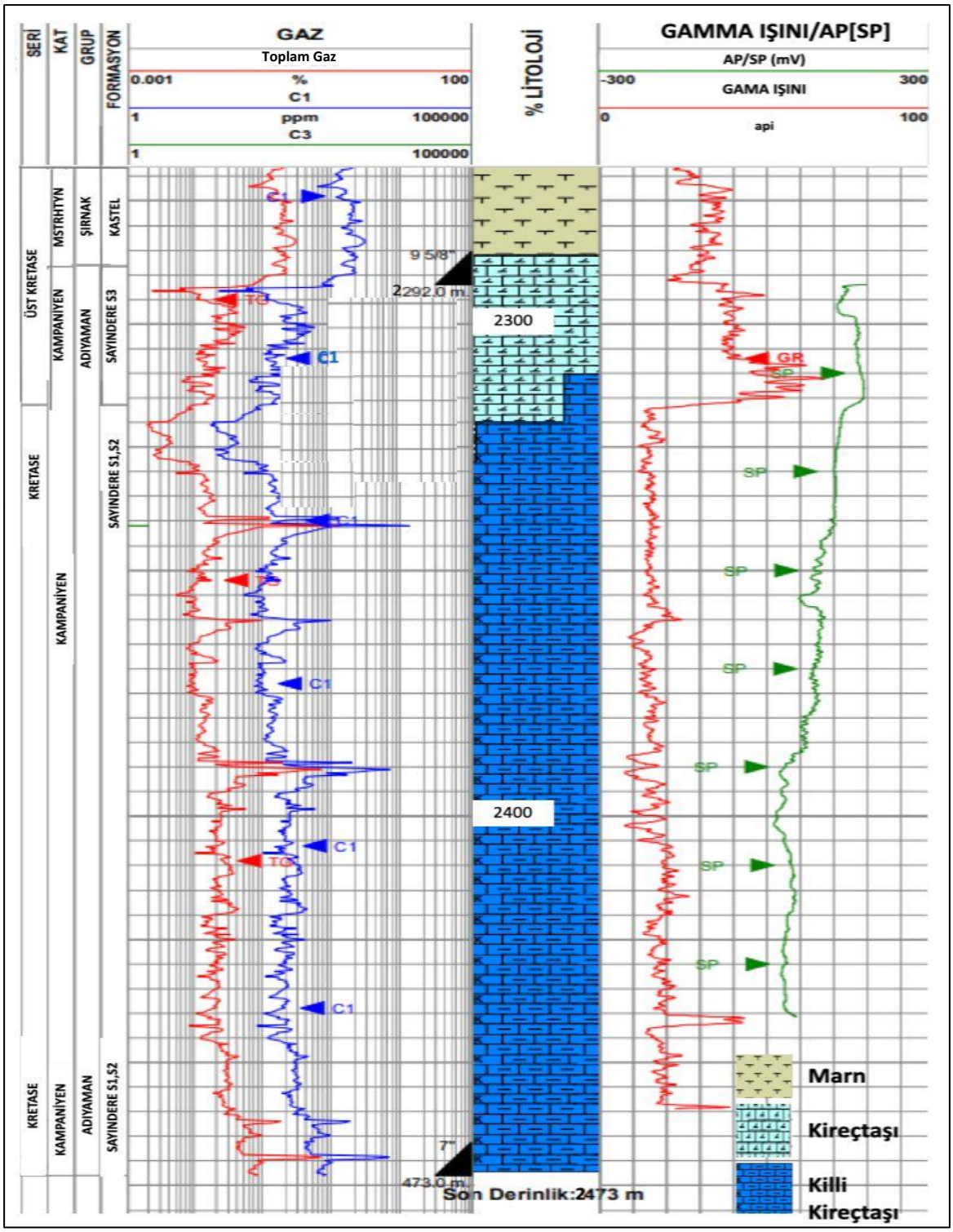
Geç Miyosen'deki tektonik deformasyon hareketliliği Şekil 7.17'de gözlense de Petrol Jeolojisi çözümü ile ilgili ek bir belirsizlik, kaynak kaya olgunlaşma zamanı ve bunu takip eden petrol türümünün zamanlaması ile ilgilidir. Türkiye Güneydoğusunda bu iki jeokimyasal olayın zamanlaması ile ilgili çalışmalar, Erken Kretase kaynak kayalarının olgunlaşmasının Geç Kretase'den Paleosen'e ve ardından Eosen'e kadar değiştiğini ve kuzey levha kenarına doğru örtü kalınlığının arttığını göstermektedir (Demirel ve Güneri, 2000). Adıyaman ve civarındaki bölgede daha önceki yıllarda yapılan jeokimyasal çalışmalar ile Karaboğaz Formasyonu'nun, Karababa-A Üyesi'nin, Derdere Formasyonu'nun küresel (sferal) şekilli seviyesinin kaynak kaya potansiyeline sahip oldukları belirlenmiştir (Soylu ve ark., 1983). Bu çalışmada incelenen 23 kuyunun kaynak kaya özelliği (Karaboğaz Formasyonu + K. Baba-A Üyesi + Derdere Formasyonu küresel şekilli tanecikli seviye), 55 ile 135 m'ler arasında olduğunda yeterli kalınlığı sağladığı görülmüştür. Bu değişkenliğin bir örneği doğu-batı boyunca KA-56, KA-29, KA-37, KA-40, KA-41, KA-55 kuyuları arasında yapılan stratigrafik korelasyonla açıklanmaktadır (Şekil 7.18.).



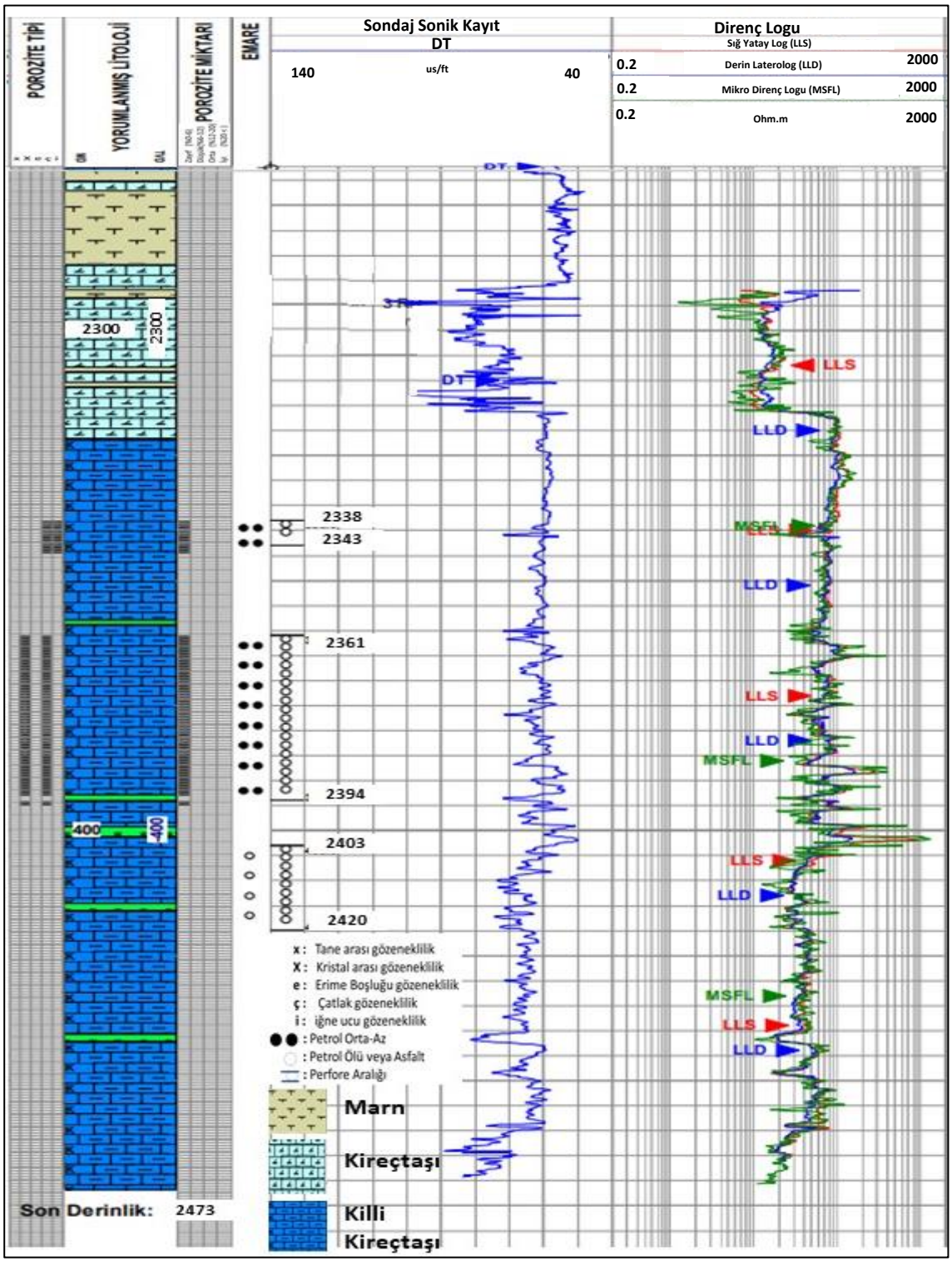
Şekil 7.18. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda D-B uzanımında korelasyonları yapılan: KA-56, KA-29, KA-37, KA-40, KA-41, KA-55 kuyularının litolojik dikme kesitleri (kuyuların coğrafi pozisyonları için bkz Şekil 7.36). *KB: Petrol kuyusu sondajını yapan kulenin rotary masasının kod bilgisi; Kelly Bushing.

Adıyaman ve civarında açılan kuyularda kesilen Geç Koniasiyen-Kampaniyen yaşlı Karaboğaz, Karababa-A formasyonları kaynak kaya özelliği göstermektedir. Bölgede petrol yerleşiminin Geç Maastrihtiyen tektonizması ve bununla ilişkili gelişen kırılmalardan sonra, ancak Eosen'den önce kuzeydeki bir alandan Sambayat bölgesine uzun mesafelerden gelerek rezervuara yerleşmesi muhtemel görünmektedir.

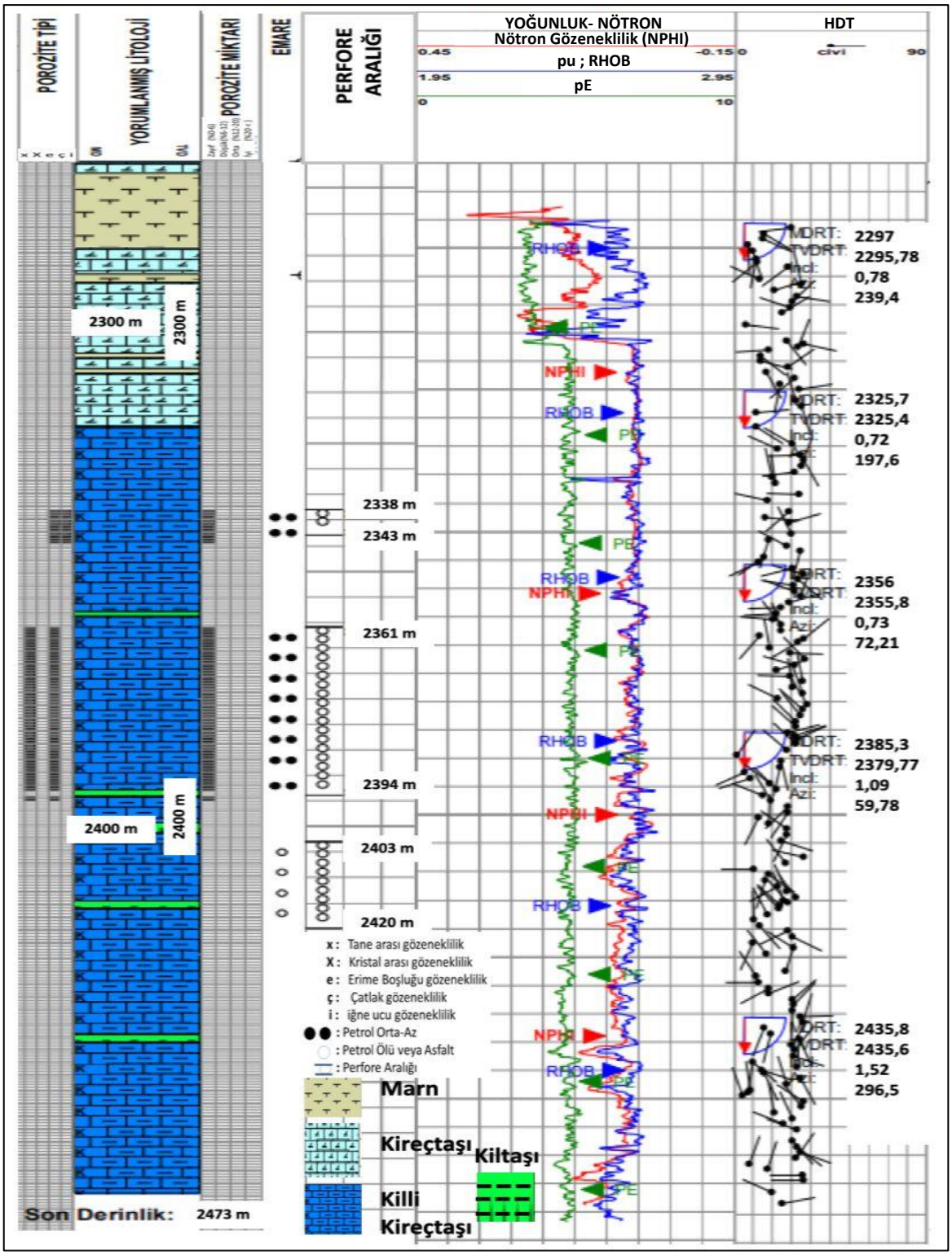
Açılan kuyularda IP process gibi yazılımlarla yapılan kuyu logu yorumlarında Petrol/Su dokanağı seviyesine kadar kesin belirleme yapılabilmektedir. Çalışma alanında formasyonlar arası sınır ile Sayındere Formasyonu'nu fasiyes sınırları, petrofizik verileri ve XRMI logu birlikte değerlendirilerek yeni perfore yerleri verilebilmektedir (Şekil 7.19, Şekil 7.20, Şekil 7.21).



Şekil 7.19. KA-29 Kuyusunun kompozit logunda değerlendirilen petro-fizik değişkenlere bağlı belirlenen Sayındere Formasyonu'nun (Litoloji ve Gama Işını Loguna göre) fasiyes sınırları.KA-29 kuyusunun konumu Şekil 7.32'de, Litostratigrafik korelasyondaki konumu ise şekil 7.18'de verilmiştir.(TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).



Şekil 7.20. KA-29 Kuyusunun kompozit logunda değerlendirilen petro-fizik değişkenlere bağlı belirlenen Sayındere Formasyonu'nun fasiyes sınırları (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).

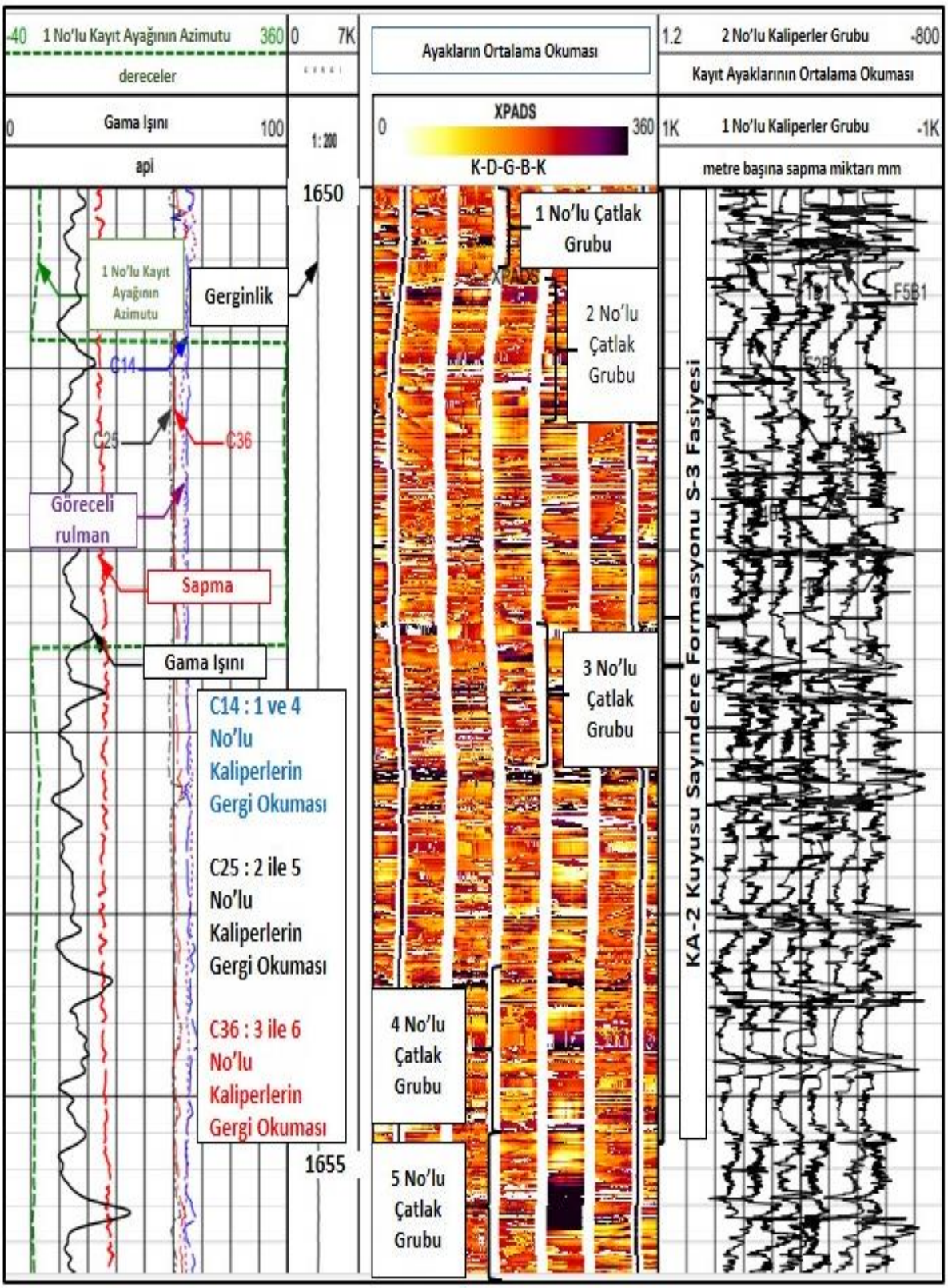


Şekil 7.21. KA-29 Kuyusunun kompozit logunda değerlendirilen petro-fizik değişkenlere bağlı belirlenen Sayındere Formasyonu'nun (Nötron ve HDT Loguna göre) fasiyes sınırları (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).

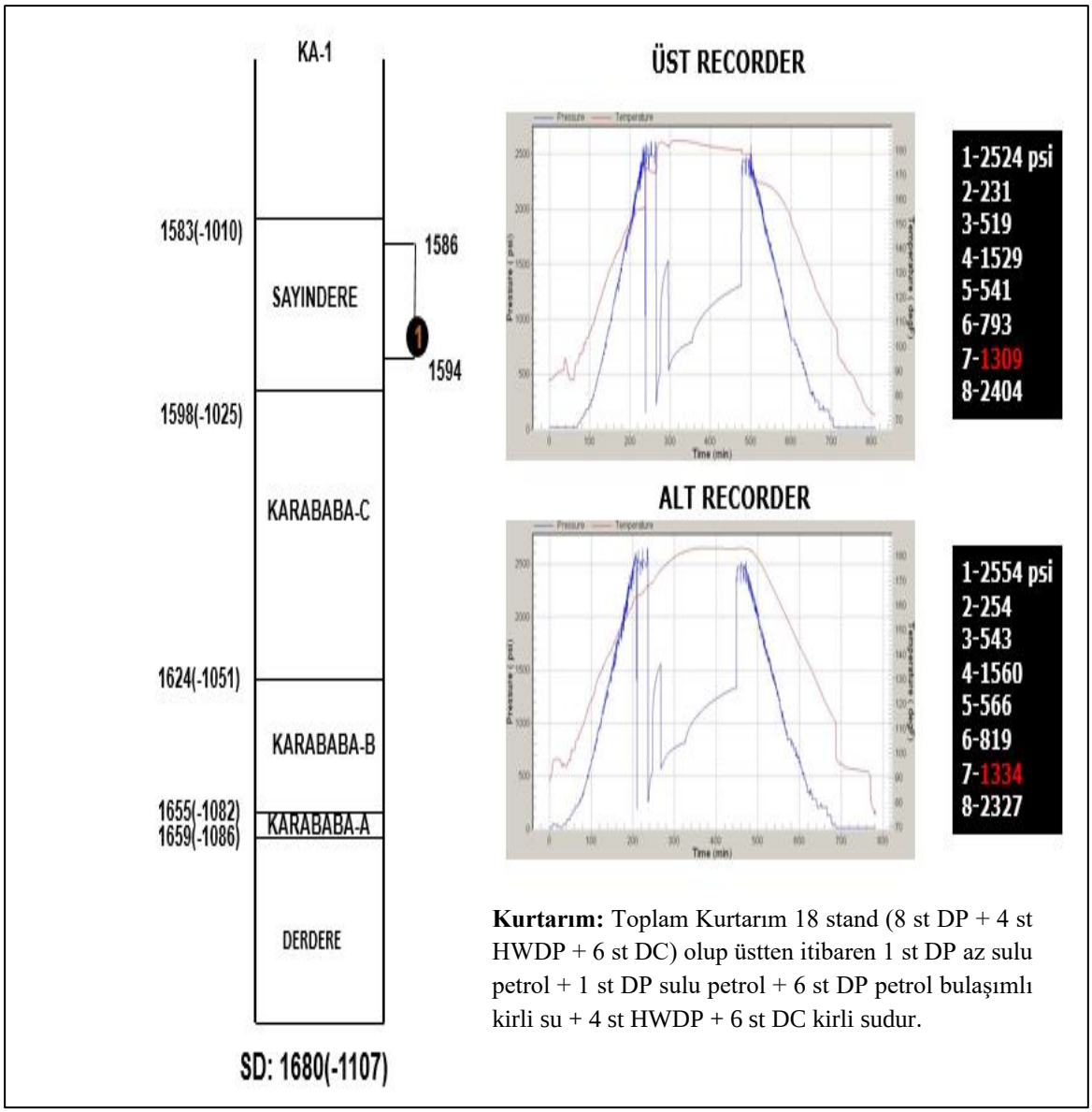
Bölgedeki petrol türümünün geç Maastrihtiyen tektonizması ve sonrasında gelişen kırılma evresi sonrasında Şambayat bölgesine kuzeyden uzun mesafelerden göç yoluyla gerçekleşmiş olduğu yorumlanmaktadır. Böylesi bir durumda, Eosen-Miyosen tektonizması öncesinde Maastrihtiyen döneminde gelişen tektonizması ve kırılması sonrası çatlak gelişimi ile oluşan kapanlarda ekonomik hidrokarbon birikiminin çalışılması da tez çalışma kapsamı dışında ayrı bir çalışma konusunu gerektirir. Eosen yaşlı Hoya Formasyonu çatlak sistemi-verimli haze kaya gelişimi bağıntısı daha önce değinilmiştir (Gümüş, 2016).

Sayındere Formasyonu'nun en üst seviyesinde S-3 fasiyesinde 1650-1655 m'ler arasında böylesi bir tektonizma ile gerçekleşen çatlamanın bir örneği, KA-2 kuyusunun XRMI logunun görüntüsü ile verilmiştir (Şekil 7.22).

Çalışma alanındaki mevcut veri setinin nispeten kalitesiz ve yetersiz olması birim içerisinde bazı belirsizlikleri tamamen çözememektedir. Bu nedenle, tez çalışmasında KAS'ndaki mevcut verilerin tamamı biri diğerini tamamlayacak şekilde değerlendirilmiş, kuyu ile ilgili Sayındere Formasyonu rezervuar seviyede eğer XRMI logu alınmamışsa aynı seviyedeki DST basınç verilerinden yararlanılmış ve çatlak yoğunluğu ile ilgili tahminde bulunulmuştur. Örneğin KA-1 kuyusunda XRMI logu alınmadığından aynı kuyunun DST (Drill Stem Test) verileri değerlendirilerek (Şekil 7.23) çatlak analizi (Şekil 7.22) yapılabilmiştir.



Şekil 7.22. KA-2 Kuyusunda Sayındere Formasyonunda 1650-1655 m'ler arasında S3 fasiyesinin XRMI logundaki görüntüsü ve yorumu. KA-2 kuyusunun coğrafi konumu Şekil 7.35'de verilmiştir (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).



Şekil 7.23. KA-1 Kuyusundaki Sayındere Formasyonu'nun 1586-1594 m'ler arası alınan DST'nin basınç değerleri ile kurtarım bilgisi. KA-1 kuyusunun coğrafi konumu Şekil 7.34'de verilmiştir. (TPAO arşivinden Petrol kanunu gizlilik hükümleri ve Ortaklık çalışma prensiplerine bağlı kalınarak alıntı yapılmıştır).

Koçali-Karadut karmaşığının yer aldığı, faylarla kontrol edilen, sarp ve pürüzlü bir topografyaya sahip oldukça deforme olmuş alanlarda yüksek kaliteli üç boyutlu sismik verilerin elde edilmesi zor olup, bu nedenle elde edilen sismik veriler de bulanık veya netsiz görünmektedir. Ayrıca bu alanlarda yatay yönde açılan kuyuların bulunmaması nedeniyle de farklı yönelimlerde gelişen çatlak sistemlerinin denetlenmesi ile ilgili güçlüklerle karşılaşılmıştır. Ayrıca, bu alanlarda sürdürülen yatay yönde açılan kuyuların bulunmaması nedeniyle de farklı yönelimlerde gelişen çatlak sistemlerinin denetlenmesi hususunda XRMI logu eksikliği nedeniyle güçlüklerle karşılaşılmıştır.

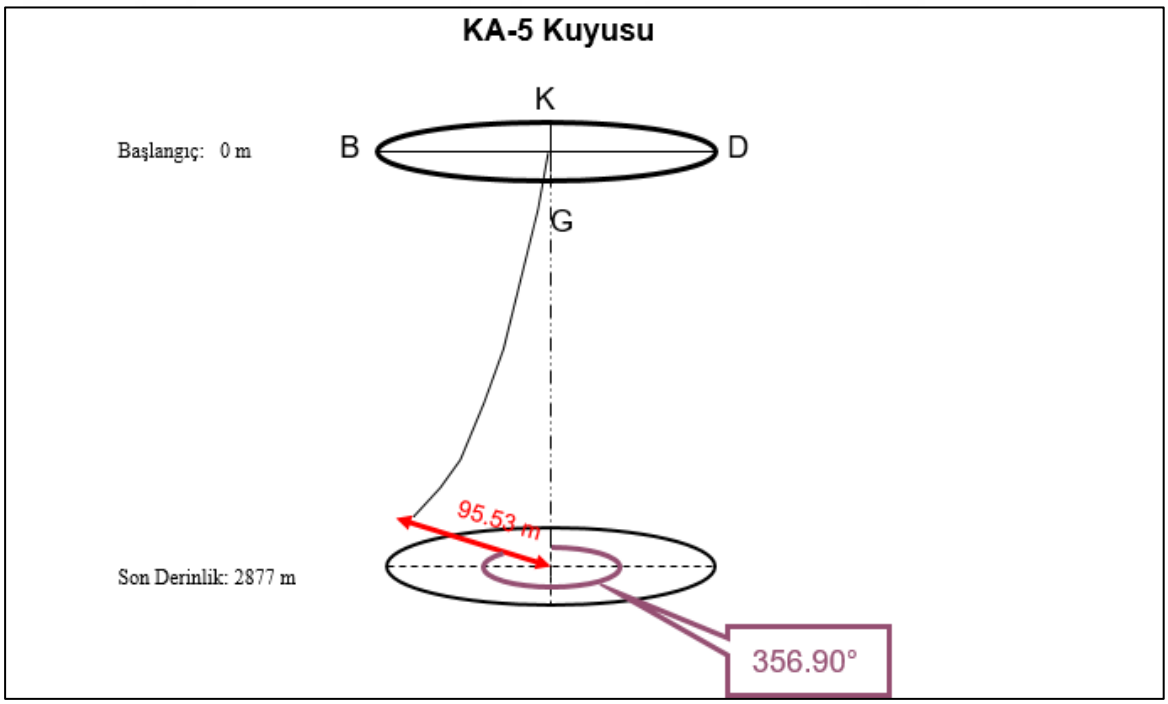
Buradaki yorumsal yönden karşılaşılan zorluklardan birisi de Sayındere Formasyonu'ndaki yatay ve dikey çatlak gelişimlerinin beraber görülebileceği XRMI loglarının mevcut olmamasıdır.

Kuyunun Ait Olduğu Bloğun İzlenmesi

Bölgede KA-5 kuyusu ile verilen temsili çizimde görüdüğü üzere; çatlak analizinin sağlıklı bir şekilde yürütülmesi için kuyunun açılmaya başlandığı konumu ile son konumunun kuyunun ait olduğu blok konumu değişebileceği için takip edilmelidir (Şekil 7.24). Burada sondaj sırasında alınan XRMI logları ile kuyu profili ve kuyu sapma planı bilgileri, kuyunun ait olduğu bloğun sondaj boyunca takibini kolaylaştırmıştır.

Şekil 7.24'de gösterildiği gibi sondajın başladığı noktanın ait olduğu blok ile sondajın bittiği noktanın ait olduğu blok, Kuzey Adıyaman'da açılan birçok kuyuda görüldüğü üzere birbirinden farklı olabilir.

Kuzey Adıyamanda açılan birçok kuyuda görüldüğü gibi birbirinden farklı olabilir. KAS 'nda açılan 23 kuyunun 12'sinden XRMI logu alınmıştır.



Şekil 7.24. KA-5 Kuyusunda alınan XRMI logu ve son derinlikte sapma bilgisi. Kuyu son derinlikte K4°B yönünde 95.53 metre açılmış olup, sapma 2.25° dir.

İncelenmesi düşünülen bir kuyunun ait olduğu tektonik blok izlenirken; KA-41 kuyusu örneğinde olduğu üzere çatlak oluşumu ile faylanma arasındaki bağ modellenebilir (Şekil 7.13). Böylece ayrıntılı kuyu sapma planı ve kuyu profili yardımıyla sismik kesitte görülen faylar ile yakınlaşma-uzaklaşma durumu tayin edilebilecektir.

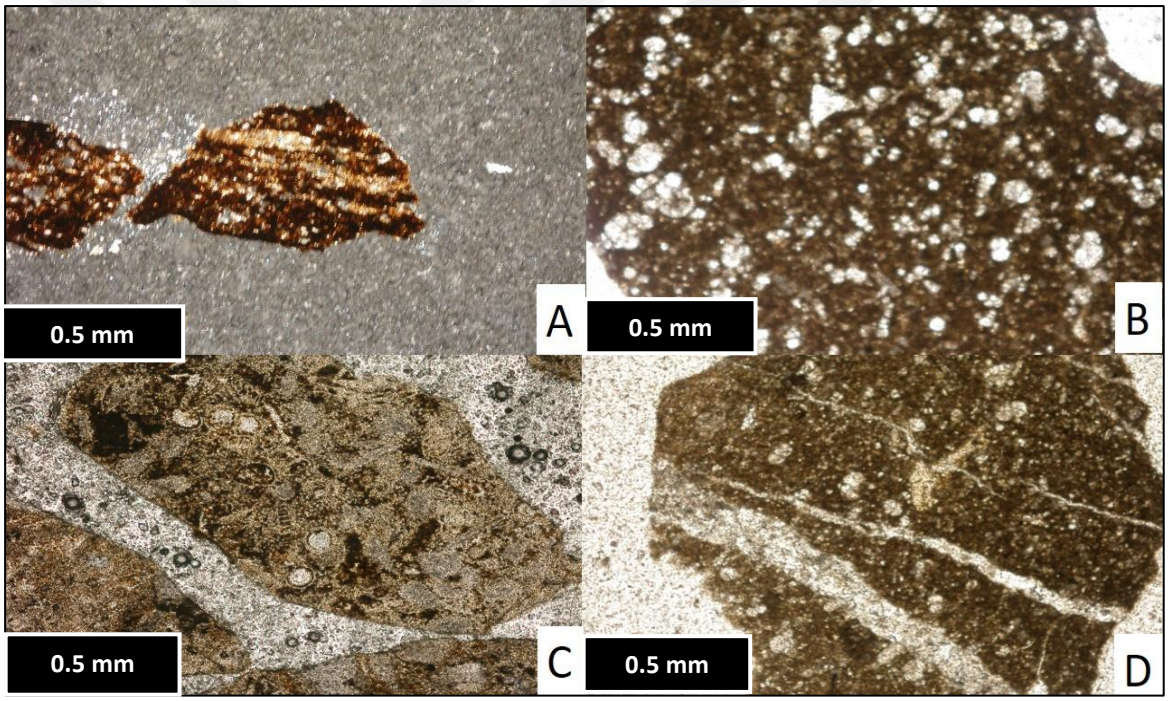
7.7. Sayındere Formasyonu İçerisinde Verimli Çatlakların Litofasiyes Analizi Bulguları

Bu çalışmada KAS'nda açılan Sayındere Formasyonu'nun kesildiği KA-9, KA-12, KA-13 kuyularında S1, S2, S3 fasiyeslerine ait toplam 34 adet örneğin ince kesitleri hazırlanarak

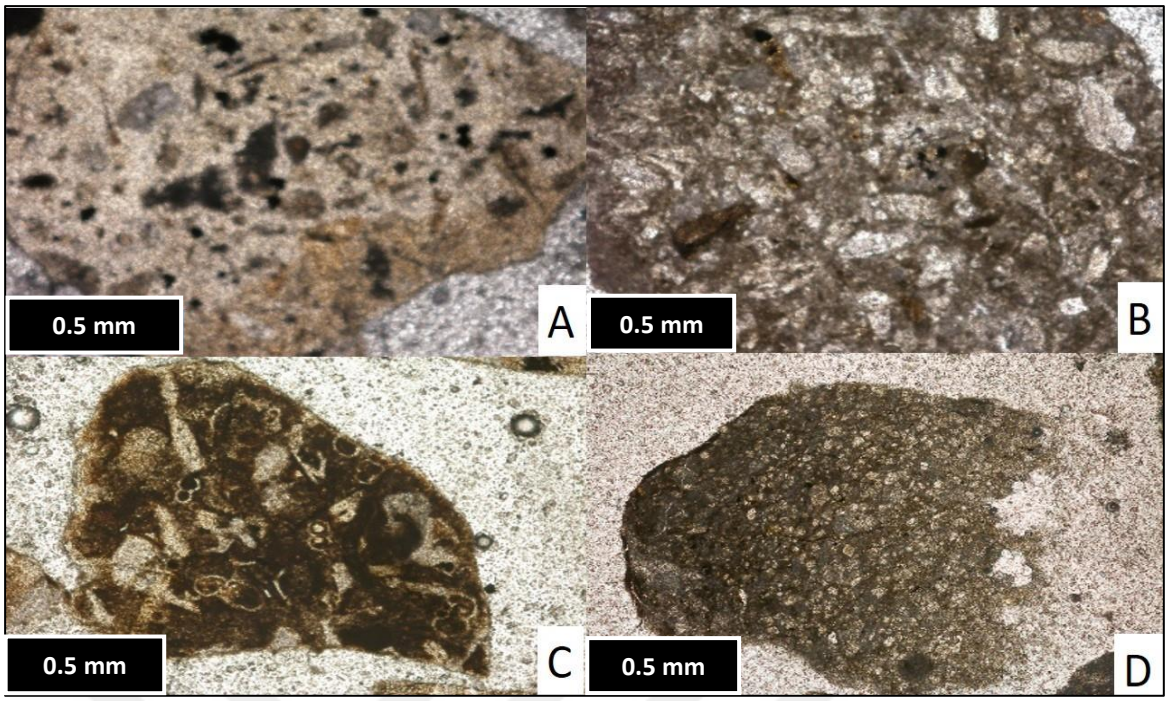
tanımlanmıştır. Alınan ince kesitlerin 24 adetinin görüntüsü ve tanımları Fotoğraf 7.1a-7.6d arasında sunulmaktadır.

7.7.1. Sayındere Formasyonu 1 No'lu Fasiyesin (S1) İnce Kesit Örnekleri

Fasiyes 1: Vaketaşı fasiyesi pelajik ortamı işaret etmekte olup, ayrıca organik maddece zengin karbonatlı çamurtaşından oluşmaktadır. Buradaki killi kireçtaşı seviyesi kaynak kaya nitelikli olup, polarizan mikroskop altında sedimanter kayacın bileşen ve dokusunu tanımlamak için incelenmiştir. Buna göre buradaki sedimanter kayaç, vaketaşı (Dunham, 1962) ya da karbonatlı çamurtaşı olarak tanımlanmıştır. 1 No'lu Fasiyesin ince kesit örnekleri planktik foraminiferce zengin olup, (Fotoğraf 7.1a) kesitlerde stilolitler yaygındır. İnce kesitler ayrıca yoğun oranda organik madde içermekte (Fotoğraf 7.1b) olup, stilolitler boyunca dolomitleşmeler de gözlenmektedir (Fotoğraf 7.1c, 7.1d).



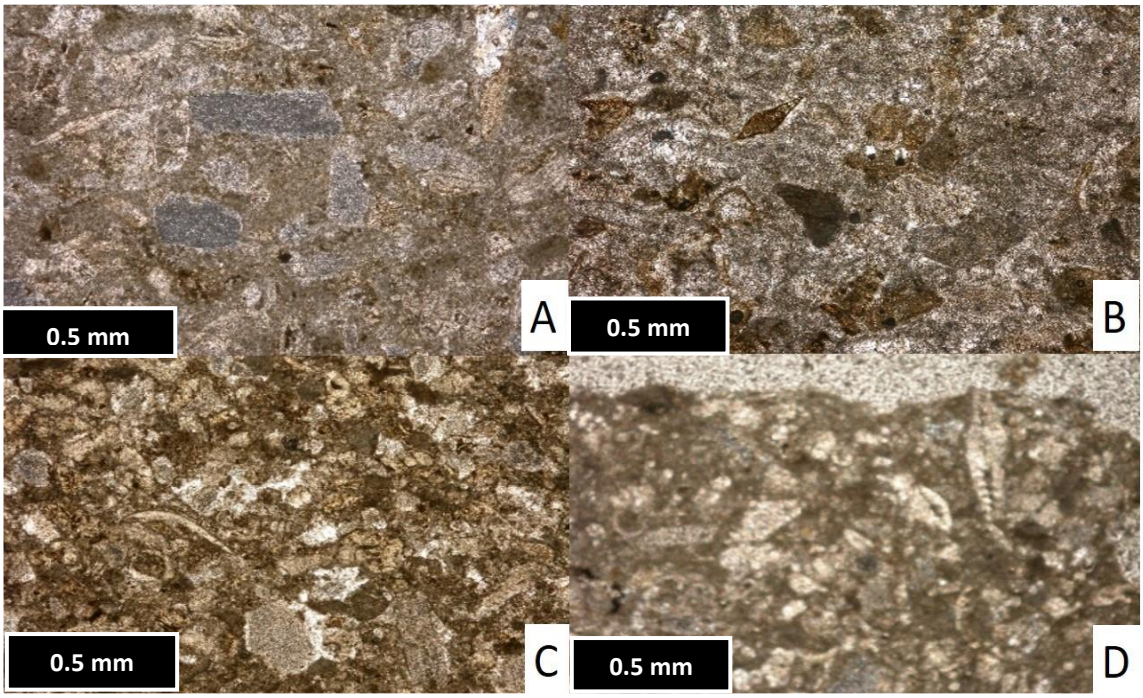
Fotoğraf 7.1. Adıyaman'ın 1,8 km kuzeydoğusundaki KA-13 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonu'nun 1 No'lu Fasiyesine ait incekesitler: A) planktik foraminifer içeren vaketaşı (1678 m) B) Kalsisfer ve planktik foraminiferli vaketaşı (1674 m), C) Stilolitlerin bulunduğu damarlar (1670 m.) D) Stilolit damarları 1664 m; (Duman, 2019).



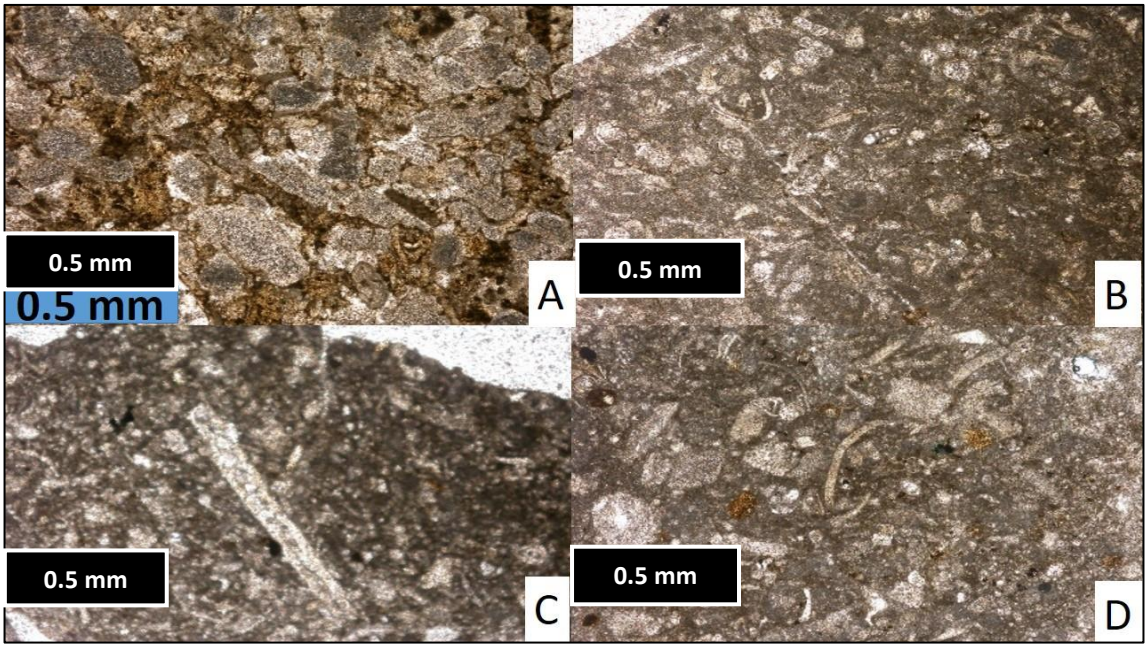
Fotoğraf 7.2. Adıyaman'ın 1,8 km kuzeydoğusundaki KA-9 kuyusundan alınan Sayındere Formasyon un 1 No'lu Fasiyesine ait ince kesitler: A) asfaltit içerikli kireçtaşı (1660 m) B) Çatlaklı dolomitik kireçtaşı (1666 m) C) Planktik foraminiferce zengin mikritik kireçtaşı (1675 m) D) sparikalsit çimentolu Dolomit (1671 m) (Duman, 2019).

7.7.2. Sayındere Formasyonu 2 No'lu Fasiyesin (S2) İnce Kesit Örnekleri

Fasiyes 2: Vaketaşı Fasiyesi ve/veya İstiftaşı. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki üç kuyudaki Sayındere Formasyou S2 fasiyesinden alınan kırıntılı örneklerden ince kesitler hazırlanmıştır. Hazırlanan ince kesit örnekleri Dunham, (1962)'a göre vaketaşı ve/veya istiftaşı olarak tanımlanmıştır. Bu fasiyesteki ince kesit örnekleri yoğunluk sırasına göre sayıca çok bentik foraminifer, kırmızı alg, krinoid, rekristalize kavkı parçaları, rekristalize allokemler (FOLK-1961) içermektedir (Fotoğraf 7.3a, 7.3b, 7.4a, 7.4c).



Fotoğraf 7.3. Adıyamanın 1,8 km kuzeydoğusundaki KA-12 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonu'nun 2 No'lu Fasiyesine ait incekesitler: A) Rekristalize allokemlerle beraber oluşan bentik foraminifer ile istiftaşının (1664 m), B) Rekristalize kavkı kırıntıları ile çok sayıda bentik foraminifer içeren vaketaşı (1640 m.), C) Taneler arası oluşmuş/İntraklastik vaketaşı-istiftaşı (1630 m.), D) kırmızı algli vaketaşı/istifaşı (1664 m.) (Duman, 2019).

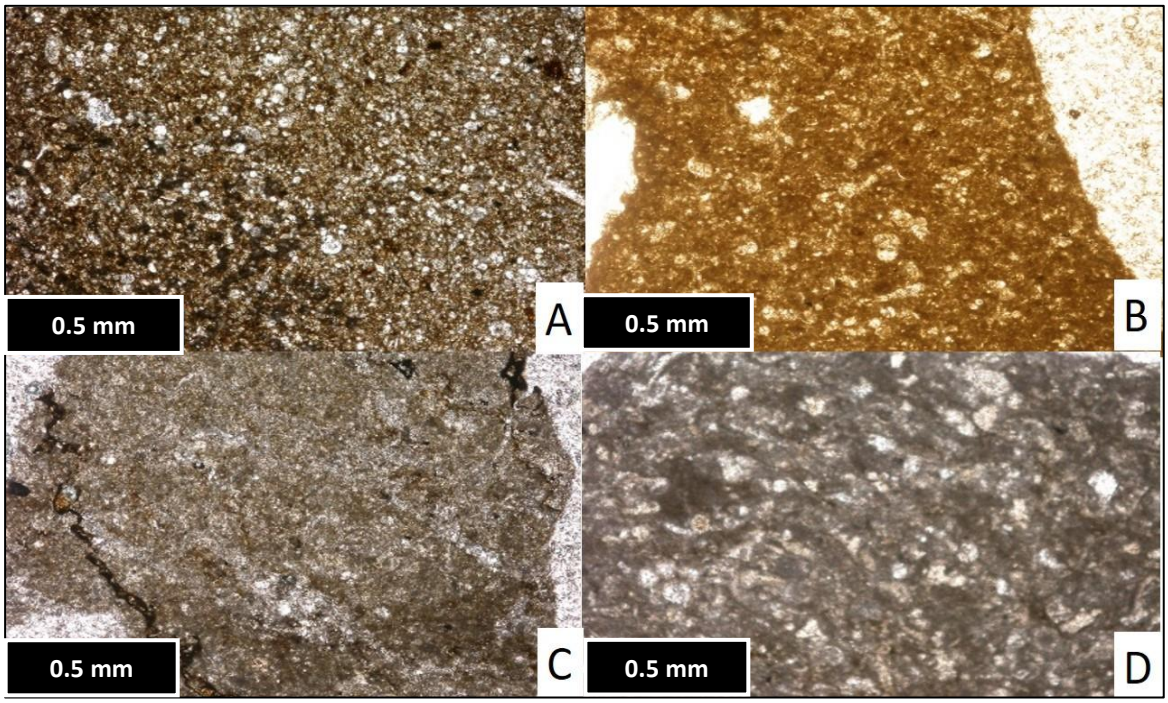


Fotoğraf 7.4. Adıyamanın 1,7 km kuzeydoğusundaki KA-13 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonunun 2 No'lu Fasiyesine ait ince kesitleri: A) Stilolitleri petrol dolgulu olan İntraklastik vaketaşı (1652 m), B) İntraklastlar ve sayıca fazla bentik foraminiferler (1652 m), C) Kırmızı alg, rekristalize allokemler, rekristalize kavkı parçaları (1648 m), D) Rekristalize allokemler, rekristalize kavkı parçaları (1651 m).(Duman, 2019).

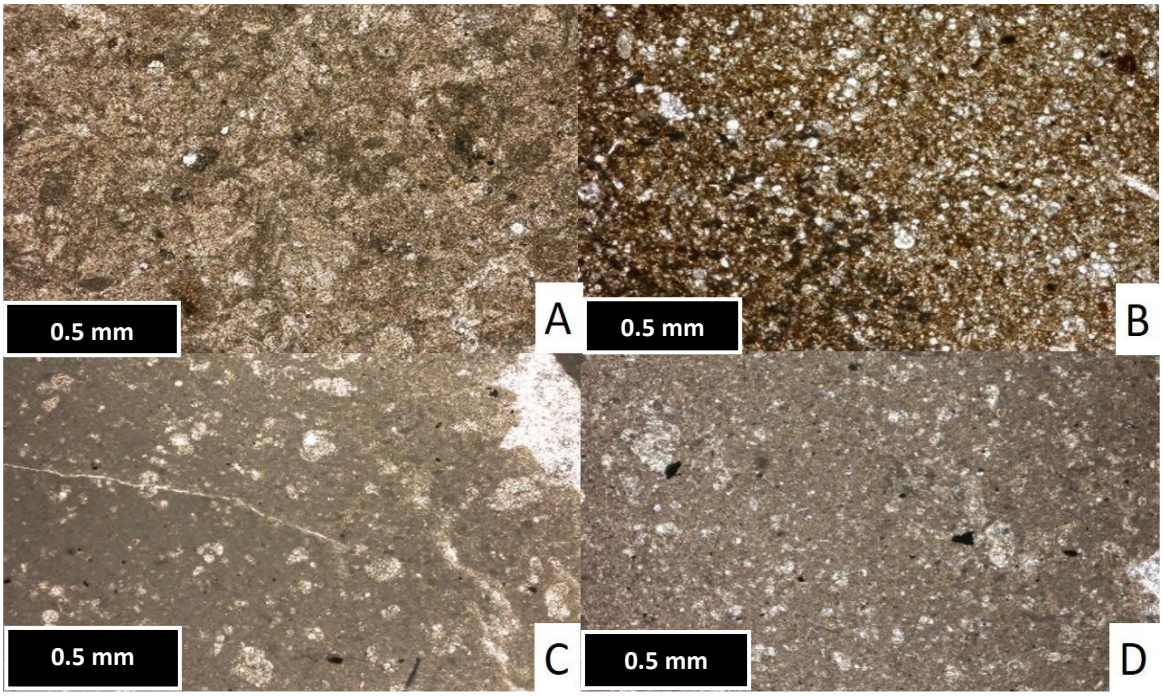
7.7.3. Sayındere Formasyonu 3 No'lu Fasiyesin (S3) İnce Kesit Örnekleri

Buradan petrografik amaçlı olarak hazırlanan ince kesit örnekleri sondajlar sırasında Sayındere Formasyonu tavanından başlamak üzere tabanına kadar alınan 24 adet ince kesit petrografik mikroskop altında incelenmiştir. Bu incelemeler, Sayındere Formasyonu içerisindeki aynı derinlik aralığındaki kırıntılı tabak numunelerindeki kırıntlı örnekler ile de deneştirilerek sekans stratigrafisi yorumlamalarında fasiyes ayırdımında kullanılmıştır.

Fasiyes 3: Gözenekli ve Gerçirgen kalsitürbiditi. 3 No'lu Fasiyesten alınan örnekler vaketaşı (Dunham, 1962) ya da karbonat çamurtaşı olarak tanımlanmıştır. Alınan ince kesit örnekleri sayıca bol planktik foraminifer içerir. Buradan alınan ince kesit örnekleri aynı zamanda biyomikrit olarak da adlandırmak (Folk, 1959; 1962) mümkündür (Fotoğraf 7.5a, Fotoğraf 7.5d ve Fotoğraf 7.6c).



Fotoğraf 7.5. Adıyaman'ın 1,7 km kuzeydoğusundaki KA-13 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonu'nun 3 No'lu Fasiyesine ait ince kesitler: A) Vaketaşı ve/veya biyomikrit ile beraber çok sayıda planktik foraminifer içermektedir (1632 m) B) Vaketaşı ve/veya biyomikrit ile birlikte çok sayıda planktik foraminifer içermektedir (1560 m), C) Vaketaşı ve/veya biyomikrit bol miktarda planktik foraminiferli (1578 m), D) Karbonat çamurtaşı ve/veya vaketaşı (1644 m). (Duman, 2019).



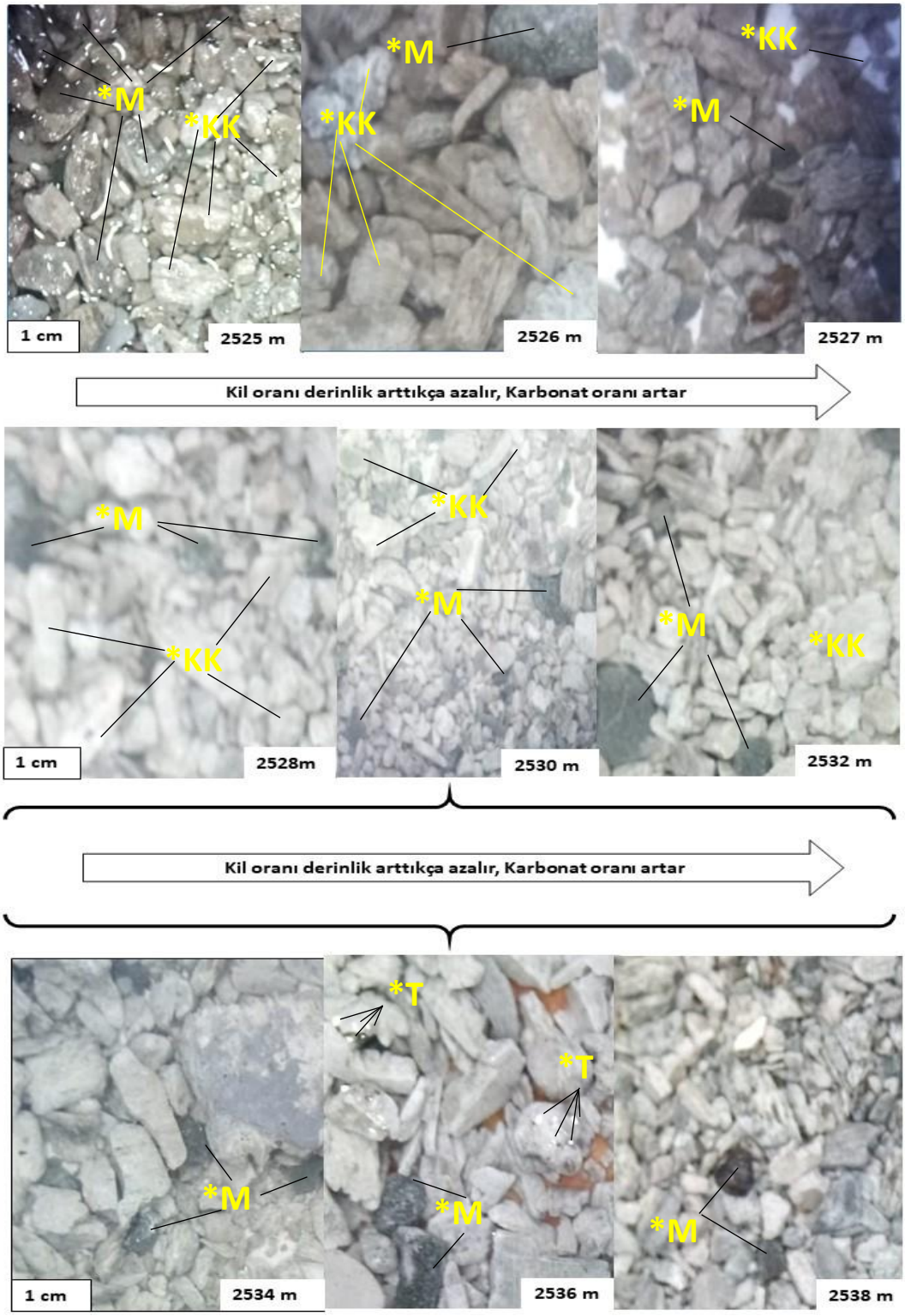
Fotoğraf 7.6. Adıyaman'ın 1,6 km kuzeydoğusundaki KA-9 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonunun 3 No'lu Fasiyesine ait ince kesitleri: A) Vaketaşı ve/veya biyomikrit ile birlikte bol miktarda planktik foraminifer içermekte (1574 m), B) biyomikrit 4 (1560 m), C) bol planktik foraminiferli karbonat çamurtaşı ve/veya vaketaşı-istiftaşı (1564 m), D) Rekristalize allokemler, rekristalize kavkı parçalarının görüntüsü (1576 m.). (Duman, 2019).

Sayındere Formasyonu girişinde ve tabanında alınan 24 adet ince kesit petrografik mikroskop altında incelenmiştir. Bu incelemeler, aynı derinlik aralığındaki kırıntılı tabak numunelerindeki ile birleştirildikten sonra sekans stratigrafisi yorumlamaları değerlendirilip buradaki çalışmada Sayındere Formasyonu içerisinde fasiyes ayrımı yapılacaktır.

KA-34 Kuyusunun Kırıntılı Tabak Numunelerinin Litofasiyes Analizi

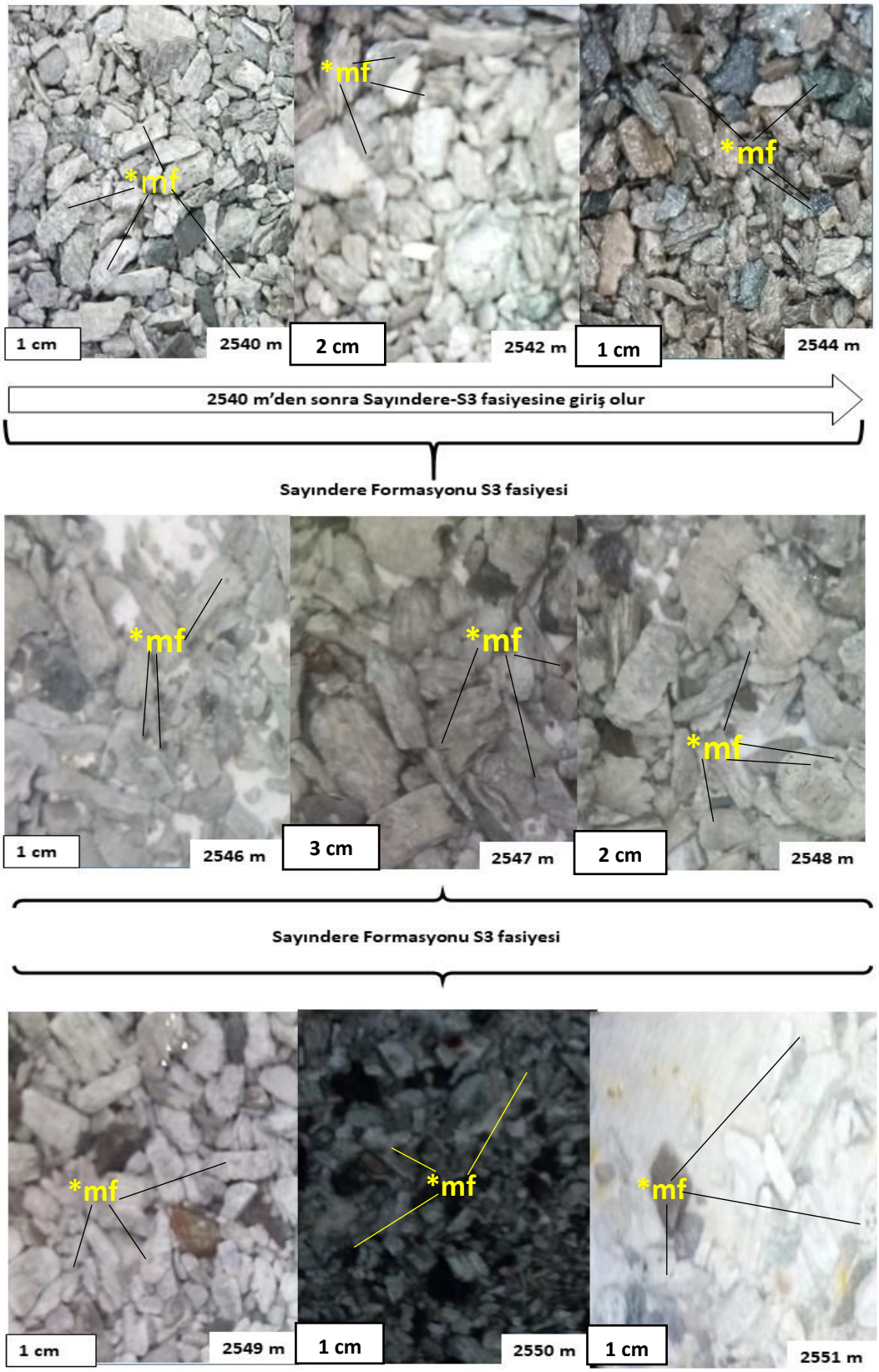
Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda açılan KA-34 kuyusunun 2525-2538 m'ler arasındaki sondajdan alınan kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsünde derinliğin artmasıyla kil oranı azalmakta, karbonat oranı artmaktadır (Fotoğraf 7.7). 2540 metre derinliğe kadar kalsiyum karbonat oranında artış, dolomit oranında da azalma olmuştur. Bu durum, HCl asit ile yapılan kalsimetrede kireçtaşı analizinde de sondaj sırasında alınan kırıntılı tabak numunelerinde gözlenmiştir.

Sayındere Formasyonu önce KA-34 kuyusu örneğinde olmak üzere toplam 104 metrelik 74 adet sondaj kırıntılı tabak numunesi binoküler mikroskop altında incelenmiştir. Birimin üç farklı fasiyesi GR-SONIC loğu ile belirlenmiş olup, kuyudan alınan örneklerin ince kesit incelemelerinde ilgili fasiyeslere ait örneklerin ince kesit tanımlamaları yapılmıştır (Fotoğraf 7.7-7.18).



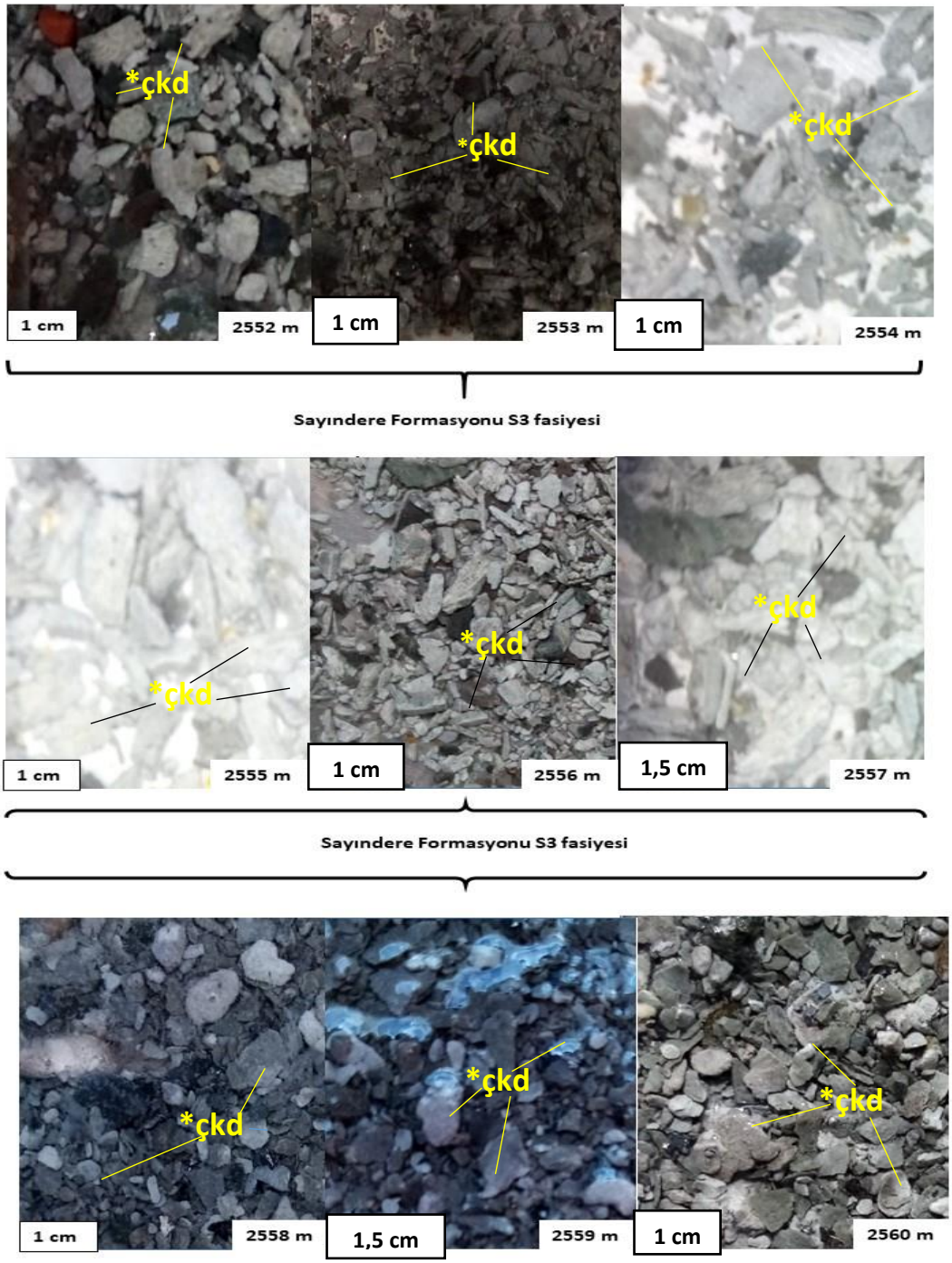
Fotoğraf 7.7. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki KA-34 kuyusunda kesilen Sayındere Formasyonu'nun 2525-2538 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü. *T: Tebeşir, *M: Marn, *KK: kriptokrisalen kireçtaşı

Sayındere Formasyonu kırıntılı tabak numunelerinde tespit edilen marn, Sayındere Formasyonu üzerindeki Kastel Formasyonunun olup sondajda kuyu içerisine üst metrajlardan dökülmüştür.



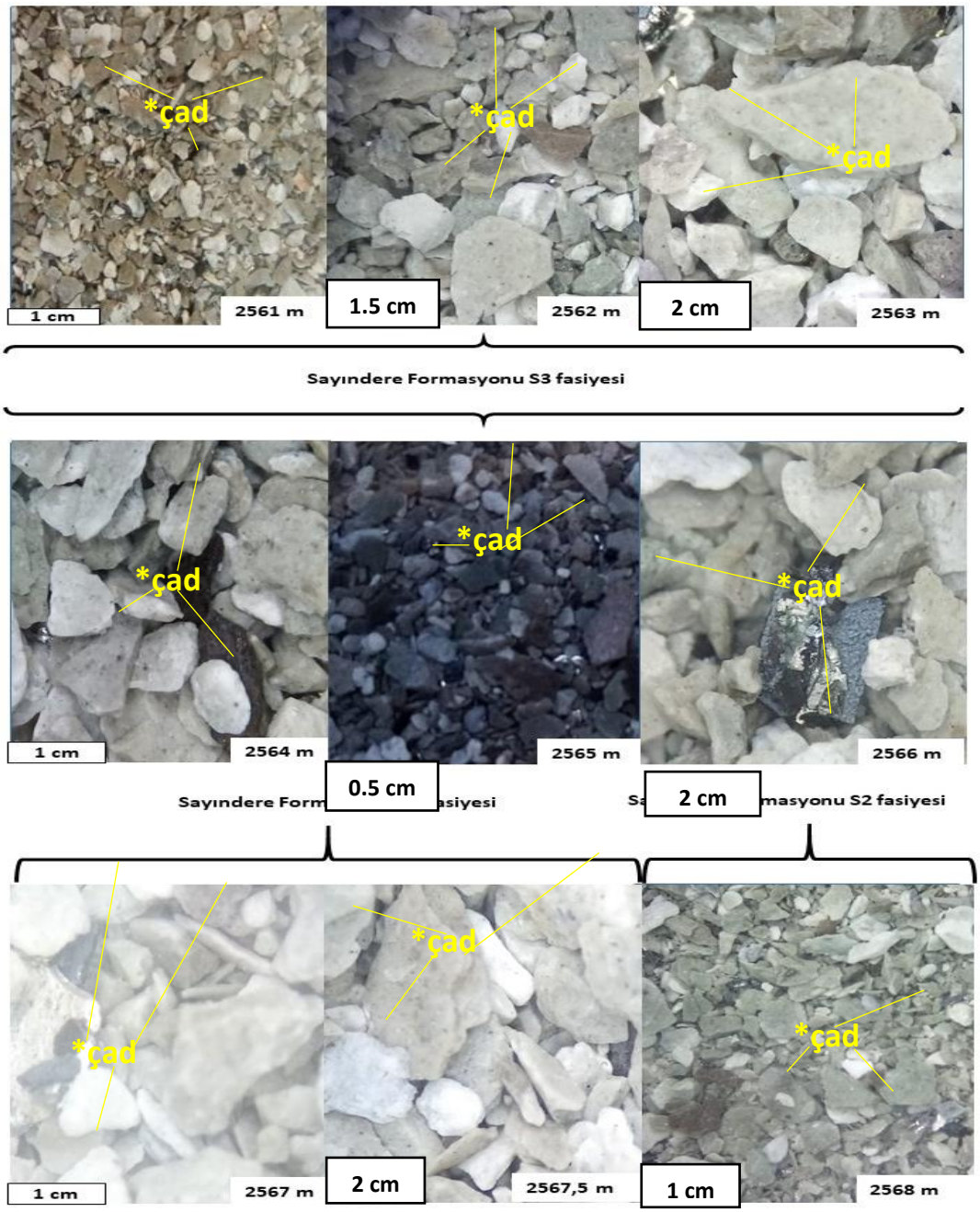
Fotoğraf 7.8. KA-34 kuyusu 2540-2551 metreler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü. *mf: mikrofosil

Sayındere Formasyonu ince kesitte çalışıldıktan sonra aynı formasyonun farklı fasiyeslerinin örnekleri. Bunun için Sayındere Formasyonu'nun fasiyesleri KA-34 kuyusu'nda (kuyunun coğrafi pozisyonu Şekil 7.34'tedir) Sayındere Formasyonu üç farklı fasiyese GR-SONIC logu ile ayrılmıştır. Binoküler mikroskop altında sondaj sırasında incelenen Kırıntılı tabak numunelerinin fotoğrafları (Fotoğraf 7.7-Fotoğraf 7.18) burada paylaşılmıştır.

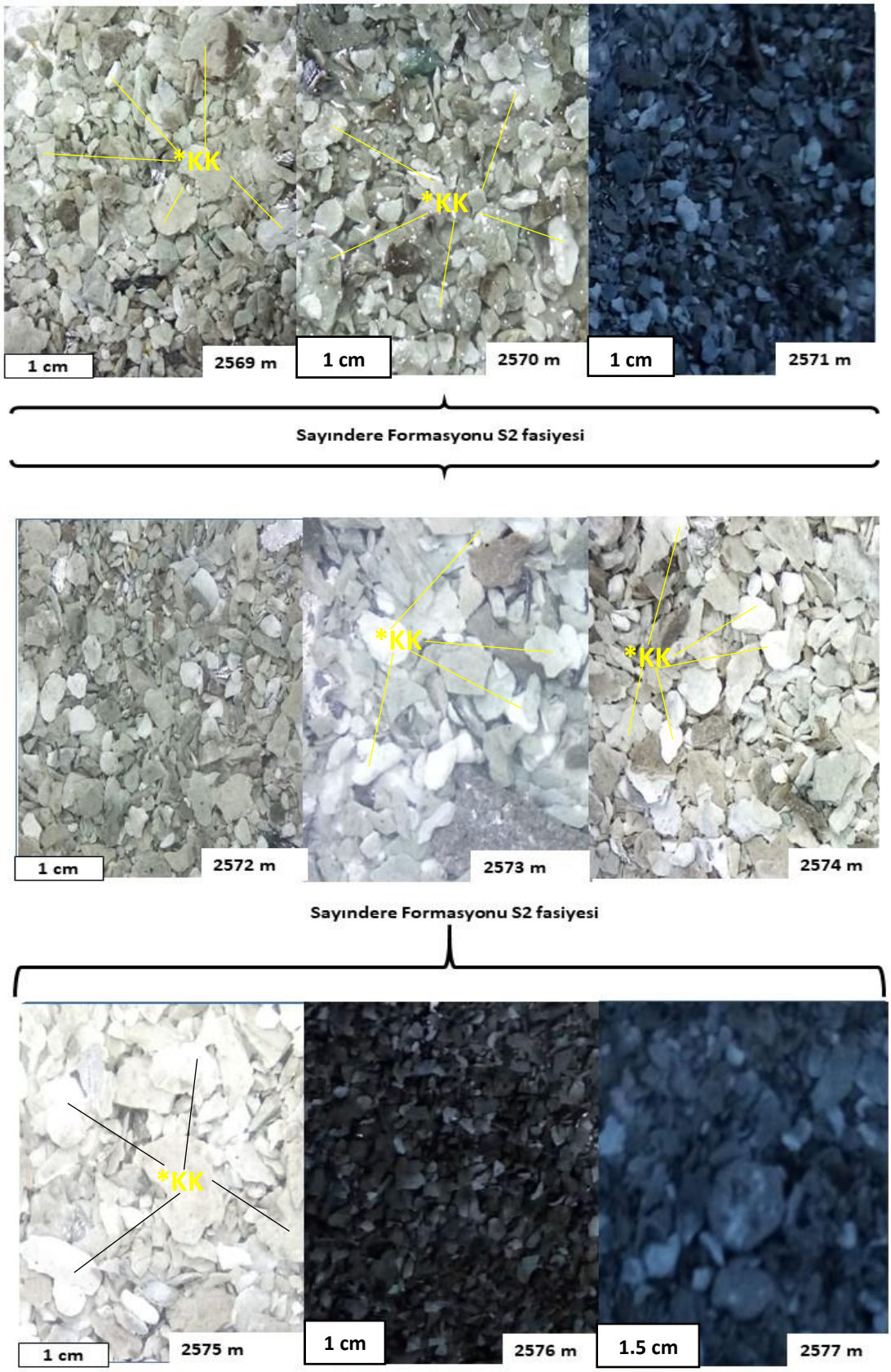


Fotoğraf 7.9. KA-34 kuyusu 2552-2560 metreler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü. *çkd: çatlakları kalsit dolgulu

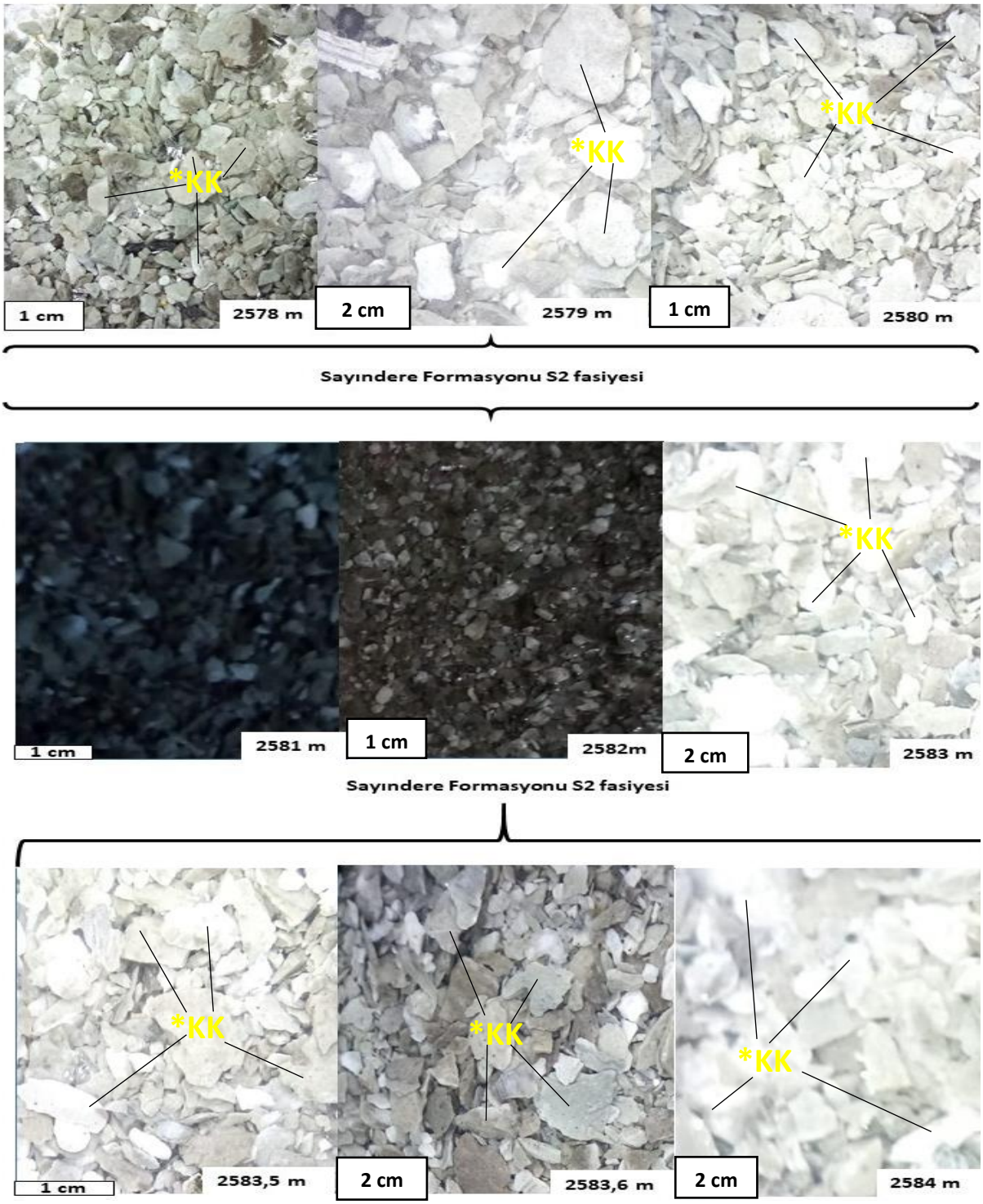
İlgili kuyuda 2540 metre derinlikte Kastel ile Sayındere Formasyonu dokanağına geçilmiş olup, sondaja Sayındere Formasyonu'nun S3 fasiyesi içerisinde kesilmeye devam edilmiştir. Sayındere Formasyonu içerisinde petrol şüpheli olan tabak numuneleri ayrıca florbox'ta incelenmiş ve UV ışıkta parlak renk gösteren kırıntılı tabak numunelerinde hidrokarbon varlığı ayrıca teyit edilmiştir. Kuyunun 2540-2551 metreler arasında S3 fasiyesinin kırıntılı tabak numuneleri incelenmiştir (Fotoğraf 7.8). 2540 m'den sonra 2550 m, 2552 m'de kırıntılı numuneler florbox'ta turuncu renk verdiğinden Sayındere Formasyonu S3 fasiyesindeki hidrokarbon varlığı doğrulanmıştır. Sayındere Formasyonunda S3 fasiyesinden S2 fasiyesine geçiş 2567,5 metreden sonra olmuştur (Fotograf 7.10).



Fotoğraf 7.10. KA-34 kuyusu 2561-2568 metreler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü. *çad: Çatlakları asfalt dolgulu

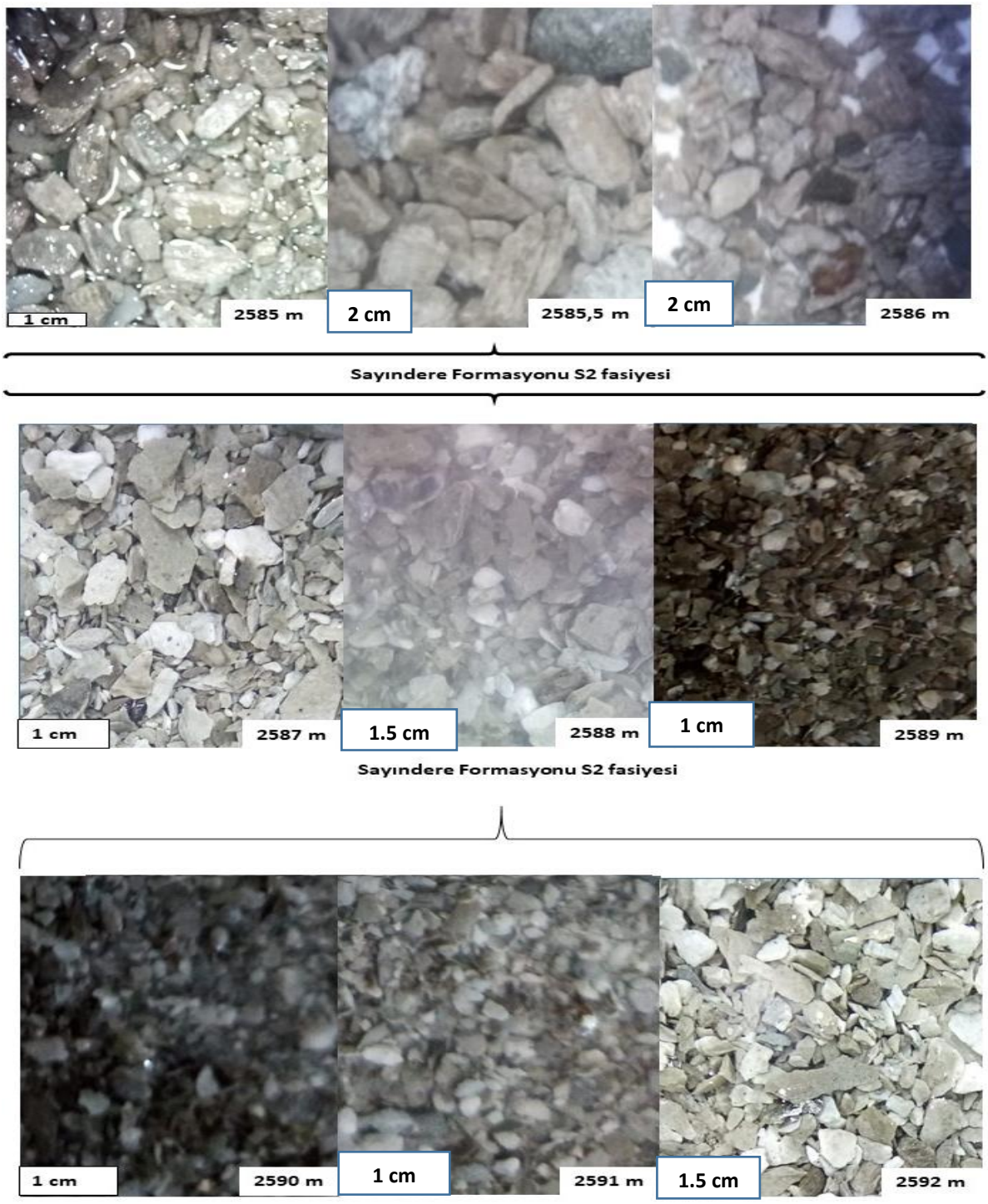


Fotoğraf 7.11. KA-34 kuyusu 2569-2577 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü *KK: kriptokristalen kireçtaşı



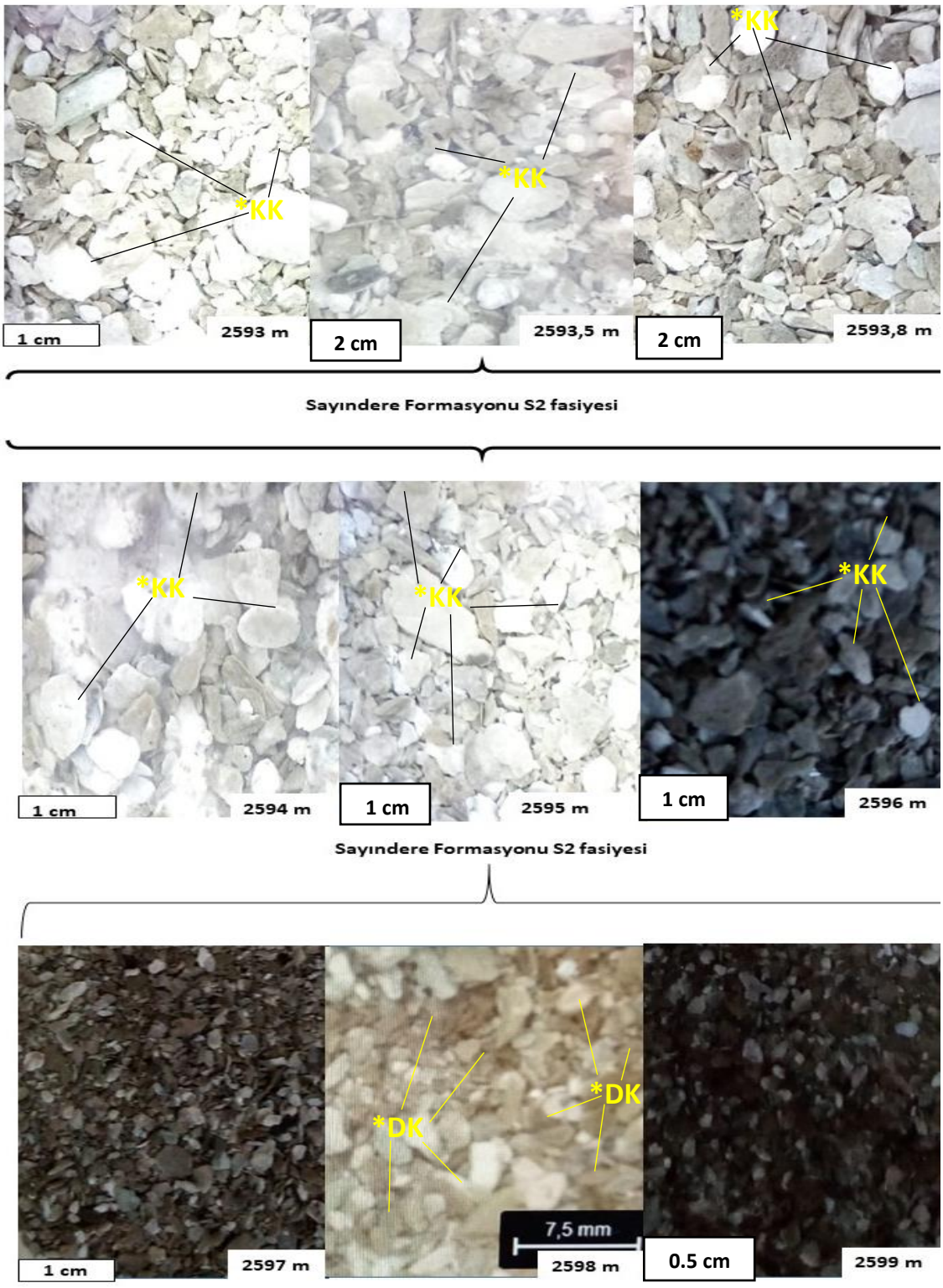
Fotoğraf 7.12. KA-34 kuyusu 2578-2584 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü *KK: kriptokristalen kireçtaşı

Kuyularda ağır petrollü olduğu şüpheli olan kırıntılı numune parçaları toz haline getirilip metil alkol ile çözüldü. Metil alkol ile nemli kâğıt zemine petrol şüpheli kırıntılı numuneler yerleştirildi. Metil alkol ile nemli beyaz kâğıt üzerine alınan numunelerin, Florbox'ta ultraviyole ışık altında parlak sarımsı altın-soluk sarımsı turuncu renkte yansıma (şov) verdiği görülmüştür.

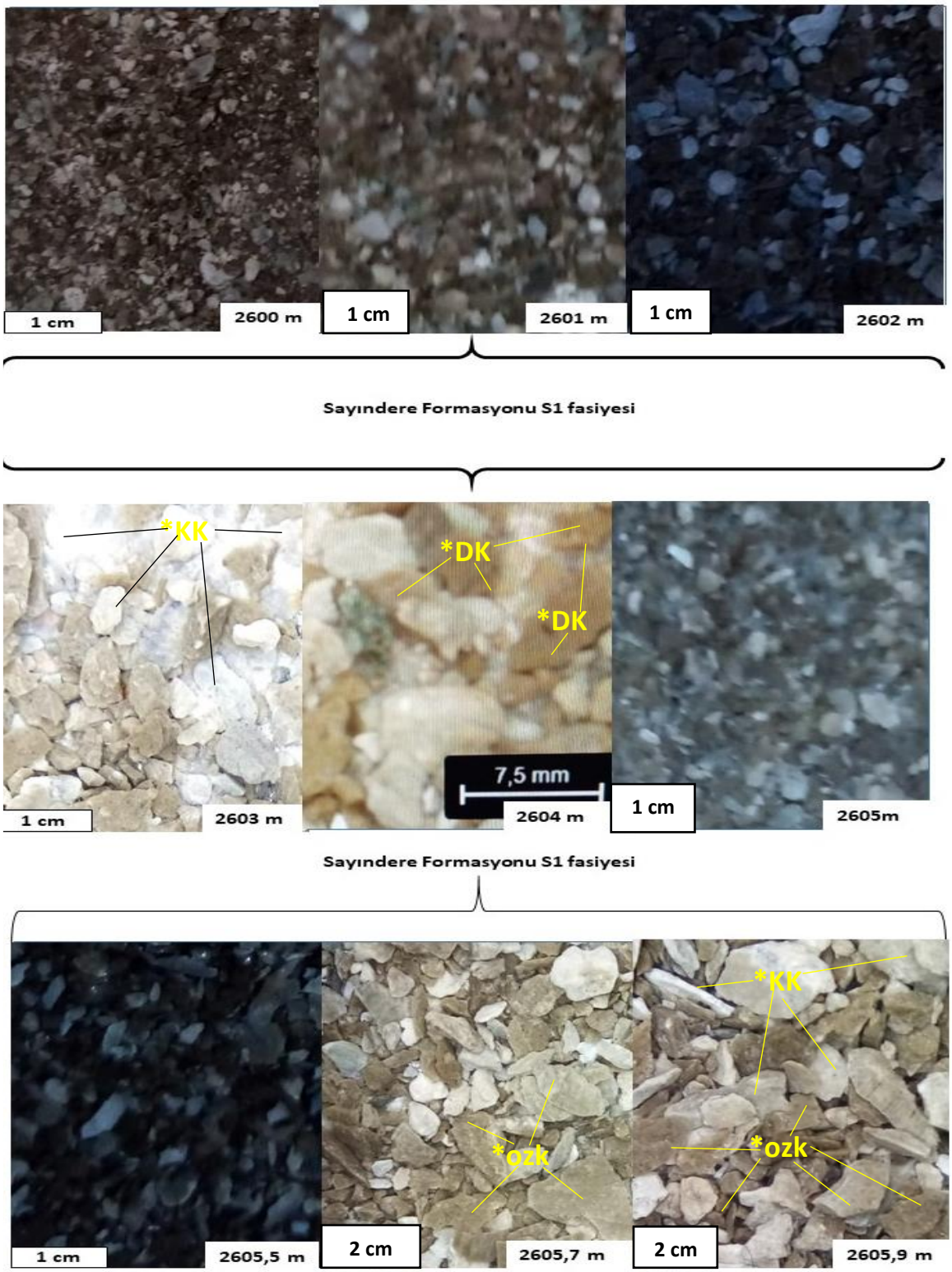


Fotoğraf 7.13. KA-34 kuyusu 2585-2592 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü.

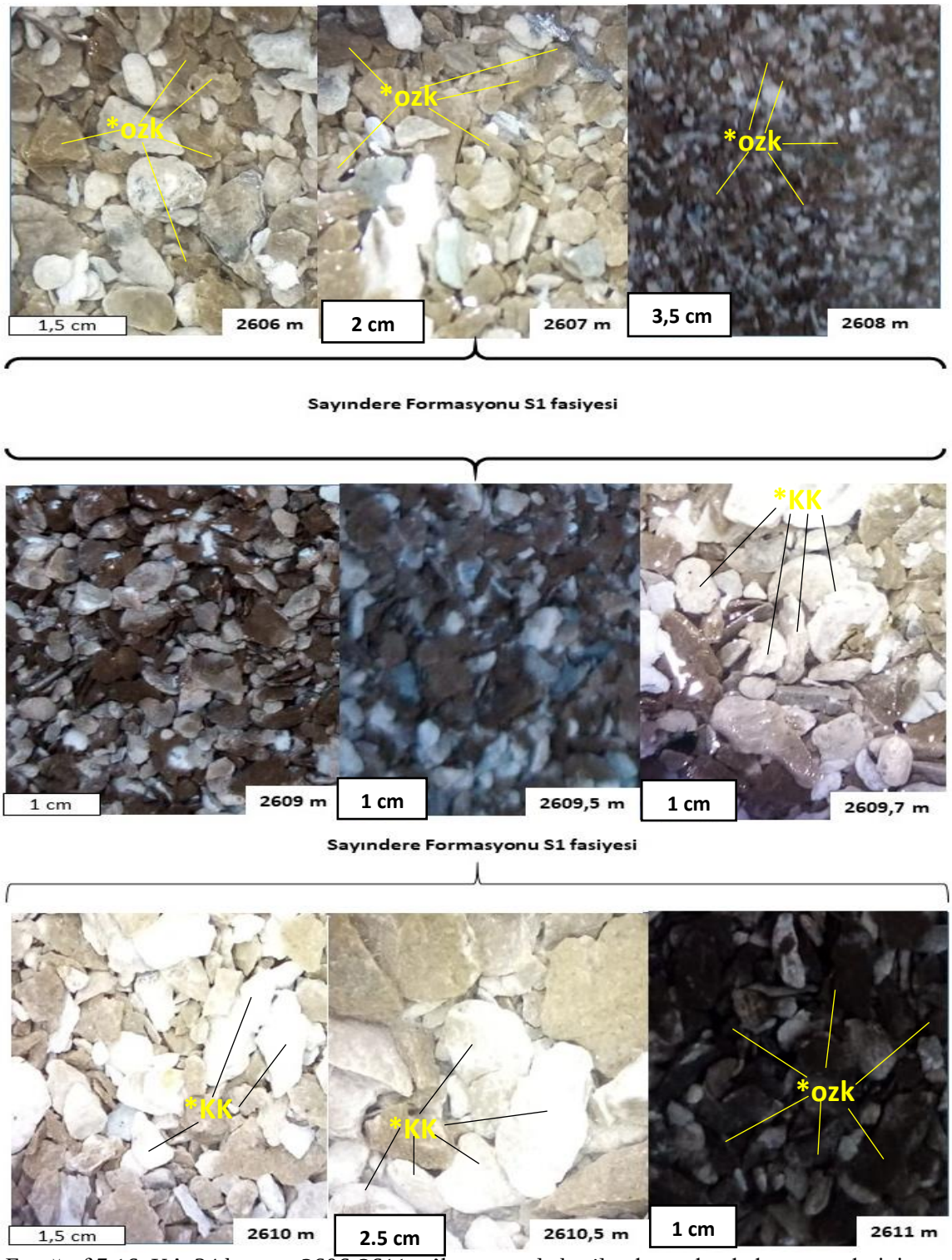
Kuyunun 2581, 2582, 2589, 2590 metrelerinde kırıntılı taban numunelerinde petrol varlığından şüphelenilmiş olup, doğrulama yapmak üzere Cut (Solvent) Fluorescence testi için de ayrıca numuneler alınmıştır.



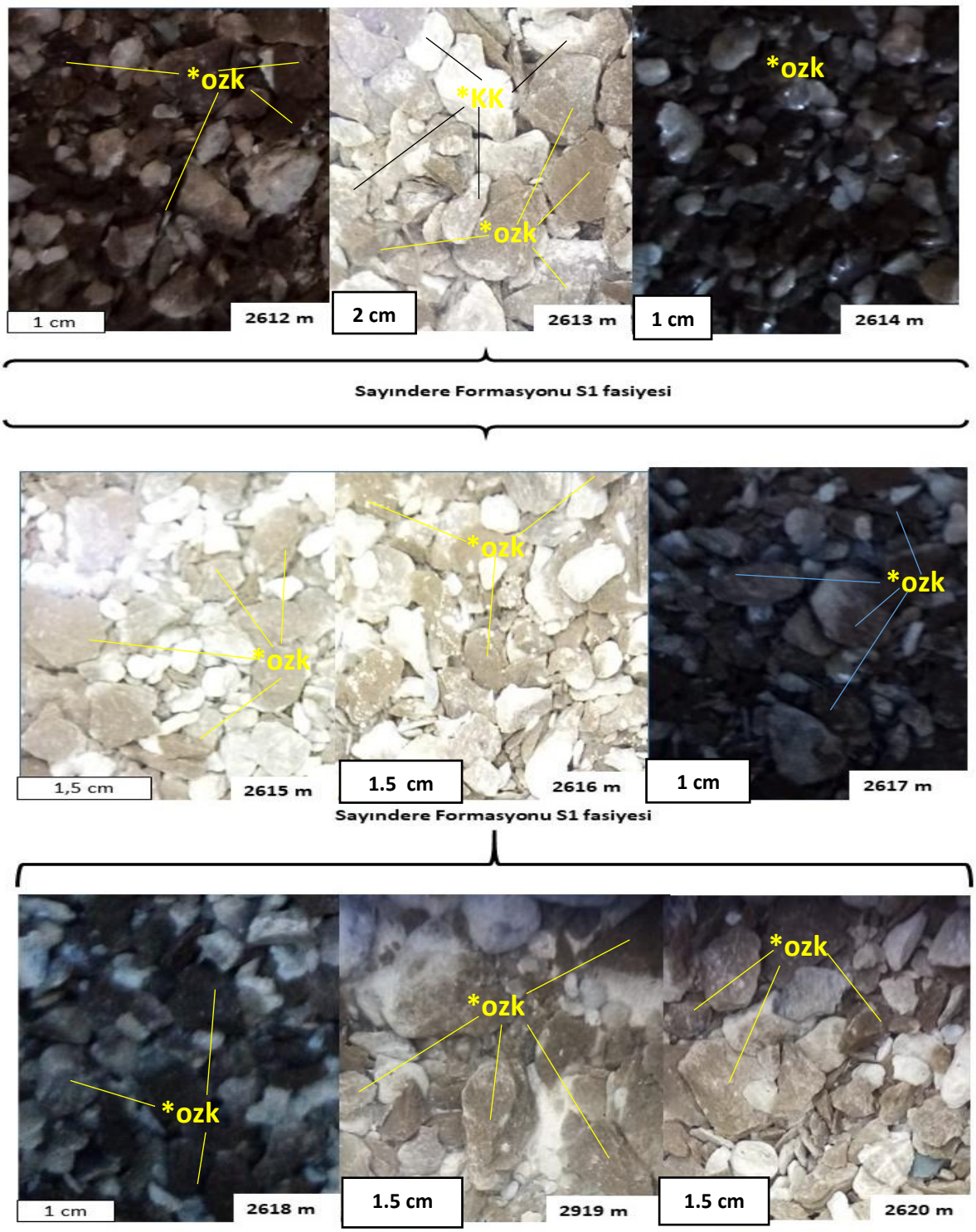
Fotoğraf 7.14. KA-34 kuyusu 2593-2599 m'ler arasında kesilen kırıntılıtabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü; KK: kriptokristalen kireçtaşı, *DK: dolomitik kireçtaşı



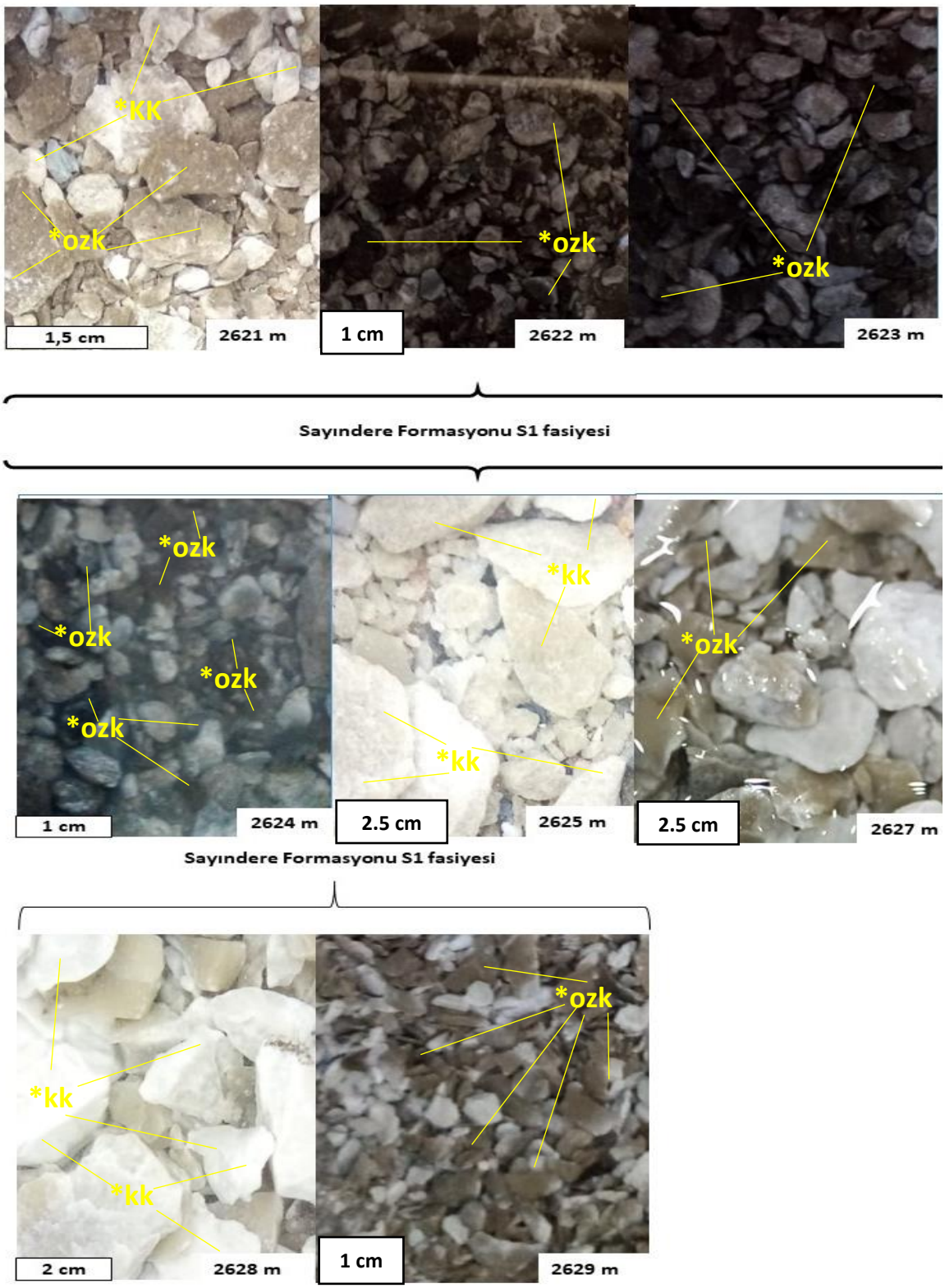
Fotoğraf 7.15. KA-34 kuyusu 2600-2605.9 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü; *KK: kriptokristalen kireçtaşı, *ozk: organik maddece zengin kireçtaşı, *DK: dolomitik kireçtaşı



Fotoğraf 7.16. KA-34 kuyusu 2606-2611 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskoptaki görüntüsü ; *ozk: organik maddece zengin kireçtaşı, *KK: - kriptokristalen kireçtaşı



Fotoğraf 7.17. KA-34 kuyusu 2612-2620 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü; *ozk: organik maddece zengin kireçtaşı, *kk: kriptokristalen kireçtaşı



Fotoğraf 7.18. KA-34 kuyusunda Sayındere Formasyonunda 2621-2629 m'ler arasında kesilen kırıntılı tabak numunelerinin binoküler mikroskop altındaki görüntüsü ; *ozk: organik maddece zengin kireçtaşı, *kk: kriptokristalen kireçtaşı

Sayındere Formasyonu 3 farklı fasiyese ayrılırken önce KA-34 kuyusu örneğinde olduğu gibi toplam 104 metrelik 74 adet sondaj kırıntılı tabak numunesi binoküler mikroskop altında incelenmiştir.

7.8. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki Kuyularda Kesilen Sayındere Formasyonu'nun Parasekanslara Ayrılması

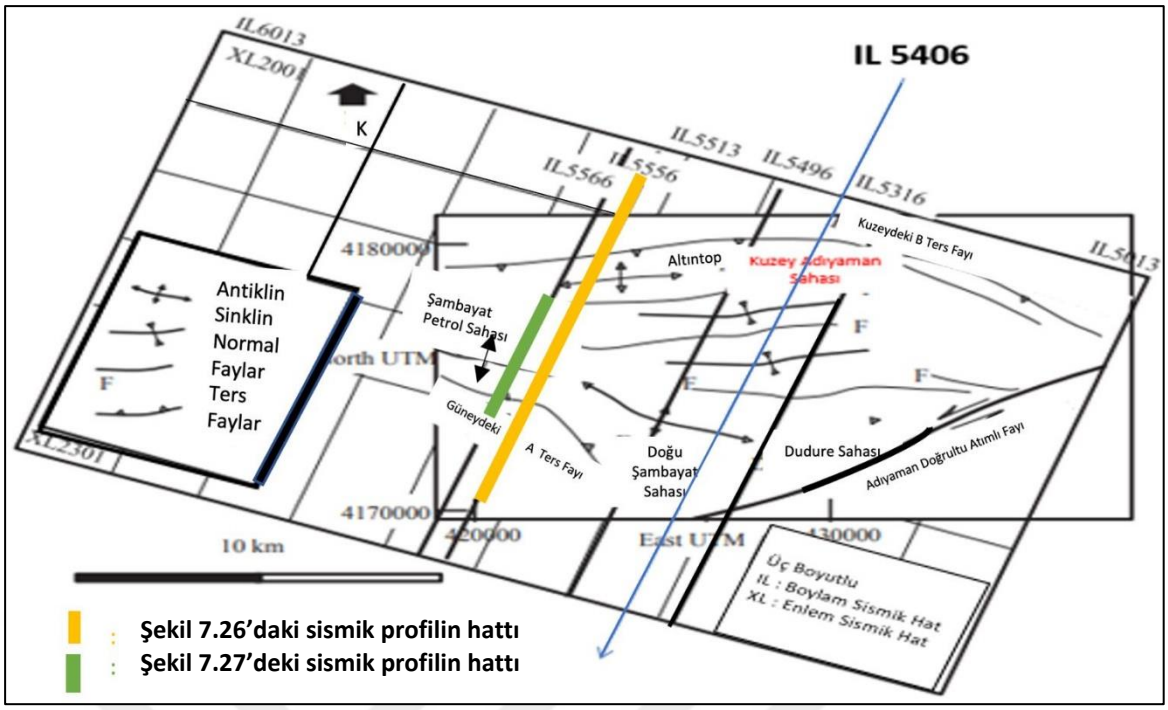
Sayındere Formasyonu'nun S1, S2 ile S3 fasiyeslerinin karşılığı olan dönemler: 'Parasekans' olarak tanımlanmıştır. Tez çalışmasına Sayındere Formasyonu'nun üç farklı S1, S2, S3 fasiyesinin çökeldiği dönemler sırasıyla SA, SB, SC parasekans dönemleri olarak ayırtlanmış ve tanımlanmışlardır.

Sayındere Formasyonu, Kuzey Adıyaman'da açılan kuyularda kesilen Sayındere Formasyonu'nda üç farklı fasiyese ve bu fasiyeslere eş gelen parasekanslara ayrılmış ve her bir fasiyese karşılık gelen GR, DT logu karakteri eşleşmesi yapılmıştır. Söz konusu eşleşmenin bir örneği KA-45 kuyusu özelinde verilmiştir

7.9. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu Çatlak Analizi

7.9.1. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Kesilen Sayındere Formasyonu'nun Deformasyon Fazları

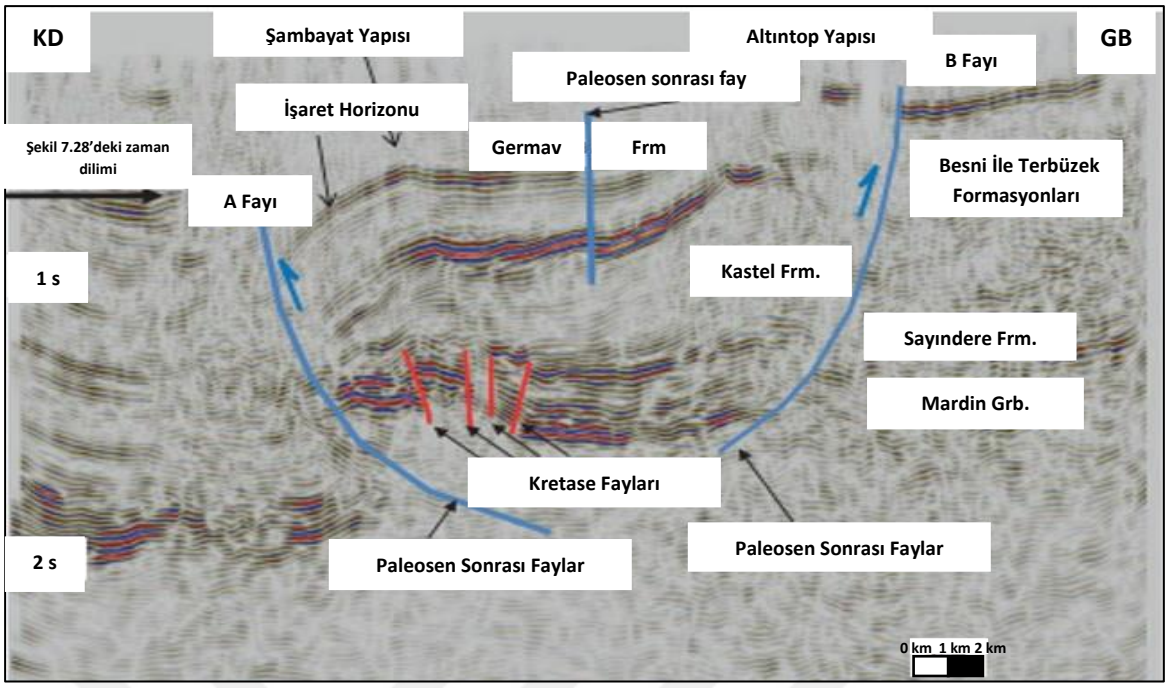
Sayındere Formasyonu'nda ayırtlanan S1, S2 ve S3 fasiyeslerindeki çatlaklar bu çalışmada fasiyes bazında ayrı ayrı çalışılmıştır. Çatlak analizi çalışılan Kuzey Adıyaman petrol sahası ve diğer 4 sahanın coğrafi konumu ile çalışma sürecinde yararlanılan yatay ve dikey sismik hat verilerin adları ve pozisyonlarını gösterir harita Şekil 7.25'te paylaşılmıştır.



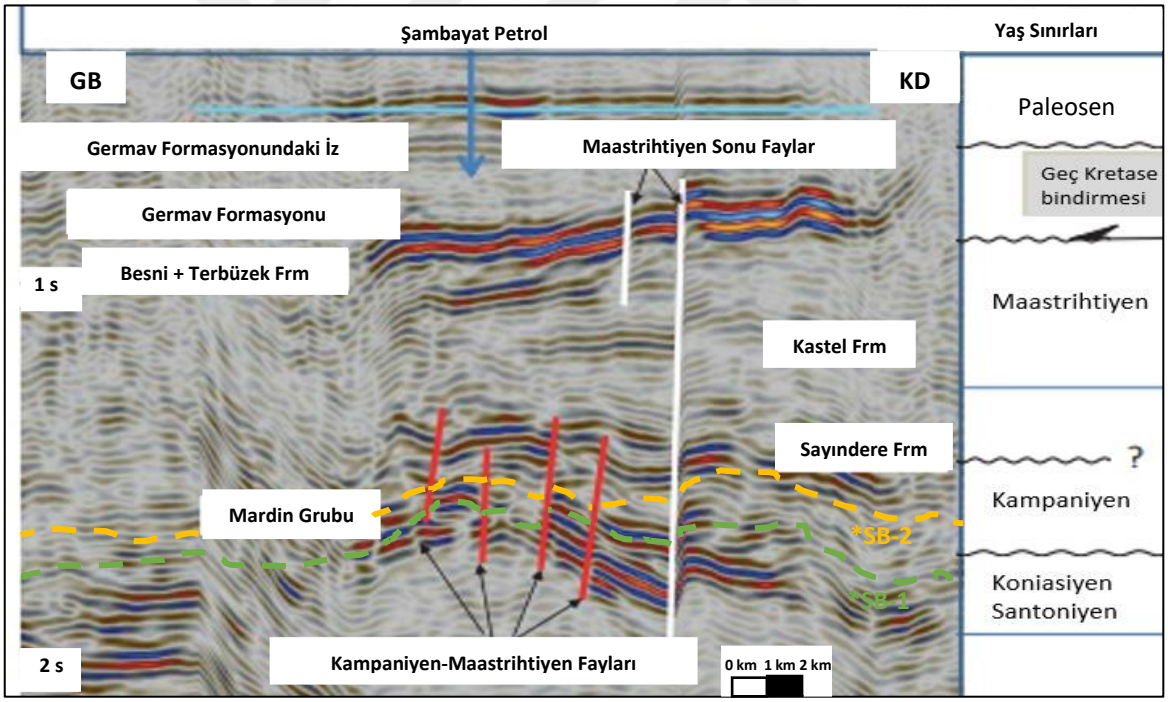
Şekil 7.25. Adıyaman Havzası'nın batısındaki petrol sahalarının üç boyutlu sismik kesit kapsamının konum haritası ((Özkaya ve ark., 2019)'dan Türkçeleştirilerek alıntılanmıştır). Sismik Profil IL5556, Şekil 7.27'teki sismik kesitin hattıdır.

Bölgedeki sismik kesitlerin yer aldığı Şekil 7.25'teki hatlar, çalışma alanının yer buluduru haritası içerisinde mavi elipsoidal çizgi içerisinde yer almaktadır (Şekil 5.1). Buradaki çalışmaya IL 5406 hattı da eklenerek Kuzey Adıyaman Petrol Sahası ve civarındaki yapısal unsurlar ayrıntılı olarak yorumlanmıştır.

KAS ile diğer komşu petrol sahaları olan Altıntop, Şambayat, Doğu Şamabayat sahaları Şekil 7.25'te bir arada bulunmaktadır. Bu çalışmada Sayındere Formasyonu toplam 23 kuyu için S1, S2, S3 gibi 3 farklı fasiyese ayrılmıştır (Şekil 5.2). Şambayat Petrol Sahasının sismik hat konum haritası Şekil 7.25'de gösterilmekte olup, ilgili saha KD ve GB bölgelerde yüksek açılı ters fayların yer aldığı blok içerisinde Germav Formasyonu içerisinde işaretleyici horizon seviyenin yer aldığı alanın A ters fayının GB'sında yükselen blokta yer aldığı yorumlanmıştır (Şekil 7.26).



Şekil 7.26. Şambayat Petrol Sahası'nın doğu kısmından geçen KD-GB uzanımlı IL5556 numaralı yorumlanmış sismik profil (Özkaya ve ark., 2019).



Şekil 7.27. IL 5566 numaralı sismik kesitte Paleosen yaşlı Germav Formasyonu içindeki işaretli bir seviyenin yataylaştırılarak yorumlandığı sismik profil (Özkaya ve ark., 2019). Sayındere Formasyonu içerisindeki sekans sınırları *SB-1 ve *SB-2 olarak belirlenmiştir Terminoloji için bkz Çizelge 5.1

Şambayat Petrol Sahasını yaklaşık KD-GB uzanımlı kesen IL 5566 numaralı sismik hat üzerinde temeldeki Mardin Grubu kayalarını kesen Kampaniyen-Maastrihtiyen yaşlı faylar ilgili seviyelerde Sayındere Formasyonu'nda ayırtlanan 1. ve 2. Sekans sınırlarını (SB1, SB2) kesmektedir (Şekil 7.27).

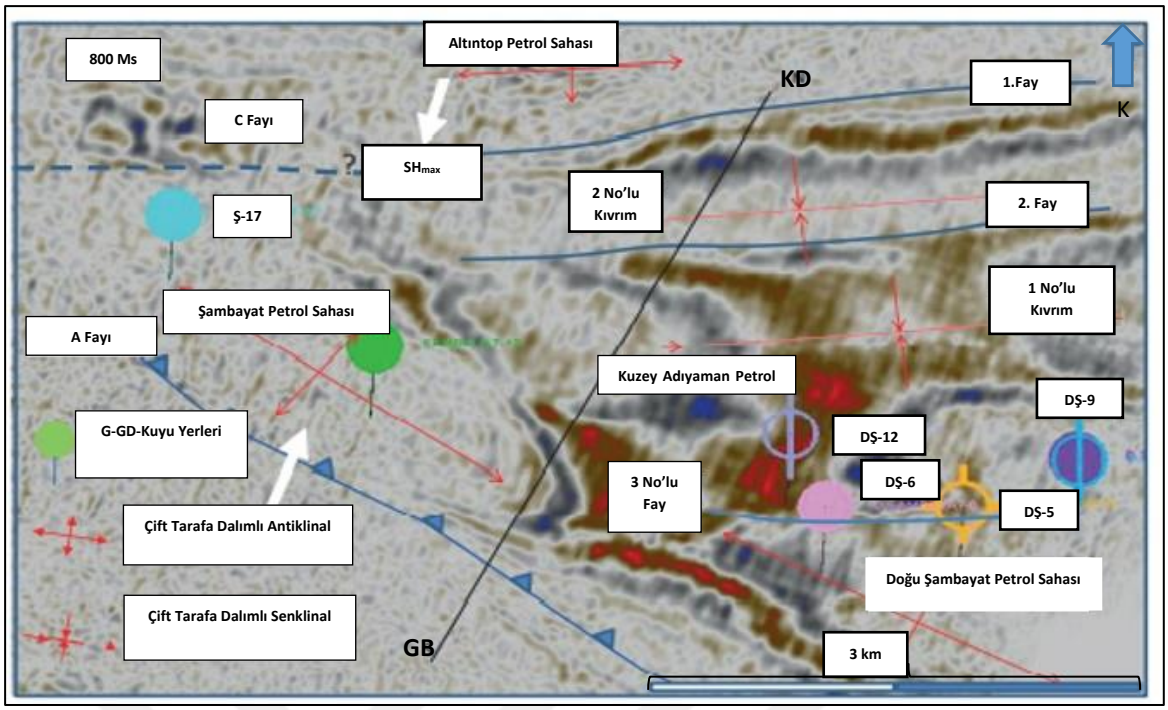
Kretase yaşlı birimleri kesen temeldeki bu faylar, bölgedeki geç Kretase dönemindeki bindirmeler sırasında ve sonrasında yeniden aktivasyon kazanarak Sayındere Formasyonu üzerine çökelmiş olan Kastel ve Germav formasyonlarını da kesmektedirler (Şekil 7.27).

IL 5566 numaralı hattın geçtiği yer Şekil 7.25'de, Formasyonların yaşları Şekil 7.24'de gösterilmiştir. Şekil 7.26'da Özkaya ve arkadaşlarının yaptığı sismik veri yorumlamalarında Kretase faylarının pozisyonu ile Paleosen sonrası gelişen fayların sınırları gösterilmiştir. Buradaki yapısal unsurların sismik verideki karşılıklarının bulunması çalışmasının benzeri Kuzey Adıyaman Petrol Sahası için tezde yapılmıştır.

Şekil 7.27'de Paleosen Germav Formasyonu içerisinde belli bir seviyedeki sismik hat, düzleştirilmiştir. Benzer şekilde KAS için de çalışılırken de belirli bir işaretleyici seviye gözetilmiştir.

Paleosen yaşlı Germav Formasyonu içerisinde belli bir işareyetleyici seviye için hazırlanan sismik hat, daha önce Şekil 7.28'de gösterildiği gibi Şambayat Petrol Sahası için 800 milisaniyede düzleştirilmiştir. Benzer şekilde Kuzey Adıyaman Petrol Sahası için çalışılırken de Sayındere Formasyonu üzerindeki Germav Formasyonu içerisinde 800 milisaniyeye karşılık gelen aynı işaretleyici seviye gözetilmiştir. Daha önce sismik konum haritası Şekil 7.25 'de verilen Şambayat Petrol Sahasının A ile B ters fayları ile sınırlandırılması, sismik seviye düzleştirilmesi sonucu şekil 7.28 'de olduğu gibi gerçekleştirilmiştir. Sismik konum haritasındaki A ile B fayı dışındaki faylar normal faylar olup bu faylar ayrı birer blok hareketi ve eşik enerji stresi çalışma konusu olmuştur (Şekil 7.25). Tez çalışması kapsamında, 800 milisaniye için yapılan benzer sismik zaman düzleştirme çalışması sonucu şekil 7.35 'de hazırlan KAS jeoloji haritası hazırlanmıştır. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası, kuzeyde KA-54 kuyusunun üzerinde olduğu ters fay yükselen blok ile; güneyinde Kampaniyen öncesi gelişen ters fay yükselen blok ile sınırlandırılmıştır (Şekil 7.35).

$Sh_{\text{yerinde en yüksek değerdeki stres(max)}}$ günümüzde güncel olan en yüksek değerlikli stres yönüdür. Burada Sh_{max}, kuyulardan elde edilen XRMI loglarından ve dikey çatlak yönlerinde belirtilen ince çatlakların üzerindeki izlerin yorumlanması ile beş petrol sahasın her biri için ayrı olarak tespit edilmiştir. Tez çalışma sahası olan Kuzey Güney boyunca alınan jeolojik kesitteki $Sh_{\text{en yüksek}}$ yönü, KAS'nda açılan 17 kuyunun XRMI loguna bakılarak belirlenmiş olup Şekil 7.35'de Kuzey Güney boyunca alınan jeolojik kesitte gösterilmiştir.



Şekil 7.28. Şambayat (Ş), Doğu Şambayat (DŞ), Altıntop ve Kuzey Adıyaman sahaları üzerindeki 800 milisaniyelik seviyede sismik zaman dilimini gösterir harita (Özkaya ve ark., 2019). GB-KD, Şekil 7.27'deki sismik kesitin geçtiği hattır.

KAS'nın tektonik bileşenlerinin tam çözümlenmesi için Şambayat Petrol Sahası'nda daha önce yapıldığı gibi Kretase ve Paleosen sonrası faylar ayırtlanmıştır. Daha önce Şambayat Petrol Sahası'nda IL5556 no'lu sismik seviyenin Paleosen yaşlı Germav Formasyonu içerisinde düzleştirildiği gibi, IL5406 no'lu hat (Şekil 7.25) Paleosen yaş Germav Formasyonu içerisinde belirgin işaretle bir seviye olarak düzleştirilmiştir (Şekil 7.26, Şekil 7.27). Şekil 7.28'de 800 milisaniyelik sismik zaman dilimi, Kuzey Adıyaman Petrol Sahası dahil tüm sahalar için Sayındere Formasyonu rezervuarının hemen üzerinde yer almaktadır.

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Kesilen Sayındere Formasyonu'nun Paleosen Öncesi Tektonik Tarihçesi

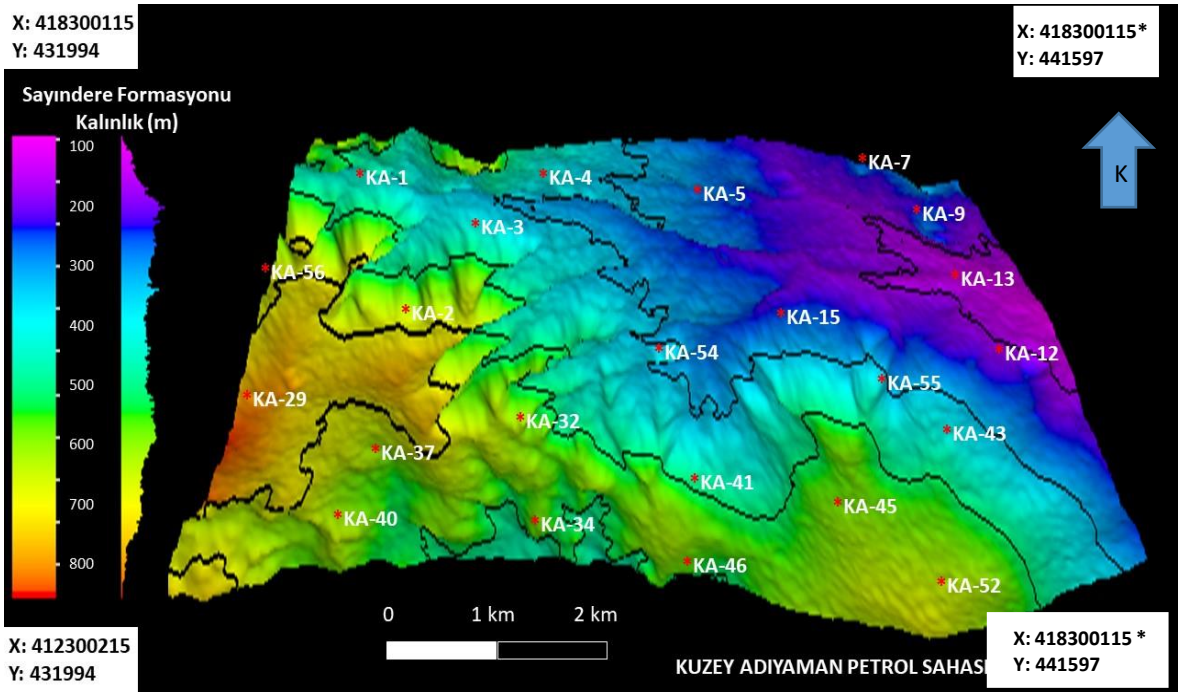
Koniyasiyen sonrası deformasyonun kanıtı, Mardin Grubu ile üzerine çökelen Sayındere Formasyonu arasındaki uyumsuzluktur. Burada Sayındere Formasyonu'nun kuzeye doğru kalınlığındaki artış söz konusu deformasyonun bir başka kanıtıdır (Özkaya ve ark., 2019). Sayındere Formasyonu kalınlığındaki kuzey yönünde artış, Şambayat ile komşu olan Doğu Şambayat, Altıntop ile Dudere sahalarında gözlemlenmekle beraber aynı gözlem KAS için yapılamamıştır.

2008'deki keşiften sonra rezervuar kayaç olarak tanımlanan Sayındere Formasyonu'nun içerisinde kalınlık takibi için Şekil 7.29' daki Sayındere Formasyonu kalınlık haritası, Kuzey Adıyaman Petrol Sahası sınırlarında Sayındere Formasyonu kalınlığı takibi için hazırlanmıştır. Buradaki Sayındere Formasyonu kalınlık haritasında Sayındere Formasyonu kalınlığının

güneydoğu yönünde arttığı, Kuzey-Kuzey doğuya doğru azaldığı gözlemlenmektedir.

Maesrtrihtiyen deformasyonu, allokton ofiyalitik melanjın bölgesel yer değiştirmesine karşılık gelmektedir. Maesrihtiyendeki deformasyon süreci aynı zamanda ofiyolitik melanjınının kuzey arap plakası üzerinde güneye doğru bindirme yapmasına karşılık gelmektedir. Bu deformasyon, aynı zamanda Sayındere-Besni ile Terbüzek Formasyonları arasındaki yapısal uyumsuzlukla ve kastel klastik çökeliminin kuzeye doğru kalınlaşmasıyla da ön plana çıkmaktadır (Özkaya ve ark., 2019).

Şambayat Petrol Sahası'ndaki 'Kampaniyen-Maastrihtiyen fayları', Sayındere Formasyonu ile altındaki Mardin Grubu ile sınırlı olup bu yüzden deformasyonun aynı Kampaniyen-Maastrihtiyen fazına ait olarak yorumlanmışlardır (Özkaya ve ark., 2019).

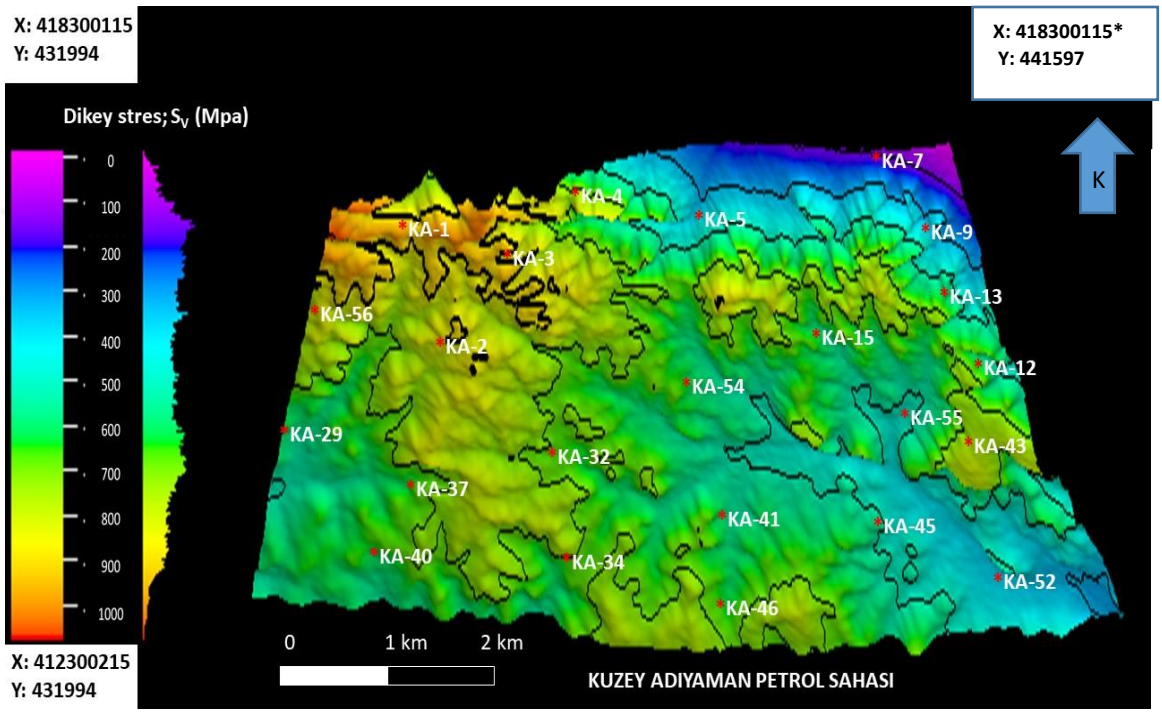


Şekil 7.29. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'nun kalınlık haritası

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Kesilen Sayındere Formasyonu'nun Paleosen Sonrası Tektonik Tarihçesi

Mecut Sismik verilerin yorumlanması sonrası kıvrımlanma ile faylanmanın üç ana aşaması olduğu görülmüştür ve bu gruplandırmalar Sayındere Formasyonu'nun çökeliminden sonra yapılmıştır (Özkaya ve ark., 2019). Kampaniyen sonu, Maastihtiyen sonu ile Geç Miyosen. Burada Eosen sonrasında ek bir olay olma olasılığı da göz önüne alınmalıdır. Bu durum, önceki tektonik çalışmalarla da desteklenmiştir (Perinçek ile Özkaya, 1981; Şengor ile Yılmaz, 1981; Şengör ile Kidd, 1979; Şengör ve ark., 1985; Allen ve ark., 2004; Robertson ve ark., 2016; Aktuğ ve ark., 2016).

Paleosen sonrası KAS'ndaki deformasyon, tez çalışmasında aynı sahada yürütülen eşik enerji stresi analizi ile ilişkilendirilmiştir. Eşik enerji stresi analizinin tüm petrol sahası boyunca değişen temel değişkeni dikey stres olduğu ve jeomekanik hesaplamalarda kullanılan eşik enerjisi stresi algoritmasının temel bir veri girdisi olduğu için KAS boyunca dikey stres haritası (Şekil 7.30) hazırlanmıştır. Dikey stres haritası hazırlanırken stres noktasının üzerindeki formasyonların değişen yoğunluk ve kalınlık bilgileri birbirleri ile çarpılıp üst üste eklenerek toplam basınç değer psi cinsinden hesaplanmıştır.



Şekil 7.30. Adıyamanın kuzeyindeki kuyu verileri kullanılarak Sayındere Formasyonu için hazırlanan dikey stres dağılım haritası

KAS'nın doğu kısmında dikey stresin (0-500 Mpa) düşük, aynı sahanın batı kısmında dikey stresin (500-1000 Mpa) ve ona bağlı gelişen eşik enerji stresi altındaki çatlak sayısının fazla olacağını söylemek mümkündür. Sayındere Formasyonu'nun üzerindeki toplam dikey basıncının coğrafi konuma bağlı değişkenliğini yakından takibi için Şekil 7.30'daki harita, jeomekanik analizlerde yorumsal kolaylık sağlamıştır.

Dikey stres haritasını önceden hazırlayarak hangi bölgelerde eşik enerji stresinin ve eşik enerji stresine bağlı gelişen çatlak sayısının fazla olduğunu belirlemek mümkündür. XRMI logu verileri, Dikey stresi takiben kontrol edilerek hangi seviyelerde dikey stres artışına bağlı çatlak sistemi geliştiğini ve çatlakların yoğunluğundaki değişimi takip edebilmek mümkündür.

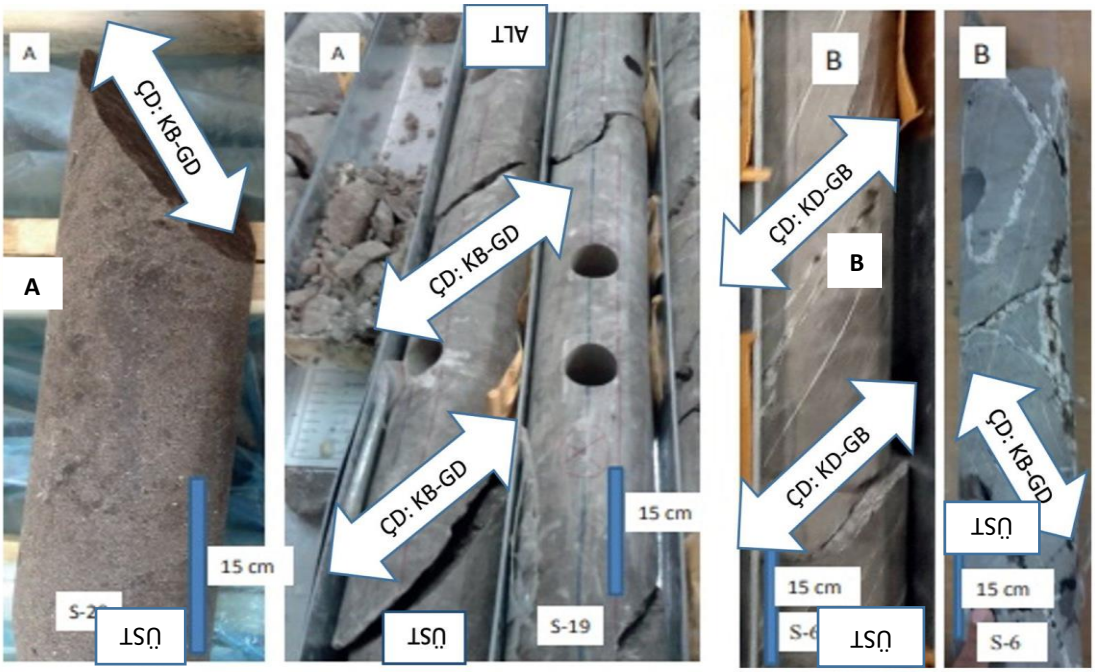
7.10. Kuzey Adıyamandaki Sayındere Formasyonu'nun Çatlak Sistemi

Bu bölümde, Sayındere Formasyonu'nda oluşan çatlak sistemlerinin irdelenmesi ve kaliteli rezervuar seviyesinin modellenmesi açısından sonuçları değerlendirilmiştir. Çalışmanın esas odak noktası KAS'nda Sayındere Formasyonu çatlak sistemi olup, Batı Adıyaman Havzası'ndaki diğer 4 komşu petrol sahasında gelişen çatlak özellikleri de tez kapsamında birlikte değerlendirilmiştir.

7.10.1. Boşlukları Açık Olan ve Boşlukları Çimento ile Dolu Olan Çatlaklar

Beş sahadan alınan imaj loglarındaki aktif rezistivite logunun yüksek veya düşük dirençli okumalarında çatlaklar belirlenerek bu araklıklar karotlardaki çimento dolu veya açık çatlaklar ile eşleştirilmiştir. Şambayat Petrol Sahası'ndaki S-6, S-19 ve S-20 kuyuları (Fotoğraf 7.19, 7.20) ile bazı diğer kuyularda sondaj sonrası uygulanan hidrostatik basınç ile oluşan çatlaklara rastlandı. Bölgedeki Şambayat-19 ile Şambayat-20 kuyularından alınan karotlarda açık ağızlı makaslama çatlakları gözlenmiştir (Fotoğraf 7.19). Karotlardan elde edilen veriler, açık çatlak genişliği olan seviyelerin belirlenerek çatlak koridorlarının haritalarının hazırlanmasında değerlendirilmiştir (Şekil 7.34).gibi) değerlendirilmiştir. Bu çalışmada KAS'nda Sayındere Formasyonu'ndan alınan karotlar ve XRMI logları yardımıyla çatlak koridorlarının olduğu haritalar çizilebilmiştir (Şekil 7.33). Ayrıca, XRMI log alımı sonrası yüzeye getirilen karotların litolojik özelliklerinin tayinin yanısıra yeraltındaki coğrafi konumları yüzeyde orijinal konumlarına getirilerek çatlak ölçümleri yapılmıştır.

Kuzey Adyaman Sahası'nın kuyusu olan KA-52 kuyusunda, konum bilgileri Şekil 7.33 de verilen Şambayat-19 ile Şambayat-20 kuyularında gözlenen açık çatlakların benzeri gözlenmiştir. KA-52 kuyusunda Sayındere Formasyonu içerisinde alınan karot örneği Fotoğraf 7.20'deki gibidir.

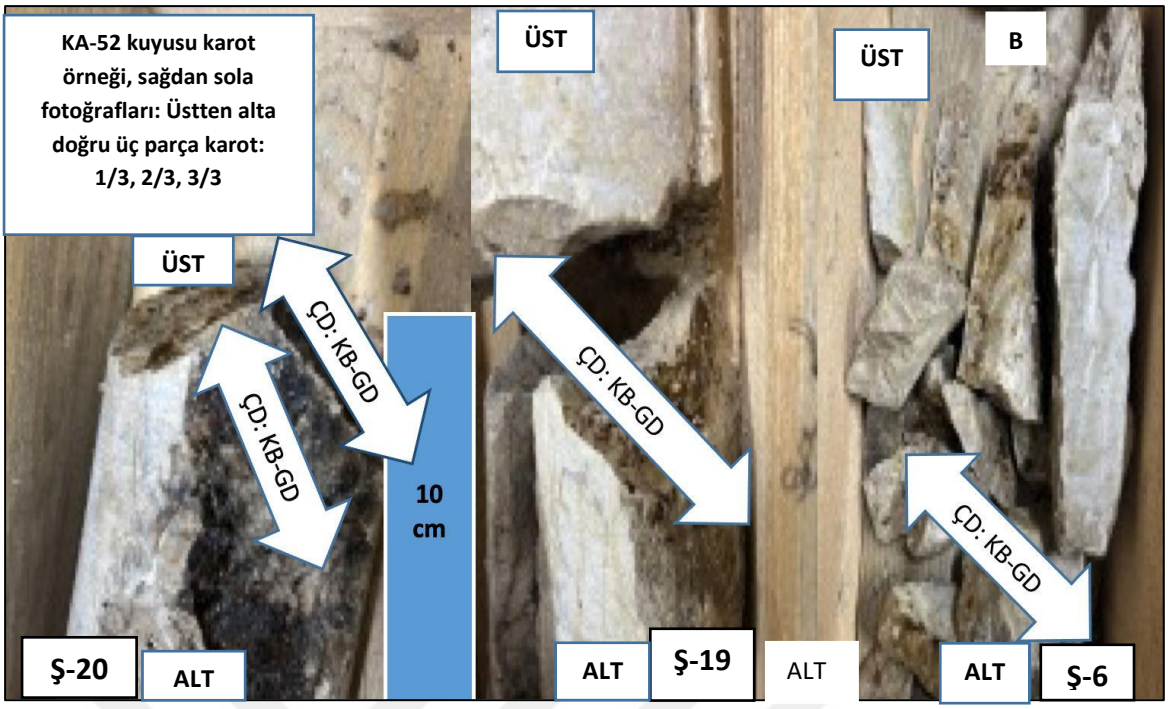


Fotoğraf 7.19. Özkaya ve ark., (2019) tarafından incelenen Şambayat-6, Şambayat-19 ve Şambayat-20 kuyularından alınan karotlar üzerindeki çatlakların yeniden yorumlanması sonrası. *ÇD: çatlak düzlem değeri

Söz konusu karot örneğindeki çatlakların doğrultu ve eğimleri gibi aynı seviye kuyuda alınan XRMI logu sonrası kesinleştirilmiş olup KA-52 kuyusuna ait karot örneğinin XRMI logu, şekil 7.31'de aynı seviyedeki Altıntop, Şambayat ile Doğu Şambayat kuyularından alınan XRMI logu ile karşılaştırılmıştır.

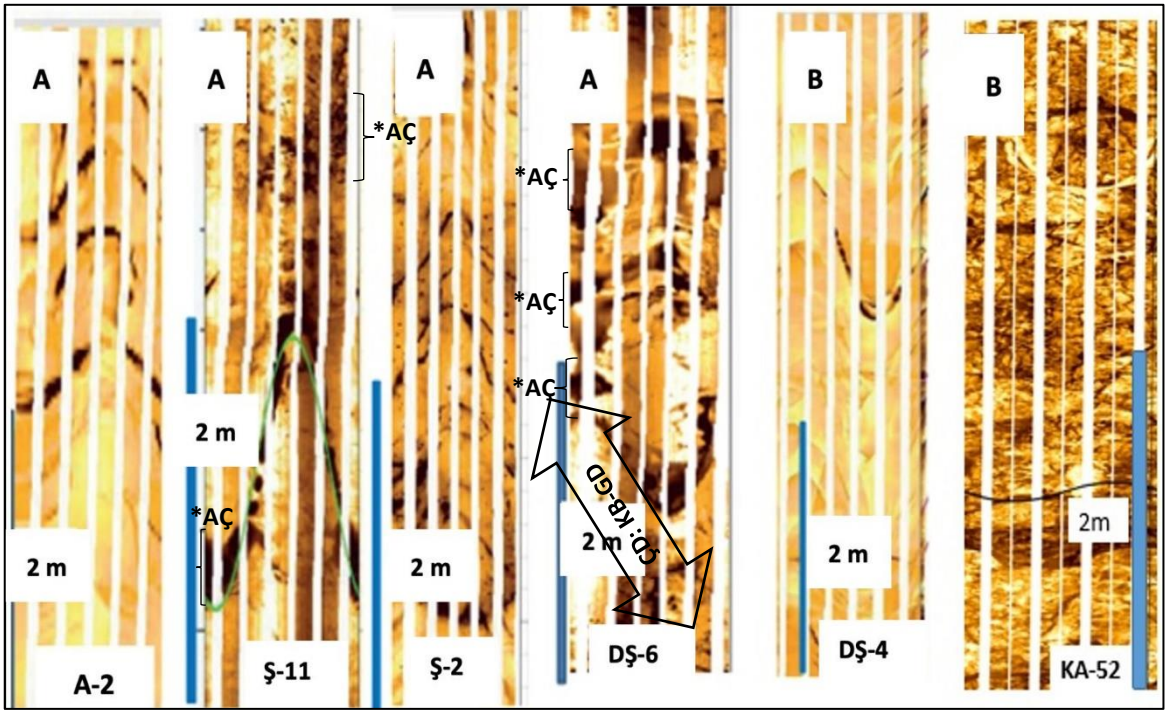
ÜST

ÜST



Fotoğraf 7.20. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası KA-52 kuyusundan alınan Sayındere Formasyonu'na ait karotlardaki çatlaklarda petrol emareleri

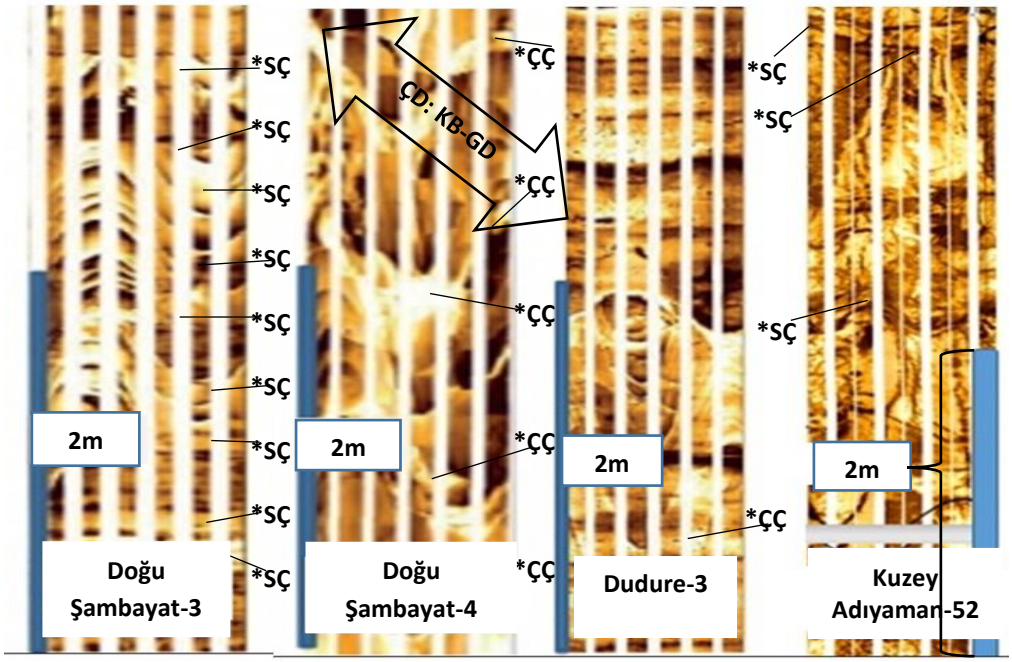
Yukarıda Fotograf 7.20'deki karot örneklerinin kuyu yeri Şekil 7.34'de gösterilmiştir Fotoğraf 7.19'da farklı 4 sahadan alınan karot örnekleri, beşinci komşu saha olan KAS'ndaki karot örnekleri (Fotoğraf 7.20) ile karşılaştırılmıştır. KA-52 kuyusunun konumu, Şekil 7.36'da verilmiştir.



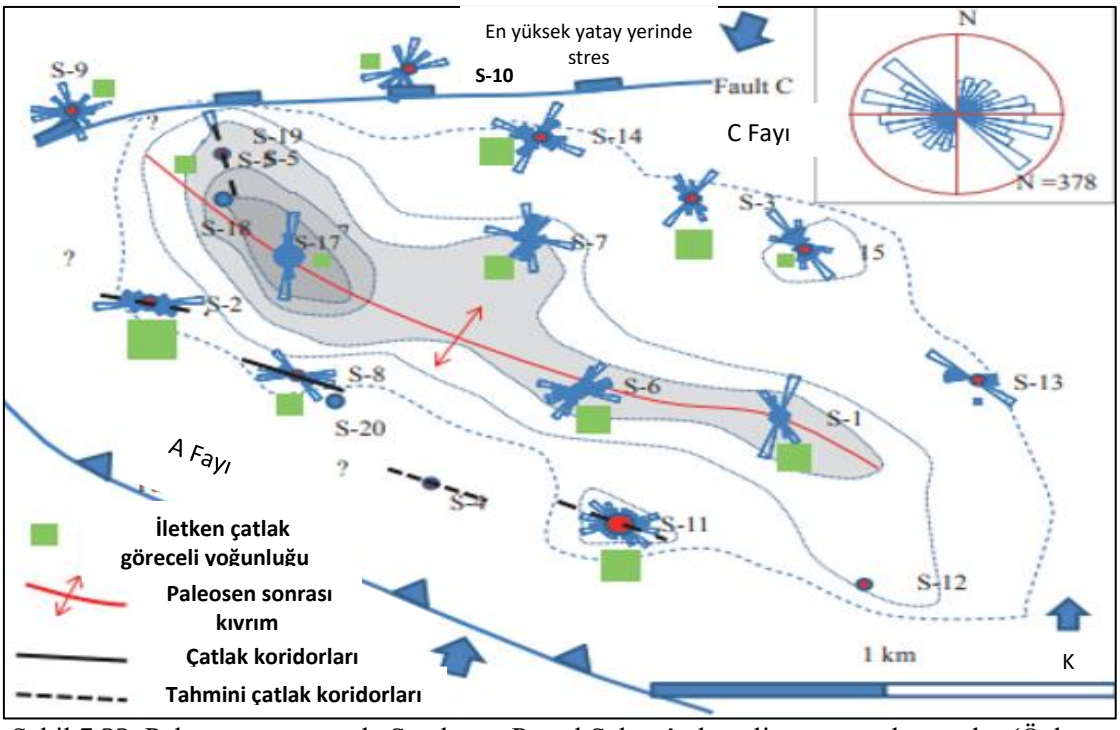
Şekil 7.31. Sayındere Formasyonu'nun biyoklastik vaketaşları içindeki açık çatlakların XRMI loglarındaki görüntüsü; *AÇ: Açık çatlak ((Özkaya ve ark., 2019)'dan alıntılanarak ve çalışma alanındaki KA-52 kuyusunun XRMI logu verisi eklenerek yeniden yorumlanmıştır). *ÇD: Çatlak doğrultusu

Sayındere Formasyonu'nda karotlarda görülmeyen çatlaklar, kuyulardana alınan XRMI loglarında biyoklastik istiftaşı içerisinde tespit edilerek sınıflandırılmıştır (Şekil 7.31). Burada çatlaklar birbirini kestiklerinden dolayı çok yönlü çatlak oluşumları da görülmektedir. Aynı şekilde kuyularda çatlaklar birbirini kestiklerinden dolayı çoklu çatlama aşamaları da geçirmektedirler. İmaj loglarının daha geniş bir alandan alınan imaj loğları ile karşılaştırılarak yorumlanması için KAS'ndaki KA-52 kuyusundan alınan imaj loğları diğer sahalardaki bazı kuylardan alınan imaj loğları ile karşılaştırılmıştır (Şekil 7.32). Sayındere Formasyonu'nda karotlarda görülmeyen çatlaklar, kuyulardan alınan XRMI loğlarında özellikle biyoklastik istiftaşı içerisinde sınıflandırılmıştır (Şekil 7.39).

Sayındere Formasyonu içerisindeki rezervuar özellikleri açısından verimli açık çatlakların doğrultusu KB-GD yönlü olup (Fotoğraf 7.20), Şambayat Petrol Sahası'nda ve çalışmadaki çatlak ölçüm veri setindeki ağırlıklı çatlak doğrultusuna uyum sağlamaktadır.

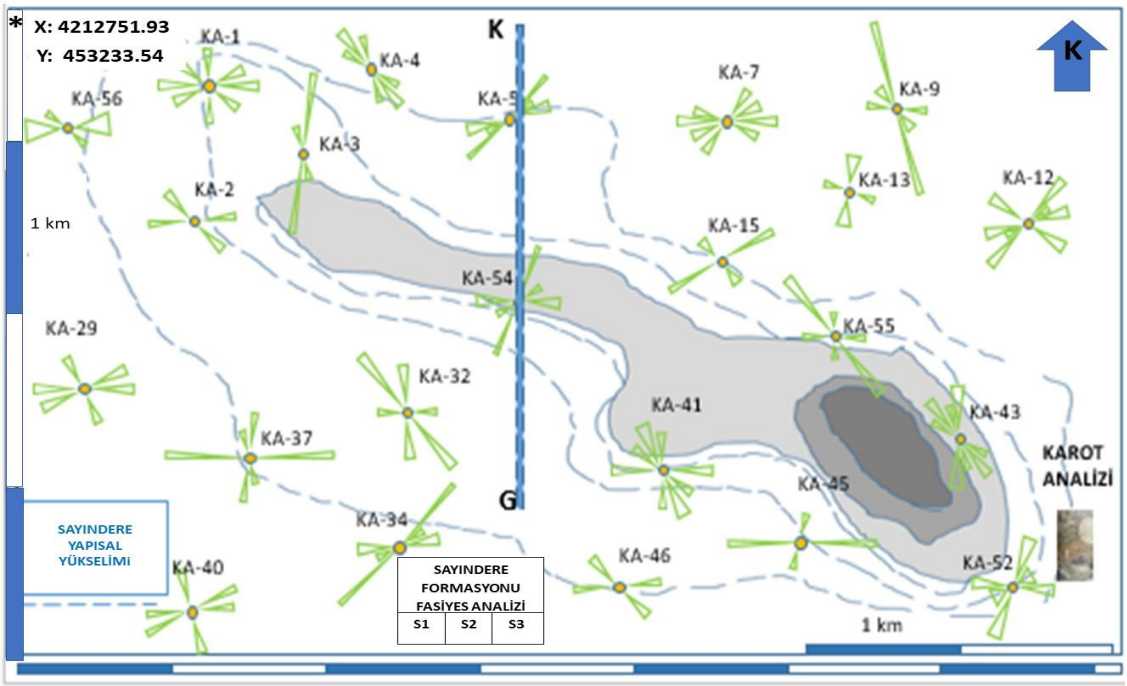


Şekil 7.32. Doğu Şambayat (DŞ)-3,4; Dudere (D)-3 ile Kuzey Adıyaman (KA)-52 kuyularından alınan Sayındere Formasyonu'nun imaj logları. *SÇ: saç çizgisi tipi çatlak, *ÇÇ: çimentolu çatlak (Özkaya ve ark., 2019)'dan alınarak yorumlanmıştır.*ÇD: Çatlak doğrultusu

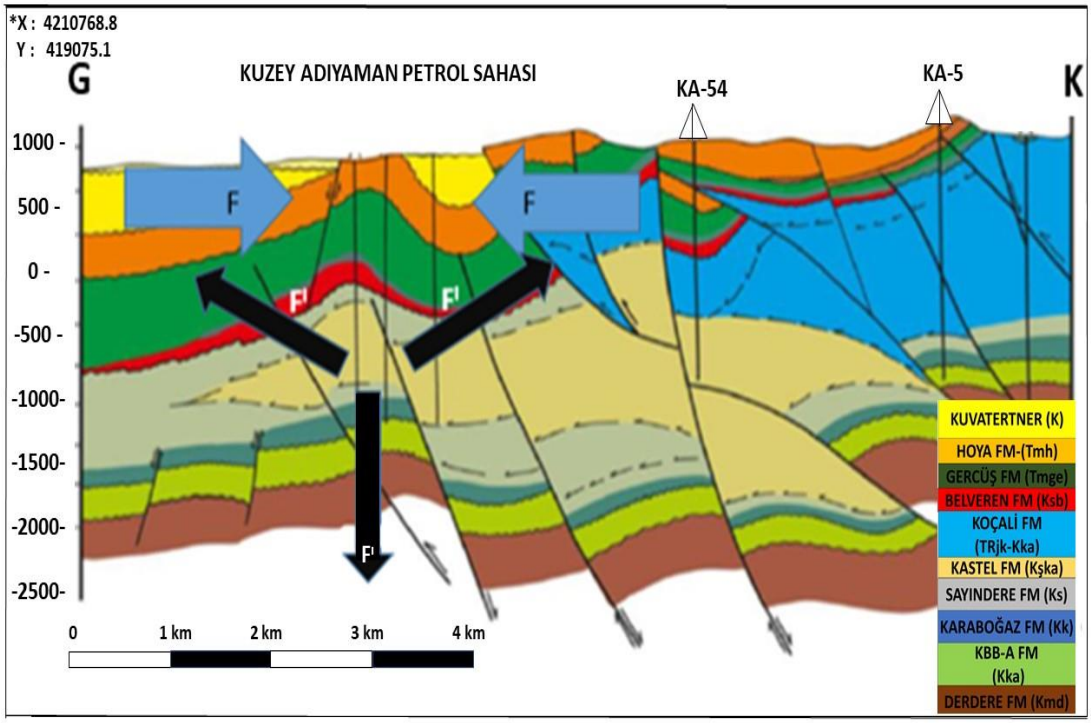


Şekil 7.33. Paleosen sonrasında Şambayat Petrol Sahası'nda gelişen yapısal unsurlar (Özkaya ve ark., 2019)

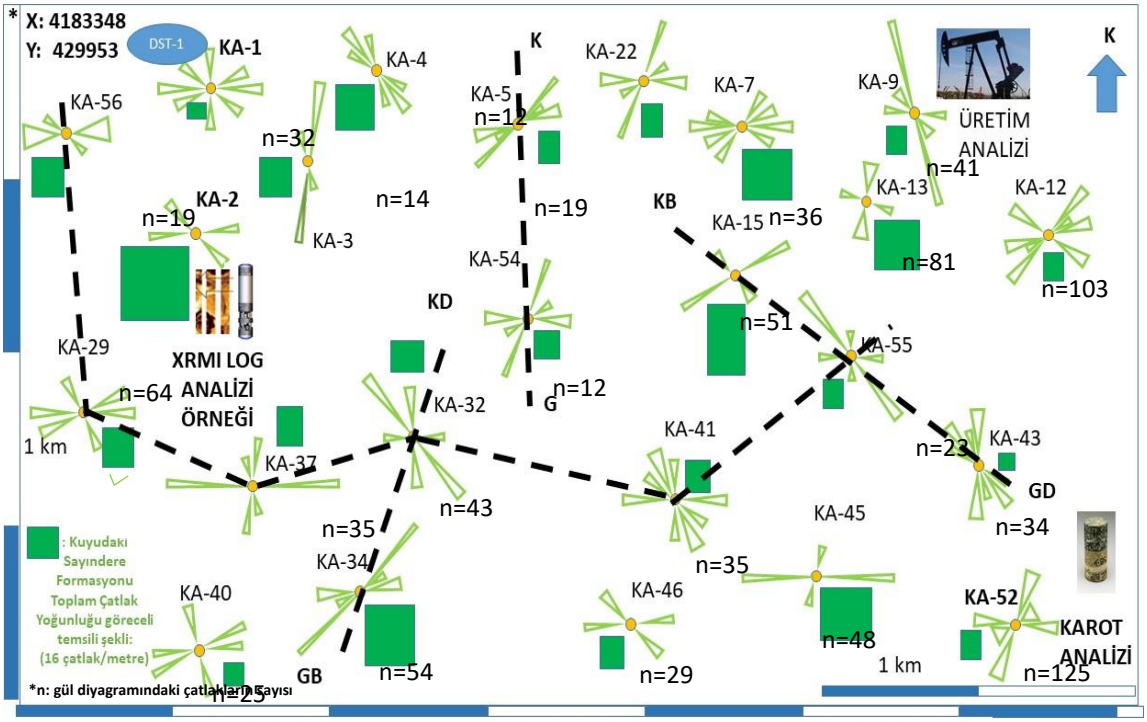
Kuyu loglarından elde edilen digaramlardaki veriler ile ölçümü yapılan çatlakların doğrultu-eğim değerleri kullanılarak bölgenin çatlak gül diyağramları hazırlanmıştır (Şekil 7.34). Şekil sağ üst köşesinde tüm açık çatlaklar için gül diyagramı, birleşik tek bir çizim ile gösterilmiştir. Yeşil karelerin boyutları, açık alanların göreli yoğunluğunu temsil etmektedir. Buradaki veriler her bir kuyudan alınan XRMI logları kullanılarak elde edilmiştir. Şekil 7.33'de Şambayat Petrol Sahası'ndaki her bir kuyu için çatlak doğrultuları bir araya getirilip gül diagramları çizilmiş, Şekil 7.36'da, Şekil 7.33'de yapılan çalışmanın bir benzeri Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda yapılmıştır. Ayrıca, Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda alınan K-G yönlü jeolojik kesit hazırlanmıştır (Şekil 7.34, 7.35).



Şekil 7.34. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası kuyularından alınan XRMI loglarından yararlanılarak Sayındere Formasyonu çatlaklarına ait hazırlanmış gül diyagramları. KA-52 'ye ait karot analizinin detayaları için bkz Fotoğraf 7.20, Mavi renkle gösterilen K-G çizgisi, Şekil 7.35'in kesit güzergahıdır.



Şekil 7.35. Kuyu verileri ve saha jeolojisi verilerinden yararlanılarak hazırlanan Kuzey Adıyaman Sahasının Kuzey-Güney yönlü jeolojik enine kesiti (Aksu, 1980'dan değiştirilerek alıntılanmış ve tez çalışma alanı gösterilmiştir).



Şekil 7.36. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'nun XRMI logu verileri kullanılarak hesaplanan çatlak yoğunluğu ile çatlak doğrultularına ait gül diyagramları. Şekilde kesik siyah renkli çizigilerle gösterilen kuyuların stratigrafik korelasyonları Şekil 7.18, Şekil 7.35 ile Şekil 7.40'da verilmiştir.

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Kretase, Eosen ve Miyosen dönemlerinde sıkışma kuvvetleri (Shenyüksek) etkisinde kalmış ve bu etki kuvvetleri karşılıklı büyük mavi oklar ile 'F' simgesi kullanılılarak'de gösterilmiştir (Şekil 7.35). Aynı şekil üzerinde büyük F kuvvetlerine tepki veren küçük F^{I} kuvvetleri, birbirleriyle yaklaşık 120 derece açı yapar durumda gösterilmiştir (Aksu, 1980). F: Güney Kuzey boyunca devam eden tektonik sıkıştırma kuvvetleri. FI: Sıkışma kuvvetlerine karşı verilen kritik stres analizi çalışılarak hesaplanan tepki kuvvetidir. Burada özetle Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda F ile F^{I} arasındaki statik denge çizim üzerinde gösterilmiş ve (Gauld C., 1993) 'deki çizim kısaltmaları kullanılmıştır.

Bölgesel çatlak yoğunluğu Şekil 7.36'da içi dolu yeşil renkli kareler ile temsil edilmiş olup, sol alt kenarındaki yeşil kare çizimi 16 çatlak/metrelik yoğunluğu temsil etmektedir. Karşılaştırmalı olarak her kuyunun çatlak yoğunluğu buradaki ölçüye göre hesaplanabilir. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki 23 kuyuya ait 936 çatlağın gül diyagramları çizilirken kullanılan çatlakların sayısı, 'n' simgesi ile gösterilip her bir kuyunun yanına sayısal karşılığı yazılmıştır (Şekil 7.36).

Mevcut Stresin değeri ve yönünün anlaşılması için kuyulara ait yerinde statik stress verileri kullanılmıştır. Ayrıca, sondaj sonrası elde edilen imaj logları birbirleri ile karşılaştırılmış ve Ş-6, Ş-19 ve 20 kuyularındaki Sayındere Formasyonu'nda yüksek dirençli çatlaklar gözlenmiştir.

Alınan imaj loglarındaki kalsit çimento ile doldurulmuş düşük dirençli çatlaklar ile karotlarda görülen açık çatlaklar birbirleri ile karşılaştırılmış olup, çizgili açık çatlaklar kayma çatlaklarını; Fotoğraf 7.19'daki Şambayat-19 kuyusu örneği verildiği gibi temsil etmektedir.

Kuyunun konumuna yakın yerlerde fayla ilgili çatlama koridorları gözlenmekte olup (Şekil 7.33- 7.34), XRMI'da görülen çatlak koridoları siyah uzun çizgiler, siyah kısa çizgiler ise tahmini çatlak koridolarını göstermektedir.

Bölgede açılan kuyuların bazılarında çimentolanma ile eş zamanlı olarak bazı çimentolu ve/veya kısmen çimentolu çatlakların yeniden aktif hale geldikleri belirtilmektedir (Özkaya ve ark., 2019). Sayındere Formasyonu'nun bazı seviyelerinde gözlenen çimentolu çatlaklar, çatlamanın birden fazla aşamada olduğunu ve çimentolanma sürecinin de devam ettiğini göstermekte olup bazı çatlaklar kısmen bitüm boyama ile çimentolanmıştır (Fotoğraf 7.19 ile Fotoğraf 7.20).

Petrol sahalarında açık çatlak yoğunlukları ile onların plan görünüşleri Şekil 7.43'de paylaşılacaktır. Buradaki çatlak yoğunluğu temsili halkaları, büyüklükleri ile doğru orantılı olarak verilmiştir. Plan görünümünde görüldüğü en yüksek oranda açık çatlak yoğunluğu Şambayat Petrol Sahası'nda, sonra Altıntop ve Doğu Şambayat petrol sahalarında görülmektedir. Sayındere Formasyonu'ndaki çatlak yoğunluğu ile üretim değerleri arasındaki bağıntı şeklin sağ üst köşesinde verilmiştir. Çatlak yoğunluğu ile üretim debisi arasındaki korelasyon katsayısı daha önce R^2= 0,9817 olarak hesaplanmıştı. Doktora tez çalışması olan Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki kuyu verileri de kullanılarak bu değer R^2= 0,9845 olarak hesaplanmıştır. Şekil 7.43'de iletken çatlak yoğunluğu ile toplam üretilebilir rezerv (EUR) arasındaki bağıntı verilmiştir. Daha önceki çalışmalarda bu değer R^2= 0,51 olarak hesaplanmışken buradaki KAS'ndaki çalışma için kullanılan 23 yeni kuyu verisi ile beraber R^2 değeri 0,62 olarak yeniden hesaplanmıştır. Şekil 7.43 incelendiğinde iletken çatlak yoğunluğu ile üretilebilir rezervuar değerinin her zaman doğru orantılı olmadığı görülür. Buradaki çalışmadan çıkan sonuç, iletken çatlak yoğunluğu düşük olsa da saç teli tip ince çatlaklarda petrol depolama kapasitesinin olabileceğidir.

Şekil 7.47'de Şambayat Petrol Sahası'ndaki Paleosen sonrası yapılar ile göreceli çatlak yoğunları görülüyor. Buradaki geniş açıklı çatlaklar ile çatlak koridorları, keskin eğimli olan antiklinalin güney kanadına ve antiklinalin tepesine denk gelmektedir. Açık genişlikteki çatlaklar, çatlak koridorları antiklinal ile tepe noktasının güney kısmında yer almaktadır. KAS'ndaki kuyular için kuyuların petrol içeren jeolojik yapıların coğrafi pozisyonu ile üretimleri arasındaki bağıntıyı sorgulayan bu çalışmada da, Sayındere Formasyonu'ndaki çatlak yoğunluğu ile yapıların coğrafi pozisyonunun her zaman doğrudan bağlantılı iki durumu olduğu görülmüştür. Ayrıca bölgede yapılan önceki çalışmalarda da bu durumla ilgili benzer sonuçlar elde edilmiştir.

Şambayat ve Doğu Şambayat sahalarındaki Paleosen sonrası antiklinal yapılar yapılan sismik çalışmalarda tespit edilmiş olup Şekil 7.47'deki IL 5556 ile IL 5496 kuzey güney profillerinde görülmektedir. Buradaki profillerde, kıvrımların Şambayat ve Doğu Şambayattaki dikliği ve çatlakların göreceli yoğunluk değerleri de görülmektedir. Benzer şekilde Şambayat, Doğu Şambayat, Altıntop ve Dudere sahalarının birbirlerine göre göreceli yoğunlukları ve asimetrileri de adı geçen sismik profillerde gösterilmiştir. KAS'nda diğer dört petrol sahasına göre Sayındere Formasyonu'ndaki asimetrisi ve çatlak oranı düşüktür. Tez çalışmasında kıvrım sıkılığı, daha önce kullanılan bir metod (Özkaya ve ark., 2019) kullanılarak petrol sahası antiklinal yüksekliğinin (heigth) kıvrımın üzerine yerleştiği taban düzlüğü (base) uzunluğuna oranı olarak ; Asimetri, petrol yapısının kanatlarındaki ortalama keskin-dik ile hafif eğimli-keskin olmayan eğim değerlerinin birbilerine oranı olarak tanımlanmıştır.

7.10.2. Çatlak Yoğunluğu ve Doğrultu Değişkenliği

Sayındere Formasyonu içerisindeki çatlak yapıları petrolcülük açısından kolaylık olması için iki başlıkta gruplandırılabilir: 1) Boşluklu çatlaklar, 2) Çimentolu çatlaklar. Boşluklu çatlakların içerisinde herhangi bir asfalt veya kalsit oluşumu meydana gelmemiştir. Boşluklu çatlaklar içerisinde petrolü biriktirebileceğinden, başka bir deyişle: 'iletken çatlaklar' olarak bilinip rezistivite logunda düşük direnç göstermektedir. Çimentolu çatlaklar, iletken çatlaklardan farklı olarak rezistivite logu okumaları göreceli olarak yüksek değer gösterir. Çimentolu çatlaklar, Sayındere Formasyonu içerisinde kalsitleşmeye bağlı olarak gelişen çatlak yapılarının bulunduğu seviyeler kalsit çimentosu ile dolu olduğundan dolayı bu seviyeler rezervuar kayaç özelliği göstermemektedir.

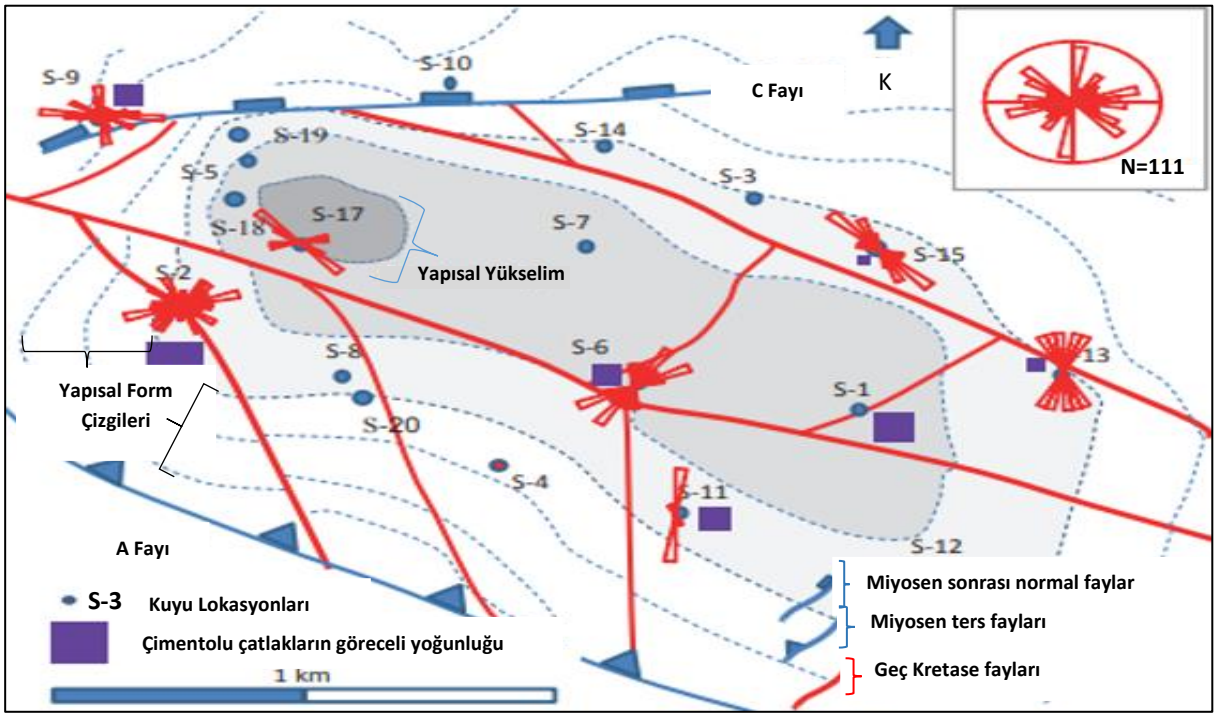
Sırasıyla yüksek dirençli çatlaklar ile iletken çatlakların doğrultu gül diyagramları çizilmiş, bu çizimler Paleosen form-çizgi haritası üzerinde üst üste bindirilmiş olarak gösterilmiştir (Şekil 7.34). Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda tüm çatlaklar için doğrultu gül diyagramı hazırlanmış (Şekil 7.36) ve bu harita, Şekil 7.33, Şekil 7.34 ile karşılaştırılmıştır.

Şambayat Petrol Sahası ile KAS'nda açılan kuyularda Sayındere Formasyonu çatlaklarının yoğunluğu ve çatlak doğrultularının gül diyagramları Şekil 7.34, Şekil 7.36'da sunulmuştur. Söz konusu çalışma çatlaklar arası açık-dolgusuz (Rezistivite okumaları düşük olan-iletken) çatlaklar ve çatlaklar arası kapalı-kalsit/asfalt dolgulu (Rezistivite okumaları yüksek olan-iletkenliği düşük) çatlaklar için ayrı ayrı yapılmıştır.

Sahayı boylu boyunca Sayındere seviyesinde kesen faylar, Kretase normal faylarıdır (Şekil 7.35). Burada yapılan çalışmanın bir benzeri KAS için de yapılıp sonuçlandırılmıştır (Şekil 7.35). Söz konusu faylar aynı zamanda Şekil 7.25 'de gösterilmiştir. Bu faylar, Kastel Formasyonu'nun tabanındaki uyumsuzluktan önce Germav Formasyonu seviyesinde görülmezler (Şekil 7.26). KB-GD doğrultulu açık çatlak koridorları, Şekil 7.33'de Ş-2, Ş-8, Ş-4 ve Ş-11'deki kuyularında görülmüş olup Şekil 7.31.A'da siyah kalın çizgiler olarak gösterilmiştir. Ş-4 kuyusuna ait herhangi bir imaj

logu bulunmamakta olup, çatlak açıklıklarının varlığı, kuyunun üretim sırasında çok hızlı bir şekilde suyla dolmasından anlaşılmıştır.

KAS'nda Sayındere Formasyonu'ndaki çimentoların incelenmesi için bir model oluşturmuştur (Şekil 7.37). Şekil 7.34'de Şambayat Petrol Sahası için yapılan çatlakların çimento analizi, Şekil 7.34'e göre, gül diyagramı olmayan kuyular, birkaç çimentolu kırık-çatlak içeren kuyulardır. Sağdaki üstteki simge şekil, tüm çimentolu çatlaklar için gül diyagramını temsil etmektedir. Mor renkli karelerin boyutu, her konumdaki çimentolu çatlakların göreceli yoğunluklarını temsil etmektedir ((Özkaya ve ark., 2019)'dan yararlanılarak yeniden çizilmiştir).



Şekil 7.37. Şambayat Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu'na ait çatlakların gül diyagramları ile bölgenin yapı haritası (Özkaya ve ark., 2019)'dan.

Şekil 7.38. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Kretase yaşlı faylarının oluşturduğu çatlaklara ait gül diyagramları.

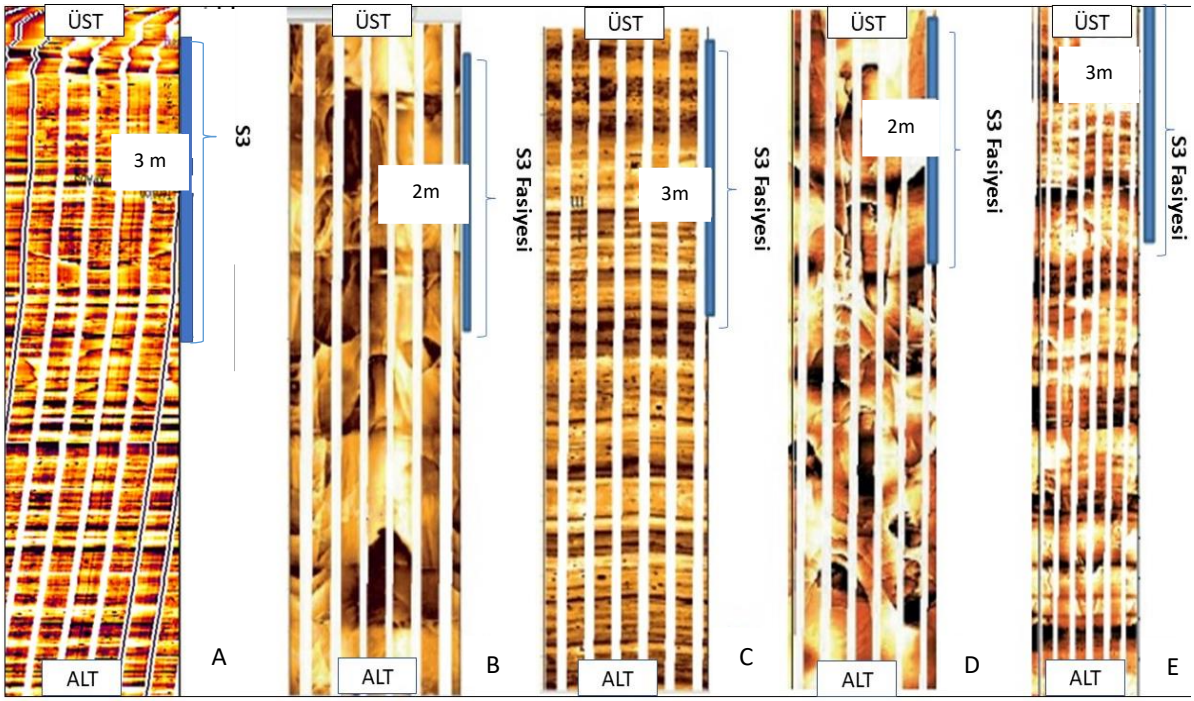
Buradaki gül diyagramları, sahada adı geçen kuyularda alınan XRMI loglarından ayırtlanarak çizilmiştir. Çatlak yoğunluğu ve doğrultu değişkenliği arasındaki bağıntının gözlemlenebilmesi için Özkaya ve arkadaşları 2019'da Şekil 7.37'deki çaılşmayı Şambayat Petrol Sahası için gerçekleştirmişlerdir. Söz konusu çalışmadaki metodoloji izlenerek, Kuzey Adıyaman Petrol Sahası için Şekil 7.38'deki çalışma tamamlanmıştır.

7.11. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Çatlak ve Litofasiyes Bağıntısı

Çalışılan dört petrol sahasındaki kuyuların verilerine göre hem direnç değerleri yüksek olan hem de iletken olan çatlaklar, Sayındere Formasyonu'nun (Şekil 7.34; bkz. Şekil 5.2'deki stratigrafi) ortasındaki biyoklastik vaketaşlarında bol miktarda bulunmaktadır. Bunun üzerindeki ince tabakalı pelajik mikritler ve organik maddece zengin çamurtaşlarında açık büyük çatlaklar seyrek olarak bulunur. Buradaki çatlaklar genellikle saç çizgisi tip çatlaklardan meydana gelmektedir. Pelajik mikritler ve organik maddece zengin çamurtaşlarında açık ve büyük çatlaklar olsa da, çatlak ağız genişliği düşüktür. Kırılmış biyoklastik Vaketaşlarının herhangi bir sabit kalınlığı yoktur. Genel olarak Şambayat antiklinalinin güney kanadı ile tepesinde vake taşları mevcut olup, Şambayat antinlinalinin kuzeyine doğru vake taşları litolojisi azalarak sönümlenmektedir. KAS'nda da Şambayat petrol yapısındaki coğrafi konuma bağlı değişen litoloji oranları ve çeşidi benzer şekilde gözlemlenmiştir.

7.11.1. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Tabaka Sınırlı Çatlaklar ve Çatlamanın Dar Uzun ve Bağlantılı Geçitleri

İmaj loglarında çatlakların genellikle yatay hat boyunca tabakalar ile sınırlı olduğu görülmüştür. Sayındere Formasyonu içerisinde biyoklastik vaketaşının (Şekil 7.39) geliştiği fasiyesde daha yoğun oranda çatlak olduğu belirltilmektedir (Özkaya ve ark., 2019). Söz konusu biyoklastik kireçtaşı aralığının lithostratigrafik korelasyonu Sayındere Formasyonu hedefli açılan kuyularda yapılabilir. Pelajik fasiyeslerde (A, C) az çok saç çizgisi tip çatlaklar mevcuttur; karşılaştırmalı olarak biyoklastik vake taşları yüksek oranda çatlak içermektedirler (B, D) E. KAS'nda KA-2 kuyusunda Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi çatlak tipin de pejajik fasiyeslerde gelişen çatlak tipi gözlemlenmiştir. Sayındere Formasyonu'na ait fasiyeslerdeki çatlaklarının imaj logları incelenerek biyoklasik istif taşındaki çatlak yapıları ayrıntılı incelenmiş ve aynı model çalışma KAS'ndaki KA-2 kuyusu (konumu Şekil 7.33'de gösterilmiştir)'ndaki Sayındere Formasyonu saç tipi çatlaklar ile karşılaştırılmıştır. Söz konusu karşılaştırılmanın yapıldığı Şekil 7.39'da görüldüğü gibi Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi, Altınop-8 kuyusundaki C fasiyesi ile benzeşim göstermektedir.



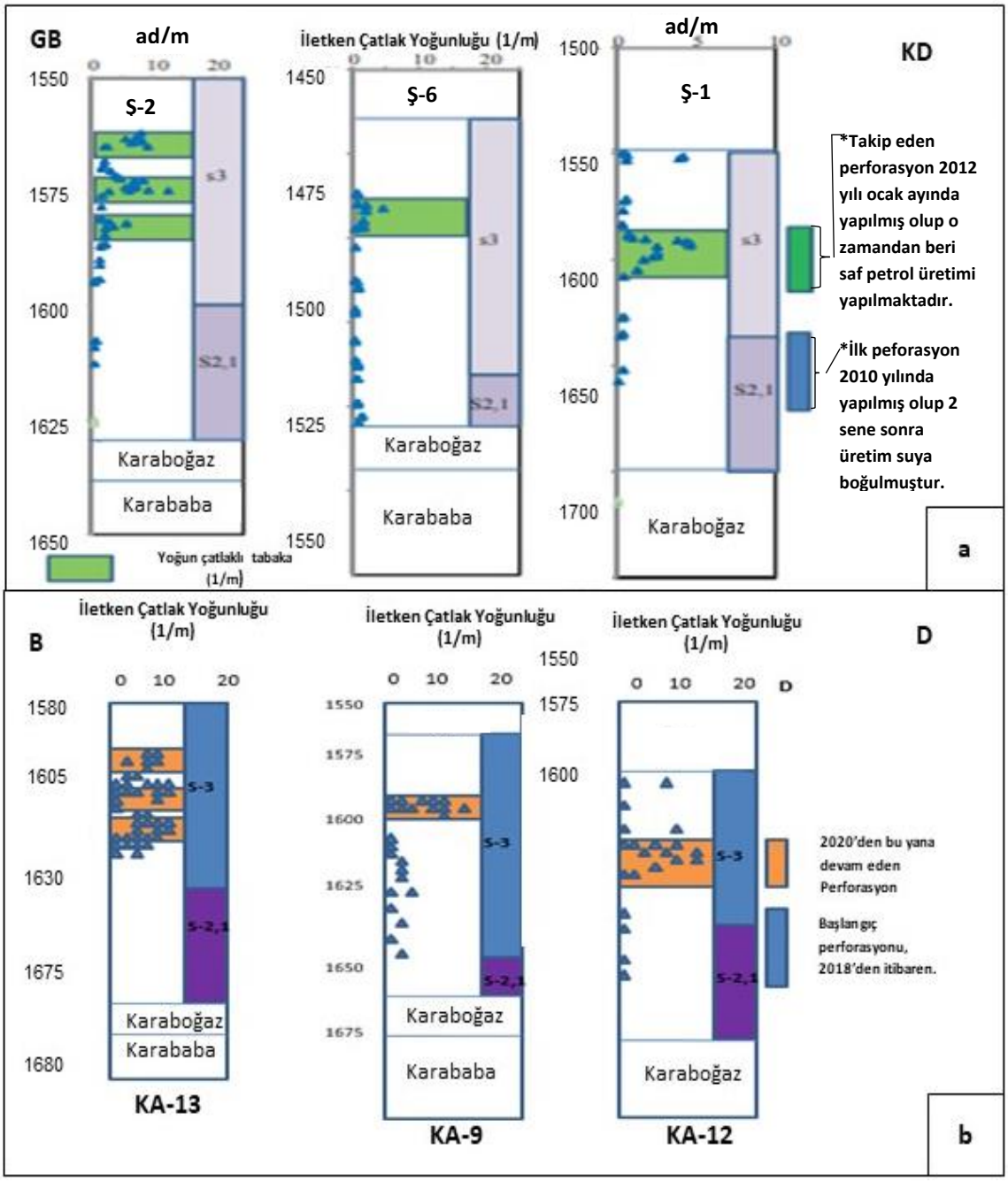
Şekil 7.39. Doğu Şambayat-4 (A, B) , Altıntop-8 (C, D) ve KA-2 (E) kuyularından alınan Sayındere Formasyonu'nun S3 Fasiyeslerini temsil eden çatlakların XRMI loglarında karşılaştırılmalı görünümü (Özkaya ve ark., 2019'dan değiştirilerek alınmıştır)

1660-1672 m'ler arası, Sayındere Formasyonu içerisindeki biyoklastik vaketaşı seviyesi altın (Şekil 7.41a) perfore edilmiştir kuyunun gözenekli matriks çizgilerinden ve karbonatlı çamurtaşları içindeki çatlaklardan üretim yapması hedeflendi. 2011 yılında rezervuar su ile dolunca aynı aralık çimento ile kapatıldı ve 1574 ile 1616 m'ler arasındaki çatlaklı vaketaşı aralığı perfore edilmiştir (Şekil. 7.41a). Ş-1 Kuyusu, perforesi üzerinden iki yıl geçmesine rağmen 2014 yılından beri bu aralıklardan üretim yapmıştır.

Bu durum göstermektedir ki çatlaklar tabakalar ile sınırlı olup üretim, istif taşı'nın olduğu fasiyestedir (Şekil 7.40b). Şekil 7.41'de buradaki çalışma sahası olan Kuzey Adıyaman Petrol Sahası için kuyuların ilk üretim değerleri verilmiştir. Şekil 7.43a ile Şekil 7.43b arasındaki karşılaştırmalı analizlere daha sonra bulgu ve tartışma bölümünde değinilecektir.

Eğer iletken çatlaklar su bölgesine doğru aşağı doğru genişlemiş olsaydı üretim zonu hızla su ile dolar ve petrol üretilemezdi. Katmana bağlı çatlakların olması, faylanma yerine bükülmeye bağlı olarak çatlakların geliştiği bilgisi ile tutarlıdır.

Katmana bağlı çatlakların aksine, çatlaklı koridorları olan kuyularda anlık su ile dolumu (Ş-4 veya Ş-8 kuyularında olduğu gibi) veya hızlı su kesilmesi (Ş-14 ve Ş-2 kuyularında olduğu gibi) görülür. Bu kuyuların konumları Şekil 7.37'de gösterilmiştir. Perforasyon aralığı her ne olursa olsun üretimin su ile aniden dolması, Çatlak koridorlarının aşağı doğru dikey olarak uzandığını ve belirli tabaka katmanları ile sınırlı kalmadığını göstermektedir.



Şekil 7.40.a- Şambayat Petrol Sahası'nda KD-GB uzanımında Ş-2, Ş-6 ve Ş-1 kuyuları arasında Sayındere Formasyonu'nun yoğun çatlaklı istiftaşı aralığının korelasyonu (Özkaya ve ark., 2019)'dan alıntılanmıştır. b- Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda KA-13, KA-9 ve KA-12 kuyularından doğu batı boyunca jeolojik korelasyonu. Kuyuların coğrafi konumları için bkz Şekil 7.36

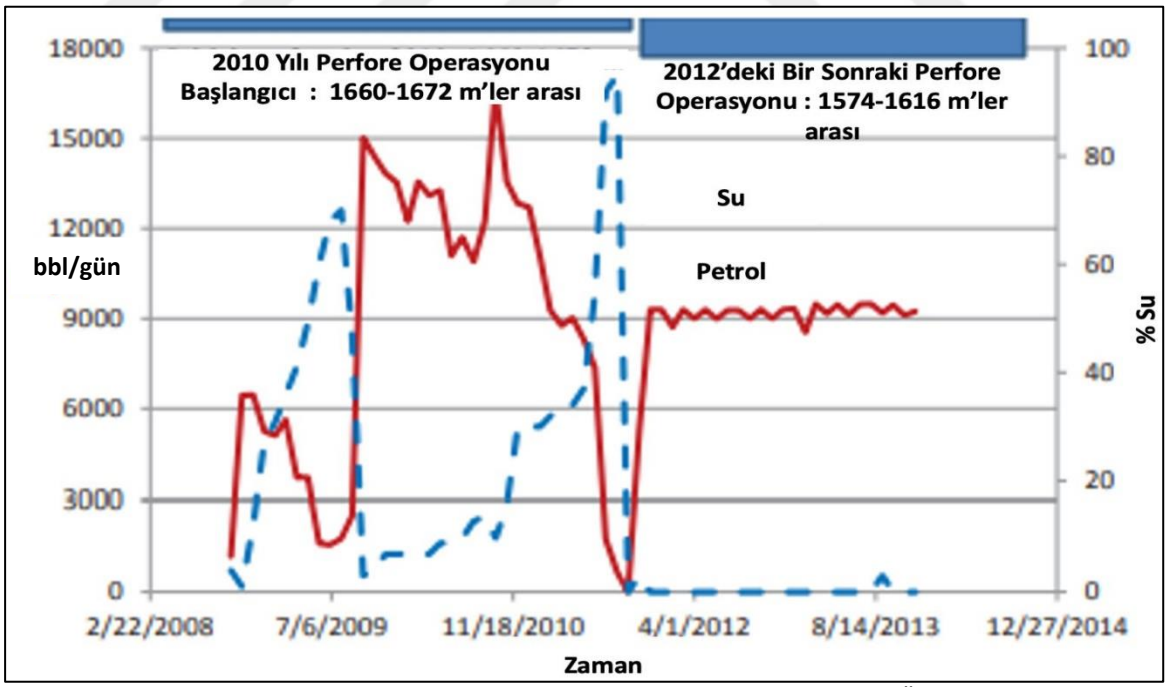
Şambayat Petrol Sahası (Şekil 7.37)'nda iletken çatlakların belirli bir tabaka ile sınırlı olduğunun bilgisi, Şambayat kuyusundaki üretim verilerinden gelmektedir. Ş-1 Kuyusu, başlangıçta

(Özkaya ve ark., 2019)'daki çalışmalarında Sayındere Formasyonu'nda çatlak yoğunluğu incelenirken S1, S2, S3 fasiyeslerine ayırtlamıştır (Şekil 7.40.a); Benzer fasiyes ayırtlaması KAS 'ndaki Sayındere Formasyonu için tez çalışması kapsamında yapılmıştır (Şekil 7.40.b).

Kuyuların coğrafi pozisyonları Şekil 7.36'da gösterilmiştir. KAS'ndaki 11 kuyuda alınan XRMI logu, techlog yardımı ile yapılan log yorumları ile hangi çatlakların açık çatlak veya saç teli tip çizgisel olduğu ya da çimentolu/çimentosuz olma durumu ile ilgili bilgi vermiştir. Bunlara ek olarak çatlama fazlarının birden çok olma/olmama durumu anlaşılmıştır. Şekil 7.40.a'daki çatlama analizinin bir benzeri, Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda (Şekil 7.40.b) yapılmıştır.

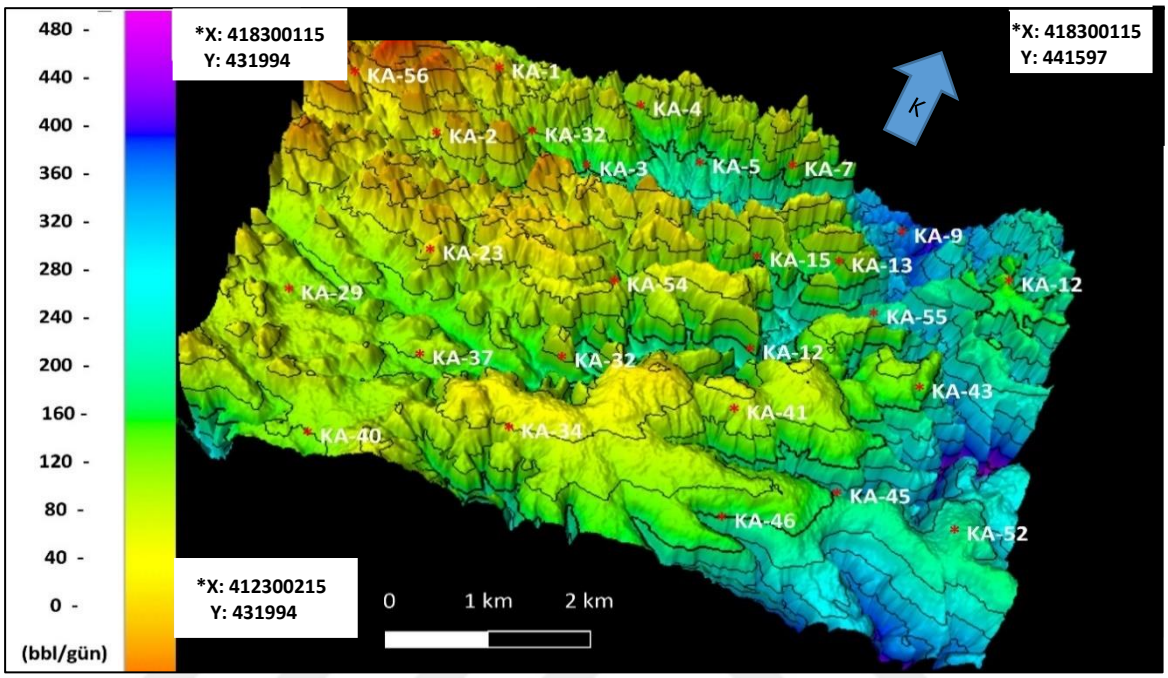
Daha önce Özkaya ve arkadaşlarının saç teli tipindeki ve bunun karşılığı olan biyoklastik istiftaşı litolojisi karşılaştırması (Şekil 7.32) buradaki KAS'nda Sayındere Formasyonu'ndaki S3 fasiyesi çatlaklarının ayırtlanmasında örnek bir çalışma yöntemi (Şekil 7.39) olmuştur. Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi'nin açık çatlak yoğunluğunun fazla olduğu ve S3 fasiyesinin petrol üretim oranının fazla olduğu ortaya konmuştur (Özkaya ve ark., 2019).

Buradaki çalışmanın sonuçlarının doğruluğu (Şekil 7.40.a), KAS'ndaki KA-13, KA-9, KA-12 kuyularının log ve XRMI verileri kullanılarak hazırlanan diagramda (Şekil 7.40.b'de) bir kez daha doğrulanmıştır.



Şekil 7.41. Şambayat-1 kuyusunun perforasyonu ve tarihsel üretim verileri (Özkaya ve ark., 2019).

Şekil 7.37'de Şambayat-1 kuyusunun coğrafi konumu verilmiştir. Şekil 7.40'ya göre, aralığın ilk perforasyonu 2010 yılında 1660-1672 m için yapılmala beraber 2011-2012 yıllarında ise su konisi meydana gelmiştir. 1574 ile 1616 m arasındaki vaketaşı daha sonra perfore edilmiş olup o tarihten şimdiye kadar petrol üretmektedir.



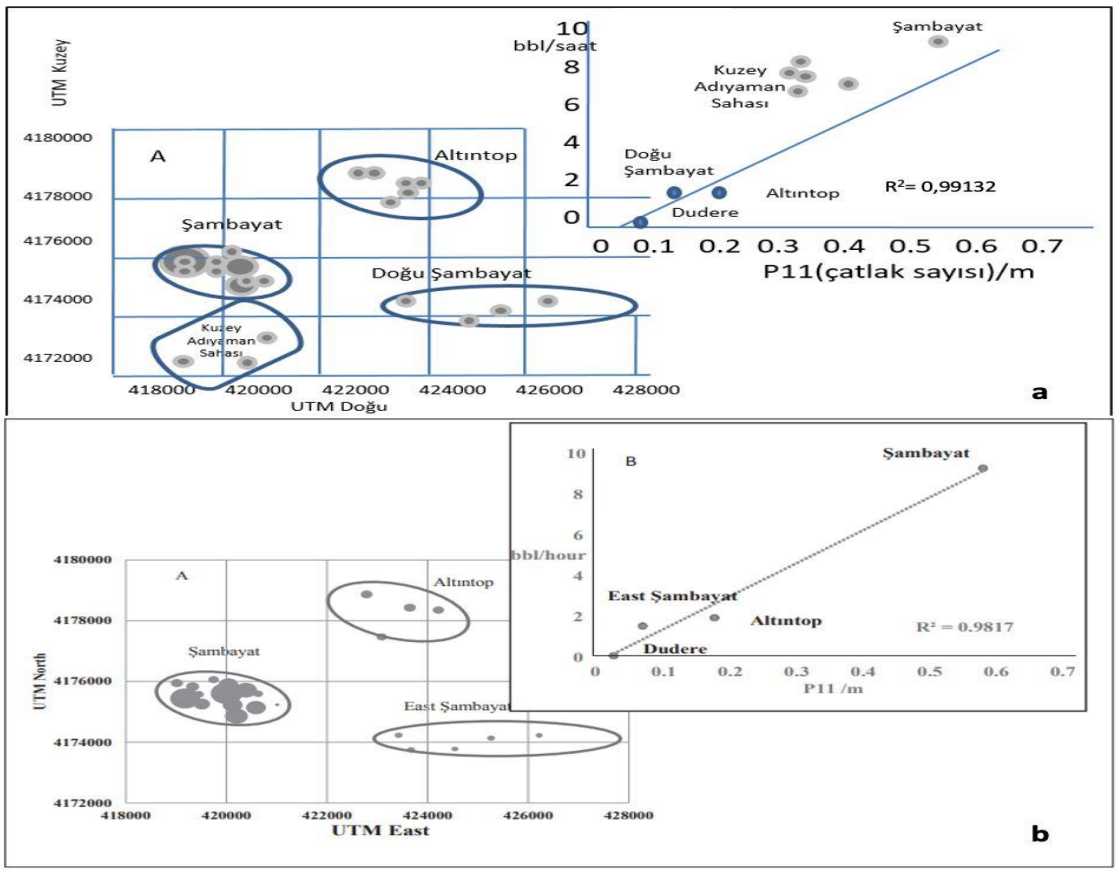
Şekil 7.42. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası 2021 yılında kuyuların tam açık olduğu zamana ait Sayındere Formasyonu üretim değerleri

KAS'nda açılan kuyuların ilk üretim değerleri'nin zaman içinde değişimi gözlenmiş (Şekil 7.41) ve kuyuların petrol sahası içerisindeki coğrafi pozisyonları (Şekil 7.42) ile değişen üretim değerleri arasında bir bağlantı olduğu görülmüştür.

7.11.2. Açık çatlaklar, Üretim Oranları ve Toplam Üretilebilir Mevcut Rezervler

Açık çatlakların yoğunluğu dört havzadaki her kuyundan elde edilen veriler ışığında hesaplanmış olup bileşik bir harita üzerinde (Şekil 7.43 a,b) gösterilmiştir. Çatlak yoğunluğu çizimi yapılan üç saha içerisinde, çatlak yoğunluğununun petrol sahası içerisindeki coğrafi değişimi gösterilmiştir. Alanların üçünde de çatlama yoğunluğu ile petrol üretiminin orantılı olduğu görülmüştür. Dördüncü alan, Dudere'nin ihmal edilebilir sayıda açık kırığı olduğundan buradaki şemaya dahil edilmemiştir. Şambayat Petrol Sahası için çatlak yoğunluğu 0,59 /m, Altıntop için 0,17 /m ve Doğu Şambayat için 0,07/m. olarak hesaplandı (Şekil 7.43 a,b). İletken çatlak yoğunluğu ile ortalama petrol üretimi arasında iyi bir korelasyon olduğu (R^2 = 0,99) görülmüştür, beşinci saha olan Kuzey Adıyaman Petrol Sahası için çatlak yoğunluğu 0,11/m olarak, iletken çatlak yoğunluğu ile üretim arasında korelasyon katsayısı; R^2 = 0,62 olarak hesaplanmıştır.

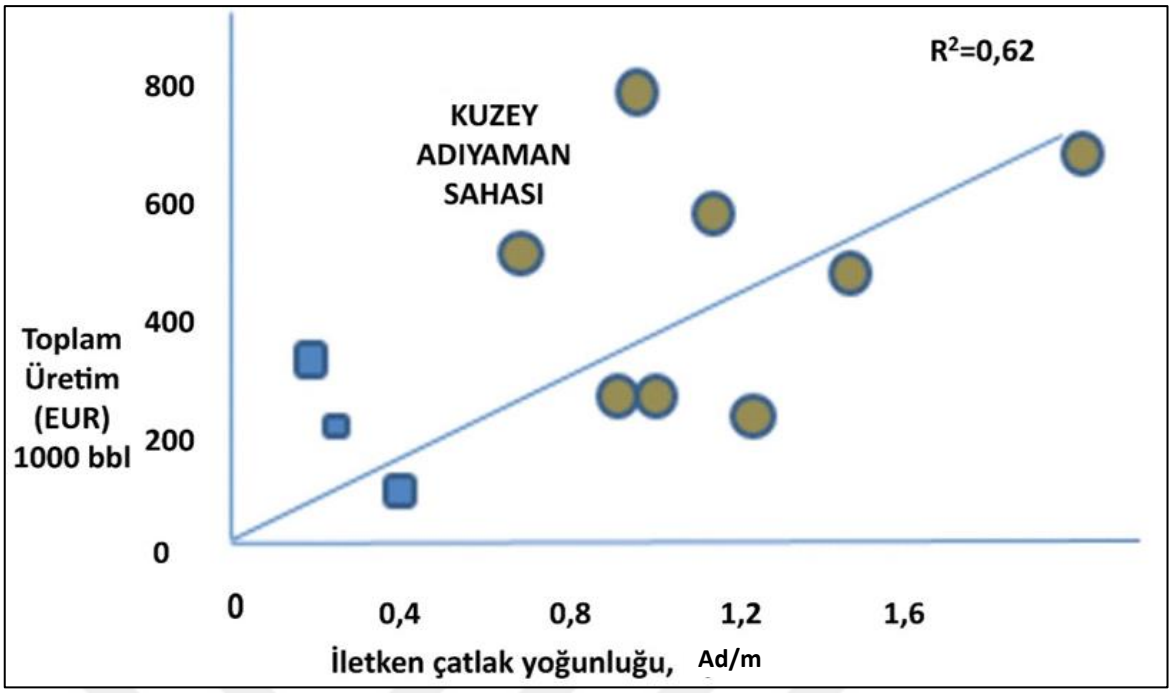
Sayındere Formasyonu düşük matriks geçirgenliğine ve çatlamalara sahip sıkı bir rezervuar olduğundan ana akış kanallarındaki çatlak yoğunluğundaki değişimler, Şambayat Petrol Sahası'nın neden Adıyamanın batısındaki diğer petrol sahalarına göre daha verimli ve üretken olduğunu açıklayabilir. Rezervuar çatlak geçirgenliğini etkileyen faktörler arasında; Rezervuar çatlak iletkenliği, birbirleri ile bağlantılı sonlu eleman kümeli çatlaklar, çatlak koridorlarının göreceli çokluğu, tabaka sınırlı çatlakların varlığı/yokluğu olduğu bilinmektedir. Bu faktörler aynı zamanda nihai petrol geri kazanımını belirleyen faktörlerdir. Çatlak koridorlarına sahip kuyuların su ile dolması süreci hızlı olup düşük bir petrol üretimi ile sonuçlanmaktadır. Katmanlar ile sınırlı çatlaklar (ki kısmen iletken çatlak yoğunluğuna bağlıdır), petrol üretim verimliliği açısından daha uygundur. Bununla beraber birbirleri ile bağlantılı çatlak drenajlarının alanı geniş olmalıdır ki petrol üretiminde süreklilik olabilsin. Petrol üretiminde birbirine bağlı çatlakların alanı büyüktür ve kısmen iletken çatlak yoğunluğuna bağlıdır. Petrol sahası'ndaki toplam üretim değerine (EUR) karşı iletken çatlak yoğunluğu arasında Şambayat Petrol Sahası'ndaki kuyular için R^2 = 0,51 lik bir korelasyon değeri (Şekil 7.40) daha önce Özkaya ve ark., 2019'un yaptığı çalışmada elde edilmiştir. Buradaki Doktor tez çalışması olan KAS'ndaki veriler bir araya getirildiğinde bu değerin R^2 = 0,57'ye kadar yükseldiği (Şekil 7.43b) görülmüştür. Genel olarak Çatlak koridorlarına yakın coğrafi pozisyonda açılan petrol kuyularında düşük EUR değeri vardır. Böylece Ş-2 ve Ş-8 kuyuları hariç tutulduğunda korelasyon katsayısının artarak R^2 = 0,71 değerine kadar yükseldiği görülmüştür.



Şekil 7.43. a. Tez kapsamındaki Kuzey Adıyaman Petrol Sahası ile Şambayat, Doğu Şambayat ve Altıntop sahalarındaki kuyuların konumlarını gösteren plan-görünüm haritası. b. Şambayat, Doğu Şambayat, Altıntop sahalarında çatlak yoğunlukları değişimleri ile birim metredeki çatlak sayısı değişiminin grafiği (Özkaya ve ark., 2019'dan alınmıştır).

Özetle iletken çatlak yoğunluğu, rezervuar iletkenliğini belirlemektedir ve bu durum kuyunun toplam üretimi (EUR'si) ile doğru orantılıdır. Çatlak yoğunluğu ve üretim değerleri, çalışılan beş petrol sahasında değişmekte olup en yüksek çatlak yoğunluğu ile üretim hızı Şambayat'tadır.

Şekil 7.43b'de belirtilen sahaların konumu Şekil 7.25'de verilmiştir. İçi dolu dairelerin boyutları, Sayındere'deki açık çatlakların göreceli yoğunluğunu temsil etmektedir (Özkaya ve ark., 2019'dan alınmıştır). Formasyon rezervuarında üretim hızının en yüksek olduğu Şambayat'ta çatlama yoğunluğu en fazladır. Daha önce Şambayat, Doğu Şambayat ve Altıntop sahalarının kuyuları için yapılan buradaki çalışma ile KAS için de yapılan çalışmaların sonuçları beraber değerlendirilmiştir. Şekil 7.42'de KAS içerisinde 2010 ile 2021 yılları arasında farklı tarihlerde açılarak üretime alınan kuyuların ilk üretim değerleri, bbl/gün olarak verilmiştir.



Şekil 7.44. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki kuyuların XRMI logu kullanılarak elde edilen geçirimli çatlak yoğunluğu ile üretilebilir rezerv grafiği. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası için hesaplananR^2 değeri; 0,62 olarak şekil üzerinde gösterilmiştir.

Daha önce Özkaya ve ark., 2019'da yürütülen çalışmanın verileri, buradaki çalışmanın sahası olan KAS verileri de dahil edilerek Şekil 7.44'de özetlenen iletken çatlak yoğunluğu-toplam üretim grafiği elde edilmiştir.

7.12. Boşlukları Açık Olan Çatlakların Kökeni

Açık çatlak yoğunluğunu kontrol eden sebepler araştırıldı. Bu araştırma için iletken çatlak oluşturma olaylarının jeolojik yaşının belirlemesi ve yapısal deformasyon ile çatlama arasındaki bağıntıyı kurmak gerekmiştir. İletken çatlakların kökeni, diyajenetik sızdırma (Ellis ve ark., 2012) petrol türümü sonrası çatlama (Neilson ve ark., 1998) yeniden aktivasyon-kritik stress altındaki çatlakların kayması (Barton ve arkadaşları, 1997) dahil farklı olabileceğinden bu bağıntının kurulması kolay değildir. Sonuç olarak boşlukları açık olan çatlakların kökeni tam olarak belirlenememiştir.

7.12.1. Açık Çatlakları Oluşturan Yapısal Unsurlar

Sayındere Formasyonu'ndaki açık çatlakların çoğunun muhtemelen tektonik deformasyonun en genç aşamasına ait olduğu ortaya konmuştur (Özkaya ve ark., 2019). Batı Adıyaman Havzasındaki bu faz, Geç Miyosende meydana gelen kıta ile kıta çarpışması ve bindirmeler ile ilgilidir. Şambayat Petrol Sahası açık çatlakları, geniş bir oryantasyon dağılımı sunmasına rağmen (Fotoğraf 7.19, Şekil 7.31, Şekil 7.32) genel olarak Şambayat antiklinali, eksenine paralel olup çatlak gelişimi KB-GD yönlüdür.

Miyosen yaş Şambayat antiklinalinin kanadında kalsit veya petrol dışı başka bir dolgu malzemesi ile dolmamış açık çatlakların gelişimi, kıvrımın eğrilik derecesi ile ilgilidir. Başka bir çatlak tür olan makaslama ve gergi çatlakları, kıvrımın tepesindeki dik kanata yakın olma ile ilgilidir (Stearns, 1968; Cosgrove ve Ameen, 1999). Aynı antiklinalin KD ve KB doğrultulu çatlakları veya çatlak setleri muhtemelen eş zamanlı olarak güneyde gelişen makaslama çatlaklarıyla ilişkilidir (Şekil 7.45).

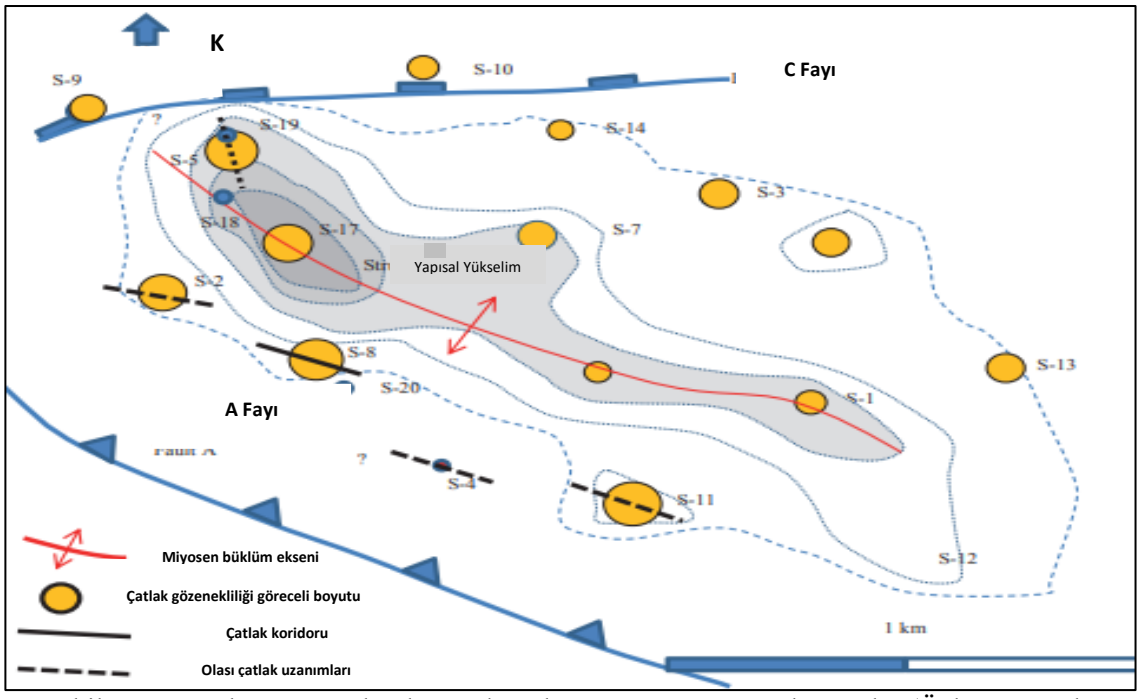
Şambayat Petrol Sahası'ndaki açık çatlakların doğrultu ekseni ile paralel, açık çatlama yoğunluğu ile uyumlu ve tutarlı bir model bulmak zordur. Kuzey-güney yönlü sıkıştırma ile oluşan kıvrım sistemi üzerindeki yapılar sıkışma ile bağlantılı herhangi bir korelasyon göstermemektedirler.

Bunun birçok nedeni olabilir. Bir kıvrım üzerindeki strain dağılımı kıvrım geliştikçe değişir. Ayrıca kıvrımlanma çeşidine bağlı olarak da gelişen yapılar (rampa antiklinalleri, tri-shear veya büyüme kıvrımları) değişim gösterir. Çatlaklar, kıvrım tepelerindeki yapısal eğilimleri takip ederler. Buralarda eğrilik en yüksek değerindeyken çatlaklar, yapının kanatlarında daha dağılmış haldedir.

Buralarda eğrilikle ilgili strain oluşumu zayıftır (Watkins ve ark., 2015). Ayrıca, yeniden kıvrımlanmanın birden çok aşamasının olması nedeniyle yapı-kırık korelasyonları tam kurulamayabilir. Şambayat'ta görülen bazı açık çatlaklar, Geç Eosen tektonizması ile ilişkilendirilmiştir. Yine aynı Şambayat Petrol Sahası'ndaki bazı çatlak grupları, Geç Miyosen antiklinal yapısı ile korelasyon yapılmıştır.

Diğer bir faktör ise, çatlamaya eğilimli istif taşı (boundstone) aralığı sürekli değildir ve Kuzey-Kuzeydoğuya doğru sönümlenir. Bunlar XRMI logunda ve açık kuyu loglarında görülür (Şekil 7.48). Çatlama doğrultusu ve yoğunluğu arasında hiçbir görünür bağıntı yoktur. Bununla beraber çatlama gözenekliliğinin (çatlama açıklığı ile çatlak yoğunluğunun çarpılması) ile çatlak yoğunluğu arasındaki bağıntı, Şambayat Petrol Sahası'ndaki Geç Miyosen antiklinal yapısında (Şekil 7.45, Şekil 7.47, Şekil 7.48) gözlemlenmiştir.

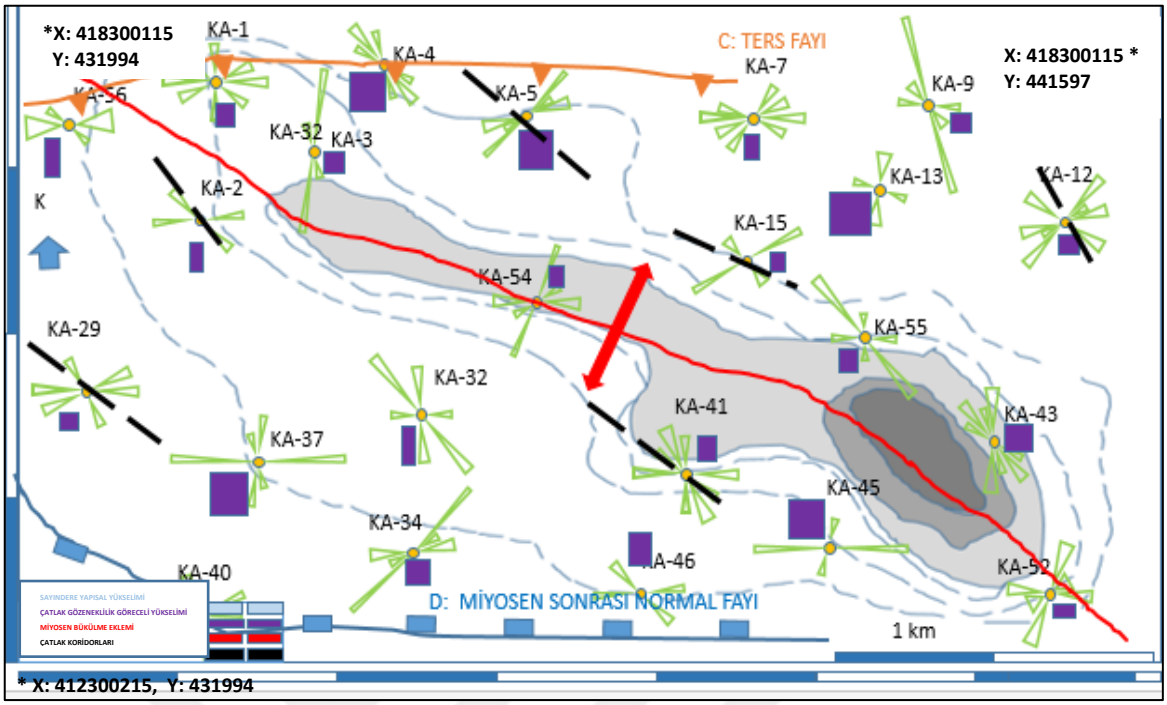
Çatlak oluşumu ve çatlak oluşumuna bağlı olarak gelişen çatlak gözenekliliği, yapının özellikle eğimi fazla olan ve ana ters faya (Fay A, Şekil 7.45) yakın güney kanadında daha sık gözlenmiştir. Söz konusu çatlakların doğrultuları, ana ters fayın doğrultusuna paraleldir. Bu paralellik, petrol yapısının antiklinal ekseni boyunca da devam eder. Antiklinal eğriliğinin coğrafi konum ile ilgisi üzerine yürütülen çalışmalar göstermiştir ki asimetrik antiklinallerin tepelerine yakın bölgelerdeki ön kanatlar, daha yüksek bir eğriliğe sahiptir ve dolayısıyla çekme gerilimine bağlı gelişen çatlaklardaki büyük açıklık-boşluk kümeleri de tam olarak buralarda oluşur (Watkins ve ark., 2015). Büyük açık çatlakların kıvrımının güney kanadındaki dik alanda oluşması, muhtemelen Geç Miyosen yapılanması ile ilgilidir.



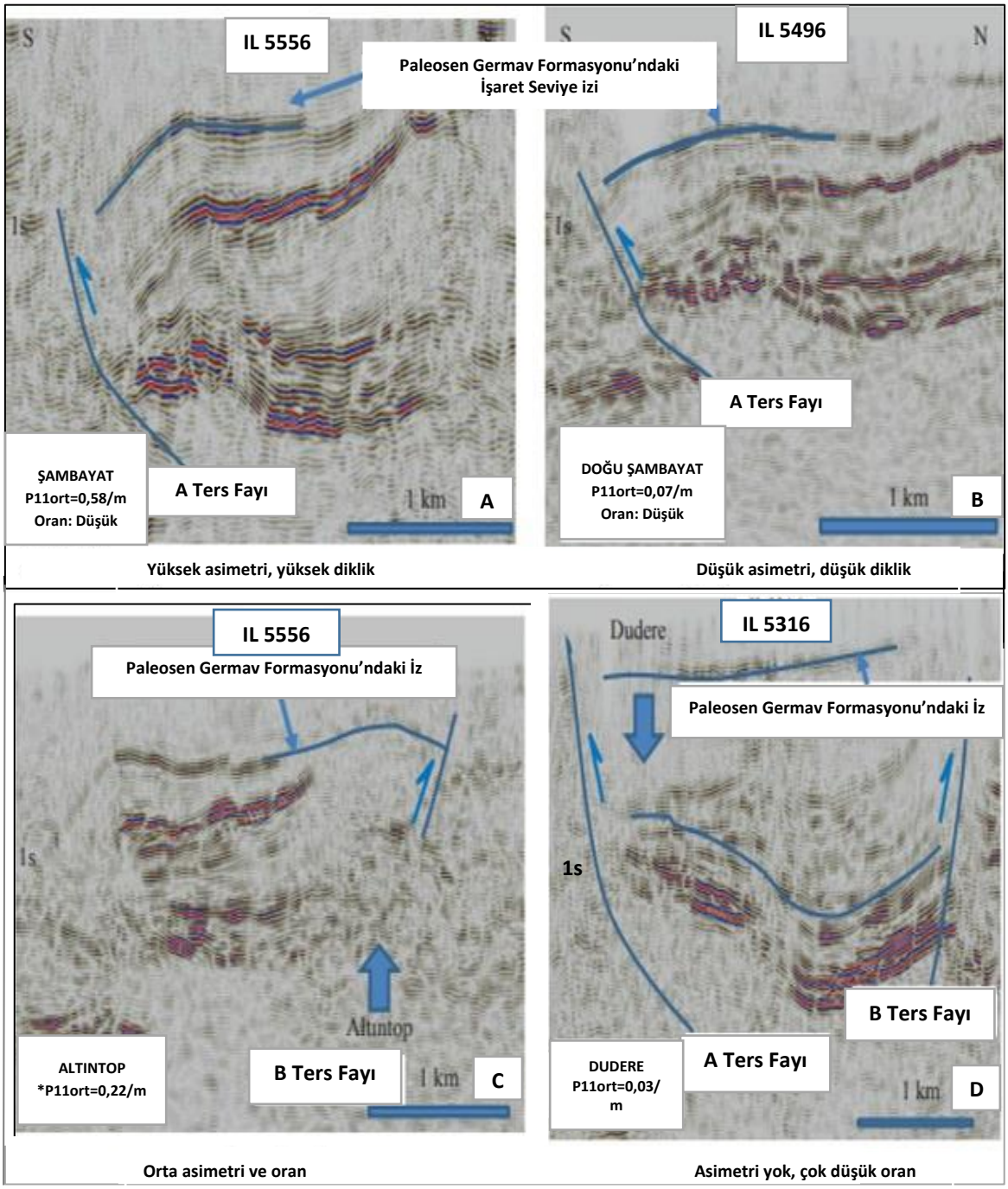
Şekil 7.45. Şambayat Petrol Sahası'nda Paleosen sonrası yapısal unsurlar (Özkaya ve ark., 2019)'dan.

Paleosen sonrası yapı form-çizgi haritası (kesikli kontur çizgisi; bkz. Şekil 7.46'da) ile Sayındere Formasyonu'ndaki nispi çatlak gözenekliliğine karşılık gelen daireler (kuyuların XRMI loglarından türetilip haritada turuncu renkli halkalar şeklindedir) buradaki Şekil 7.45'de gösterilmiştir. Geniş açıklıklı çatlaklar ve çatlama koridorları, dike yakın eğimi olan Şambayat Petrol Sahası'nda meydana gelmektedir. Paleosen sonrası yapıların incelendiği buradaki çalışmanın benzeri, Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda çatlak gözenekliliğinin incelenmesi için bir model olmuştur.

Şekil 7.46'da Şekil 7.45'deki çalışmanın bir benzeri yürütülerek Paleosen sonrası yapısal unsurlar KAS için çizilmiştir. Şekil 7.47'deki sismik kesitte Paleosen sonrası antiklinal yapılar, Şambayat ve Doğu Şambayat sahaları için karşılaştırılmıştır. Çatlak yoğunluğunun Şambayat Petrol Sahası için yaklaşık sekiz kattan fazla (0,58 çatlak/m) olması, Şambayat Petrol Sahası'ndaki antiklinal eğiminin dike yakın olması ve kıvrımın asimetrisi ile açıklanabilir.



Şekil 7.46. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Paleosen sonrası gelişen yapısal unsurların gösterildiği harita



Şekil 7.47. Paleosen sonrası antiklinal yapıların yorumlandığı Kuzey Doğu-Güney Batı yönlü sismik profiller: a) IL 5556 no'lu sismik hat üzerindeki Şambayat Petrol Sahası b) IL 5496 no'lu sismik hat üzerindeki Doğu Şambayat Petrol Sahası c) IL 5566 no'lu sismik hat üzerindeki Altıntop Petrol Sahası d) IL5316 no'lu sismik hat üzerindeki Dudere Petrol Sahası (Sismik kesitlerin lokasyonları için bkz. şekil 7.25); (Özkaya ve ark., 2019). $P11_{ort}$ değeri, petrol sahasında açılan kuyuların XRMI loğlarından elde edilmektedir. Petrol sahasındaki Sayındere Formasyonunda birim metredeki çatlak sayısını temsil etmektedir.

Buradaki profillerde Şambayat ve Doğu Şambayat sahaları karşılaştırılmıştır. Profiller, kıvrımların dikliğini ve göreli asimetrisini göstermektedir. P_{ort}, Sayındere Formasyonu'ndaki ortalama açık çatlak yoğunluğunu ifade eden kısaltmadır. Profil konumları Şekil 7.25'de verilmiştir. Şambayat ve Doğu Şambayat sahaları ile karşılaştırmalı olarak Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda çatlak yoğunluğu, 0,11 çatlak/m olarak hesaplanmıştır.

Şekil 7.47'deki ILL 5556(A) ile IL5496 (B)'de verilen formasyon bilgileri, sırasıyla AL-4 ile DD-7 kuyu verileri kullanılarak hazırlanmıştır. Şekil 7.47'de Profiller, kıvrımların dikliğini ve göreli asimetrisini gösterilmektedir. P_{ort}, Sayındere Formasyonu'ndaki ortalama açık çatlak yoğunluğudur. Buradaki Profillerin konumları Şekil 7.25 'de gösterilmiştir. Altıntop ile Dudere sahalarının Paleosen sonrası antiklinal yapıları, KAS'na daha çok benzeşim göstermektedir.

Miyosen Kıvrım Genliği ve Açık Çatlak Yoğunluğu

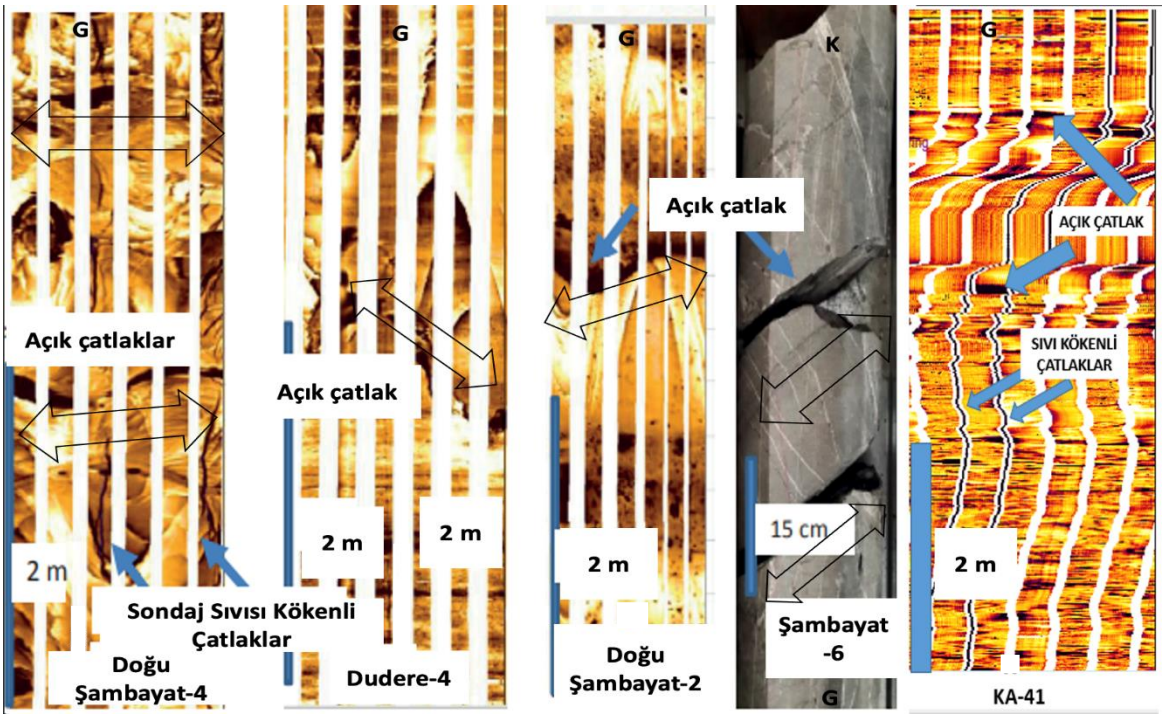
Sismik profili (Şekil 7.44)'de verilen Şambayat Petrol Sahası'nın yapısal unsurları ile çatlak gözenekliliği arasındaki bağıntı incelenmiştir (Şekil 7.43.a). Burada elde edilen Şekil ve grafiklerin birlikte değerlendirilmesi (Şekil 7.36, Şekil 7.46) sonucuna göre açık çatlakların çatlama gözenekliliği ile Geç Miyosen deformasyonunun ilişkilendirilebileceği anlaşılmıştır.

Açık çatlakların göreceli yoğunluğu, buradaki çalışma boyunca bakış açısına göre değişmektedir (Şekil 7.46). Eğer açık çatlaklar Geç Miyosen deformasyonu ile bağlantılı ise, Geç Miyosen'deki farklılıklar dört petrol sahası boyunca tahmin edilebilir. Çalışılan 4 sahada Miyosen kıvrım geometrisinin karşılaştırılması, açık çatlak yoğunluğundaki farklılığa örnektir. Paleosen'de Üst Germav Formasyonunu deforme eden Miyosen kıvrımlanması, daha sıkı ve daha asimetrik olup Şambayat Petrol Sahası, Doğu Şambayat ile Altıntop veya Dudere (Şekil 7.35)'ye göre daha yüksek genliklidir. Dört sahadaki açık çatlak yoğunlukları, kuyuların kıvrım sıkılığı ve asimetrisi ile korele edilmiştir (Şekil 7.44 ile Şekil 7.45). En sıkı yapıda ve asimetrisi en yüksek olan yapının, En yüksek çatlak yoğunluğu ile Şambayat yapısında olduğu görülmüştür. Kuzey Adıyaman ile Dudere Petrol Sahası, en düşük yoğunluğu ve en az asimetrisi olan sahalardır. Yine Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda daha sonra eşik enerji stresi analizi sürecinde değerlendirilecek temel jeomekanik parametre olan (Şekil 7.25 örneğinde görüldüğü gibi) Shmax 'in yön bilgisi, KAS'nda açılan 11 adet kuyunun XRMI logu değerlendirilerek Şekil 7.36 örneğinde olduğu gibi hesaplanmıştır.

Açık çatlak yoğunluğu, üretim oranı ile EUR, kıvrım geometrisi ve açık çatlak yoğunluğu bilgileri birlikte değerlendirilip (Şekil 7.47) korele edildiğinde, asimetrik Geç Miyosen antiklinalleri, Batı Adıyaman Havzasında en fazla hidrokarbon keşif özelliğine sahip olduğu görülmüştür.

Açık ve Çimentolu Çatlaklar ile Petrol Türümü Bağıntısı

Açık çatlakların yoğunluklarındaki değişimin nedeni, çalışma alanındaki çatlaklarda ayrıca araştırılmıştır. Açık çatlaklar genellikle Şambayat antiklinalindeki (Şekil 7.36, Şekil 7.47) KKB-GGD doğrultulu Yapının eksenine paralel olup aynı doğrultu üzerindeki açık çatlaklar yapıları, KAS antiklinalinde (Şekil 7.36, Şekil 7.47) de gözlemlenmiştir.



Şekil 7.48. Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi: Doğu Şambayat -4, Dudere-4 Doğu Şambayat-2, Kuzey Adıyaman-41 kuyusu XRMI log verileri ile Şambayat-6 kuyusu karot verisinin karşılaştırmalı analizi (Özkaya ve ark., 2019'dan alıntılanarak yeniden çizilmiş ve yorumlanmıştır).

KAS kuyusu olan KA-41 kuyusu, daha önce gerçekleştirilen Sayındere Formasyonu içerisindeki çatlakların karşılaştırılmalı analizine (Özkaya ve ark., 2019) Şekil 7.48'de görüldüğü gibi dahil edilmiştir. Şekil 7.44a'da dirençli ile iletken çatlak yoğunluğunun çizimi yapılmıştır. Şekil 7.44b'de dirençli çatlak ile iletken çatlak arasındaki grafik, Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda yürütülen çalışma sonrası veri seti zenginleştirilerek yeniden çizilmiştir.

Dirençli çatlaklar tüm sahalarda aşağı yukarı benzer bir yoğunluğa sahipken, iletken çatlak yoğunluğunda önemli belirgin farklılıklar (Şekil 7.44a, Şekil 7.44b) vardır. Bu da iletken ve dirençli çatlakların büyük bir kısmının farklı yaşlardaki farklı yapısal olaylar sonucu meydana geldiğini göstermektedir. Bu durum, çalışılan beş sahada ve dört farklı yaş için iletken ve dirençli çatlak yoğunluğuna göre değişmektedir.

Farklı jeolojik yaşlar için değişen çatlak yoğunluğu, istatistiksel verilerle de desteklenmiştir. Bu verilerde iletken ve dirençli çatlak yoğunluğunun 4 saha boyunca değişimi çalışılmıştır. Çatlak yoğunluğu ve dirençli çatakların sayısı arasındaki bağıntı incelenmiştir. Ayrıca iletken çatlaklar ile çatlakların oluşum yaşları karotlar ile kuyu logları imaj görüntülerine bakılarak çalışılmıştır (Şekil

7.44, Şekil 7.45). Hem karot hem de sondaj XRMI loglarında açık çatlakların çimentolu çatlakları kesmediği ve/veya onların yerini değiştirdiği görülmektedir (Şekil 7.48).

Sayındere Formasyonu içerisinde temelde iki tip çatlak görülmüştür: i) Açık (çimentosuz) ii) Kapalı/Dolgulu (çimentolu çatlaklar). Çimentolu (içi dolgulu olan ve direnç okuması yüksek olan çatlaklar), zamansal olarak açık çatlaklardan önce oluşmuşlardır. Önceki yapısal analizlere göre; Adıyaman Havzasının batısındaki önemli bir deformasyon evresi, Sayındere Formasyonu'nun çökelmesinden kısa bir süre sonra Kampaniyen döneminde olmuştur. Söz konusu deformasyona faylanma ve kıvrımlanmanın eşlik ettiği belirtilmekte (Şengör ve Yılmaz, 1981; Yılmaz, 1993), Çatlakların oluşumunun da aynı evrede geliştiği düşünülmektedir. Diğer iki deformasyon fazı Maastrihtiyen sonu ve Paleosen döneminde petrolün oluşumundan önce meydana gelmiş, petrolün göçü Eosen'de başlamıştır. Kalsit çimentolanması sürecinin, hemen her çatlama olayından sonra başlayabileceği öngörülmüştür. Kampaniyen dönemi çatlaklarının benzer şekilde, Maastrihtiyen ve Geç Eosen çatlaklarının oluşumundan önce kalsit çimento ile doldurulmuş olduğu öngörülmüştür.

Şekil 7.31 ile Şekil 7.32'de gözlendiği üzere yalnızca büyük açıklıkları olan çatlaklar, kısmen kalsit çimento ile dolmuştur. Kısmen çimento ile dolu olan çatlaklarda petrol yerleşimi devam etmiştir. Bu durum şu model ile uyumludur: Çimento dolu çatlaklar petrol türümünden önce var olup petrolün türeyerek engelle karşılaşmadan çatlaklardan içeriye doğru göçünü kısmen engellemişlerdir.

Çimento, çatlak duvarlarından içeriye doğru türemiştir. Kısmen çimentolu olan çatlakların jeolojik yaşını da tahmin etmekte güçlük mevcuttur.

Burada bahsedilen çatlaklar Kampaniyen yaşında olabilirler ki bu durumda çimentolanma süreci o kadar yavaştır ki büyük çatlaklarda hala biraz açıklık mevcuttur. Kampaniyen yaşına ait olamayan buradaki çatlakların petrolün yerleştirilmesinden önceki son deformasyon aşaması olan Eosen'e ait olduğu düşünülmüştür. Çatlakların Eosen yaşına ait olduğu düşünülmüştür. Bu durumda çatlak boşluklarının kalsit ile dolabilmesi için çok daha kısıtlı bir zaman geriye kalmaktadır.

Kısmen dolu çatlaklar ile karşılaştırmalı olarak açık çatlaklar (Fotoğraf 7.19, Fotoğraf 7.20'de görüldüğü gibi) sadece petrol lekesi ile dolu olup bu çatlaklar çimentolu çatlakları kesmektedir. Söz konusu açık çatlaklar ya çok yenidir ya da petrolün varlığı kalsit çimentolamasını engellemiştir veyahut da Geç Miyosen boyunca çatlak gelişimi devam etmiştir.

Yukarıda açıklanan gözlemler, petrol yerleşiminden önce oluşan çatlakların tamamen veya kısmen kalsit çimento ile doldurulmuş olup petrol türümünü engellendiği düşüncesini desteklemektedir. Bununla beraber petrol türümünden sonra oluşan çatlaklar ise açık kalmıştır.

Bu yüzden serbest dolaşan Petrol türümü, Sayındere Formasyonu'nda kalsit çimentolanmayı durdurmuş veya engellemiş olmalıdır.

7.13. Matriks Depolama Kapasitesinin Çatlak Analizindeki Önemi

Litoloji içerisinde doğal olarak gelişen bir birincil gözeneklilik (tane arası, kristal arası, erime boşluklu, iğne ucu) olabildiği gibi sonradan ikincil olarak gelişen gözeneklilik (çatlak gözenekliliği gibi) de olabilmektedir. Genellikle birincil gözeneklilik, rezervuar ortamında oluşan litolojinin kırıntıları arasındaki matriks boşluklarında bulunmaktadır.

Yukarıda sunulan açıklamalara göre, Geç Kampaniyende Sayındere Formasyonu'nun havzaya çökelmesinden hemen sonra süregelen tektonik nedeniyle bölgede antiklinal kapanlar oluşmuş, ancak Eosen'e kadar petrol türümü oluşmamıştır. Sayındere Formasyonu çökeliminin hemen ardından Kampaniyen ve Maastrihtiyen sürecinde hüküm süren tektonizma sırasında oluşan çatlaklar, petrol türümünden önce çoğunlukla kalsit çimento ile doldurulmuştur. Sadece petrol türümü sonrası Geç Eosen ve (genel olarak) Geç Miyosen döneminde gelişen çatlaklar, ortamdaki petrol türümü nedeniyle birim içerisindeki kalsit çimentolanmasını engellemiş veya yavaşlatmıştır.

Matriks depolama, ikincil gelişen çatlak boşluğuna gerek olmadan litoloji içerisindeki doğal boşlukta petrolün birikerek depolanmasıdır. Buradaki modele göre, göç eden petrolün önceden var olan kapanlarda birikebilmesi için rezervuar ortamda halihazırda matriks oluşumunu gerektirmektedir.

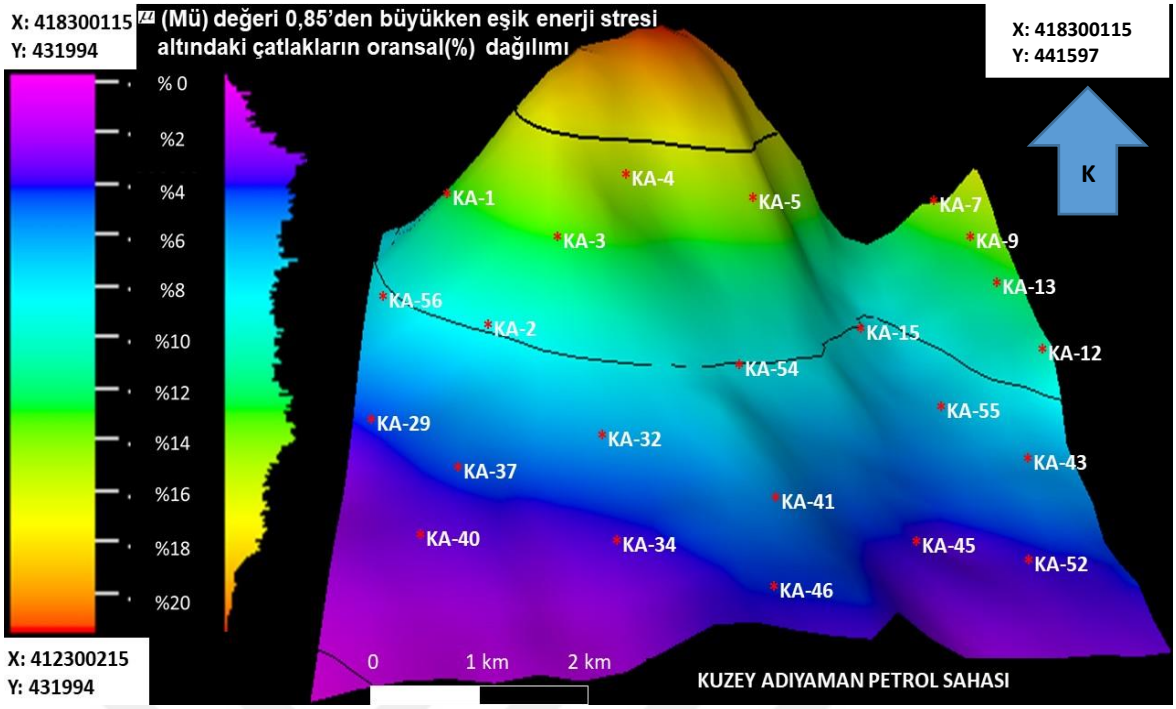
Sayındere Formasyonu'nun altındaki Karaboğaz ve Karababa rezervuarları muhtemelen Eosen döneminde gelişen ilk petrol göçünün ana kaynağını oluşturmuştur (Şekil 7.28). Bu yüksek gözenekli rezervuarlardaki petrol, daha sonra Sayındere Formasyonu'nda Geç Miyosen tektonizmasına bağlı olarak gelişen çatlaklara göç etmiştir.

Şambayat Petrol Sahası'ndaki petrol üretimi, Sayındere Formasyonu'nun 1 No'lu Fasiyesine ait rezervuarlarda açılan birkaç deneme kuyusunda üretilmiştir. Sayındere Formasyonu'nun 1 No'lu Fasiyesine ait alttaki matriks rezervuarı suyla dolduğundan üretim yapılan Kuyuların çatlaklı aralıkları yeniden perfore edilmiş, sonuç olarak çatlakların üretim kapasitesi arttırılmıştır.

7.14. Sayındere Formasyonu Çatlak Analizleri

7.14.1. Sayındere Formasyonu'nun Rezervuar Seviyedeki Çatlak Ölçüm Verilerinin Mostradakilerle Korelasyonu

Kuyularda kesilen Sayındere Formasyonu rezervuar seviyelerinde değerlendirilen çatlaklar ile Adıyaman ili Tut ilçesinde mostra veren aynı birimdeki çatlakların doğrultu-eğim değerlerinin korele edilebilmesi için sahada da birtakım ölçümlerin gerçekleştirilmesi programlanmıştır. Bu amaçla, saha çalışmalarını gerçekleştirmek üzere Sayındere Formasyonun yüzeylendiği ve alt-üst sınırlarının Karaboğaz ve Kastel Formasyonları ile belirlendiği bir arazi seçilmiştir (Şekil 7.50).



Şekil 7.49. Adıyaman'ın kuzeyinde kazılan kuyuların verileri kullanılarak hazırlanan Sayındere Formasyonu'ndaki μ (Mü) değerinin 0,85'den büyük olduğu durumdaki eşik enerji stresi altında gelişen çatlakların coğrafik bölgelere göre sayısal oran dağılım haritası

Arazide ölçülen çatlak verileri bir araya getirilirken eş zamalı olarak KAS için, Kuzey Adıyamanda açılan kuyuların XRMI log verileri kullanılarak eşik enerji stresi analizinde en çok yararlanılacak olan harita olan : 'Mü değerinin (μ) 0,85'den büyük olduğu durumdaki eşik enerji stresi altında gelişen çatlakların sayısı' haritası tamamlanmıştır.

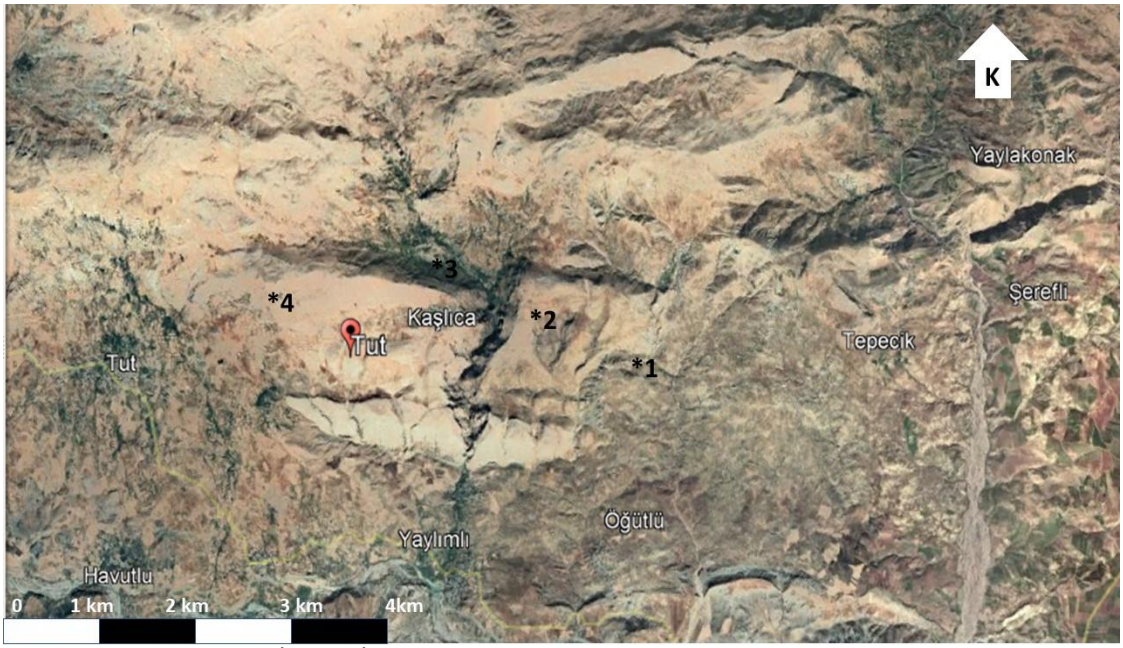
Sayındere Formasyonu'ndaki Mü değerinin (μ) 0,85'den büyük olduğu durumda şu bölgelerde Sayındere Formasyonu'nun çatlak gelişimi izlenmiştir. Bu gözlemle, eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısı ile geçirimli çatlakların KAS'nın kuzeyinde geliştiği gözlemlenmiştir. Benzer şekilde çatlaklı rezervuar özelliği olan Sayındere Formasyonu'nun, Mü değeri 0,85 (μ)'den büyükken eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısal oran dağılımının coğrafi konumunun izlenebilmesi için Şekil 7.49'daki üç boyutlu topografik harita hazırlanmıştır. Sayındere Formasyonu'nun, Mü değeri (μ) 0,85'den büyükken eşik enerji stresi altındaki çatlakların sayısal oran dağılımını veren 3 boyutlu haritada görülen eşik enerji stresi altındaki çatlakların oransal dağılmındaki değişkenlik ve bu değişkenliğin arttış gösterdiği özellikle Kuzey Kuzey batı bölgesinde değişmesinin soncu şu yargıya varılmıştır: 'Arazide gözlemlenen Sayındere Formasyonu'nun kendi içerisinde litofasiyeslerin oranlarında ve çeşitlerine ek olarak Kretase-Eosen-Miyosen tektonizmasının etkilerinin en çok gözlemleneceği alanın, Çalışma alanınn en çok Kuzey ile kuzeybatısı olması muhtemeldir. Arazide dört farklı coğrafi pozisyonda yapılan çatlak ölçümlerinde bu öngörünün tutarlı olduğu yerinde teyit edilmiştir.

7.14.2. Sayındere Formasyonu Arazi Çalışması İçin Kullanılan Alet ve Metotlar

Mostrada yapılan saha çalışmasında Burunton marka pusula ve Magellan marka GPS kullanılmıştır. Yüzeyde çatlakların doğrultu-eğim bilgileri ile beraber ölçüm yapılan noktanın coğrafi koordinatlarını veren ve stereonet çizimlerini yapan "Fieldmove-clino" adlı bir yazılım uygulaması da arazide denendi. Yüzeyde çatlakların doğrultu-eğim bilgileri ile beraber ölçüm yapılan noktanın coğrafi koordinatlarını veren ve stereonet çizimleri "Fieldmove-clino" adlı yazılıma aktarıldı.

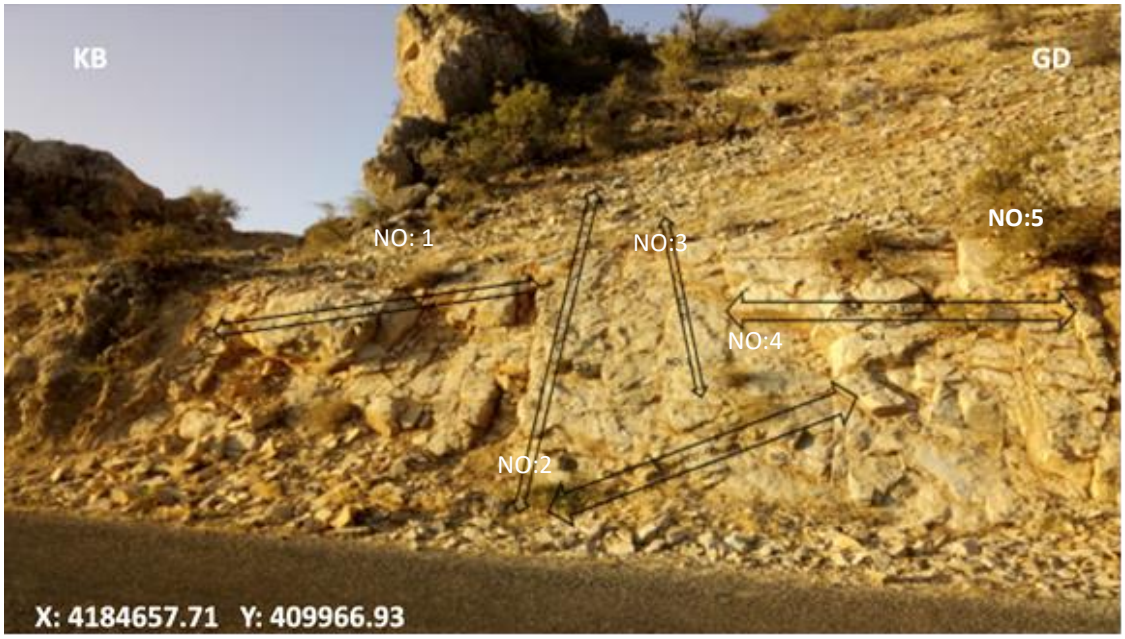
7.14.3. Sayındere Formasyonu'nun Mostrada İrdelenmesi

Çalışma yapılan 1 numaralı bölgedeki Sayındere Formasyonu çatlak ölçüm verisi toplama alanı, Adıyaman İli Tut İlçesindeki Kaşlıca köyü merkezinin 1,5 km kuzey doğusundaki mesafededir (Şekil 7.50). Burada 1 numaralı çalışma alanındaki 0,75 km^2'lik bir alanda çatlak sistemleri incelenmiş ve sırasıyla Karaboğaz Formasyonu'ndan 4 adet, Sayındere Formasyonu'ndan 106 adet, Kastel Formasyonu'ndan 17 adet olmak üzere toplam 127 adet çatlağın doğrultu-eğim ve eğim yönleri ölçülmüştür.

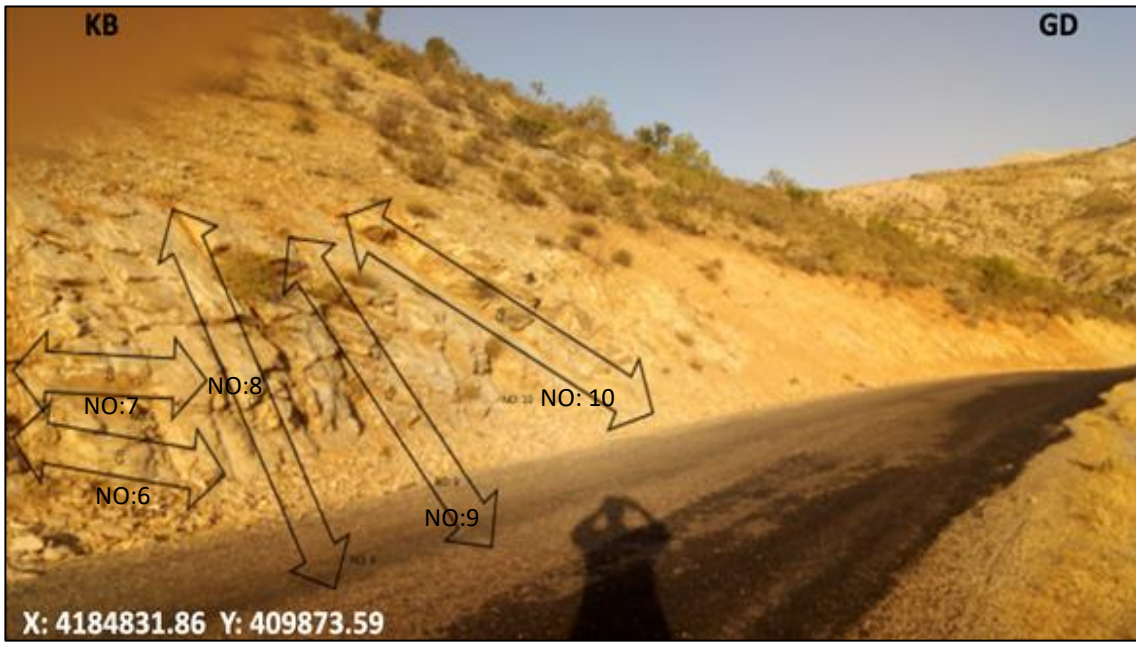


Şekil 7.50. Adıyaman İli Tut İlçesindeki Kaşlıca köyü civarında Sayındere Formasyonu'ndan ölçülen çatlakların yer aldığı istasyonların konumu. *1: 1 Nolu çatlak ölçüm istasyonu *2: 2 Nolu çatlak ölçüm istasyonu *3: 3 Nolu çatlak ölçüm istasyonu *4: 4 Nolu çatlak ölçüm istasyonu

Bir (1) numaralı istasyonda yapılan çalışmaya ait 102 adet çatlağın doğrultu-eğim değerleri Fotoğraf 7.21'den Fotoğraf 7.40'a kadar devam eden fotoğraflarda gösterilmiştir.



Fotoğraf 7.21. 1 numaralı istasyonda ölçülen 1-2-3-4-5 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)



Fotoğraf 7.22. 1 numaralı istasyonda ölçülen 6-7-8-9-10 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.23. 1 numaralı istasyonda ölçülen 11-12-13-14-15 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

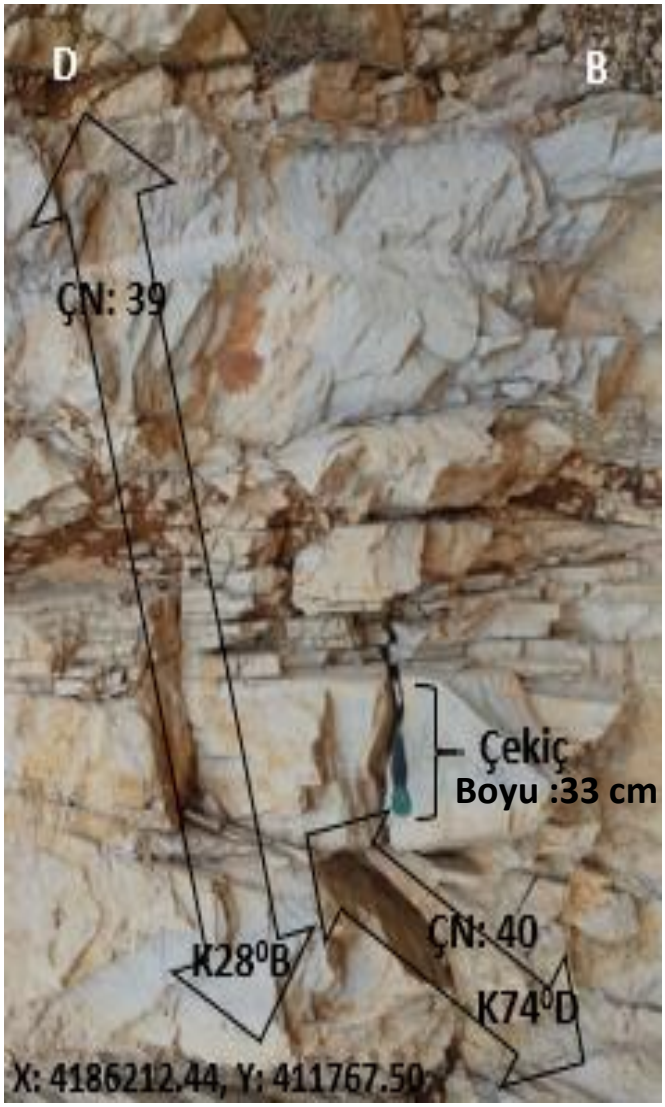
Fotoğraf 7.24. 1 numaralı istasyonda ölçülen 16-17-18-19-20 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.25. 1 numaralı istasyonda ölçülen 21-22-23-24-25 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.26. 1 numaralı istasyonda ölçülen 26-27-28-29-30 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.27. 1 numaralı istasyonda ölçülen 31-32-33-34-35 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

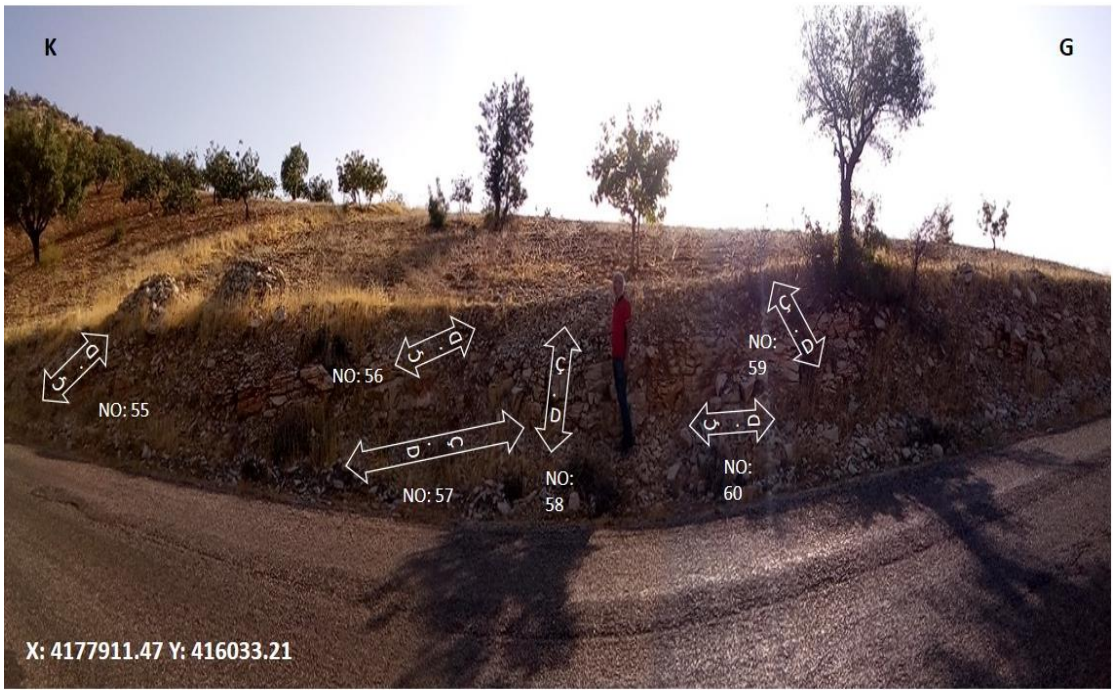
Fotoğraf 7.28. 1 numaralı istasyonda ölçülen 36-37-38 no'lu çatlakların mostra görünümleri



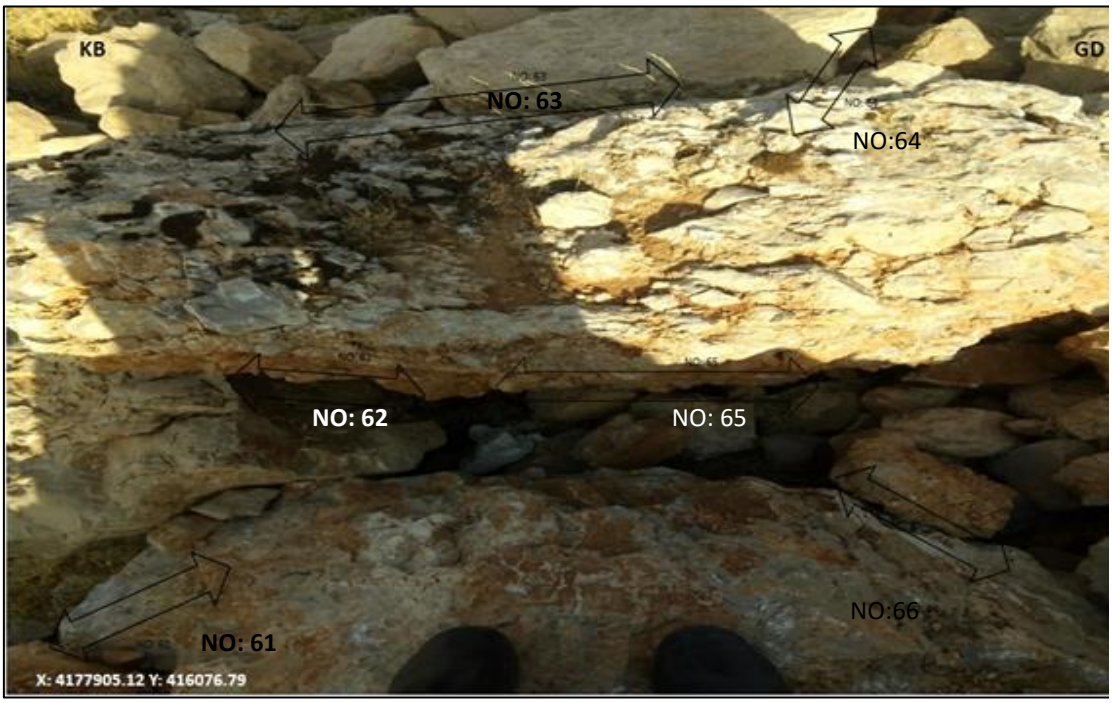
Fotoğraf 7.29. 1 numaralı istasyonda ölçülen 39-40 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.30. 1 numaralı istasyonda ölçülen 41-42-43-44-45-46 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.31. 1 numaralı istasyonda ölçülen 47-48-49-50-51-52-53-54 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)



Fotoğraf 7.32. 1 numaralı istasyonda ölçülen 55-56-57-58-59-60 no'lu Çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

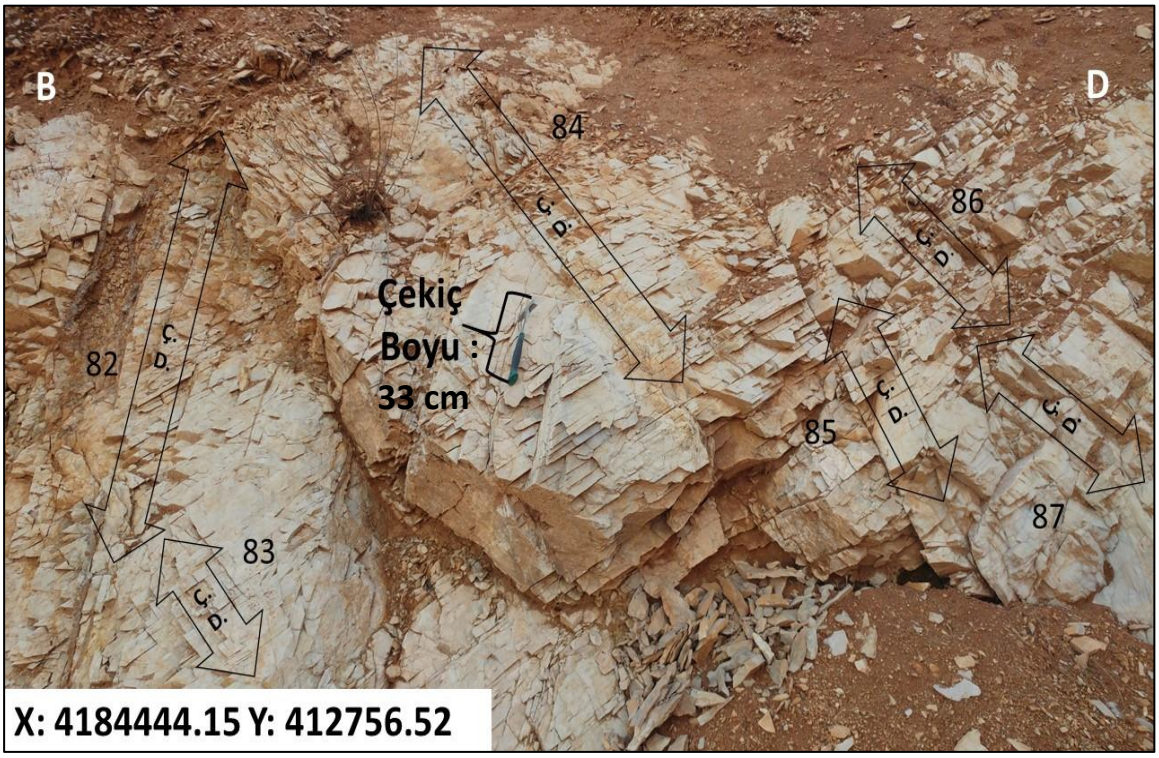


Fotoğraf 7.33. 1 numaralı istasyonda ölçülen 61-62-63-64-65-66 no'lu Çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

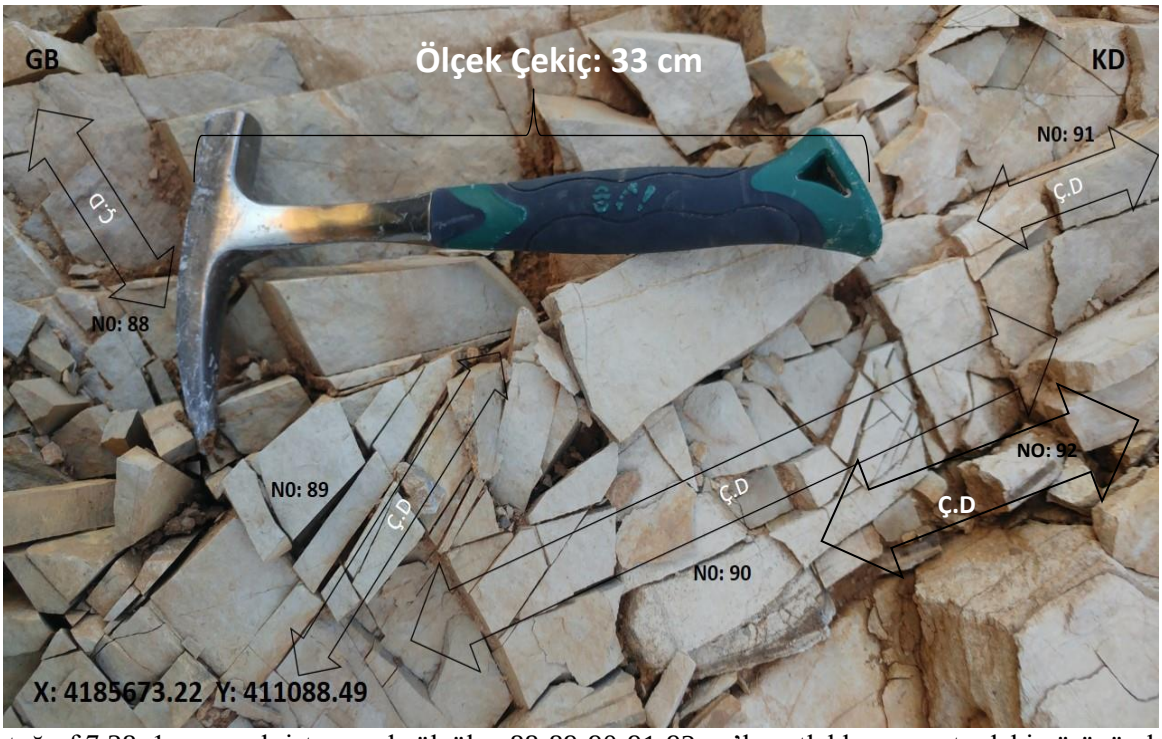
Fotoğraf 7.34. 1 numaralı istasyonda ölçülen 67-68-69-70-71 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.35. 1 numaralı istasyonda ölçülen 72-73-74-75-76 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.36. 1 numaralı istasyonda ölçülen 77-78-79-80-81 no'lu çatlakların mostradaki 4görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

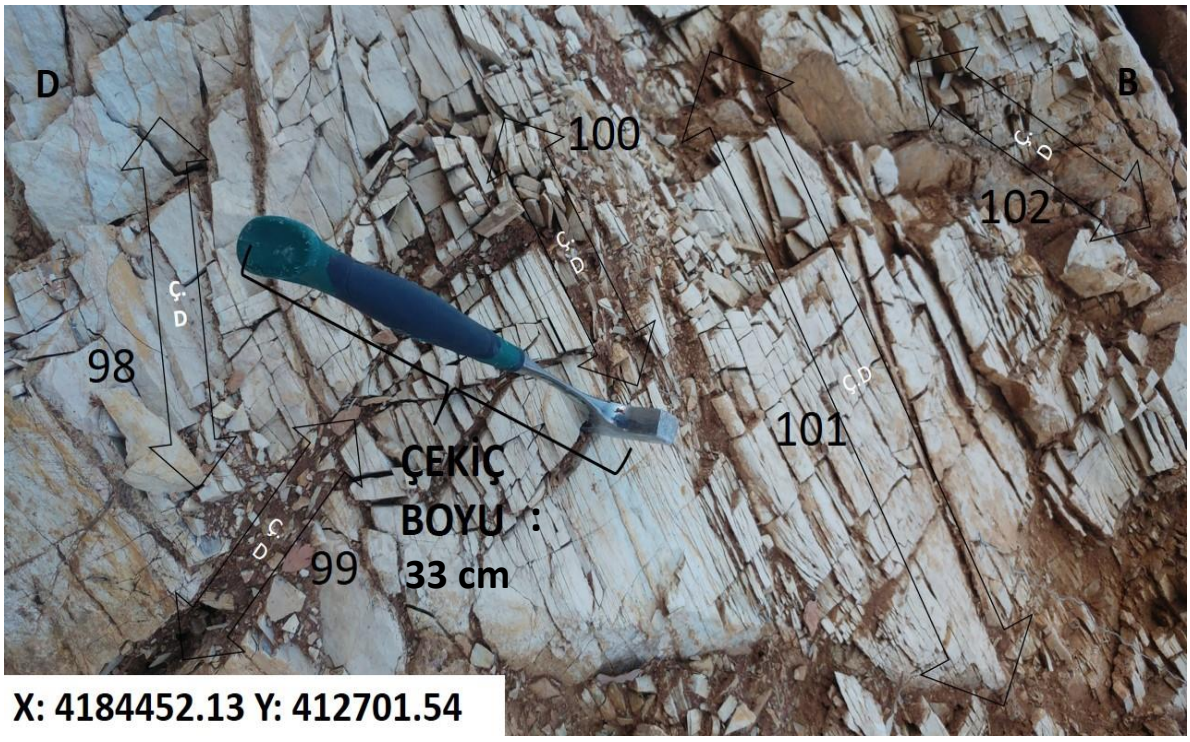


Fotoğraf 7.37. 1 numaralı istasyonda ölçülen 82-83-84-85-86-87 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)



Fotoğraf 7.38. 1 numaralı istasyonda ölçülen 88-89-90-91-92 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.39. 1 numaralı istasyonda ölçülen 93-94-95-96-97 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)



Fotoğraf 7.40. 1 numaralı istasyonda ölçülen 98-99-100-101-102 no'lu çatlakların mostradaki görünümleri (Düzlem ölçüm değerleri için bkz Çizelge 7.14)

Fotoğraf 7.21 ile Fotoğraf 7.40 arasında 1 no'lu istasyonda ölçümü yapılan 266 çatlağın 102'si gösterilmiştir. Brunton pusula ve Fieldmove yazılımının akıllı telefon uygulaması yardımıyla ölçülen çatlak ölçüm değerleri, veri tablosuna aktarıldı.

1 numaralı istasyon olan Çalışma Alanında gözlenen Sayındere Formasyonu içerisindeki 266 adet çatlağın değişkenleri (doğrultu, eğim ve atım miktarları) ölçülerek daha sonra büro çalışması için değerlendirilmek üzere veri tabloları (Çizelge 7.14) bir araya getirildi.

Çizelge 7.15. Tut İlçesinin Kaşlıca köyü merkezi civarında yer alan 1 nolu istasyonda ölçülen çatlakların doğrultu-eğim, litoloji ve diğer bilgilerin sunulduğu çizelge

1 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
1	421179,7	4142879,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	14	1	GD
2	421176,7	4142882,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	2	KB
3	421173,6	4142885,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	78	3	GD
4	421170,5	4142888,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	4	KB
5	421167,5	4142891,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	57	5	GD
6	421165,4	4142893,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	76	6	GD
7	421163,4	4142895,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	65	7	GD
8	421161,4	4142897,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	8	KB
9	421159,3	4142899,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	9	GD
10	421157,3	4142901,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	10	KB
11	421155,2	4142903,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	74	11	GD
12	421153,2	4142905,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	46	11	GD
13	421151,2	4142907,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	11	GD
14	421149,1	4142909,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	11	GD
15	421147,1	4142911,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	11	GD
16	421145	4142913,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	11	KB
17	421143	4142915,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	11	KB
18	421141	4142917,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	11	GD
19	421138,9	4142919	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	24	11	KB
20	421136,9	4142921	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	14	11	GD
21	421134,8	4142923	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	11	KB
22	421132,8	4142925	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	35	11	GD
23	421130,6	4142927	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	25	11	GD
24	421128,3	4142928,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	11	KB
25	421126,1	4142930,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	52	11	GD
26	421123,8	4142932,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	11	GD
27	421121,6	4142934,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	11	KB
28	421119,1	4142937,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	11	GD
29	421116,7	4142939,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	15	KB
30	421114,2	4142941,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	16	GD
31	421111,8	4142944	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	46	17	KB
32	421109,3	4142946,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	78	18	GD
33	421106,9	4142948,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	19	KB

1 numaralı istasyondaki çatlakların formasyon, litoloji, çatlak tipi ve çatlak eğimi, doğrultu ve eğim yönü bilgilerinin bir araya getirildiği veri tablosu, 34.çatlak ölçüm verisinden devam edecek şekilde Çizelge 7.15. Devamı-1'de verilmiştir

Çizelge 7.15. Devamı-1

1 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
34	425308,9	4226574	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	74	20	KB
35	425305,8	4226577	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	45	21	KB
36	425302,8	4226580	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	36	22	GD
37	425299,7	4226583,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	75	23	GD
38	425296,6	4226586,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	24	GD
39	425294,5	4226588,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	25	25	KB
40	425292,5	4226590,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	63	25	GD
41	425290,4	4226592,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	64	25	KB
42	425288,3	4226594,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	64	30	KB
43	425286,3	4226596,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	76	31	KB
44	425284,2	4226598,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	88	32	KB
45	425282,2	4226600,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	42	33	GD
46	425280,1	4226602,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	2	33	GD
47	425278	4226604,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	81	33	KB
48	425276	4226606,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	32	33	GD
49	425273,9	4226608,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	33	KB
50	425271,9	4226610,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	33	KB
51	425269,8	4226612,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	28	33	GD
52	425267,7	4226614,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	16	33	KB
53	425265,7	4226616,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	24	33	KB
54	425263,6	4226618,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	21	33	KB
55	425261,6	4226620,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	23	33	GD
56	425259,3	4226622,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	64	33	KB
57	425257	4226624,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	86	33	KB
58	425254,8	4226626,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	33	GD
59	425252,5	4226628,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	54	33	KB
60	425250,2	4226630,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	25	33	KB
61	425247,8	4226632,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	23	33	KB
62	425245,3	4226635,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	21	33	KB
63	425242,8	4226637,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	20	35	KB
64	425240,3	4226639,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	13	36	KB
65	425237,9	4226642,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	37	GD
66	425235,4	4226644,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	56	38	GD

1 no'lu istasyondaki çatlakların formasyon, litoloji, çatlak tipi ve çatlak eğimi, doğrultu ve eğim yönü bilgilerinin bir araya getirildiği veri tablosu, 67.çatlak ölçüm verisinden devam edecek şekilde; Çizelge 7.15. Devamı-3.'de, 100.çatlak ölçüm verisinden devam edecek şekilde, Çizelge 7.15. Devamı-4'de 133.çatlak ölçüm devam edecek şekilde sırasıyla verilmiştir.

Çizelge 7.15. Devamı-2

1 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
67	429438,2	4268421,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	38	KB
68	429435	4268424,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	13	38	KB
69	429431,9	4268427,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	78	38	GD
70	429428,8	4268430,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	64	45	KB
71	429425,7	4268433,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	55	46	KB
72	429423,6	4268435,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	65	47	GD
73	429421,5	4268437,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	48	GD
74	429419,4	4268439,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLKLK	54	48	KB
75	429417,4	4268441,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	54	48	GD
76	429415,3	4268443,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	48	KB
77	429413,2	4268445,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	23	50	KB
78	429411,1	4268447,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	32	51	GD
79	429409	4268449,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	37	52	KB
80	429407	4268451,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	64	53	KB
81	429404,9	4268453,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	53	KB
82	429402,8	4268455,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	44	53	KB
83	429400,7	4268458	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	53	KB
84	429398,6	4268460	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	53	KB
85	429396,6	4268462	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	49	53	KB
86	429394,5	4268464,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	53	53	GD
87	429392,4	4268466,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	55	53	KB
88	429390,3	4268468,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	53	KB
89	429388	4268470,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	76	53	KB
90	429385,7	4268472,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	65	53	KB
91	429383,4	4268474,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	53	GD
92	429381,2	4268476,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLKK	54	54	GD
93	429378,9	4268478,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	54	KB
94	429376,4	4268480,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	45	54	GD
95	429373,9	4268483	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	54	54	KB
96	429371,4	4268485,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	33	54	KB
97	429368,9	4268487,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	55	54	KB
98	429366,4	4268490,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	76	55	KB
99	429363,9	4268492,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	56	KB

.

Çizelge 7.15. Devamı-3

1 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
100	433567,4	4310268,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	57	KB
101	433564,2	4310271,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	13	58	KB
102	433561,1	4310274,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	78	59	KB
103	433557,9	4310277,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	64	60	KB
104	433554,8	4310280,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	55	65	GD
105	433552,7	4310282,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	65	66	GD
106	433550,6	4310285	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	67	KB
107	433548,5	4310287	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	54	68	KB
108	433546,4	4310289,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	69	GD
109	433544,3	4310291,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	69	KB
110	433542,2	4310293,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	23	69	KB
111	433540,1	4310295,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	32	70	GD
112	433538	4310297,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	37	70	GD
113	433535,9	4310299,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	64	70	GD
114	433533,8	4310301,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	43	70	KB
115	433531,7	4310303,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	44	70	KB
116	433529,6	4310305,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	47	70	KB
117	433527,5	4310307,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	70	GD
118	433525,4	4310309,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	49	80	KB
119	433523,3	4310311,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	53	81	KB
120	433521,2	4310313,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	55	82	KB
121	433519,1	4310315,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	83	GD
122	433516,8	4310317,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	76	84	GD
123	433514,4	4310320	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	65	85	KB
124	433512,1	4310322,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	55	86	KB
125	433509,8	4310324,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	76	87	KB
126	433507,5	4310326,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	88	KB
127	433505	4310328,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	27	89	KB
128	433502,5	4310330,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	66	89	KB
129	433500	4310333,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	59	90	K
130	433497,4	4310335,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	21	90	G
131	433494,9	4310338	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	29	90	G
132	433492,4	4310340,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	88	90	G

Çizelge 7.15. Devamı-4

1 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
133	437696,6	4352115,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	13	90	K
134	437693,4	4352118,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	28	90	K
135	437690,2	4352122	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	90	G
136	437687	4352125,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	33	90	K
137	437683,9	4352128,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	90	K
138	437681,7	4352130,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	44	270	G
139	437679,6	4352132,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	38	271	GB
140	437677,5	4352134,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	23	272	KD
141	437675,4	4352136,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	18	273	GB
142	437673,3	4352138,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	33	274	KD
143	437671,1	4352140,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	275	GB
144	437669	4352142,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	275	GB
145	437666,9	4352144,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	28	275	GB
146	437664,8	4352147	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	19	275	GB
147	437662,7	4352149	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	18	275	GB
148	437660,5	4352151,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	18	275	KD
149	437658,4	4352153,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	23	275	KD
150	437656,3	4352155,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	23	275	GB
151	437654,2	4352157,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	18	275	KD
152	437652,1	4352159,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	13	275	GB
153	437649,9	4352161,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	28	275	KD
154	437647,8	4352163,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	23	275	GB
155	437645,5	4352165,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	18	275	GB
156	437643,2	4352167,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	18	275	KD
157	437640,8	4352169,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	32	275	GB
158	437638,5	4352171,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	39	300	GB
159	437636,2	4352174	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	23	301	KD
160	437633,6	4352176,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	18	302	GB
161	437631,1	4352178,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	28	303	KD
162	437628,5	4352181,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	34	304	GB
163	437626	4352183,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	29	305	KD
164	437623,4	4352186	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	44,0	305	GB
165	437620,9	4352188,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	34	305	KD

Çizelge 7.15. Devamı-5

1 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
166	441825,8	4393963	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	15	305	GB
167	441822,6	4393966,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	60	305	KD
168	441819,4	4393969,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	98	305	GB
169	441816,2	4393972,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	73	305	KD
170	441813	4393975,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	78	305	GB
171	441810,8	4393977,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	78	305	GB
172	441808,7	4393979,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	89	305	GB
173	441806,5	4393981,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	44	305	KD
174	441804,4	4393984	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	31	305	GB
175	441802,3	4393986,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	73	305	KD
176	441800,1	4393988,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	89	305	GB
177	441798	4393990,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	62	305	GB
178	441795,8	4393992,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	60	305	GB
179	441793,7	4393994,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	33	305	GB
180	441791,6	4393996,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	31	306	GB
181	441789,4	4393998,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	31	307	KD
182	441787,3	4394000,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	44	308	KD
183	441785,1	4394002,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	309	GB
184	441783	4394005	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	30	310	KD
185	441780,9	4394007,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	15	310	GB
186	441778,7	4394009,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	60	310	KD
187	441776,6	4394011,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	311	GB
188	441774,2	4394013,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	312	GD
189	441771,9	4394015,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	31	313	KB
190	441769,5	4394017,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	70	314	GD
191	441767,2	4394019,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	92	315	GD
192	441764,8	4394021,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	315	KB
193	441762,2	4394024,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	315	GB
194	441759,7	4394026,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	60	315	KD
195	441757,1	4394029,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	76	315	GB
196	441754,5	4394031,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	62	315	KD
197	441752	4394033,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	98	315	GB
198	441749,4	4394036,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	76	316	KB

Çizelge 7.15. Devamı-6

1 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
199	445955	4435810,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	21	317	GB
200	445951,8	4435813,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	40	318	KD
201	445948,5	4435816,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	59	319	GB
202	445945,3	4435819,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	45	320	KD
203	445942	4435823	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	320	GB
204	445939,9	4435825,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	58	320	GB
205	445937,7	4435827,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	52	321	GB
206	445935,6	4435829,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	33	322	KD
207	445933,4	4435831,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	28	323	GB
208	445931,2	4435833,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	45	324	KD
209	445929,1	4435835,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	57	325	GB
210	445926,9	4435837,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	40	325	GB
211	445924,8	4435840	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	40	340	GB
212	445922,6	4435842,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	28	341	GB
213	445920,4	4435844,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	28	342	GB
214	445918,3	4435846,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLKK	28	343	KD
215	445916,1	4435848,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	33	344	KD
216	445914	4435850,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	345	GB
217	445911,8	4435852,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	27	346	KD
218	445909,6	4435854,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	21	346	GB
219	445907,5	4435856,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	40	346	KD
220	445905,3	4435859,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	346	GB
221	445902,9	4435861,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	28	346	GB
222	445900,6	4435863,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	28	346	KD
223	445898,2	4435865,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	44	346	GB
224	445895,8	4435867,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	52,8	346	GB
225	445893,4	4435869,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	346	KD
226	445890,9	4435872,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	28	347	GB
227	445888,3	4435874,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	40	348	KD
228	445885,7	4435877	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	46	349	GB
229	445883,1	4435879,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	40	350	KD
230	445880,5	4435881,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	59	350	GB
231	445877,9	4435884,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	46	350	KD

Çizelge 7.15. Devamı-7

1 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
232	412921,3	4184726,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	83	350	GB
233	412918,3	4184729,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	11	350	KD
234	412915,3	4184732,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	79	350	GB
235	412912,3	4184735,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	78	350	KD
236	412909,3	4184738,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	89	350	GB
237	412907,3	4184740,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	89	350	GB
238	412905,3	4184742,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	69	351	GB
239	412903,3	4184744,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	352	KD
240	412901,3	4184746,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	59	353	GB
241	412899,3	4184748,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	39	354	KD
242	412897,3	4184750,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	88	355	GB
243	412895,3	4184752,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	66	356	GB
244	412893,3	4184754,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	82	356	GB
245	412891,3	4184756,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	78	356	GB
246	412889,3	4184758,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	36	356	GB
247	412887,3	4184760,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	33	356	KD
248	412885,3	4184762,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLKK	72	356	KD
249	412883,3	4184764,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	356	GB
250	412881,3	4184766,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	56	356	KD
251	412879,3	4184768,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	33	356	GB
252	412877,3	4184770,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	11	357	KD
253	412875,3	4184772,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	79	357	GB
254	412873,1	4184774,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	58	358	GD
255	412870,9	4184776,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	359	KD
256	412868,7	4184778,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	358	GD
257	412866,5	4184780,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	89	357	GD
258	412864,3	4184782,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	59	357	KD
259	412861,9	4184785	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	55	357	GB
260	412859,5	4184787,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	37	358	KD
261	412857,1	4184789,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	85	358	GB
262	412854,7	4184791,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	89	358	KD
263	412852,3	4184794,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	65	359	GB
264	412849,9	4184796,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	76	360	KD
265	412854,7	4184791,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	71	360	KD
266	412852,3	4184794,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	64	360	GB

Çizelgelerde (Ek: 12-17)'de veri seti özetlenen 2 No'lu çatlak istasyonu dahil her dört çatlak istasyonunda da fieldmove clino uygulaması akıllı telefonda kullanılmış olup bu program ile yapılan ölçümler ayrıca Brunton marka pusula ile bir kez daha kontrol edilmiştir. 3 ile 4 no'lu çatlak ölçüm istasyonunun fotoğrafları ile excell tabloları ayrıca ekler bölümünde sırasıyla Ek:18-23 ile Ek:24-28 arasında verilmiştir. Ölçüm yapan cihazın ölçüm yöntemi, klasik yöntemden ziyade ölçümler, ilgili cihaz tarafından fieldmove clino ölçülmüştür. Çatlak istasyonlarında çatlak değerlerinin seri olarak alındığı yerlerde Field Move Clino cihazı, doğrudan çatlak düzlemleri üzerine yerleştirilerek çatlak düzlemlerinin değerlerini azimut yönlerini tespit ederek çatlak ölçümü yapılımış olup azimutsal sonuçları doğrudan paylaşılmıştır. Adıyamanın kuzey adıyaman ilçesi civarında Sayındere Formasyonu içerisinde farklı istasyonlarda ölçülmüş olan çatlak doğrultu eğim değerlerinin verildiği çizelgede Fotoğrafların çekildeği yerlerin enlem ve boylam bilgisi ile birlikte verilmiştir.

7.14.4. Sayındere Formasyonu'nun Mostrada Ölçülen Çatlak Ölçüm Verilerinin yorumlanması

Çalışılan çatlak ölçüm istasyonları verilerinin aktarılması ve jeoloji haritası'nın hazırlanması

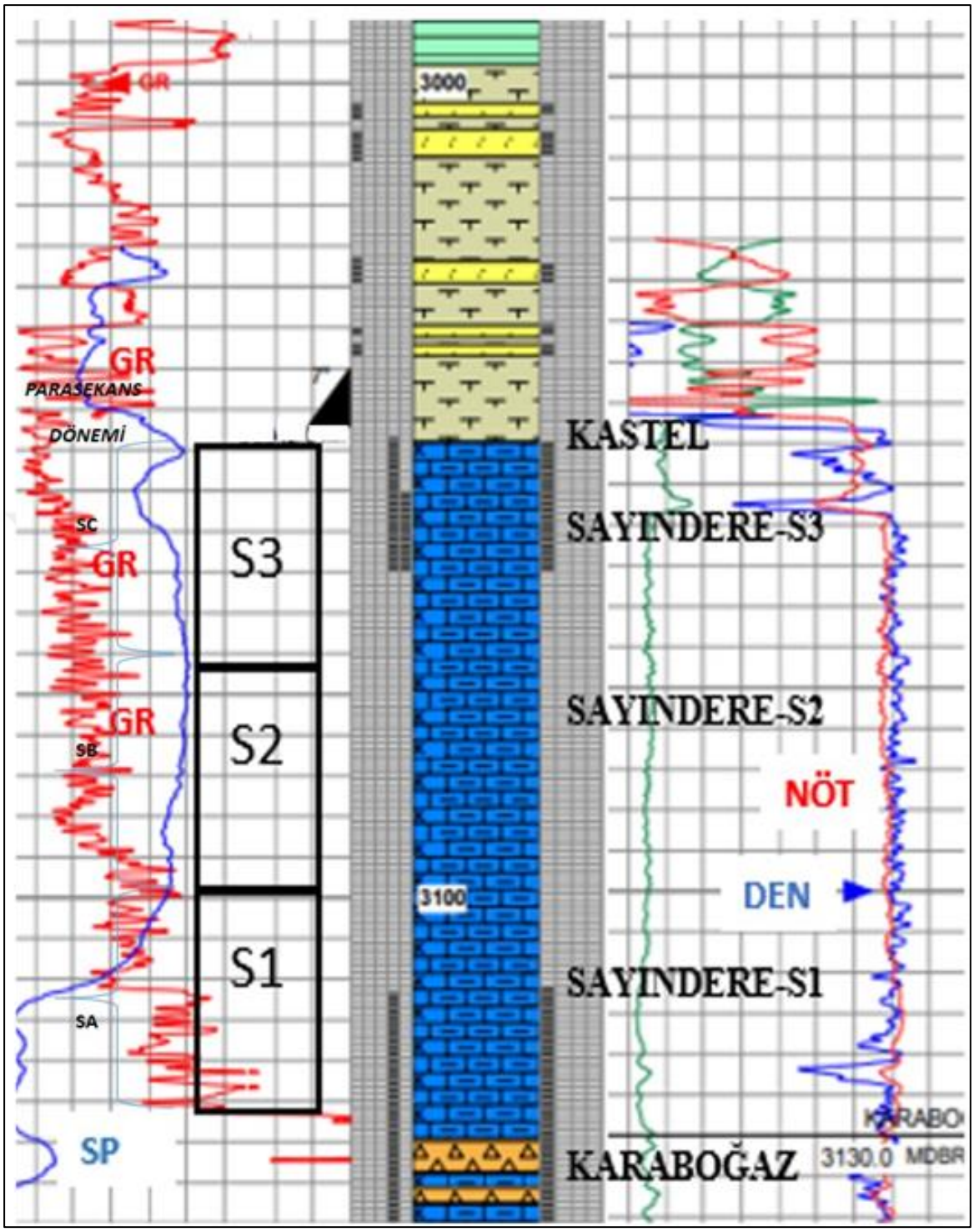
Arazi çalışmaları kapsamında 1 no'lu çatlak ölçüm istasyonunda 266, 2 no'lu çatlak ölçüm istasyonunda 201, 3 no'lu çatlak ölçüm istasyonunda 204, 4 no'lu çatlak ölçüm istasyonunda 156 adet çatlağa ait ölçümler tamamlandı. Öncelikle Sayındere Formasyonu, daha sonra altındaki Karaboğaz Formasyonu ile üstteki birim olan Kastel Formasyonu içerisindeki çatlaklar ölçülerek veri toplama süreci tamamlandı. Çalışma boyunca gezilen istasyonlarda yapısal unsurlar (Şekil 7.53'de gösterilen fay, antiklinal, kıvrım, tabaka eğimleri gibi) yorumlanarak jeoloji haritasına aktarıldı.

Sahanın eldeki mevcut saha verilerinin bir araya getirilmesi, Brunton pusula ve filedmove clino akıllı telefon uygulaması, loop yardımıyla ve saha jeolojisi çalışmaları tamamlanarak çalışılan bölgenin jeoloji haritası aşama aşama Şekil 7.47, Şekil 7.51, Şekil 7.53, Şekil 7.53, Şekil 7.54'deki veriler bir araya getirilerek son şekli ile Şekil 7.55'de hazırlanmıştır. Şekil 7.51'de KA-45 kuyusunda kesilen Sayındere Formasyonu, fasiyesleri ve log yorumu verilmiştir. Buradaki kuyu kompozit logu verisinde: Sayındere Formasyonu içerisinde fasiyeslerin ayırt edilmesi, temel log yorumunun yapılışı ve formasyon dokanak geçişlerinde litoloji değişiminin nasıl olduğu ile ilgili bilgi vermiştir. Kuyudan Sayındere Formasyonu ile ilgili elde edilen veriler, yüzlekteki Sayındere Formasyonu'nda çalışma yapılırken: i) fasiyeslerin ayırtlanması ii) temel log yorumunun yapılması iii) çatlakların sınıflandırılması aşamalarında yol gösterici olmuştur.

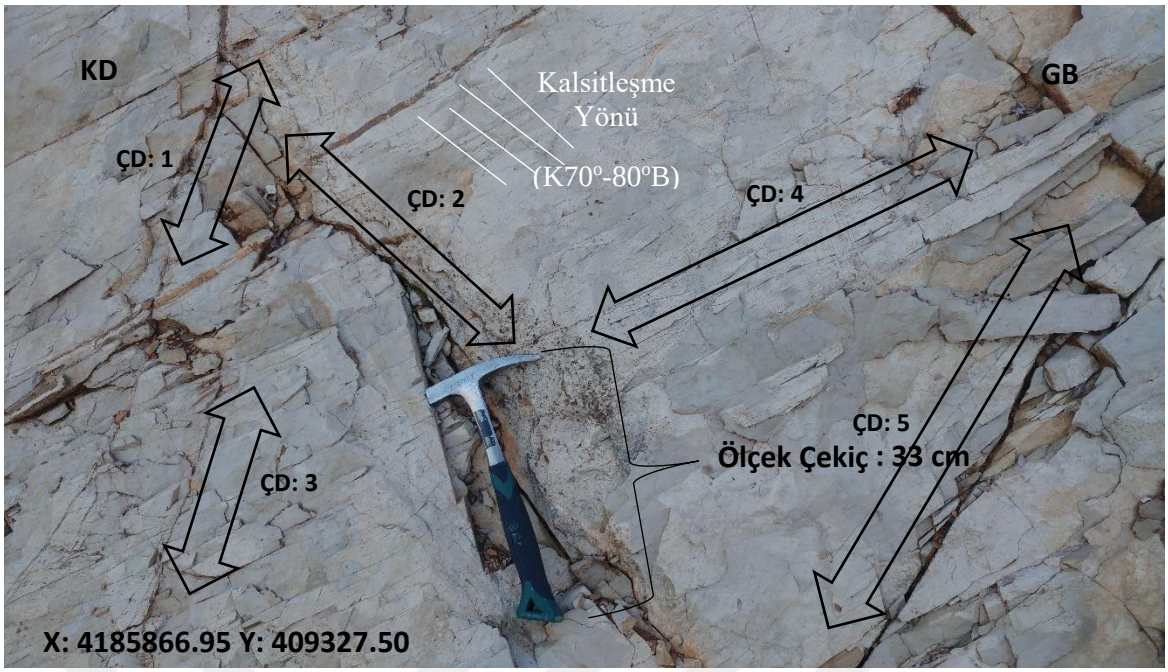
Şekil 7.51'de en sol sütündaki kırmızı renkli 'GR' logu çizimi. 'Gamma Ray Logu'nun kısaltması olup soldan sağa 0 ile 100 api arasında ölçeği vardır. GR logu, formasyondaki mevcut radyoaktiviteyi ölçen bir log aletidir. Buradaki Şekil 7.51'de Sayındere Formasyonu içerisideki farklı S1, S2, S3 fasiyesleri GR logundaki desen (temsili doku) farklılıklarına göre ayırtlanmıştır. GR logundaki desen değişimi yine, Kastel Formasyonu'ndan Sayındere Formasyonu'na gerçerken ve

Sayındere Formasyonu'ndan Karaaboğaz Formasyonu'na geçerken açık bir şekilde gözlemlenebilir. Söz konusu şekilde adı geçen log başlıkları ve karşılıkları şu şekilde özetlenebilir. SP (mV): Anlık Potansiyel (spontaneous potential), GR (Api): Gamma Işını logu, DEN(G/C^3): Yoğunluk, NÖT(V/V): Temel Nötron yoğunluğu değeri (Base Nötron Porosity).

KA-45 kuyusunda İnce kesitler incelenerek petrografik çalışma, ardından kırıntılı tabak numuneleri binoküler mikroskopta incelenerek stratigrafik çalışma tammlanmış ve Sayındere Formasyonu'nu sekans stratigrafik yorumyla parakasekanslara ayrılmıştır. Litostratigrafik ve jeokronolojik olarak ayrılan dönemlerin log karakterindeki karşılıkları Şekil 7.51'de gösterildiği gibidir. Böylece KA-34 kuyusu için yapılan çalışma ile GR SONİK log dokusu karakterize edilmiş ve Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'ndaki diğer 16 kuyu için de Sayındere Formasyonu S1, S2, S3 fasiyesleri ayrımı yapılmıştır.



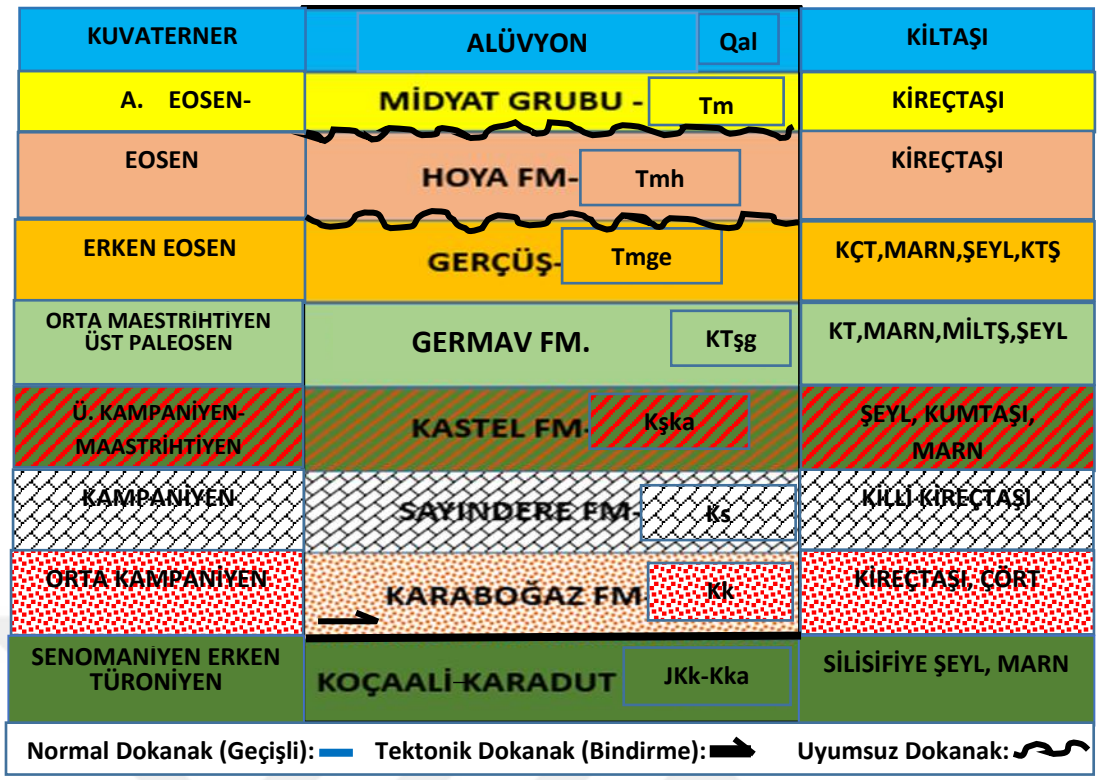
Şekil 7.51. KA-45 kuyusunda kesilen Sayındere Formasyonu'nun fasiyesleri



Fotoğraf 7.41. Tut ilçe merkezi ve civarında Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi içerisinde ölçüm yapılan çatlakların yakından görünümü.

Fasiyes analizi çalışmasının tamamlanması ile beraber saha jeolojisi çalışmalarına tekrar geri dönülerek Sayındere Mostrasındaki fasiyesler incelenmiş ve Yüzey çalışmaları sırasında ayrıca üretken çatlakların Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi içerisinde ağırlıklı olarak $70K^0$-$94K^0$ doğrultusunda geliştiği buradaki saha jeolojisi çalışmasında görülmüştür (Fotoğraf 7.41)

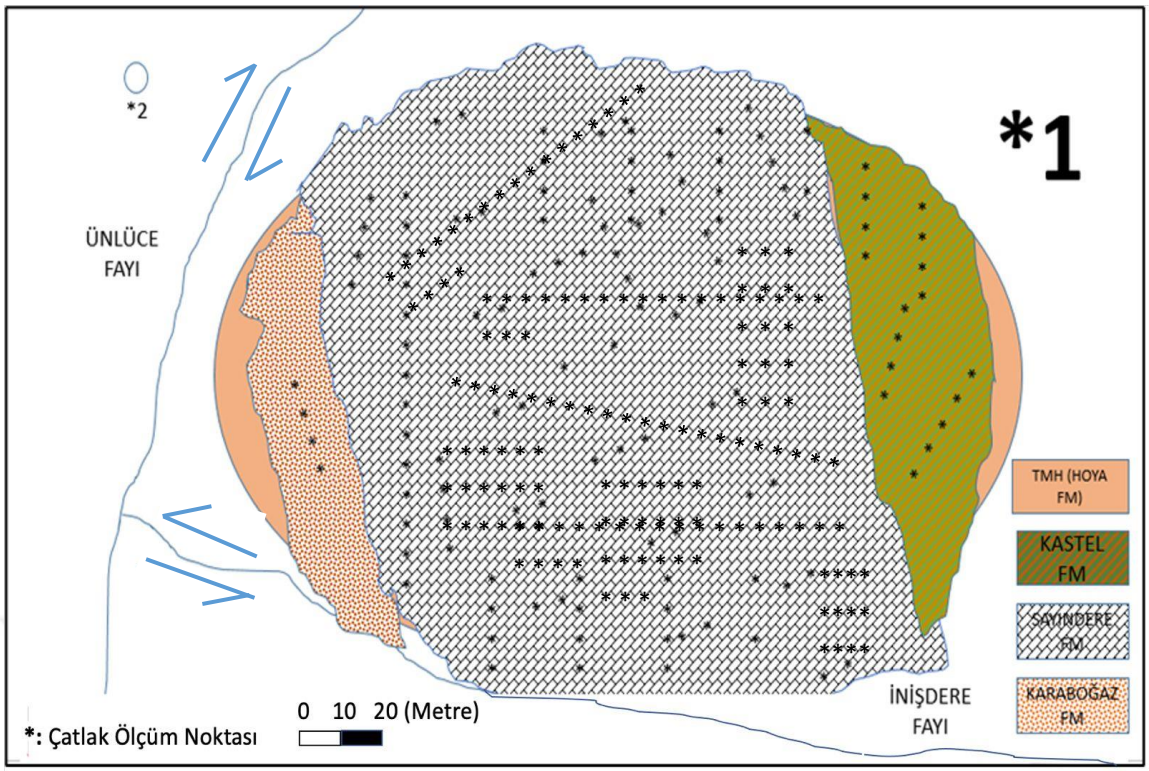
S2 fasiyesinin girişi olan biyoklastik istiftaşına kadar S3 fasiyesi devam eder. Sayındere Formasyonu'nda S3 fasiyesinin petrol oranının göreceli olarak fazla olduğu diğer bir bilinen konudur. Petrol Sahası ölçeğinde üretim yapan yapısal bir kapanın: i) kıvrım sıklığının düşük, ii) asimetrinin yüksek olması ve Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi kalınlığının fazla olmasının petrol üretimine olumlu etkisi olduğu bu çalışma ile bir kez daha görülmüştür. Burada özetlenen nedenler birlikte düşünüldüğünde açılacak olan kuyular asimetrik petrol sahalarında Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi'nin en kalın olduğu yerlerin zirvesinde ve zirvelerin eğilimleri üzerinde olmalıdır.



Şekil 7.52. Tut ilçe merkezi civarında yüzlek veren formasyonların dikme kesti

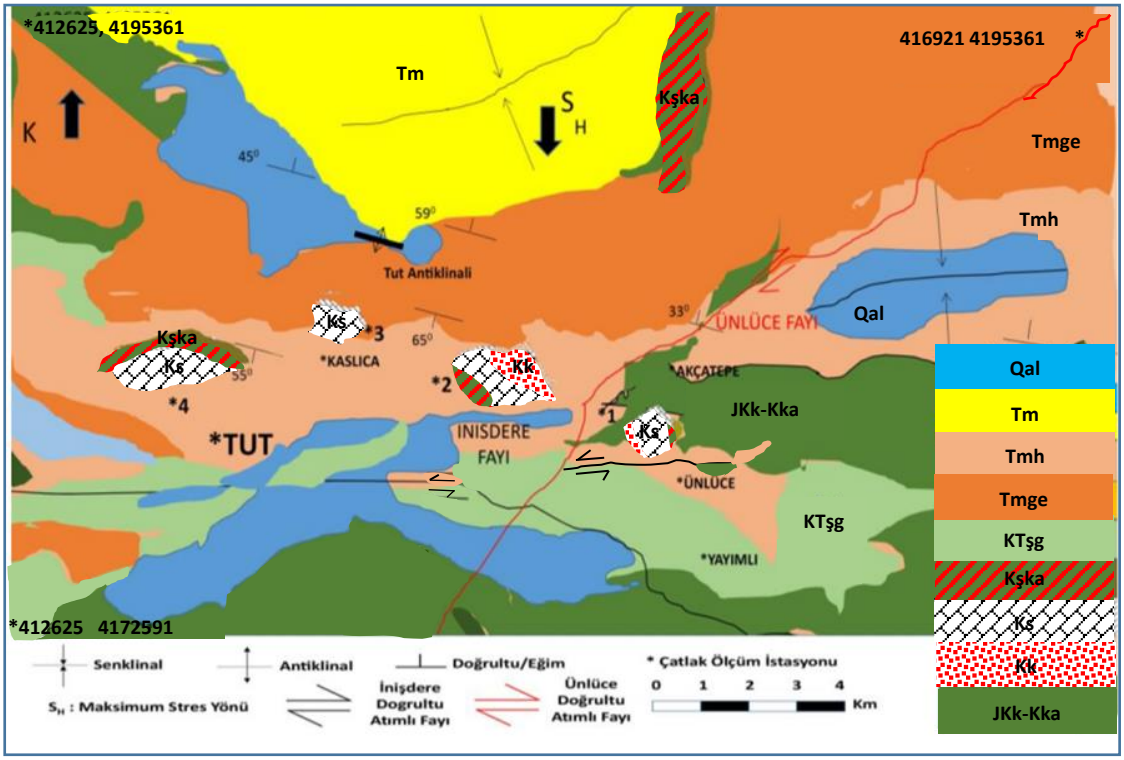
Fotoğraf 7.42. 4 No'lu Çatlak İstasyonu veri toplama alanının yakından görünümü

Fotograf 7.42'de gösterilene göre; aynı lokasyonda çatlak ölçüm verisi toplandıktan hemen sonra Tut ilçe merkezi ve civarı arazi çalışmasında jeoloji haritası hazırlanmanın 4 no'lu aşamasına gelinmiştir. Dört no'lu istasyondaki Makaslama ile gergi çatlakları Şekil 7.56'da çizilmiştir.



Şekil 7.53. Tut ilçe merkezi civarında 1 no'lu ölçüm istasyonunda Sayındere Formasyonu'nda ölçülen çatlak yerlerinin coğrafik konumları

Şekil 7.53'de; 1 no'lu çatlak ölçüm istasyonunda ölçüm yapılan 266 adet noktanın coğrafi pozisyonu ve Sayındere Formasyonu'nun diğer formasyonlarla dokanak ilişkisi açıklanmaktadır.



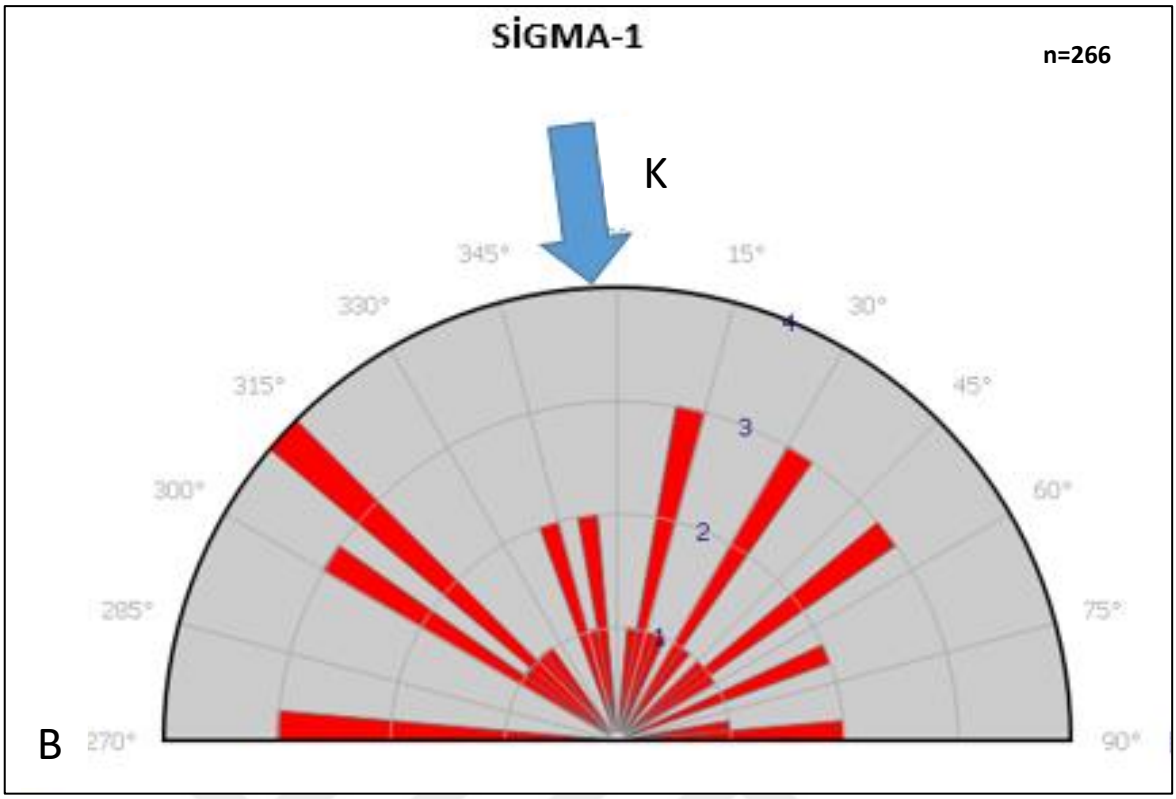
Şekil 7.54. Tut İlçe Merkezi ve civarının jeoloji haritası

1 no.'lu çatlak ölçüm istasyonu ile 2,3 ve 4 no.'lu çatlak ölçüm istasyonlarının içerisinde yer aldığı jeoloji haritası büro ortamında burada özetlen çalışma süreci sonunda hazırlanmıştır.

Dört Çatlak Ölçüm İstasyonundaki Sayındere Formasyonu Çatlaklarına ait Gül Diyagramlarının Yorumlanması

1 No'lu Çatlak Ölçüm İstasyonunda Toplanan Çatlak Ölçüm Verilerinin Yorumlanması – 1

Burada sağ yanal doğrultu atımlı İnişdere fayının stereografik yarı dairesel temsili gösterilmiştir. Sigma-1 , olası temel sıkışma yönü olup (345-0) dereceler arası kuzey batıdan güneydoğu'ya en yüksek değerlikli sıkışma yönü olduğu şeklinde yorumlanmıştır.

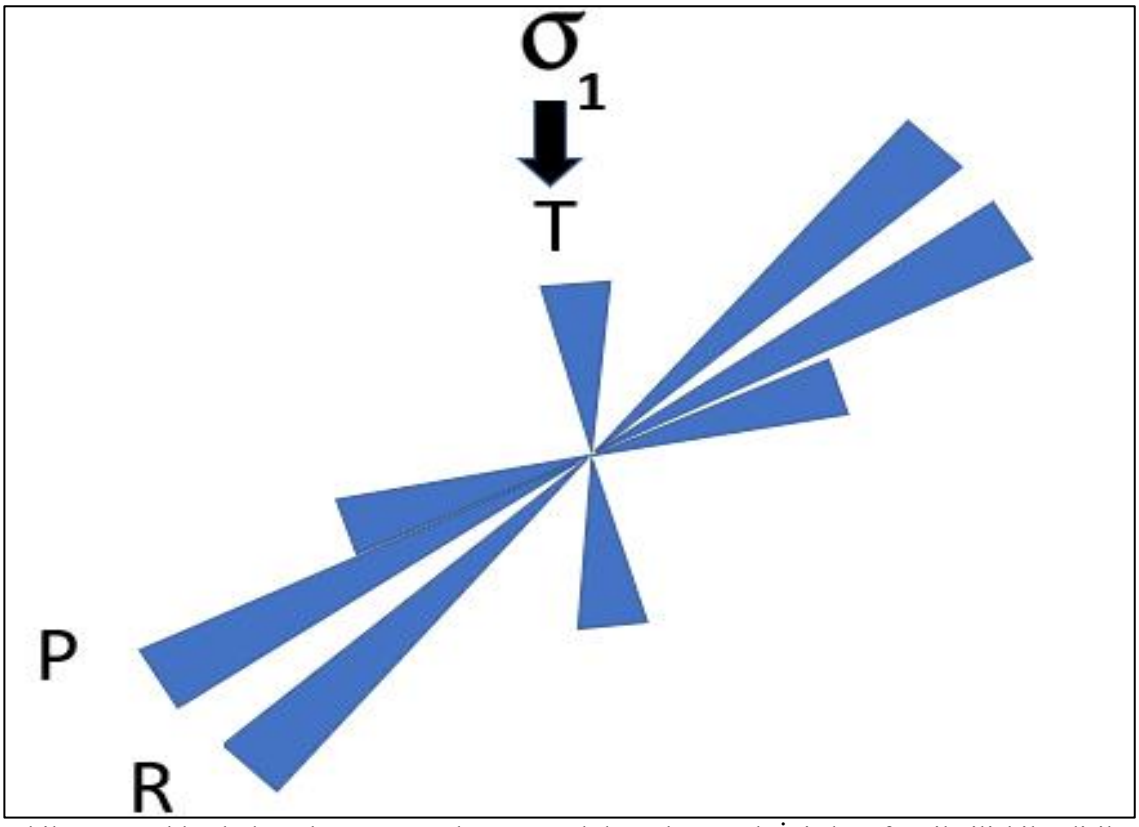


Şekil 7.55. 1 no.'lu çatlak ölçüm istasyonu gül diyagramı ile sıkışma yönünü gösterir grafik.

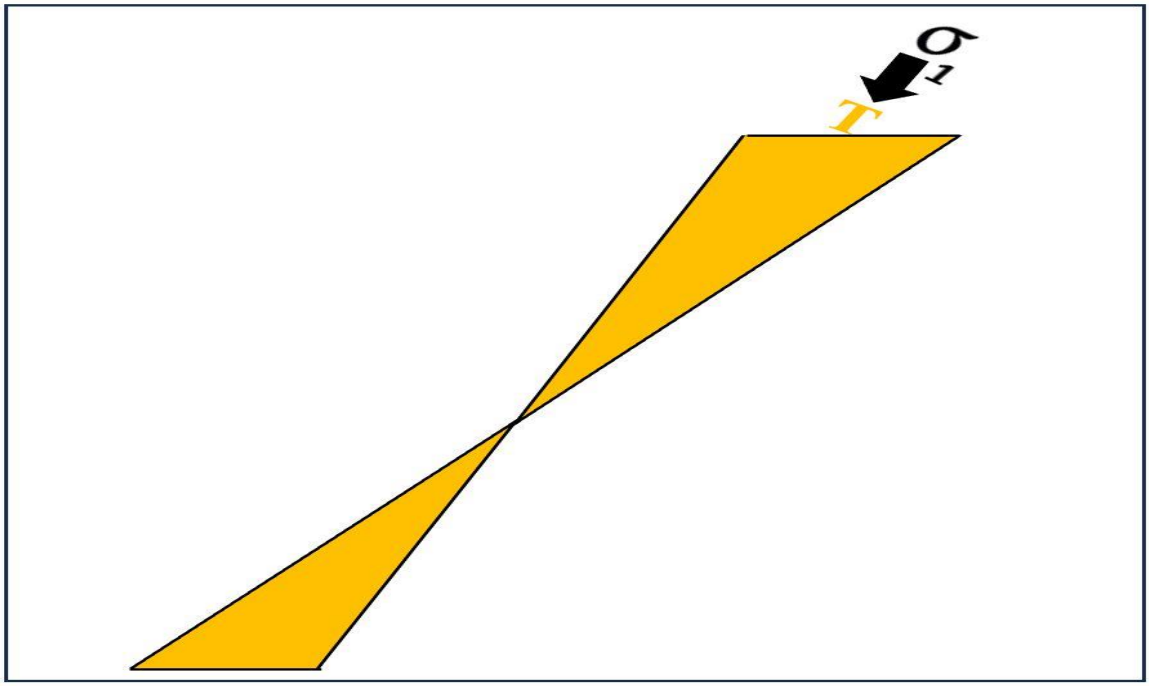
Dilci, (2019)'un çalışma metadolojisinden Şekil 7.55'de çizimi yapılan gül diyagramında yararlanılmıştır. Şekil 7.55'de çizimi yapılan gül diyagramının veri seti, Çizelge 7.14'tedir.

Sayındere Formasyonu'na ait (266 adet) çatlak ölçüm verisinin stereonet'e aktarılarak çizimi, FieldMOVE Clino ile GeoRose 0.3.0 yazılımları kullanılarak tamamlandı. 1 no.'lu çatlak verileri ölçüm istasyonuna ek olarak 2,3,4 no.'lu istasyonlarda da çatlak verisi ölçümü yapılarak gül diyagramlarının çizilmesi, toplam veri kalitesinin arttırılması ve bölgesel yorumların yapılması çalışma programına dahil edildi.

1 No'lu Çatlak Ölçüm İstasyonunda Toplanan Çatlak Ölçüm Verilerinin Yorumlanması -2

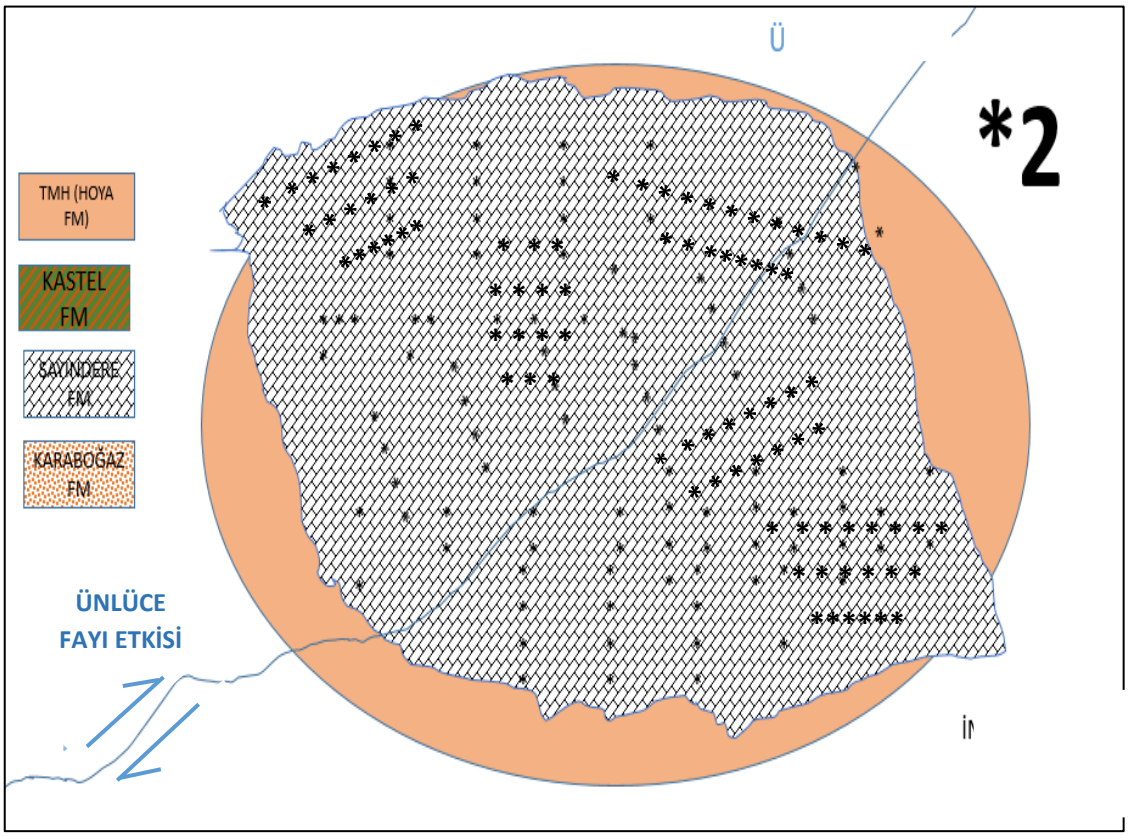


Şekil 7.56. Yaklaşık doğu batı uzanımılı sağ yanal doğrultu atımlı İnişdere fayı ile ilişkilendirilen çatlak setlerinin diyagramı

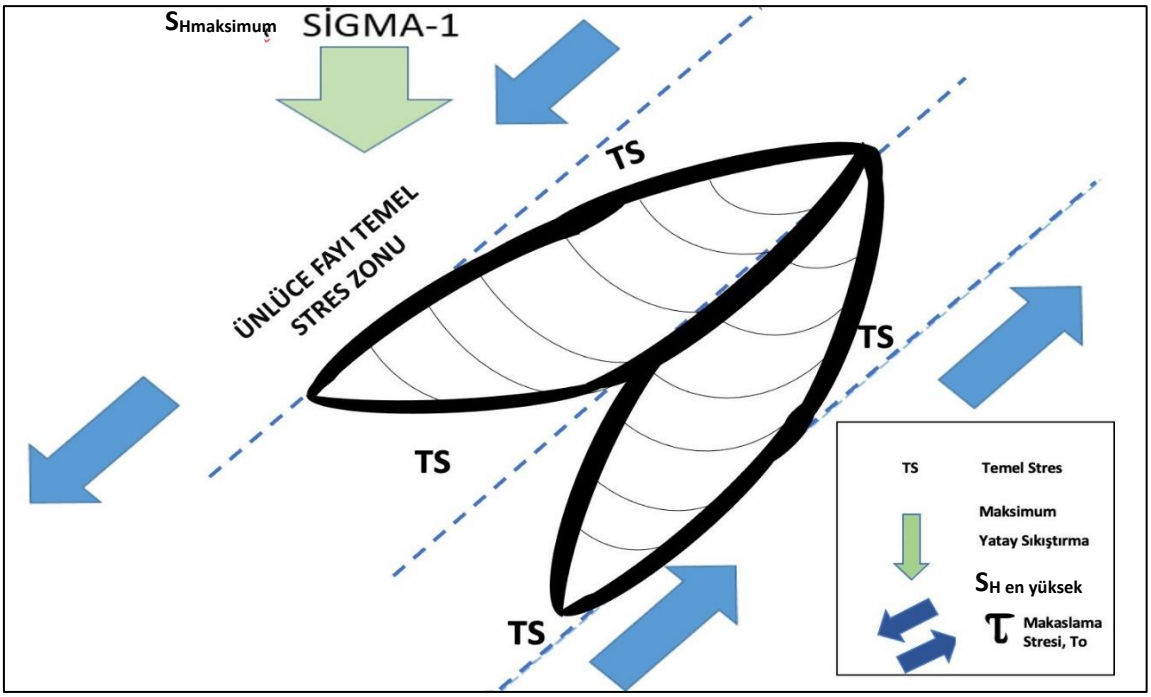


Şekil 7.57. Ünlüce fayı ve civarında gelişen çatlak setini oluşturan ve KD-GB yönünde gelişen sıkışmanın yönünü (Sigma-1) gösterir diyagram

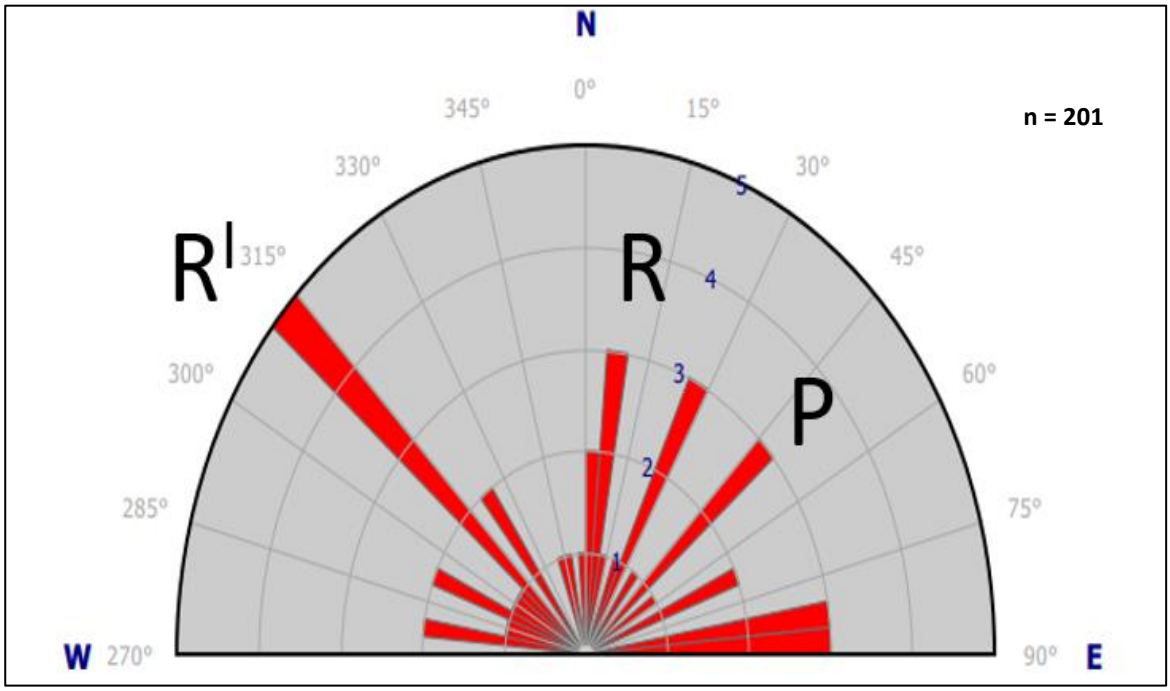
Şekil 7.57; Dilci, (2019)'daki çalışma metadolojisinden yararlanılarak yeniden çizilmiştir. Yerel stres Sigma-1L'nin, Ünlüce fayının neden olduğu çatlak seti izi boyunca oluştuğu düşünülmektedir.



Şekil 7.58. Ünlüce fayı üzerinde yer alan 2 No'lu istasyonda Sayındere Formasyonu üzerinde ölçülen 201 adet ölçümün coğrafi pozisyonu; konum için bkz Şekil 7.54



Şekil 7.59. 2 no'lu çatak ölçüm istasyonunda temel stres ve makaslama yönü

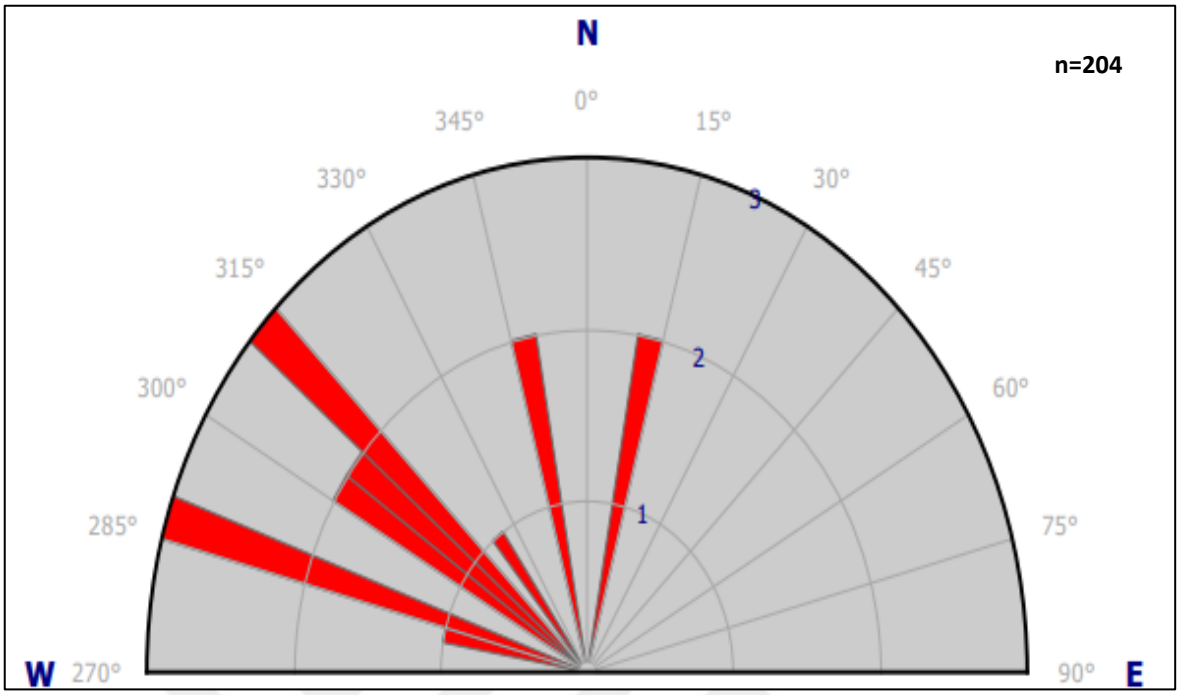


Şekil 7.60. 2 No.'lu istasyonda ölçülen çatlakların gül diyagramları

Şekil 7.60'ın veri seti, Ek 12'de verilmiştir.

Şekil 7.60 ile Şekil 7.61 hazırlanırken, Dilci, (2019)'un çalışma metadolojisinden yararlanılmış, çalışılan 2 No'lu çatlak ölçüm verisi toplama istasyonu yakınlaştırılmışdır.

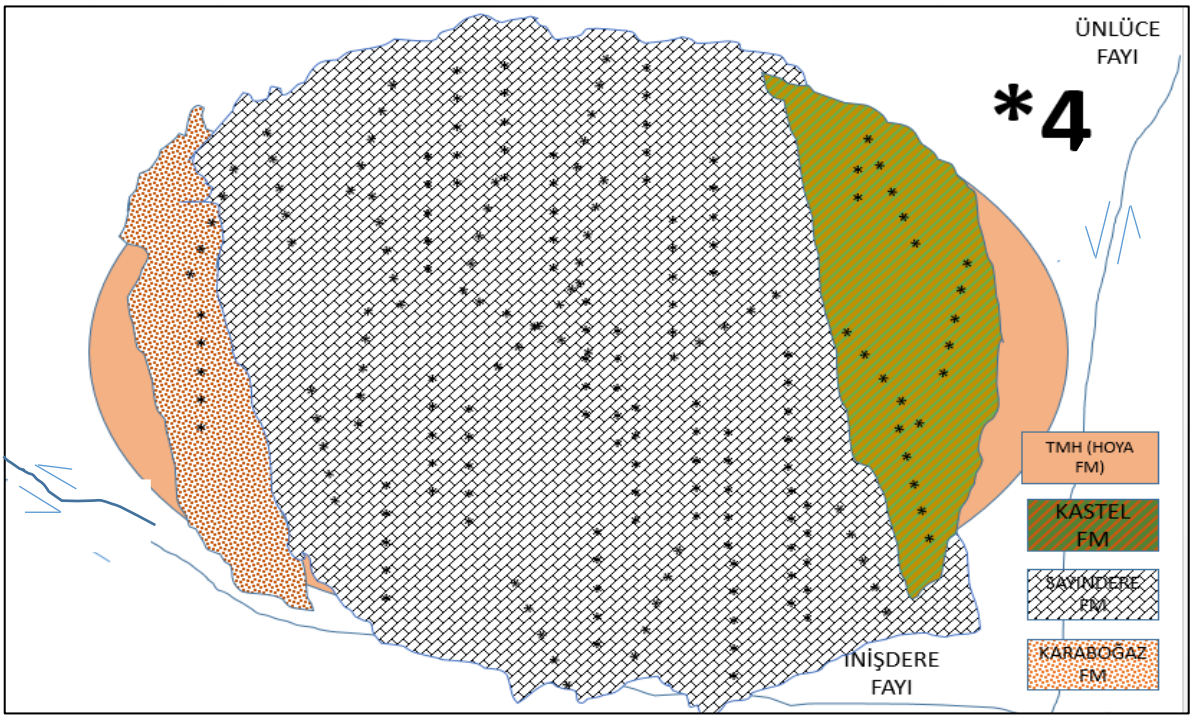
3 No'lu Çatlak Ölçüm İstasyonunda Toplanan Çatlak Ölçüm Verilerinin Yorumlanması – 1



Şekil 7.61. 3 No.'lu istasyonda ölçülen çatlakların gül diyagramları

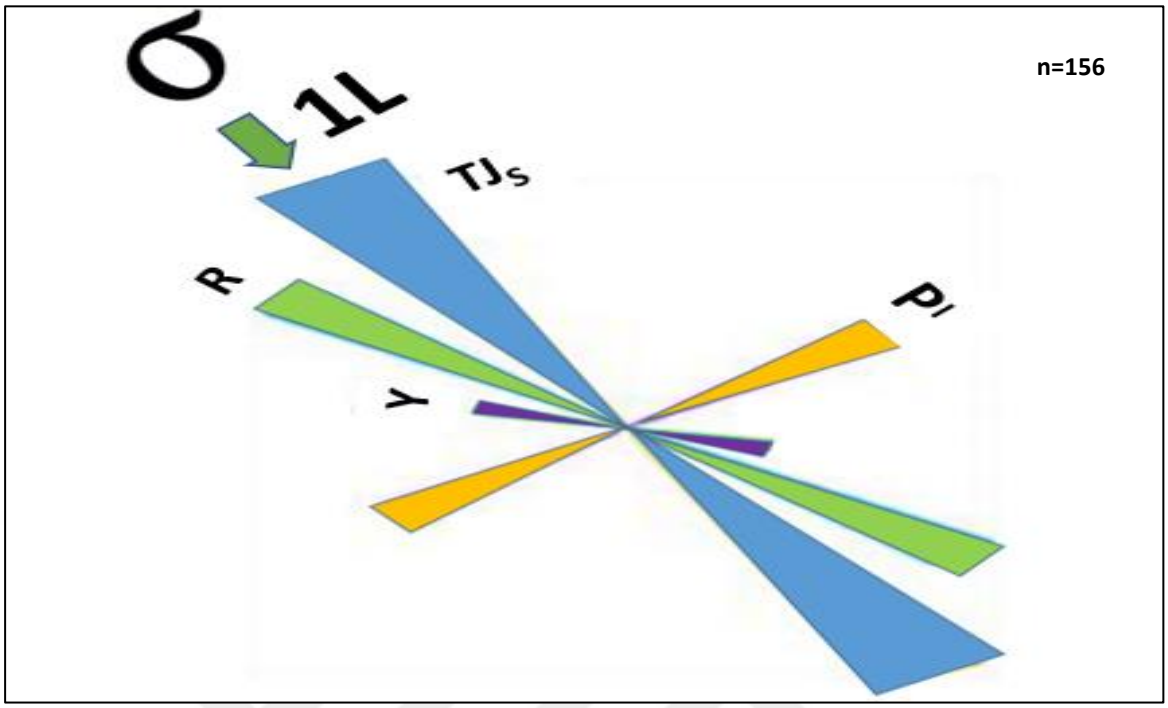
Şekil 7.61'in veri seti, Ek 24-Ek 28 arasında verilmiştir.

4 No'lu Çatlak Ölçüm İstasyonunda Toplanan Çatlak Ölçüm Verilerinin Yorumlanması – 1



Şekil 7.62. 4 No'lu istasyonda Sayındere Formasyonu'nda ölçülen 156 adet ölçümün coğrafik konumu

4 No'lu Çatlak Ölçüm İstasyonunda Toplanan Çatlak Ölçüm Verilerinin Yorumlanması – 2



Şekil 7.63. 4 no.'lu istasyonda ölçülen 156 adet çatlakların çatlak setlerini gösterir diyagram

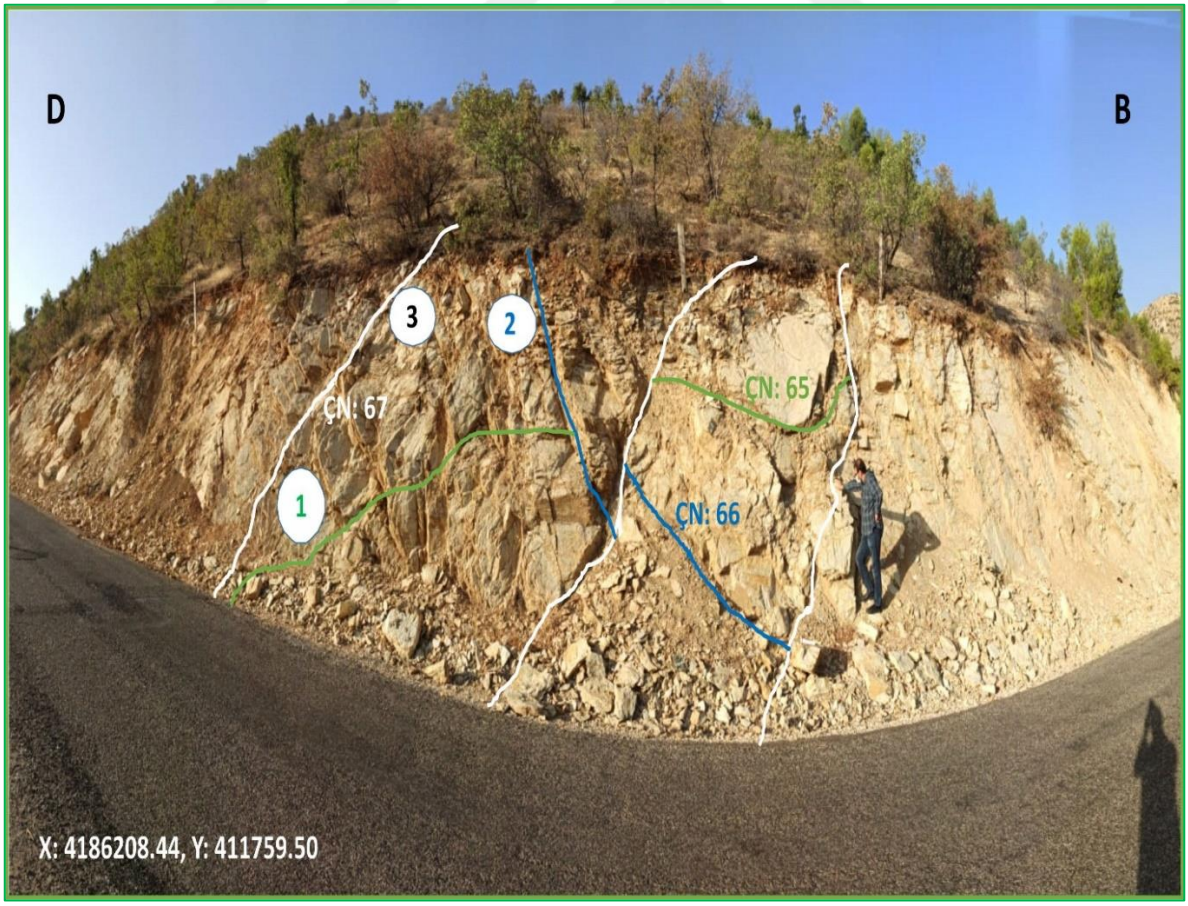
Şekil 7.63'ün veri seti, Ek 24'de verilmiştir.

Şekil 7.62 ile Şekil 7.63 hazırlanırken Dilci, (2019)'daki çalışma metadolojisinden yararlanılmıştır. Buradaki 4 No'lu istasyonda Riedel makaslama ile gergi çatlakları da vardır. Bu tür çatlaklar Fotoğraf 7.42.'de görülmektedir. Bunlar İnişdere fayının yer yer basamak tipi (step over) olmasından kaynaklanmaktadır. Söz konusu çatlaklar İnişdere fayındaki ana basamak segmentlerini oluşturmaktadır. P^I makaslama çatlakları da tam olarak terorikdeki gibi düzgün ve ayırtlanabilir değildiler. Bunların çoğu R makaslama çatlakları tarafından kesilmiştirler. İnişdere fayının eğri şeklindeki eş zamanlı duruşu, çek ayır karakteristiğinin eş zamanlı eğrisini göstermektedir. Buradaki ayrışma, minik karakterler arasında görünmektedir çünkü bunlar rezervuar akışkanların dolaşabilmesi için konaklama boşluklarını oluşturmaktadırlar. Lokasyondaki tüm çatlaklar, doğrultu atımlı İnişdere fayının yeniden aktif olması ile ilişkilendirilmiştir.

Saha jeolojisi çalışmaları kapsamında Sayındere Formasyonu'nun çatlak analizi, verilerin yüzlek verdiği Tut ilçesi ve civarında yapılmıştır. Tut ile ve çevresindeki birbirine yakın coğrafi pozisyon bilgileri verilen 4 ayrı 1,1 km^2; 2,25 km^2; 0,72 km^2; 7,84 km^2'lik çatlak ölçüm istasyonu alanlardındaki toplam 827 adet Sayındere Formasyonu çatlak, kırık, fay ve eklem ile kıvrım bilgisi (doğrultu, atım, uzunluk, kalsitleme durumu, eğim yönü, vb) Sayındere Formasyonu çatlak analizi için değerlendirilmek üzere kayıt altına alınmıştır.

Arazide Gözlenen Sayındere Formasyonu Çatlaklarının Üç farklı Tektonik Kökene Göre Sınıflandırılması 1: KB-GD 2: KD-GB 3: K-KB İLE G-GD

Kampaniyen sonrası tektonizmanın birden çok çatlak kümesi oluştuğu bilinmektedir. Tez çalışması kapsamında Tut ilçesi ve civarında Sayındere Formasyonu'nda yürütülen saha çalışmasında birbirlerine yakın lokasyondaki 4 adet çatlak istasyonunda Sayındere Formasyonu'na ait 827 adet çatlağın doğrultu ve eğim verisi belirlenmiş olup, ölçümü yapılan çatlakların doğrultu bilgileri baz alınarak 3 farklı tektonik döneme sınıflandırılmışlardır. Her bir çatlağın doğrultuları belirlenerek sınıflandırılması çalışmasının örnek bir görüntüsü Fotoğraf 7.43'de verilmiştir. Burada yeşil renkle gösterilen çatlak, yaşça en eski olup Kampaniyen sonu gelişen KB-GD yönlü tektonik doğrultuya aittir. 2 no'lu çatlak kümesi mavi renk ile çizilmiş olup Kampaniyen sonrası Maastrihtiyen tektonizmasına ait ve KD-GB yönünde gelişerek 1 no'lu çatlak kümesini kesmektedir. Beyaz renkle çizilen 3 no'lu çatlak kümesine ait olan ve K-KB ile G-GD yönünde gelişen Paleosen Maastrihtiyen yaşlı çatlak kümesi, kendisinden önce Sayındere Formasyonu'nda gelişen 1 ve 2 no'lu çatlak kümelerini Fotoğraf 7.43'de olduğu gibi kesmektedir. Tut ilçesi Kaşlıca köyü civarında dört farklı çatlak ölçüm istasyonunda toplanan bir araya getirilen toplam 827 adet çatlak verisinin 116 adedi 1. Çatlak kümesine, 472 adedi 2. Çatlak kümesine ve 238 adedi de 3. Çatlak dönemine aittir.



Fotoğraf 7.43.Tut ilçesi Kaşlıca köyü civarında Sayındere Formasyonu arazi çalışmasında 2 no'lu çatlak ölçüm istasyonunda çalışırken 65., 66. ve 67. Çatlak verilerinin sırasıyla 1.,2.,3. çatlak kümesi ile eşlendirilip sınıflandırılması çalışması

Mostrada Elde Edilen Rezervuar Seviye'nin Kuyu İmaj Logları (XRMI veya FED) İle Korelasyonu

Mostralardaki veri toplama ve analizi süreçleri tamamlanırken kuyu'da kesilen Sayındere Formasyonu'nun çatlak ölçüm verilerine de ulaşılması gerektiği ön görülmüştür. Bu amaçla, 1 no.'lu istasyona en yakın açılan en yakın petrol kuyusu olan Altıntop-4 kuyusu ve Şambayat-1 kuyusunun Sayındere Formasyonu, XRMI log bilgileri çalışması için bir model olmuştur.

Sayındere Formasyonu'na'ait KAS'ndaki 23 kuyudan elde edilen toplam 958 adet çatlak ölçüm verisi ile yine Sayındere Formasyonu'na ait Tut İlçesi ve civarındaki 4 çatlak ölçüm istasyonundan elde edilen toplam 827 adet çatlak ölçüm verisi, Kuzey Adıyaman Sahaları ışındaki 43 kuyu'dan elde edilen 2417 adet çatlak ölçüm veri seti buradaki çalışma için bir araya getirildi.

Sayındere Formasyonu Mostra Çatlak Ölçüm Verileri Analiz Sonuçları

7.14.4.4'de 7.14.4.2.'den farklı olarak toplanan çatlak ölçüm verilerinin petrol jeolojisi açısından önemine değinilecektir. Bu çalışmada yapılan arazi çalışmasına *Sayındere Formasyonu Mostra Çatlak Ölçüm Verilerinin Analiz sonuçlarına* göre:

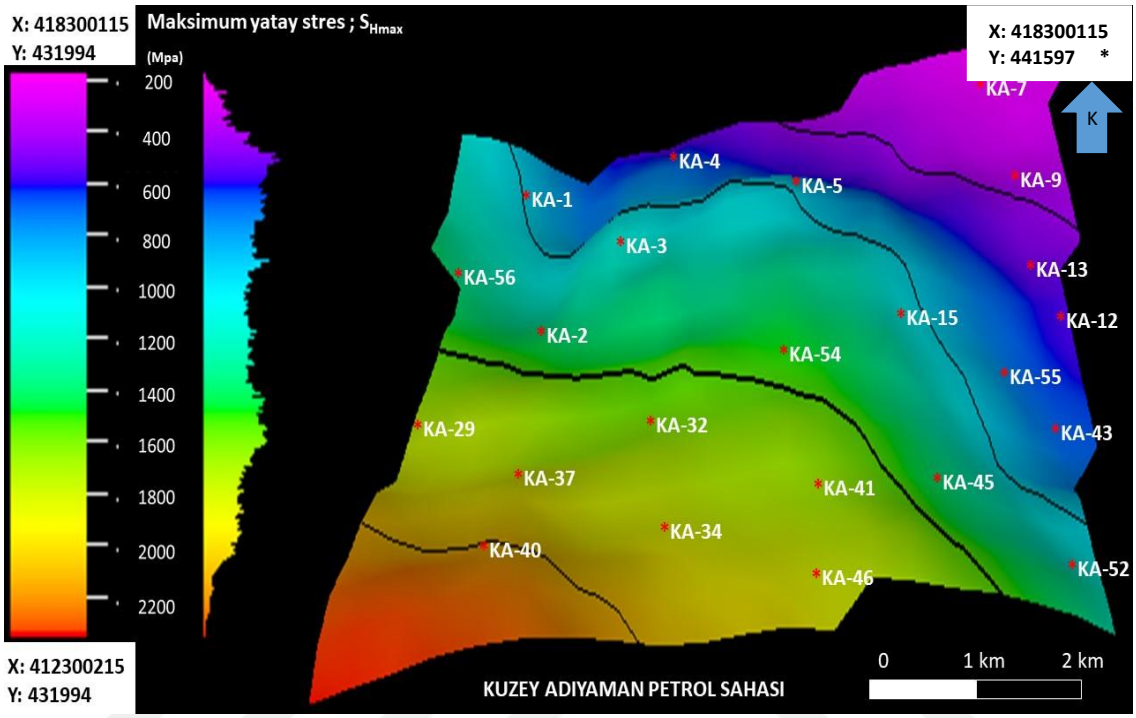
a) Sayındere Formasyonu içerisinde gelişen kırık-çatlak ve fayların tamamı (0,25 cm-6,27 metre aralığındaki ve çatlak yoğunluğu 1-23 çatlak/metre aralığında olup ortalama çatlak doğrultusunun % 67'si KB-GD, %33'ü KD-GB yönünde) değişmektedir ve atım miktarları (0,21-4,28 metre arası) arasındadır

b) Sayındere Formasyonu mostrasında çalışılan çatlak ölçüm verileri ile bölgeden geçen faylar yorumlanmış, çatlak rezervuar kalitesini olumsuz etkileyebilecek kalsitleşme yönü'nün 110^0 kuzey olduğu ve kalsitleşmenin GD KB yönünde eğimli olduğu görülmüştür. 4 Ayrı istasyonda doğrultu ve eğim değerleri ölçülen 827 çatlağın ortalama doğrultusu 280^0 kuzey, eğim yönü GD olarak ölçülmüştür.

c) Sayındere Formasyonu çatlak analizi daha önce kuyu verileri kullanılarak Şekil 7.34 ile Şekil 7.42'deki gül diyagramları elde edilmiştir. Yüzlek verileri kullanılarak hazırlanan gül diyagramları ile kuyu verileri kullanılarak elde edilen gül diyagramları karşılaştırıldığında % 55-65 oranında bir uyum olduğu görülmüştür. Uyum oranındaki farklılığın nedenlerinin, Sayındere Formasyonu yüzeylenirken etken olan tektonik kaldırma kuvveti ile Sayındere Formasyonu üzerindeki diğer formasyonların dikey basınç etksinin ortadan kalkması olduğu düşünülmektedir.

d) Buradaki çatlak analizi çalışmasının ara sonuca göre Tut ilçesi ve civarında bir petrol kuyusu açılacaksa daha çok sayıda Sayındere Formasyonu çatlağının paralel olarak kesilmesi için Yönlü Kuyu'nun 260^0 kuzey ile 285^0 kuzey arasında ve GD eğimli verilmesinin uygun olacağı görülmüştür.

Sayındere Formasyonu içerisindeki 3 farklı fasiyes sınırları ve fasiyeslere karşılık gelen olası S_{hmax} değerleri simgesi ve nasıl kullanıldığı daha önce Çizelge 7.13'de gösterilmiştir. Shmax değerininin Eosen-Miyosen Tektonizması sırasındaki en yüksek değerlikli yatay stres dağılım haritası, KAS'nda Sayındere Formasyonu S-3 Fasiyesi için Şekil 7.64'de verilmiştir.



Şekil 7.64. Kuzey Adıyaman Petrol Sahası Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesinde Eosen-Miyosen Tektonizması sırasında gelişen en yüksek değerlikli yatay stres (Shmax) değerlerinin dağılım haritası

8. SONUÇ VE ÖNERİLER

Tez çalışması kapsamında Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu çatlak sistemi üzerine yapılan jeomekaniksel analizler ile üretken çatlaklı rezervuar modellemesi yapılarak hidrokarbon aramacılığı açısından birçok önemli ve yararlı sonuçlar elde edilmiştir.

Bu çalışmada, KAS içinde Sayındere Formasyonu içerisinde fasiyes ayırdımına yönelik çalışmalar yapılmış olup, birim S1, S2 ve S3 fasiyeslerine ayrılarak, buradaki S3 fasiyesinin perforesi daha önce Şambayat Petrol Sahası'nda yapılmış olup, şimdiye kadar açılan kuyularda çatlak yoğunluğu ve petrol üretim oranı en fazla olan birim olduğu sonucuna varılmıştır.

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası içerisinde Sayındere Formasyonu toplam kalınlığı, Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi kalınlığı ile üretim değerleri de ayrıca birbirleri ile karşılaştırmalı olarak incelenmiştir. KAS'nda açılan 23 kuyunun GR-DT log bilgileri baz alınarak hazırlanan formasyon dokanak bilgilerinde geçen toplam kalınlık haritasına göre formasyonun toplam kalınlığı GB-KD'da 93 ile 351 m arasında iken KB-B-GD'da 352 ile 787 m arasındadır. KAS içerisinde açılan 23 kuyuda fasiyes ayırtlaması sonrası hazıranan Sayındere Formasyonu S3 fasiyesi haritasına göre; S3 fasiyesi KD- GB'da 25 ile 111 m arasında değişirken KD-GD'da 125 ile 218 m arasında olduğu tespit edilmiştir. KAS'nda Sayındere Formasyonu üretim değerleri karşılaştırmalı olarak GD, GB, KB'da 89-212 bbl/gün iken KD-GD'da 245-487 bbl/gündür.

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası içerisinde açılan 13 adet kuyuda Sayındere Formasyonu'ndan alınan XRMI logu verileri ile aynı kuyuların Sayındere Formasyonu'ndaki petrol-su üretim verilere göre aynı sahada çatlak yoğunluğu, 2022 yılına ait toplam su üretimi, 2022 yılına ait petrol üretimine ait sonuçlar kontur haritaları hazırlanmış olup sonuçları aşağıda özetlendiği gibidir.

Çatlak yoğunluğu;

i) B-KB'da çatlak yoğunluğu 4-17 çatlak/metredir
ii) K-KD ile GD'da 18-33 çatlak/metredir.

Toplam su üretimi;

i) Kuzey Adıyaman Petrol Sahasının doğusunda 2022 yılına kadar 0,01-0,13 milyon varil su üretilmiştir.
ii) KAS'nın batısında su üretimi 0,14-0,49 milyon varildir.

Toplam petrol üretimi;

i) Sahanın Kuzey Kuzeybatısı ile Güneydoğusundaki petrol üretimi 0,01 ile 0,07 milyon varil arasındadır.
ii) Sahanın orta kesimindeki Kuzey Güney hattı boyunca 0,20 ile 0,48 milyon varil arasındadır.

Tez alanını kapsayan IL5406 numaralı sismik hat ve bölgeyi kapsayan diğer veri seti TPAO arşivinden edinilerek değerlendirilip yorumlanmış KAS için verimli üretim sahalarının yer aldığı bölgedeki kırık, kıvrım ve fay gibi temel yapısal unsurların Şambayat Petrol Sahası ile benzer yapısal elementleri kapsadığı sonucuna varılmıştır.

KAS'nı temsil eden 3D ve 2D sismik kesitlerin irdelenmesi sonucunda birimleri kesen yapısal unsurların incelenmesi sonunda bölgede Kretase'den Miyosen'e kadar en az üç tektonik fazın meydana geldiği sonucuna varılmıştır.

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası için 800 ms'lik sismik zaman dilimi baz alınarak yapılan sismik yorumlamalar sonucunda Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi içerisindeki üretken rezervuarların oluşumunda Maastrihtiyen sonu ve Paleosen sonrası fayların etkili olduğu belirlenmiştir.

Kuyularda üretken rezervuar oluşumunu sağlayan faylar belirlendikten sonra alınan XRMI loglarından da yararlanılarak Sayındere Formasyonu'nun çatlaklı yapısı içerisindeki ikincil boşlukların kalsit dolgu ile doldurulup, doldurulmadığı araştırılarak kalsit dolgu ile doldurulan kesimlerin petrol birikimine olumsuz etkisinin olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Anakayada meydana gelen petrol türümünden sonra bölgede meydana gelen tektonik etkiler içerisinde petrolün biriktiği çatlaklı rezervuaların meydana gelmesini sağladığını aynı zamanda birim içerisinde çatlamamış kesimler içerisinde iğne ucu poroziteler içerisinde hapsolmuş petrolün de daha sonra kırılma ve çatlamalar sonucunda verimli çatlaklar içerisine dahil edildiği sonucuna varılmıştır.

Rezervuardaki akışının miktarını belirlemek üzere KAS içerisinde XRMI logları alınan 11 kuyunun çatlak analizi değerlendirilmiş olup, rezervuar özelliklerinin en verimli bölgelerinin stres dağılımındaki heterojenitenin en fazla olduğu ve kalsit dolgu gelişiminin en düşük bulunduğu yerler olduğu belirlenmiştir.

Daha önce Şambayat Petrol Sahası içerisindeki sismik kesitlerde yorumlanan Paleosen sonrası tektonik yapılar tez çalışma alanı olan KAS içinde de yer alan sismik kesitlerle korele edilmiş olup, burada sismik hat üzerinde bulunan KA-52 kuyusunun yer aldığı bölgede kesilen Sayındere Formasyonu'ndaki rezervuar özelliği en çok gelişen kesimin efektif çatlaklı seviyelerin konumunun Sayındere Formasyonu'nun S3 Fasiyesi olduğu ve sismik kesitlerde bu alanın eğimi en dik olan kısmlarında yer aldığı sonucuna varılmıştır.

Kuzey Adıyaman Petrol Sahası içerisindeki kuyuların coğrafik konumları gözetilerek hazırlanan bölgenin jeolojik kesitinde Sayındere Formasyonu'nun S3 fasiyesindeki verimli çatlak üretmesi ile ilgili ön değerlendirmeler ve yorumlamalar yapılmış ve bu yorumlara göre bölgede eş zamanlı olarak Eşik enerji stres çalışması tamamlanmıştır. Buna göre, Eşik enerji stresinin bileşenleri altı değişkenin en yüksek değerleri: Sh en yüksek (max) değeri : 2129 Mpa, Shmin 36 Mpa, Mü değeri 0,93; PP/GB (pore pressure/ gözenek basıncı): 25 Mpa, SHenyüsek(oriantasyon): 180 derece, Sv(dikey basınç değeri): 97 Mpa olarak hesaplanmıştır. Belirtilen bu değerlerin Sayındere Formasyonu gibi sıkı geçirimsiz ve kırılgan litolojili rezervuarlarda tespit edilmesi durumunda,

yeraltındaki Sayındere Formasyonu'nun S3 fasiyesinin kohezyon katsaysının düşük, yüksek eğim-azimut değerleri olan tabakların eşik enerji stresinin üzerinde basınca maruz kalarak kolayca çatlayacakları sonucuna varılmıştır.

Kuyuların eşik enerji stresi hesaplanırken, bölgede önceden hazırlanmış olan formasyonların kalınlık haritalarından yararlanılarak sürdürülen hesaplamalarla elde edilen bu sonuçlar ışığında; KAS 'nda incelemesi yapılan 23 kuyudan 17'sinin eşik enerji stresi değerinin üzerinde bir basınçla kırıldığı tespit edilmiştir.

KAS'nda Sayındere Formasyonu için çatlak yoğunluğu ile doğrultu arasındaki bağıntı tez çalışmasında incelenmiş olup, Kuzeybatı-Güneydoğu yönünde gelişen stres sonucunda oluşan çatlakların daha fazla oranda geliştiği belirlenmiştir.

Tez çalışması sırasında eşik enerji stres analizi hesaplamaları KAS için (mü değeri 0,85'den büyük olması durumunda) gerçekleştirilmiş olup hazırlanan eşik enerji stresi altındaki çatlakların coğrafi bölgelere göre sayısal dağılım haritasına göre çatlakların %10-18,4'ü sahanın kuzeyinde %1-9'u sahanın güneyindedir. Burada elde edilen sayısal sonuçlar aynı bölgedeki kuyuların XRMI logunda görülen çatlak tipleri ile karşılaştırıldığında çatlaklı rezervuarın petrol ile dolumunun XRMI logunda tespit edilen çatlak dolgularındaki çimentolanmayı engellediğini veya yavaşlattığını da göstermektedir.

Kuyulardaki üretim hızı ve mevcut beklenen toplam üretimin (EUR: Expected Ultimate Recovery) açık kırılma yoğunluğu ile ilişkilendirilebileceği düşünülmekte olup, bunun bölgedeki beş petrol alanın hepsinde Geç Miyosen dönemindeki tektonikle gelişen kıvrım eğriliği ve kıvrım asimetrisi ile ilişkilendirilebileceği çıkarımını desteklemektedir. Bu kapsamda en az verimli çatlak yoğunluğuna sahip olup, kıvrım kanat açıklığı en geniş, yapısal asimetrikliği en az olan ve en düşük petrol üretimine sahip bölgenin Kuzey Adıyaman Petrol Sahası olduğu sonucuna varılmıştır.

Sayındere Formasyonu'nun fasiyesleri içerisinde gelişen, içi kalsit çimento ile doldurulan birbirini kesen kırıkların Kampaniyen-Maastrihtiyen dönemindeki tektonizma ile ilşkilendirildiği, bu evrede çimento ile doldurulmuş merkezi çatlak cidarlarında petrol varlığı çimentolanmanın Geç Eosen'de başlayan petrol türümünden önce başladığını işaret etmektedir

Sayındere Formasyonu'nun üretim değerleri ile üretken çatlaklar ve sayıları arasında doğrusal bir bağıntının olduğu tespit edilmiş olup, KAS'nda yer alan 23 kuyu üretim ve XRMI log verileri kullanılarak Üretim debisi ile üretken çatlak sayısı arasındaki bağıntının farklı jeomekanik parametreler kullanılarak yapılan hesaplamalarda sayısal olarak R^2= 0,9845 olduğu ve iletken çatlak yoğunluğu ile üretim arasındaki korelasyon katsayısının da R^2= 0,62 olduğu sonucuna varılmıştır.

Bu çalışmada, KAS'ndaki Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi ile ilgili edinilen bilgiler, bölgede daha önce diğer komşu olan 4 petrol sahasındaki benzer birim sonuçları ile birlikte değerlendirilerek korele edilmiştir. Buna göre S3 fasiyesinden edinilen sayısal parametrelerin Sayındere Formasyonu'nun kesildiği Adıyaman İli ve civarındaki asimetrik dar antiklinallerin bulunduğu kuyular için çalışılması önerilmektedir.

Buradaki çalışmada KAS'nda açılan 23 adet kuyunun Sayındere Formasyonu girişi kod bilgisisi kullanılarak: Kuzey Adıyaman Petrol Sahası'nda Sayındere Formasyonu üstü yapı kontür haritası hazırlanmıştır. Hazırlanan haritada görüldüğü üzere KAS içerisinde Sayındere Formasyonu üstü dokanağına göre birbirinden Kampaniyen sonrası gelişen 3 farklı tektonik aktivite ile Sayındere Formasyonu'nun Kampaniyen'deki paleo topoğrafik çökelim koşulları nedeniyle 5 farklı komşu bölge gelişmiş olup bu bölgeler coğrafi pozisyonu ile Sayındere Formasyonu üstü giriş kod bilgilerine göre : i) Kuzey bölgesi : -930 ile -960 metreler arası ii) Kuzeybatı bölgesi: -1080 ile -1110 m'ler arası iii) Kuzeydoğu bölgesi: -960 ile -990 m'ler arası iv) Güneybatı bölgesi: -1110 ile -1140 m'ler arası v) Güneydoğu bölgesi: -960 ile -1120 m'ler arasıdır. Kuzey Adıyaman bölgesinde elde edilen bu veriler ışığında Adıyaman bölgesindeki petrol türümü ve hareketliliğini denetlemek amacıyla kuyu verileri kullanılarak elde edilecek Sayındere Formasyonu giriş kot bilgisi ile yapı kontur haritasının Adıyaman 12. Petrol Bölgesi için hazırlanması önem arz etmekte olup, hazırlanması önerilmektedir. Bu durumda 2008'de keşfedilen Şambayat Petrol Sahası'na benzerlik sunan yüksek asimetrili ve dalımlı birçok yapıların tespiti mümkün olabilecek ve böylesi antiklinal yapıların bulunduğu alanların tepe kesimlerinde açılacak kuyularda Petrol keşif olasılığının yüksek olması beklenmektedir.

Tez çalışmasında hazırlanan çatlak yoğunluğu dağılım haritası ve bununla uyumlu olduğu görülen petrol üretim dağılım haritasında petrolün Geç Eosen'de açık olan çatlaklardan türediği sonucuna varılmıştır. Geç Eosen'deki petrol üretim haritasındaki verileri kullanılarak su üretimi dağılım haritası da elde edilmiş olup, Sayındere Formasyonu'nda petrol üretimindeki temel sorununun kuyuda standartların üzerinde seri üretim planlaması nedeniyle su ile boğulma olduğu sonucuna varılmıştır.

Kampaniyen sonrası tektonizmanın birden çok çatlak kümesi oluşturduğu, Tez çalışması kapsamında Tut ilçesi ve civarında Sayındere Formasyonu'nda yürütülen sahası çalışmasında birbirlerine yakın lokasyondaki 4 adet çatlak istasyonunda Sayındere Formasyonu'na ait to 827 adet çatlağın doğrultu ve eğim verisi belirlenmiştir. Kampaniyen sonu 2 no'lu Faza ait 1. çatlak kümesine ait 116 adet çatlak KB-GD uzanımlı olarak gelişirken; 3 no'lu Faza ait 2. çatlak kümesine ait 473 adet çatlak Maastrihtiyen'de genel olarak K-G yönünde gelişmiş olup, 1. kümeyi kesmektedir. Aynı lokasyonda genel olarak KD GB yönünde 4 no'lu faza ait 3. çatlak kümesine ait 238 adet çatlak ise ise Geç kretase'den Paleosen'e geçiş döneminde gelişerek meydana gelmiş olup, diğer iki çatlak kümesini kesmektedir.

Tez çalışmasında, KAS'nda Üst Kampaniyen yaşlı Sayındere Formasyonu'nun rezervuar kaya özellikleri çalışılmakla beraber, Kampaniyen yaşlı Karaboğaz Formasyonu'nun, Üst Koniasiyen-Alt Kampaniyen yaşlı Karababa-A Üyesinin, Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonu'nun küresel şekilli seviyesinin kaynak kaya olabilme potansiyeline de tezde ayrıca değinilmiş olup, kaynak kayanın coğrafi konuma bağlı değişen kalınlık bilgilerinin de stratigrafik korelasyonda çalışıldığı gibi bölgesel ölçekte çalışılmasının gerekliliği önerilmektedir.

Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesi, S1 ile S2 fasiyesine göre en üretken ve çatlakları rezervuar kalitesi gösteren fasiyes olup, KAS'nda açılan 23 kuyunun log verilerinden türeyen jeomekanik değişkenin yazılımda işlenmesi sonucu hazırlanan haritada $Sh_{en\ yüksek(max)yatay}$ değeri Kuzey Adıyaman Petrol Sahasının güney-güney batısı ve kuzey batısında 993 ile 2123 Mpa arasında iken Kuzey-kuzeydoğusunda 197-991 Mpa arasında elde edilmiştir. KAS kuzey batısında Sayındere Formasyonu S3 Fasiyesinde çatlamanın en iyi gözlendiği KA-2 kuyusunun 1650-1655 m'ler arasındaki seviyenin S3 fasiyesine ait çatlaklar aynı zamanda da kuyuda alınan XRMI logunda da net olarak izlenmiş olup, ilgili çatlamaların Geç Kampaniyen ve/veya hemen sonrasında oluştuğunu işaret etmektedir.

Regresyon analizi yapılırken, KA-5 kuyusunda olduğu üzere yönlü sondaj yapılan kuyularda sondajın başladığı ve bittiği derinlikler göz önüne alınmalı ve kuyunun ait olduğu önceki ve sonraki tektonik yerleşke de göz önüne alınarak Kritik stres analizi yapılmalıdır.

Sayındere Formasyonu özelinde gerçekleştirilen eşik enerji stres analiz sonuçları ile Kretase, Eosen ve Miyosen tektonizmasının verimli çatlak gelişimi üzerindeki bileşenlerin etkisi göz önüne alındığında, Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu Bölgesinde Killi kesif kireçtaşı litolojisindeki Sayındere Formasyonu veya yine killi kesif marn litolojisindeki Bozova Formasyonunda olası Petrol Keşfi ile sonuçlanabilecek yeni sondaj lokasyonunda petrol sondajı için:

- Kuyunun açılacağı coğrafi konuma en yakın mesafedeki Sayındere Formasyonu çatlaklarının doğrultu değerlerinin yoğun olduğu kesimlerde olması, Eosen veya Miyosen tektonizması etkinliği ile açık ve çatlakların yoğunluğunun fazla olduğu,
- Kretase, Eosen ve Miyosen tektonizma etkilerinin Şambayat Petrol Sahası'nda olduğu gibi heterojen stres dağılımı etksine bağlı yeraltında gelişen asimetrik antiklinal yapının kesilebileceği bölge olmalı,
- Eosen veya Miyosen tektonizması etkisiyle gelişen açık çatlakların yoğunluğunun fazla olduğu alanlar,
- Kalsit dolgu ile doldurulmuş çatlakların uzanımlarının olmadığı ve kuyuların ters fay düşen blok rejiminde yer aldığı,
- Sayındere Formasyonu içerisinde S3 fasiyesinin en kalın geliştiği coğrafi konumların bulunduğu alanlar,
- Yönlü sondaja başlama noktasında (KOP=Kick Of Point) verimli rezervuarlara yönelmek üzere mostralardan da edinilen doğrultu-eğim veri setleri de göz önünde bulundurularak daha çok yoğunluğu fazla olan çatlaklı kesimlere doğru kuyunun yeraltında yönlendirilmesi önerilmektedir.

KAYNAKLAR

Açıkalın, M., 2012, Osmancık Formasyonu Delta Gelişim Modeli ve Kumtaşlarının Hazne Kaya Özellikleri: İncilibayır Sahası / Trakya, İstanbul Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim dalı Yüksek Lisans Tezi, 154 sf, Avcılar/İstanbul

Açıkbaş, D., Baştuğ, C., 1975, V. Bölge Cacas-Hani yöresi kuzey sahalarının jeoloji Raporu ve petrol olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 917, 45 s., Ankara.

Açıkbaş, D., Sungurlu, O., Akgül, A. ve Erdoğan, T.,1979, Geology and Petroleum possibilities of Southeast Turkey: TPAO Arama Grubu, Rapor no.1410, 31 s., Ankara.

Açıkbaş, D., Akgül, A. ve Erdoğan, L. T., 1981, Güneydoğu Anadolu'nun hidrokarbon olanakları ve Baykan-Şirvan-Pervari yöresinin jeolojisi: TPAOArama Grubu, Rapor no. 1543, 387 s., Ankara.

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

Akarsu, İ., 1968, V. Bölge Cizre-Şırnak-İdil-Midyat ve Nusaybin çevresinin Petrol imkanları: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 426, 24 s., Ankara.

Akıncı Ahmet Can, 2017, Çağlayancerit- Helete (Kahramanmaraş) Bölgesindeki Orojenik Kuşak ve Örtü Birimlerinin Tektono-Stratigrafik Gelişimi, Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı Doktora Tezi, 202 sf, Çukurova/Adana

Akküllah, Z., Biçer, Z. ve Akçay, Y., 1984, Günyüzü ölçülmüş stratigrafi kesiti: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1460, 58 s., Ankara.

Aksu, R., 1980, Hakkâri-Çukurca, Harbol, Derik-Bedinan, Hazro bölgelerinin jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1460, 58 s., Ankara.

Ala, M. A. and Moss, B. J., 1979. Comparative petroleum geology of Southeast Turkey and Northern Syria. Journal of Petroleum Geology, 1, 4, 3-27. doi.org/10.1111/j.1747-5457.1979. tb00626.x

Aktaş¸ G. and Robertson, H.F., 1984. The Maden Complex, SE Turkey: evolution of a Neotethyan active margin. In: Dixon, J.E., Robertson, A.H.F. (Eds.) The Geological Evolution of the Eastern Mediterranean. The Geological Society by Blackwell Scientific Publications, pp. 375-401. doi.org/10.1144/GSL.SP.1984.017.01.27

Aktuğ, B., Özener, H., Doğru, A., Sabuncu, A., Turgut, B., Haılıcoglu, K., Yılmaz, O. and Havazlı, E., 2016. Slip rates and seismic potential on the East Anatolian Fault System using an improved GPS velocity field. Journal of Geodynamics 94–95, 1–12. doi.org/ 10.1016/j. jog.2016.01.001

Akyol, H., Özkan, R., Güran, O. G. and Altınsoy, B., 2013. Şambayat- petrol sahası ve civarında çalışılan saha kesitleri ile kuyuların sedimantolojik, stratigrafik ve rezervuar

degerlendirilmesi. Turkish Petroleum Co., R&D department. Unpublished Report No. 3790

Allen, M., Jackson, J. and Walker, R., 2004. Late Cenozoic reorganization of the Arabia–Eurasia collision and the comparison of short-term and long-term deformation rates. Tectonics, 23/1, TC2008. doi.org/10.1029/2003TC001530

Angelier, I. J., Dumont, J. F., Karamanderesı, H., Poisson, A., Şimşek, Ş. and Uysal, Ş., 1981. Analyses of fault mechanisms and expansion of southwestern Anatolia since the late Miocene. Tectonophysics, 75, T1-T9. doi. org/10.1016/0040-1951(81)90271-7

Altınlı, İ. E., 1952, Siirt Güneydoğusunun jeolojik incelemesi: MTA Derleme no.1977, 95 s., Ankara.

Altınlı, İ. E., 1966. Doğu ve Güneydoğu Anadolu'nun jeolojisi. Bulletin of the Mineral Research and Exploration, 67(67), 1-24.

Araç, M., Yılmaz, E., 1991, XI ve XII. Bölge güneyindeki kuyularda kesilen Cudi ve Mardin Gruplarının sedimantolojisi ile fasiyes, diyajenez ve rezervuar özellikleri: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 1715, 154 s.,Ankara.

Awdal, A.H., Braathen, A., Wennberg, O.P. and Sherwanı, G.H., 2013. The characteristics of fracture networks in the Shiranish formation of the Bina Bawi Anticline; comparison with the Taq Taq field, Zagros, Kurdistan, NE Iraq. Petrol. Geosc., 19, 139-155. doi. org/10.1144/petgeo2012-036

Ayyıldız, M. F., TPAO Güneydoğu Anadolu Bölgesi Arazi çalışması 2015, TPAO arşivi.

Badgley, P. C., 1957, Tidewater Oil Company geological report on the Softekstructure Mardin and Siirt vilayets, Southeast Turkey (Licence no. 154): Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu no. 232, Rapor no. 2, 17 s., Ankara.

Bai, T. and Pollard, D., 2000. Fracture spacing in layered rocks: a new explanation based on the stress transition. Journal of Structural Geology, 22/1, 43-57. doi.org/10.1016/ S0191-8141(99)00137-6

Barbier, M., Hamon, Y., Callot, J., Floquet, M. and Danıel, J., 2012. Sedimentary and diagenetic controls on the multiscale fracturing pattern of a carbonate reservoir: The Madison Formation (Sheep Mountain, Wyoming, USA). Mar. Petrol. Geol. 29, 50-67. doi.org/10.1016/j. marpetgeo.2011.08.009

Barton, C. A., Zoback, M. D. and Moos, D., 1995. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. Geology, 23, 683–686.

Barton, C. A., Moos, D. and Zoback, M. D., 1997. In situ stress measurements can help define local variations in fracture hydraulic conductivity at shallow depth. The Leading Edge, 16, 1653–1656. doi.org/10.1190/1.1437547

Baştuğ, M.C., 1980, Sedimentation, deformation and melange emlacement in the Lice basin, Dicle-Karabegan area, Southeast Turkey (Doctora thesis): TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1494, 282 s., Ankara.

Beken, A., 1975, Geology of the Bahro area (Diyarbakır-Turkey), TPAO Arama Grubu, Rapor no. 995, 39 s., Ankara

Bergbauer, S. and Pollard, D.D., 2004. A new conceptual fold-fracture model including prefolding joints, based on the Emigrant Gap anticline, Wyoming. GSA Bull. 116, 294-307. doi.org/10.1130/B25225.1

Biçer, Z., 1981, Sason-Kozluk-Baykan yörelerinde Tersiyer sürüklenim örtüleri altındaki otokton istifin fasiyes özellikleri ve petrol olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 1605, 22 s., Ankara.

Bolat, A., 2012, Adıyaman İli Kuzeyinin Jeolojisi ve Petrol Potansiyeli: Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim dalı Yüksek Lisans Tezi, 112 s, Çukurova/ Adana.

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 s., Ankara.

Bolgi, T., 1964, AR/TPI/645, 662, 663, 665 ruhsat nolu Adıyaman sahalarının jeolojik etüdü: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 325, 19 s., Ankara.

Bolgi, T., Kıratlıoğlu, E., 1962, AR/TPO/674 nolu sahanın jeolojik raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 324 13 s., Ankara.

Bolgi, T. ve Sezgin, M., 1960, İspandika-Kidil ve Kentalan-Garzan arasındaki sahaların strüktürel etüdü: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 136, 52 s., Ankara.

Bradley, T, Fjeld, P.H., Scott, J, Ogilvie, S.R. 2019. Formasyon değerlendirme verilerinin entegrasyonu ile açık denizde yeni bir alışılmadık oyunda karot alma zorluklarının üstesinden gelmek. SPE 195866, 30 Eylül – 2 Ekim 2019 SPE Yıllık Teknik Konferansı, Calgary

Bryant, G. F., 1960, Stratigraphic report of the Penbeğli-Tutköy area, PetroleumDistrict VI, Southeast Turkey (American Oversas Petroleum (AMOSEAS) Report). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu no.323, Rapor no. 12 (TPAO Arama Grubu, Rapor no. 647) 27 s., Ankara.

Cater, J. M. L. and 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. doi.org/10.1111/j.1747-5457.1994.tb00134.x

Cook, M. L., Simo, J. A., Underwood, C. A. and Rijken, P., 2006. Mechanical stratigraphic controls on fracture patterns within carbonates and implications for groundwater flow. Sedimentary Geology,184, 225–239. doi.org/10.1016/j. sedgeo.2005.11.004

Cosentino, L., Coury, Y., Danıel J. M., Manceau, E. Ravenne, C., Van Lingen, P., Cole, J. and Şengul, M.,. 2002. Integrated study of a fractured Middle East reservoir with Stratiform Super-K intervals- Part 2: Upscaling and dual media simulation. SPE 76642-PA. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 5, 24-33. doi.org/10.2118/76642-PA

Cosgrove, J. W. and Ameen, M. S., 1999. A comparison of the geometry, spatial organization and fracture patterns associated with forced folds and buckle folds. In: J. W. Cosgrove and M. S. Ameen (Eds), Forced Folds and Fractures. Geol. Soc. Lond., Spec. Publ., 169, 7-21. doi.org/10.1144/GSL. SP.2000.169.01.02

Cox, P. A., Wood, R. A., Dickson, J. A. D., AL Rougha, H. B., Shebl, H. and Corbett, P. W. M., 2010. Dynamics of cementation in response to oil charge: Evidence from a Cretaceous carbonate field, UAE. Sedimentary Geology, 228, 246–254. doi.org/10.1016/j.sedgeo.2010.04.016.

Çelikdemir, E. ve Dülger, S., 1990, Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu karbonatlarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve rezervuar özellikleri:TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2665, 93 s., Ankara.

Çelikdemir, E., Dülger, S., Görür, N., Wagner, C. ve Uygur, K.,1991, Stratigraphy, sedimentology, and hydrocarbon potential of the Mardin Group,SE Turkey: Special publication of AAPG, no.1, p. 439-454

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 s., Ankara.

Dağdelen, Y., 1970, AR/TPO/908 hak sıra nolu sahanın terk raporu: TPAOArama Grubu, Rapor no. 640 4 s., Ankara.

Dellaloğlu, A. A. ve Pasin, C., 1984, Yalankoz ve Keldağ (Hatay) yörelerininjeolojisi ve petrol olanakları. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2011, 27 s., Ankara.

Demirel, I. H. and Güneri, S., 2000. Cretaceous carbonates in the Şambayat region, SE Turkey: An assessment of burial history and source-rock potential. Journal of Petroleum Geology, 23/1, 91-106. doi.org/10.1111/j.1747-5457.2000. tb00485.x

Demirel, I. H., 2004. Petroleum systems in the eastern and central Taurus region, Turkey. Mar. Petrol. Geol., 21, 1061– 1071. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.06.001

Demirkol, C., 1988, Türkoğlu (K. Maraş) batısında yer alan Amanos dağlarının stratigrafisi, yapısal özellikleri ve tektonik evrimi: MTA Dergisi, Sayı. 108, ss.18-37, Ankara.

Dewey, J.F., Hempton, M.R., Kıdd, W.S., Saroglu, F. and 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. doi. org/10.1144/GSL.SP.1986.019.01.01

Dilci G. M., 2019, Doğal Çatlaklı Rezervuarlara Faylar ve İlişkili Gerilme Alanlarının Etkilerinin İncelenmesi, Türkiye'nin Güneydoğusunda Yer Alan Adıyaman Civarından Bir Örnek Çalışma, ODTÜ Jeoloji Mühendisliği Doktora Tezi, 181 sf, Çankaya/Ankara

Dinçer, A., Güven, A., Tuna, E. ve Çoruh, T., 1991, Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen Otokton istifinin stratigrafisi, TPAO Arama Grubu, Rapor no: 2828, 133., Ankara.

Dorsey, R. ve Franklin, G., 1959, Yayladağ section (Esso Standart (Turkey)Inc.). TPAO Arama Grubu, Arşiv no. 1006, Ankara.

Duman Abubekir, 2019, Sayındere Formasyonu'nun (Şambayat Petrol Sahası, Güneydoğu Anadolu) Fasiyes Özellikleri, Kaynak Kaya ve Rezervuar Potansiyelinin Değerlendirilmesi, Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi, 140 sf, Sarıcaeli/ Çanakkale Merkez/Çanakkale

Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ., Kavukçu, E., Ertürk, O., Kaynak, G., Aras, M., 1987, X-XI-XII. Bölgelerde Gercüş, Hoya, Gaziantep, Germik ve Fırat formasyonlarının stratigrafisi ve sedimantolojisi (I.kısım): TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2280, 67 s., Ankara.

Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ. ve Perinçek, D., 1988, Güneydoğu Anadolu'da Midyat ve Silvan Gruplarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve petrol potansiyeli: TPJD Bülteni, cilt ½, 99-126 s., Ankara.

Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ. ve Perinçek, D., 1989, GüneydoğuAnadolu'da Midyat ve Silvan Gruplarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve paleocoğrafyası, paleontolojisi, Jeoloji tarihi, rezervuar ve diyajenez özellikleri ve olası petrol potansiyeli: TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2563, 78 s., Ankara.

Duran, O., 1991, Beşikli, Tokaris ve Bakacak sahalarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve rezervuar özellikleri: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 1586, 43 s., Ankara.

Duran, O., Şengündüz, N., Sayılı, A., Soylu, C., Aras, M., 1996, XI ve XII. Bölgelerde (GDA) Geç Kretase karbonatlarının stratigrafisi, sedimantolojisi, rezervuar özellikleri, jeokimyasal değerlendirmesi ve hidrokarbon potansiyeli: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor no. 2165, 76 s., Ankara.

Duval, C.B., Cramez, C., and P. Vaıl, 1998, Stratigraphic cycles and major marine source rocks, in Mesozoic and Cenezoic Sequence Stratigraphy of European Basins: SEPM Special Publication, no:60, sayfa 43-51

Ellis, M.A., Laubach, S.E., Eichhubl, P., Olson, J.E. and S. I. Özkaya et al. 227 Hargrove, P., 2012. Fracture development and diagenesis of Torridon Group Applecross Formation, near An Teallach, NW Scotland: millennia of brittle deformation resilience? J. Geol. Soc. Lond. 169, 297-310. doi.org/10.1144/0016- 76492011-086

Erdoğan, T., 1975, Gölbaşı Civarının Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No.929, 17 S., Ankara.

Eren, A., Sarı, R., 1984, Güneydoğu Anadolu'da X. Bölgenin Jeolojik Evrimi Ve Petrol Potansiyeli I: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1867, 52 S., Ankara.

Erenler, M., 1989, Xı-Xıı. Bölge Güney Alanlarındaki Kuyularda Mesozoyik çökel İstifinin Mikropaleontolojik İncelemesi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No. 1364, 44 S., Ankara.

Erentöz, C., 1956, Türkiye Jeolojisi Üzerine Genel Bir Bakış: Mta Enstitüsüdergisi, Sayı. 48, 37-52 S., Ankara.

Ertuğ, K., 1991, Güneydoğu Anadolu'da Kretase Yaşlı Mardin Grubu Ve Karaboğaz Formasyonu'nun Palinostratigrafisi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No. 1525, 49 S., Ankara.

Esso, 1959, Kastel No. 1 Composite Well Log: TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 64, Ankara.

Fall, A., Eichhubl, P. and Laubach, S. E., 2013. Timing and Processes of Fracture Formation in Tight-Gas Sandstone Reservoirs Using Fluid Inclusions. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC1582124-MS

Ferrill, D.A. and Morris, A.P., 2008. Fault zone deformation controlled by carbonate mechanical stratigraphy Balcones fault system, Texas. AAPG Bulletin. 92, 359-380. doi. org/10.1306/10290707066 Foley, E. J., 1937, Geology Of The Kermav Hermis Area: Mta Derleme No. 678,31 S., Ankara.

Gabrielsen, R. H. and Braathen, A., 2014. Models of fracture lineaments Joint swarms, fracture corridors and faults in crystalline rocks, and their genetic relations. Tectonophysics. 628, 26-44. doi.org/10.1016/j.tecto.2014.04.022

Gauld, C. The Historical Context Of Newton's Third Law And The Teaching Of Mechanics. Res. Sci. Educ. 1993, 23, 95–10

Gehman, H. M. Jr., 1962, Organic Matter İn Limestone. Geochimica Et Cosmochimica Acta, 26, 885-887.

Cengiz C., 2019, Diyarbakır Kuzeyindeki Ordovisiyen Yaşlı Bedinan Formasyonu Kumtaşlarının Sedimantolojisi ve Rezervuar Özellikleri, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, 77 sf, Bahçelievler, Gölbaşı/Ankara

Ghosh, K. and Mitra, S., 2009. Structural controls of fracture orientations, intensity, and connectivity, Teton anticline, Sawtooth Range, Montana. AAPG Bulletin, 93, 995-1014.

Gossage, D. W., 1956, Compiled Progress Report On The Geology Of Part Ofpetroleum District Vı, Southeast Turkey: N. V. Turkse Shell, Report No. Grt. 2, 22 P., Ankara.

Gossage, D. W., 1959, Stratigraphic Observations İn The Tut Area Of District Vı, Southeast Turkey: N. V. Turkse Shell, Report No. Grt. 18, 48 P., Ankara.

Görür, N., Akkök, R., 1982, Adıyaman Bölgesinde Mardin Formasyonu'nun Fasiyes Analizi, Diyajenezi ve Hazne Kaya Niteliği: TPAO Arama Grubu, RaporNo. 1633, 83 S., Ankara.

Görür, N., Akkök, R., 1984, Facies Analysis Of The Midyat Group (Lower Eocene To Lower Miocene) Of The Southeast Turkey: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2187, 57 S., Ankara.

Görür, N., Akkök, R., Yöndem, F., Bayram, S., 1981, Sabunsuyu-Iı Ölçülmüş Kesiti: TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 9244, Ankara

Gözel, M.E., 2013. Şambayat Petrol Sahası. TPAO internal report

Gümüş, B., 2016, Batı Raman Antiklinalinde Hoya Formasyonun Çatlak Sınıflandırılması ve Modellemesi, Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı Yüksek Lisans Tezi, 126 S, Çukurova/ Adana.

Gümüş, O., Güleç, E. Ve Ekim, S., 1962, Çüngüş Civarı ve Koruklukdağseksiyonu Hakkında Not: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 239, 3 S., Ankara.

Günay, Y., 1984, Amanos Dağları'nın Jeolojisi ve Karasu-Hatay Grabeninin Petrololanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1954, 98 S., Ankara.

Günay, Y., 1986, Ergani-Dicle Arasındaki Abdülaziz Dağının Jeolojisi ve Yapısı: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2132, 10 S., Ankara.

Günay, Y., Ve Sarıdaş, B., 1984, Amanos Dağlarında Cudi-Mardin Grubu Karbonatları ve Geç Kretase-Eosen Yaşlı İstifin Konumu: TPAO Arama Grubu,Rapor No. 2021, 22 S., Ankara.

Günay, Y., 1998, Güneydoğu Anadolu'nun Jeolojisi-Stratigrafisi: TPAO Aramagrubu Başkanlığı: Rapor No. 3939, 37 S., Ankara.

Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M.E., Tezcan, Ü.Ş. Ve Çoruh, T., 1988, Güneydoğu Anadolu'da Mardin ve Midyat Grupları Arasında Yer Alan Birimlerin Stratigrafisi (Ön Rapor): TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2414, 154 S., Ankara.

Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M.E. Ve Çoruh, T., 1991a, Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen Otokton İstifinin Stratigrafisi:TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2828, 133 S., Ankara.

Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M.E. Ve Çoruh, T., 1991b, Stratigraphic evolution of The Campanian-Paleocene Autochtonous Succesion Of The Southeast Anatolia. Ozan Sungurlu Symposium Proceedings, P. 238- 261, Ankara.

Habibzadeh F., 2020, Süreksizliklerin Statik ve Dinamik Koşullardaki Kesme Dayanımının Yapay Süreksizlikler Yoluyla Karşılaştırılması, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim dalı Doktora Tezi, 185 sf, Bahçelievler, Gölbaşı/Ankara

Handfıeld, R. W., Bryant, G. F. Ve Keskin, C., 1959, Measured Section Of Korudağ (American Overseas Petroleum): TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 523., Ankara.

Hallsteın, Malal ve Çetin, 1957, Germik Dağ Section (Esso Standart (Turkey) Inc.). TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 961, 75 S., Ankara.

Hanks, C.L., Lorenz, J., Teufel, L. and Krumhardt, A.P., 1997. Lithologic and structural controls on natural fracture distribution and behavior within Lisburne Group, Northeastern Brooks Range and North Slope Subsurface, Alaska. AAPG Bulletin, 81, 1700-1720.

Heasley, E. C., Worden, R. H. and Hendry, J. P., 2000. Cement distribution in a carbonate reservoir: recognition of a palaeo oil–water contact and its relationship to reservoir quality in the Humbly Grove field, onshore, UK. Mar. Petrol. Geol., 17, 639–654. doi.org/10.1016/S0264-8172(99)00057-4

Hedberg, 1976, International Stratigraphic Guide; A Guide To Stratigraphic Classification Terminology And Procedure: John Wiley And Sons, 200 P., New York.

Heidbach, Oliver; Rajabi, Müctebâ; Reiter, Karsten; Ziegler, Moritz; WSM Ekibi (2016): Dünya Stres Haritası Veritabanı Sürümü 2016. GFZ Veri Hizmetleri. http://doi.org/10.5880/WSM.2016.001

Hennings Peter ve ark., 2012, Relationship Between Fractures, Fault Zones, Stress, and Reservoir Productivity İn The Suban Gas Field, Sumatra, Indonesia, Aapg Bulletin 96 (4): P753-772

Hobbs, D.W., 1967. The formation of tension joints in sedimentary rocks: an explanation. Geol. Mag. 104 (6), 550-556.

Hugman, R. H. H. and Friedman, M., 1979. Effects of texture and composition on mechanical behavior of experimentally deformed carbonate rocks. AAPG Bulletin, 63, 1478-1489.

İlker, S., 1972, Vı. Bölge Adıyaman Kuzey ve Kuzeydoğusundaki Sahalar HakkındaJeolojik Rapor. TPAO Arama Grubu, Rapor No. 981, 27 S., Ankara.

Jamison, W.R., 1997. Quantitative evaluation of fractures on Monkshood anticline, a detachment fold in the Foothills of Western Canada. AAPG Bulletin, 81, 1110-1132

Jing Lanru, Stephansson Ove; 2007, Fundamentals of Discrete Element Methods for Rock Engineering Theory and Applications, 545 p.

Kazmin, V. G., 1991. Collision and rifting in the Tethys Ocean: geodynamic implication. Tectonophysics, 196/3-4, 371-384. doi.org/10.1016/0040-1951(91)90331-L

Kellogg, H. E., 1960, Stratigraphic Report, Hazro Area, Petroleum District V, Seturkey (American Overseas Petroleum (Amoseas) Report). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu No. 126, Rapor No. 1, 42 S., Ankara.

Kellogg, H. E., 1961, Regional Stratigrphy And Petroleum Possibilities Ofsoutheast Turkey (American Overseas Petroleum (Amoseas) Report). Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu No. 201, Rapor No. 1, 29 S .(TPAO Arama Grubu, Rapor No. 767)

Keskin, C., 1968, Şehşap Deresi Kesitindeki Mardin Formasyonu'nun Mikrofasiyesive Diyajenez İncelemesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 422, 9S., Ankara.

Ketin, İ., 1964, Güneydoğu Anadolu Paleozoyik Teşekküllerinin Jeolojik EtüdüHakkında Rapor (I. Kısım: Derik-Bedinan, Penbeğli-Tut Ve Hazro Bölgesi): TPAO Arama Grubu, Rapor No. 287, 36 S., Ankara.

Kıratlıoğlu, E., 1964, Ar/Tpo/674 Nolu Sahanın Jeolojik Raporu: TPAO AramaGrubu, Rapor No. 324 13 S., Ankara.

Koaster, E.A., 1963, Petroleum Geology Of District V, Turkey With Special Reference To License No. 649 Of Aladin Middle East Ltd. (Ame Report): Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu No. 125, Rapor No. 4, 22 S., Ankara.

Koçyiğit, A., Yımaz, A., Adamia, S. ve Kuloshvili, S., Neotectonics of EastAnatolian Plateau (Turkey) and Lesser Caucasus: implication for transition from thrusting to Strike-Slip Faulting.Geodinamica Acta, 14, 177-195., (2001)

Krausert, R. Ve Temple, P., 1957a, Derik Section (Esso Standart (Turkey)Inc.):TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 920, 48 S., Ankara.

Krausert, R. Ve Temple, P., 1957b, Telbismi Section (Esso Standart(Turkey)Inc.). TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 932, 959 P., Ankara.

Krummenacher, R. And Periam, C. E., 1958, Geological Studies İn Theamanos Mountains With Some Regional Consideration: N. V. Turkse Shell, Report No. Grt. 11, 34 P. (Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu No. 351, Rapor No. 3).

K.T. And Christie-Blick, N. (Eds), Strike-Slip Faulting And Basin Formation. Society Of Economic Paleontologists And Mineralogist, Special Publication, Vol. 37, Pp. 227-264.

Laubach, S. E., Meghan, E. and Ward, M. E., 2006. Diagenesis in porosity evolution of opening-mode fractures, Middle Triassic to Lower Jurassic La Boca Formation, NE Mexico. Tectonophysics, 419, 75-97. doi.org/10.1016/j. tecto.2006.03.020

Laubach S. Ernest, E. Olson Jon, R. Gross Michael, 2009, Mechanical and fracture stratigraphy, AAPG Bulletin, Vol. 93(11), November 2009, Sf 1413-1426

Laubach, S. E., Lamarche, J., Gauthıer, B. D. M., Dunne, W. M. and Sanderson, D. J., 2018. Spatial arrangement of faults and opening-mode fractures. Journal of Structural Geology, 108, 2-15. doi.org/10.1016/j.jsg.2017.08.008

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.

Lybéris, N., Yürür, T., Chorowicz, J., Kasapoğlu, E. and Gündoğdu, N., 1992. The East Anatolian fault: an oblique collisional belt. Tectonophysics, 204, 1–15. doi.org/ 10.1016/0040-1951(92)90265-8

Maraşlı, Ali, TPAO Güneydoğu Anadolu Bölgesi Kuyu Operasyonları takibi, 2012, TPAO arşivi.

Marrett, R. and Laubach, S. E., 1997. Diagenetic controls on fracture permeability and sealing. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 34, 204-204. doi. org/10.1016/S1365-1609(97)00032-4

Maxson, J. H., 1936, Geology And Petroleum Possibilities Of The Hermis Dome:Mta Derleme No. 255, 25 S., Ankara.

Mc Kenzie, D., P., 1972. Active tectonics of the Mediterranean region. Geophys. Journ. Roy. Astron.Soc., 30, 109–185. doi. org/10.1111/j.1365-246X.1972.tb02351.x

Meriç, E., 1978, Güneydoğu Türkiye'de Sinan Formasyonu Alt Üyesi Ve Besni Formasyonu'nun Fauna Özellikleri: Tjk Bull., C.21, Sayı 2, S. 95-96. Ankara.

Meriç, E., Oktay, F. Y., Özer, S., Besni Formasyonu'nun Alidamı (Kahta- Adıyaman) Kuzeybatısındaki Stratigrafik Gelişimi ile İlgili Yeni Gözlemler: Jmo Dergisi, No. 25, S. 51-54, Ankara.

Meriç, E., Oktay, F. Y., Toker, V., Tanseli, İ ve Duru, M., 1987, Adıyaman Yöresi Geç Kretase-Eosen İstifinin Sedimanter Jeolojisi ve Biyostratigrafisi (Foraminifer, Nanoplankton, Ostracod): Tjk Bülteni, C. 30, No.2, 19-32 S., Ankara.

Morad, D., Nader, F., Gasparrını, M., Morad, S., Darmakı, F. A., Martınes, M. and Hellevang, H., 2018. Comparison of the Diagenetic and Reservoir Quality Evolution between the Anticline Crest and Flank of an Upper Jurassic Carbonate Reservoir, Abu Dhabi, United Arab Emirates. Sedimentary Geology, 367, 96-113. doi. org/10.1016/j.sedgeo.2018.02.008

Mitchum, R.M. And J.C. Van Wagoner, 1991, High Frequency Sequences And Their Stacking Patterns: Sequence Stratigraphic Evidence Of High Frequency Eustatic Cycles: Sedimentary Geology, V. 70, Sayfa 131-160.

Mülayim, O. 2013. Microfacies analysis, depositional environments and sequence stratigraphy of the late Cretaceous Karababa and Derdere formations in the Cemberlitas oil field, Adiyaman, Southeastern Turkey (Master's Thesis, University of Alabama Libraries), 126 sf

Mülayim, O., Mancini, E., Cemen, I., & Yılmaz, İ. Ö. 2016. Upper Cenomanian-Lower Campanian Derdere and Karababa formations in the Çemberlitaş oil field, southeastern Turkey: their microfacies analyses, depositional environments, and sequence stratigraphy. Turkish Journal of Earth Sciences, 25(1), 46-63.

Narr, W. and Suppe, J., 1991. Joint Spacing in Sedimentary Rocks. Journal of Structural Geology, 13, 1037–1048. doi. org/10.1016/0191-8141(91)90055-N

Narr, W., Schechter, D. S. and Thompson, L. B., 2006. Naturally Fractured Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers. ISBN: 978-1-55563-112-3

Neilson, J. E., Oxtoby, N. H., Simmons, M. D., Simpson, I. R. and Fortunova, N. K., 1998. The relationship between petroleum emplacement and carbonate reservoir quality: Examples from Abu Dhabi and the Amu Darya Basin. Mar. Petrol. Geol., 15, 57–72. doi.org/10.1016/S0264- 8172(97)00033-0

Nelson, R. A., 2001. Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Publishing, Boston. ISBN: 9781493303472

Nusret Nurlu, 2016, Helete (Kahramanmaraş) Bölgesinde Yer Alan Tektonomagmatik Birimlerin Jeokimyası ve Tektonik Önemi, Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı Doktora Tezi, 180 sf, Çukurova/Adana

Ocean Drilling Program, Texas Aαm University, 1000 Discovery Dr., College Station Tx 77845, USA I (979) 845 26 73, http://ww-odp.tamu.edu/publications/203_ir/chap_02/c2_t4.Htm

Odling, N. E., Gillespie, P., Bourgine, B., Castaing, C., Chiles, J-P., Christensen, N. P., Fillion, E., Genter, A., Olsen, C., Thrane, L., Trice, R., Aarseth, E., Walsh, J. J. and Watterson, J., 1999. Variations in fracture system geometry and their implications for fluid flow in fractured hydrocarbon reservoirs. Petrol. Geosc. 5, 373-384. doi.org/10.1144/petgeo.5.4.373

Oktay, H., 1971, Vı. Bölge Jeolojisi ve Petrol İmkanları Hakkında Kısa Düşünceler TPAO Arama Grubu, Rapor No. 541, 13 S., Ankara.

Ortega, O. J., Gale, J. F.W. and Marrett, R., 2010. Quantifying diagenetic and stratigraphic controls on fracture intensity in platform carbonates: an example from the Sierra Madre Oriental, northeast Mexico. Journal of Structural Geology 32, 1943-1959. doi.org/10.1016/j.jsg.2010.07.004

Önalan, M., 1989-1990, Önülke Havzaları Ve K. Maraş Önülke Havzasının Jeolojik Evrimi: İüff Yerbilimleri Dergisi, Cilt. 7, Sayı. 1-2, S. 19-43.

Önem, Y., 1966, Çelikli ile Gölap-Belaşa Sahaları 1965 Yazı Saha Çalışmalarına DairJeolojik Rapor: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 356, 28 S., Ankara.

Önem, Y., 1967, V. Bölge Muhtelif Sahalardaki Çalışmalara Dair Jeolojik Rapor:TPAO Arama Grubu, Rapor No. 339, 20 S., Ankara.

Önem, Y., 1968, Derik-Mardin ve Gercüş-Germav Sahalarına Ait Jeoloji Raporu:TPAO Arama Grubu, Rapor No. 423, 30 S., Ankara.

Öney, O. 2004, Şanlıurfa İli Bozova İlçesi Civarında Bozova Sahasının Petrol Potansiyeli, Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı Yüksek Lisans Tezi, 90 S, Çukurova/ Adana.

Özer, S., 1992, Güneydoğu Anadolu'daki Rudistlerin Stratigrafik Konumu Ve Biyocoğrafik Özellikleri:Tpjd Bülteni, Cilt. 4/1, S. 47-58, Ankara.

Özkanlı, M., 1998, Log Yorumu-Prensipler ve Uygulamalar: TPAO Arama Grubu Başkanlığı, Rapor No. 2547, 285 S., Ankara.

Özkaya, İ., 1978, Ergani-Maden Yöresi Stratigrafisi: Tjk Bull., C. 21, Sayı 2, S.129-139, Ankara.

Özkaya, İ., 1982. Upper cretaceous plate rupture and development of leaky transcurrent fault ophiolites in Southeast Turkey. Tectonophysics 88, 102-116. doi. org/10.1016/0040-1951(82)90204-9

Özkaya S.İ. and Richard P. D., 2006. Fractured Reservoir Characterization Using Dynamic Data in a Carbonate Field, Oman. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 9, 227-238. doi.org/10.2118/93312-PA

Özkaya S.İ., Dölek T., Yapan, K., Durukan B. Alper, 2019, Controls On Fracture Flow Potential In A Tight Carbonate Reservoir: Sayındere Formation (Campanian), West Adıyaman Basin, Se Turkey, Journal Of Petroleum Geology, Vol. 42(2), April 2019, Sf 207-228

Paige, S., 1946, The Geology Of A Portion Of Southeasthern Anatolia Between Mardin And Diyarbakır, Siirt And Cizre: Mta Derleme No. 217, 36 S., Ankara.

Pasin, C., 1989, Siirt-Eruh ve Şırnak Arasındaki Bölgenin Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2632, 24 S., Ankara.

Pasin, C., Akgül, A., Dülger, S., 1982, Güneydoğu Anadolu'da Mardin Grubu: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1635, 81 S., Ankara.

Peksü, M., 1958'a, Haydarlı Section (Esso Standart (Turkey) Inc.): TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 969, 10 S., Ankara.

Peksü, M., 1958b, İncesu Section (Esso Standart (Turkey) Inc.): TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 968, 12 S., Ankara.

Perıam, C. E. And Krummenacher, R., 1958, The Geology Of The Eastern Part Of District Vı (Urfa Area), Se Turkey (N. V. Turkse Shell Report): PetrolİşleriGenel Müdürlüğü Teknik Arşivi, Kutu No. 352, Rapor No. 4, 37 S.(TPAO Arama Grubu, Rapor No. 836)

Perinçek, D., 1977, Çelikhan-Sincik-Koçali (Adıyaman İli) Alanının Jeolojik İncelenmesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1394, 30 S., Ankara.

Perinçek, D., 1978, Çelikhan-Sincik-Koçali (Adıyaman İli) Alanının Jeolojik İncelenmesi ve Petrol Olanaklarının Araştırılması, TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1250, 212 S., Ankara.

Perinçek, D., 1979a, Geological İnvestigation Of The Çelikhan-Sincik-Koçali Area (Adıyaman Province): İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Mecmuası, B-44, S.127-147., İstanbul.

Perinçek, D., 1979b, Çelikhan-Sincik-Koçali (Adıyaman İli) Alanının Jeolojik İncelemesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1394, 30 S., Ankara.

Perinçek, D., 1979c, Hazro, Korudağ-Çüngüş, Maden, Hazar, Elâzığ, Malatya Dolayının Jeolojisi: TPAO Arama Grubu Rapor No. 1395, 62 S., Ankara.

Perinçek, D., 1980, Ix. Bölge Hakkâri, Yüksekova, Çukurca, Beytüşşebap, Uludere, Pervari Dolayının Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1481, 80S., Ankara.

Perinçek, D., 1981, Güneydoğu Anadolu'da Jeokimya Çalışması Yapılacak Mesozoyik ve Tersiyer Yaşlı Anakaya Olasılı Birimlerin Stratigrafisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1591, 18 S., Ankara.

Perinçek D. and Özkaya, I., 1981. Tectonic evolution of the northern margin of Arabian plate. Yerbilimleri Dergisi. Hacettepe Üniv (in Turkish with English abstract), 8, 91–101

Perinçek, D., 1989, Hakkâri İli ve Dolayının Stratigrafisi, Yapısal Özellikleri, PetrolİmkanlarıTPAO Arama Grubu, Rapor No. 2545, 127 S., Ankara.

Perinçek, D., 1990, Hakkâri İli Dolayının Stratigrafisi, Gda Türkiye: Tpjd Bülteni, Cilt. 2/1, 21-68. S., Ankara.

Perinçek, D., Duran, O., Bozdoğan, N. Ve Çoruh, T., 1991, Stratigraphy And Paleogeographical Evolution Of The Autocthonous Sedimentary Rocks İn The Se Turkey (Güneydoğu Türkiye'de Otokton Sedimanter Kayaların Stratigrafisi Ve Paleocoğrafik Evrimi): Ozan Sungurlu Symposium Proceedings, P. 274-305 P., Ankara.

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.), S. 274–305. Ankara

Petrotek Limited, 1968, Geological Report On The Siirt Province, Southeast Turkey, Ar/Srı/749: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Teknik Arşivi, 22 S., Ankara

Posamentier, H.W., And G.P. Allen, 1999, Sliciclastic Sequence Stratigraphy; Concepts And Applications: Concepts İn Sedimentology And Paleontology, Sepm Concepts İn Sedimentology And Paleontology, V. 7, 204 Sayfa

Price, N. J., 1966. Fault and joint development in brittle and semi-brittle rocks. Pergamon, Oxford.

Questiaux, J. M., Couplels, G. D. and Ruby, N., 2010. Fractured reservoirs with fracture corridors. Geophys. Prospect. 58, 279-295. doi.org/10.1111/j.1365- 2478.2009.00810.x

Proctor, P. D. Ve Özkaya, İ., 1975, V ve VI. Bölge Şaryaj Zonu, Maden, Ergani, Guleman, Dicle Yöresi Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 978, 83 S., Ankara.

Rigo De Righi, M. ve Cortesini, A., 1964, Gravity Tectonics In Foothills Structurebelt Of Southeast Turkey: Aapg Bull., No. 48, P. 1911-1937.

Robertson, A., Boulton S.J., Taslı, K., İnan, N., Yıldız, A., Yıldırım, N. and 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. doi.org/10.1016/j.jseaes. 2015.01.025

Ronov, A. B., 1958, Organic Carbon İn Sedimentary Rocks. Translation İn Geochemistry, No. 5, 510-536 S.

Rosales, I., Pomar, L. and AL-Awwad, S. F., 2018. Microfacies, diagenesis and oil emplacement of the Upper Jurassic Arab-D carbonate reservoir in an oil field in central Saudi Arabia (Khurais Complex). Mar. Petrol. Geol., 96, 551-576. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.05.010

Rotevatn, A. and Bastesen, E., 2014. Fault linkage and damage zone architecture in tight carbonate rocks in the Suez Rift (Egypt): implications for permeability structure along segmented normal faults. In: Spence et al. (Eds) 228 Controls on fracturing in the carbonates of the Sayındere Formation (Campanian), SE Turkey Advances in Study of Fractured Reservoirs. Geol. Soc. Lond., Spec. Publ., 374, 79-95. doi.org/10.1144/SP374.12

Saltık, O., 1970, Cizre-Silopi-Rubai Sahasına Ait Rekonesans Jeoloji Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 488, 9 S., Ankara.

Saltık, O. Ve Saka, K., 1971a, İnişdere Tip Stratigrafi Kesiti: TPAO AramaGrubu, Arşiv No. 4308., 75 S., Ankara.

Saltık, O. Ve Saka, K., 1971b, Karababa Tip Stratigrafi Kesiti: TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 4307., 68 S., Ankara.

Saltık, O. Ve Saka, K., 1971c, Besni Tip Stratigrafi Kesiti: TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 4312., 59 S., Ankara.

Sanders, C., Bonora, M., Richards, D., Kozlowskı, E., Sylwan, C. and Cohen, M., 2004. Kinematic structural restorations and discrete fracture modeling of a thrust trap: a case study from the Tarija Basin, Argentina. Mar. Petrol. Geol. 21, 845-855. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.09.006

Sarıdaş, B., 1987, Hazro, Malahermo, Belaşa Dolayının Jeolojisi ve Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2326, 48 S., Ankara.

Sarıdaş, B., 1991, Cendere Sahası ve Nemrut Dağı Dolayının Jeolojisi (Rezarvuar Çalışması): TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2826, 20 S., Ankara.

Savcı, H., Dülger, S., 1980, Cacas-Sason-Kozluk Dolayının Jeoloji İncelemesi Ve Petrol Olanaklarının Araştırılması: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1442, 41 S., Ankara.

Sayılı, A. ve Duran, O., 1994, XI. Bölge Batısı ve Xıı. Bölge Doğu Alanlarında (Gda) Sabunsuyu, Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere Formasyonlarının Fasiyes Dağılımları Ve Rezervuar Özellikleri: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No. 1985, 41 S., Ankara.

Schmıdt, K., 1935, First Report Over Geological And Paleontological: Mta Derleme No. 1532, 11 S., Ankara.

Schwennesen, A. T., 1949, Report On Oil Possibilities Of Turkey: Mta Derleme No. 1809, 107 S., Ankara.

Sırat, M., Al-aasm, I. S., Morad, S., Aldahan, A., Al-jallad, O., Ceriani, A., Morad, D., Mansurbeg, H. and Al-Suwaidi, A., 2016. Saddle dolomite and calcite cements as records of fluid flow during basin evolution: Paleogene carbonates, United Arab Emirates. Mar. Petrol.

Singh, S.K., Abu-habbiel, h., Khan, b., Akbar, m., Etchecopar, A. and Montaron, B., 2008. Mapping fracture corridors in naturally fractured reservoirs: an example from Middle East carbonates. First Break 26 (5), 109-113.

South Eastern Ohio Regional, Freenet,ww.ohiou.edu/../ table%205%20powerpoint/ Jurassic%20Era.ppt

Soylu, C., 1982, Adıyaman-6 Kuyusunun Organik Jeokimyasal Değerlendirme Raporu: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 443, Ankara.

Soylu, C., Yılmaz, E., 1991, Gaziantep Civarındaki Kuyularda Mardin ve Cudi Grubu Birimlerinin Jeokimyasal Değerlendirilmesi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 443, Ankara.

Soylu, C., Alaygut, D., Tekin, T., Ertuğ, K., Kirici, S., 1996, K. Eşmeli-1, Ördekli-1, Ozan Sungurlu-1 ve Narlıkaya-1 Kuyularında Karaboğaz Formasyonu'nun Jeokimyasal, Minerolojik, Organik Petroğrafik, Palinolojik Ve Mikropaleontolojik Değerlendirmesi: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No. 2189, 101 S., Ankara.

Soytürk, N. Ve Erdoğan, T., 1974, Bakük –Ceylanpınar-Derik-Mazıdağı Dolaylarının Jeolojisi Ve Hidrokarbon Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 865, 14 S., Ankara.

Stearns, D. W., 1968. Certain Aspects of Fractures in Naturally Deformed Rocks. In: Riecker, R. E., (Ed.), Rock Mechanics Seminar. Terrestrial Sciences Laboratory, Bedford. 97–118.

Stratum, 1963, General Geological Report On The Petroleum District V With Reference To The Areas Ar/ A.M.E/648, Ar/C.M.E/657, 660, Ar/P.E.R/650, 659 (Aladdin Middle East Ltd. Report): Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Teknik Arşivi, Kutu No. 125, Rapor No. 7, 19 S., Ankara

Stephenson, B. J., Koopman, A., Hillgartner, H., Mcquillan, H., Bourne, S.,Noad, J. J. and Rawnsley, K., 2007. Structural and stratigraphic controls on fold related fracturing in the Zagros Mountains, Iran: implications for reservoir development. In: Lonergan, L, Jolly, R. J. H., Rawnsley, K, and Sanderson D. J. (Eds) Fractured Reservoirs. Geol. Soc., Lond., Spec. Publ., 270, 1–21. doi.org/10.1144/GSL. SP.2007.270.01.01

Sungurlu, O., 1973, Vı. Bölge Gölbaşı-Gerger Arasındaki Sahanın Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 802, 30 S., Ankara.

Sungurlu, O., 1974a, Vı. Bölge Kuzey Sahalarının Jeolojisi: TPAO Arama Grubu,Rapor No. 871, 32 S., Ankara.

Sungurlu, O., 1974b, Vı. Bölge Kuzey Sahalarının Jeolojisi: Türkiye İkinci Petrol Kongresi Tebliğleri, 85-107 S., Ankara.

Sungurlu, O., Arpat, E., 1978, Türkiye Doğu Kesiminin Jeolojisi ve Beklenir Kabuk Yapısı: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1204, 8 S., Ankara.

Sünnetçioğlu M.A., 2008, Üst Eosen yaşlı sediman topluluğunun istif stratigrafi yaklaşımı ile çökelim tarihçesi analizi, Kuzeybatı Trakya/Türkiye, ODTÜ Jeoloji Mühendisliği Doktora Tezi, 285 sf, Çankaya/Ankara

Şengör, A.M.C. and Kidd, W.S.F., 1979. Post-collisional tectonics of the Turkish–Iranian plateau and a comparison with Tibet. Tectonophysics, 55, 361–376. doi.org/10.1016/0040-1951(79)90184-7

Şengör, A.M.C. and Yılmaz, Y., 1981. Tethyan evolution of Turkey. A plate tectonic approach. Tectonophysics, 75, 181–241. doi.org/10.1016/0040-1951(81)90275-4

Şengör, A.M.C, Görür, N. and Şaroğlu, F., 1985. Strike-Slip Deformation Basin Formation and Sedimentation: Strike-Slip Faulting and Related Basin Formation in Zones Of Tectonic Escape: Turkey As Case Study. İn: Biddle, K.T. and Christie-Blick, N. (Eds), Strike-Slip Faulting and Basin Formation. Society of Economic Paleontologists and Mineralogist, Special Publication, vol. 37, pp. 227-264.

Şengündüz, N. Ve Aras, M., 1986, XI ve XII. Bölgelerde Mardin Grubu Karbonatlarının ve Karaboğaz Formasyonu'nun Fasiyes Dağılımı, Diyajenetik Özellikleri Ve Çökelme Modeli: TPAO Araştırma Merkezi, Rapor No. 1005, 75 S., Ankara.

Taşman, M., 1947, A Report On Garzan Well No: 1: Mta Derleme No. 1766, 9 S., Ankara.

Taşman, C. E., 1949, Stratigrahy Of Southeastern Turkey: A.A.P.G. Bull., Vol. 33, No. 1, 22-31 P., Ankara.

Temple, P. Ve Yalçın, K., 1958, Lice Section (Esso Standart (Turkey) Inc.): TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 953, Ankara.

Thomas, E., Aytuna, S. And 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.

Tolun, N., 1949, Silvan ve Hazro Mıntıkası Hakkında Jeolojik Notlar: Tjk Bull., Cilt Iı, Sayı. 1, S. 65-90. Ankara.

Tolun, N., 1954, Güneydoğu Anadolu'nun Stratigrafisi ve Tektoniği: Mta Derleme No. 2147, 95 S., Ankara.

Tolun, N., Erentöz, C. Ve Ketin, İ., 1962, 1/500.000 Ölçekli Türkiye JeolojiHaritası (Diyarbakır Paftası): Mta Yayınları, 69 S., Ankara.

Tuna, D., 1973, VI. Bölge Litostratigrafi Birimleri Adlamasının Açıklayıcı Raporu:TPAO Arama Grubu, Rapor No. 813, 131 S., Ankara.

Turner, F., Dorsey, R., 1958, Tutköy Section (Esso Standart (Turkey) Inc.): TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 973, 42 S., Ankara.

Turner, F., 1958, Kayık Section (Esso Standart (Turkey) Inc.): TPAO Arama Grubu, Arşiv No. 983, Ankara.

Türkünal, S., 1955, Çukurca, Beytüşşebap ve Şırnak Arasında Kalan BölgelerinJeolojik Etüdü: Tjk Bülteni, Cilt Vı, No. 1, 41-49 S., Ankara.

Türkmen, M. O. and Gözel, M. E., 2014. Fracture Characterization of a Carbonate Reservoir by DFN Modeling: A Case Study. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October, Amsterdam, The Netherlands. SPE 170699-MS. doi.org/10.2118/170699-MS

Ukar, E., Özkul, C. and Eıchhubl, P., 2016. Fracture abundance and strain in folded Cardium Formation, Red Deer River anticline, Alberta Foothills, Canada. Mar. Petrol. Geol., 76, 210-230. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.016

Ulu, M. and Karahanoglu N., 1998. Characterization of the Karababa-C reservoir in the South Karakus oil field, southeast Turkey. Mar. Petrol. Geol., 15, 803-820. doi. org/10.1016/S0264-8172(98)00045-2

Uygur, K., Aydemir, V., 1988, Bölükyayla-Çukurtaş Sahalarında (Xıı.Bölge) Derdere, Karababa, Karaboğaz ve Sayındere Formasyonlarının Yer Altı Jeolojisi: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2454, 268 S., Ankara.

Uygur, K. and IŞ, H., 1997. Reservoir Characterization of Cretaceous Mardin Group Carbonates in Bölükyayla-Cukurtaş and Karakuş Oil Fields, SE Turkey: A Petrographic and Petrophysical Comparison of Overthrust and Foreland Zones. In: K. Uygur, H. Iş and M. A. Yükler (Eds). Seals, Traps, and the Petroleum System. Chapter 11. AAPG Memoir. 67, 168-198.

Vail, P. R, Mithcum, R.M., Jr., And S. Thompson, 1977, Seismic Stratigraphy And Global Changes Of Sea-Level: İn C.E. Payton, (Ed.), Stratigraphic İnterpretation Of Seismic Data: American Association Of Petroleum Geologists Memoir 26, Sayfa 83-98

Van Wagoner, J.C., Posamentier, H.W., Mitchum, R.M, Vaıl, P.R., Sarg, J.F., Loutıt, T. S, and J. Hardenbol, 1988, An Overview Of The Fundemantals Of Sequence Stratigraphy And Key Definitions: İn 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 İntegrated Approach: Sepm

Special Publication No: 42, Sayfa 39- 45.

Van Wagoner, J.C., Mıtchum, R.M., Champıon, K.M. And V.D. Rahmanıan, 1990, Sliciclastic Sequence Stratigraphy İn Well Logs, Core And Outcrop: Concepts For High-Resolution Correlation Of Time And Facies: American Association Of Petroleum Geologists, Methods İn Exploration; No: 7, 55 Sayfa.

Wagner, C. and Pehlivan, M., 1987. Geological control in the distribution of source rocks and reservoirs in Upper Cretaceous carbonates of southeast Turkey. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1, 105-114. doi. org/10.1016/0920-4105(87)90002-7

Wagner, C., Tuna, E., 1988, Campanian Cycle Iv Carbonates İn Southeast Turkey-Depositional Environments And Paleogeography: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2528, 11 S., Ankara.

Watkins, H., Butler, R. W. H., Bond, C. E. and Healy, D., 2015. Influence of structural position on fracture networks in the Torridon Group, Achnashellach fold and thrust belt, NW Scotland. Journal of Structural Geology, 74, 64-80. doi. org/10.1016/j.jsg.2015.03.001

Wennberg, O.P., Svånå, T., Azızzadeh, M., Aqrawı, A.m.m., Brockbank, P., Lyslo, K.B., and Ogılvıe, 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. doi.org/10.1144/1354-079305-675

Wikipedia, Https://En.Wikipedia.org/wiki/Binomial_nomenclature

Wikipedia, Https://en.wikipedia.org/wiki/Christian_Leopold_von_Buch

Worden, R. H. and Bukar, M., 2018. The effect of oil emplacement on quartz cementation in a deeply buried sandstone reservoir. AAPG Bulletin,102, 49-75. DOI: 10.1306/02071716001

Yalçın Erik, N., 2013, Organic Geochemical Characteristic and Hydrocarbon Generation Potential of Triassic Bakük Formation (Cudi Group, Southeast Anatolia, IPETGAS 2013, Türkiye 19. Uluslararası Petrol ve Doğal Gaz kongre ve Sergisi, Ankara.

Yalçın, N., 1977 Geology Of The Narince-Gerger Area (Adıyaman Province) And Its Petroleum Possibilites: İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Mecm., Seri B, Cilt41, S.57-82, İstanbul.

Yalçın, N., 1978, Kahramanmaraş-Gaziantep Arasındaki Allokton Birimlerin Ayırtlanması ve İlişkileri: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 1249, 68 S., Ankara.

Yazgan, E., 1984. Geodynamic evolution of the Eastern Taurus region. International Symposium on the Geology of the Taurus Belt. 199-208.

Yıldırım, M., ve Yılmaz, Y., 1991. Güneydoğu Anadolu Orojenik Kuşağının Ekaylı Zonu. Türkiye Petrol Jeologları Derneği Dergisi, 3: 57-73.

Yılmaz, Y., 1982, Amonos Dağlarının Tektoniği: TPAO Arama Grubu, Rapor No.1653, 91 S., Ankara

Yılmaz, Y., 1993. New evidence and model on the evolution of the southeast Anatolian orogen. Geol. Soc. Am. Bull. 105, 251–271. doi.org/10.1130/0016-7606(1993)105%3C0251:NEAMOT%3E2.3.CO;2

Yılmaz, Y. ve ark., 1993, Berit Metaofiyolitinin Jeolojisi. A. Suat Erk Jeoloji Sempozyumu, Bildiriler, 37-52.

Yılmaz, Y., Tüysüz, O., Yiğitbaş, E., GENÇ, S.C. and 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. doi.org/10.1029/93TC00597

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

Yılmaz, E. ve Duran, O. 1997. Güney Doğu Anadolu Bölgesi Otokton ve Allokton Birimler Stratigrafi Adlama Sözlüğü ("LEXICON"). TPAO Araştırma Merkezi Eğitim Yayınları, No:31, 460 s., Ankara.

Yığitbaş, E. and Yılmaz, Y., 1996. New evidence and solution to the Maden complex controversy of the Southeast Anatolian orogenic belt (Turkey). Geologische Rundschau 85, 250-263. doi.org/10.1007/BF02422232

Yiğitbaş, E. and Yılmaz, Y., 2010. Post-Late Cretaceous Strike-Slip Tectonics and Its Implications for the Southeast Anatolian Orogen, Turkey. International Geology Review, 38/9, 818-831. dx.doi.org/10.1080/00206819709465364

Yoldemir, O., 1985, Suvarlı (Adıyaman) Yakın Dolayının Jeolojisi, Yapısal Durumu Ve Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 2113, 9s., Ankara.

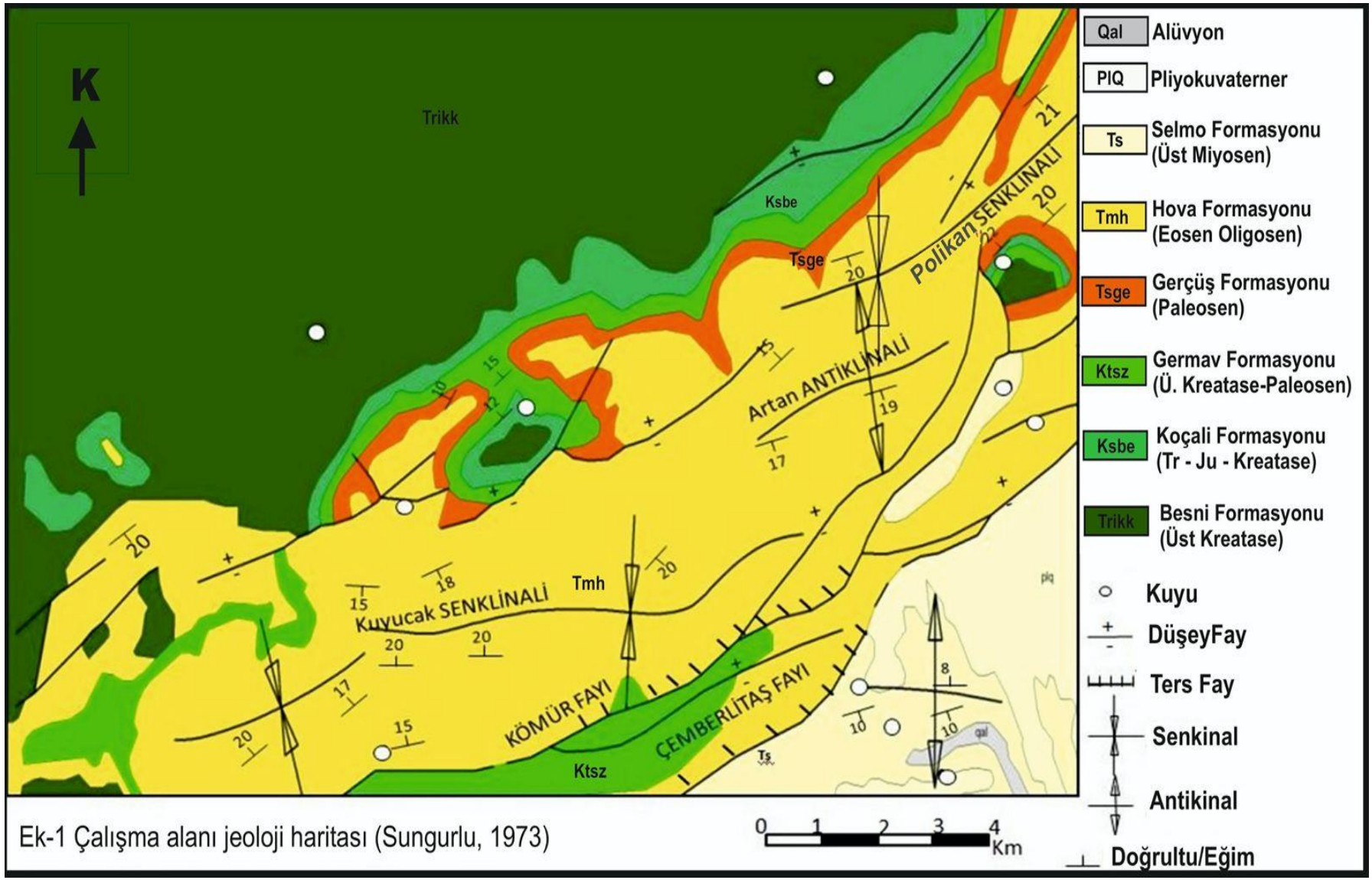
Yoldemir, O., 1987, Suvarlı-Haydarlı-Narlı-Gaziantep Arasında Kalan Alanın Jeolojisi, Yapısal Durumu Ve Petrol Olanakları: TPAO Arama Grubu, Rapor No. 275, 60 S., Ankara.

Zambrano, M., Tondi, E., Korneva, I., Panza, E., Agista, F., Janiseck, J-M. and Giorgioni, M., 2016. Fracture properties analysis and discrete fracture network modelling of faulted tight limestones, Murge Plateau, Italy. Ital. J. Geosci., 135, 55-67. doi: 10.3301/IJG.2014.42

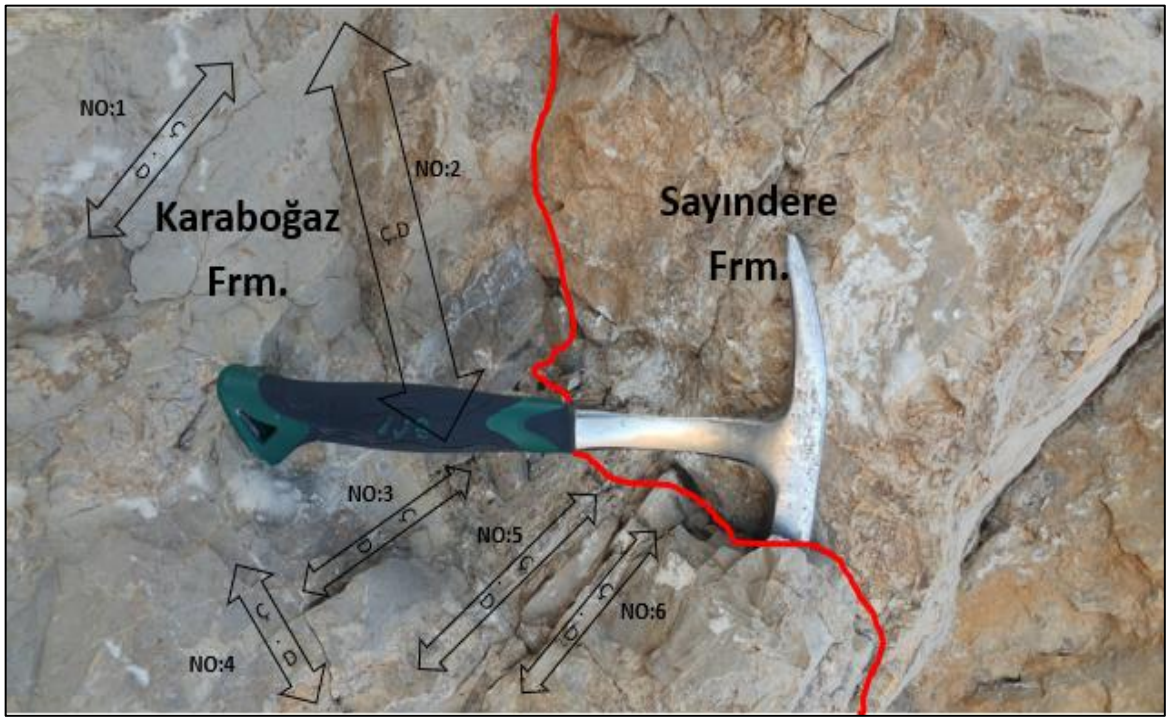
ÖZGEÇMİŞ

Mert AÇIKALIN, İlk ve orta öğretimini Bornova/İZMİR'de, lise öğrenimini Alsancak/İZMİR'de tamamladı. Lisans öğrenimine 1998 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü'nde başladı. 1998 yılından itibaren devam ettiği Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Mühendislik Mimarlık Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü'nden 2004 yılında mezun oldu. '*Osmancık Formasyonu Delta Gelişim Modeli ve Kumtaşlarının Hazne kaya özellikleri: İncilibayır sahası / Trakya'* adlı Jeoloji Mühendisliği Yüksek Lisans Tezini 2012 yılında İstanbul Üniversitesinde bitirdi. 2005-2012 yılları arasında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Trakya Bölge Müdürlüğü'nde kuyu jeoloğu ve 2012-2013 yılları arası aynı yerde kuyu Operasyon Takip Şefi olarak çalıştı. 2015 yılında '*Türkiye Petrolleri Yeni Yönetim Anlayışı ve Stratejisi İle Ülke Ekonomisine Bugünkü Katkısını 10 Yıl İçerisinde Nasıl Arttırabilir?'* adlı Yıldırım Beyazıt Üniversitesi İşletme Tezsiz Yüksek Lisansını bitirdi. 2013-2023 yılları arasında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Adıyaman Bölge Müdürlüğü'nde kuyu jeoloğu olarak çalıştı. 2023 Yılı Kasım ayından beri Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Arama Grubu Daire Başkanlığı/ANKARA'da Gaziantep-Şanlıurfa Proje Müdürlüğü'nde çalışmaktadır. Evli ve 4 çocuk babasıdır.

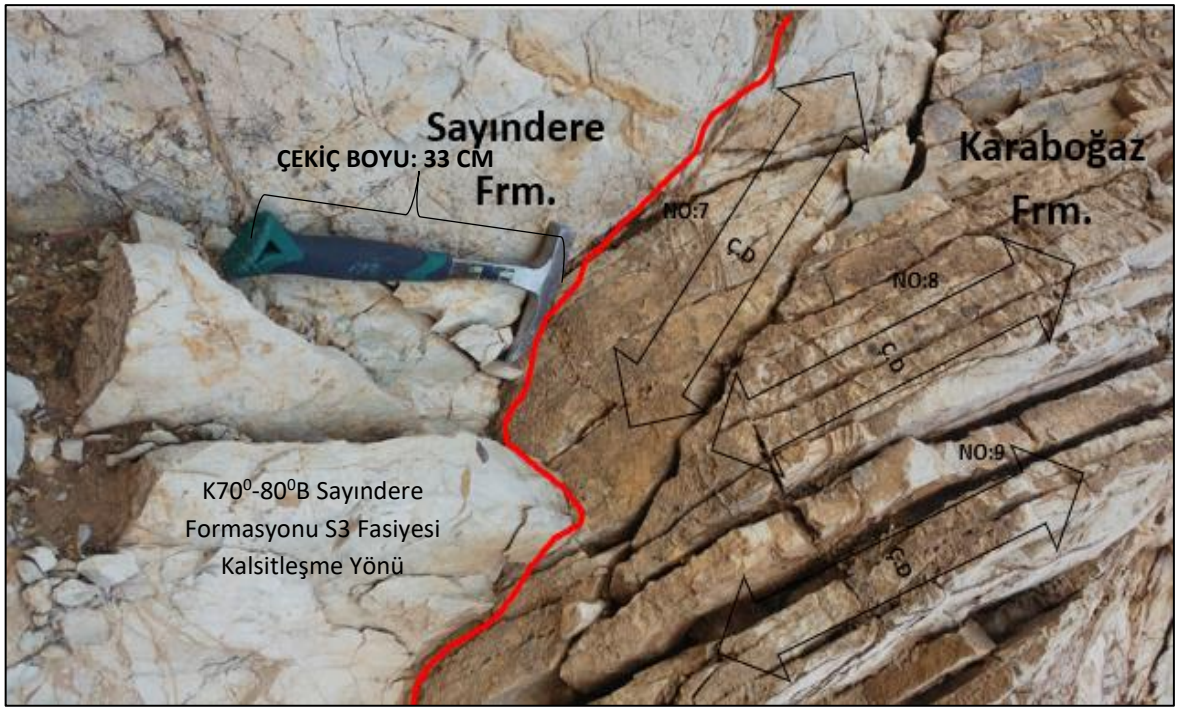
EKLER



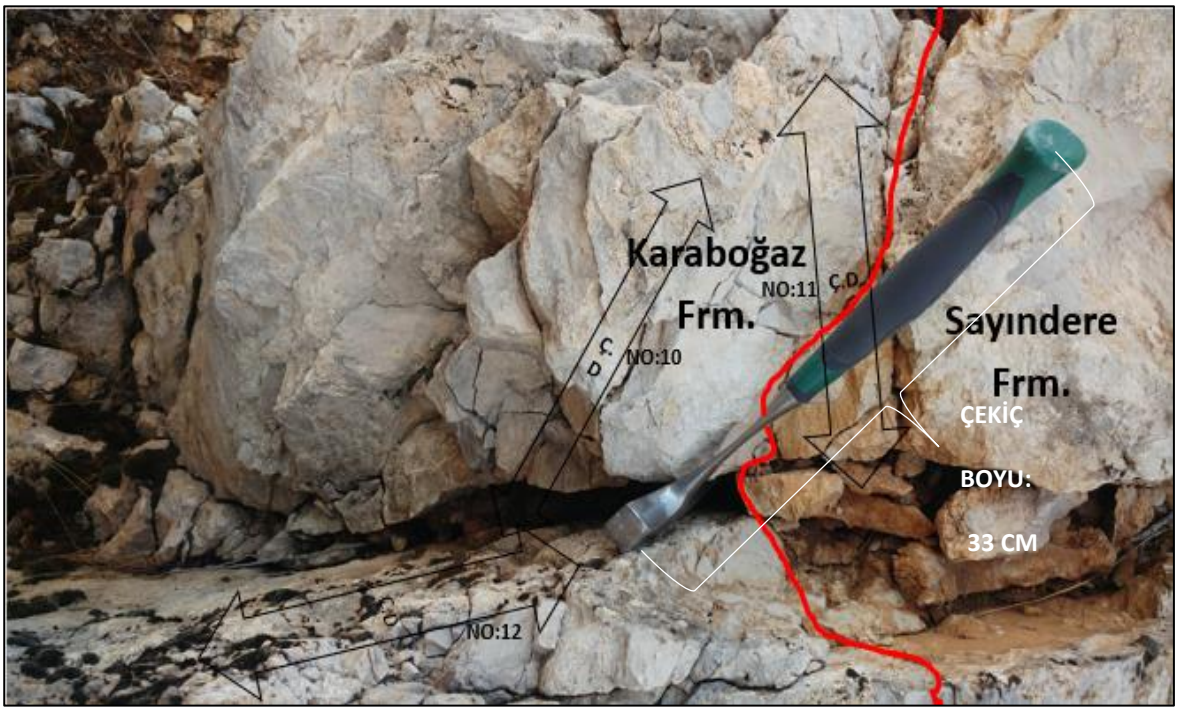
Ek-1 Çalışma alanı jeoloji haritası (Sungurlu, 1973)



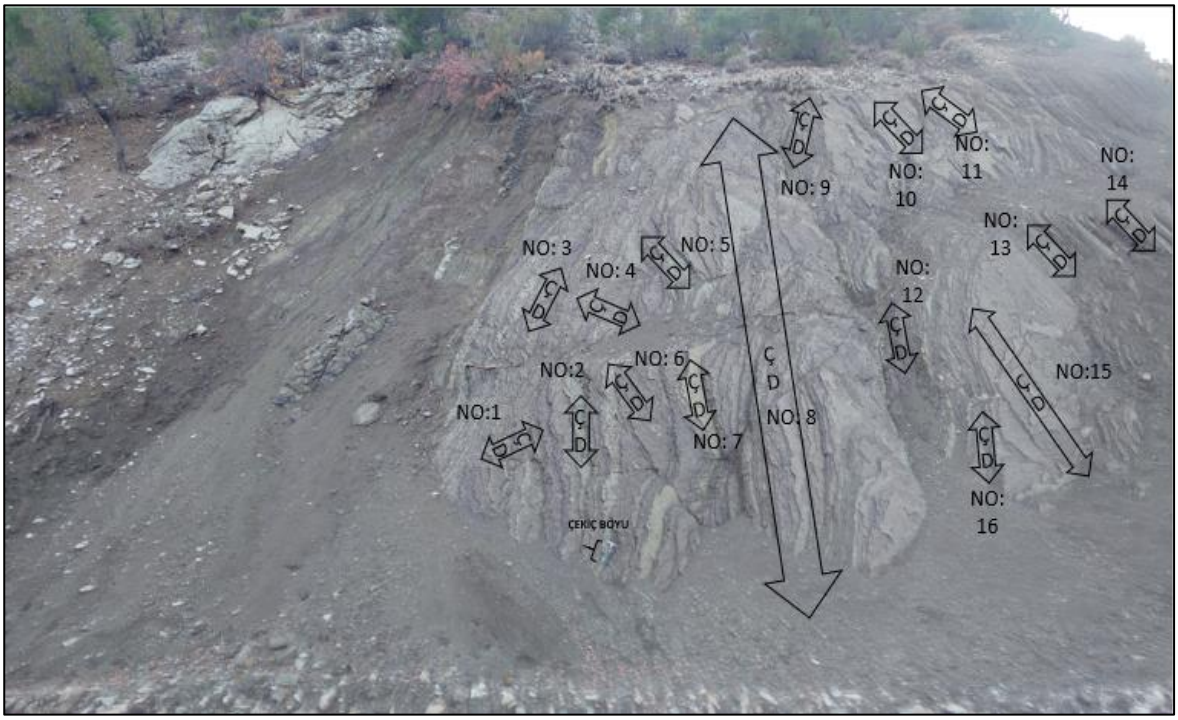
Ek 2: Karaboğaz Formasyonu'ndaki 1-2-3-4-5-6 numaralı çatlak ölçüm verisinin doğrultusu, ölçüm yeri, çatlaklarının yüzeydeki yayılımı ve çatlak ölçüm veri numaraları. Fotoğraf, X:4184677.71 Y: 409968.93 koordinatlarında ve K15^{0}D yönünde çekilmiştir. Adıyaman İli Tut İlçesindeki Kaşlıca köyü merkezinin 650 km kuzeydoğusundaki 3 numaralı Çatlak ölçüm veri toplama istasyonu



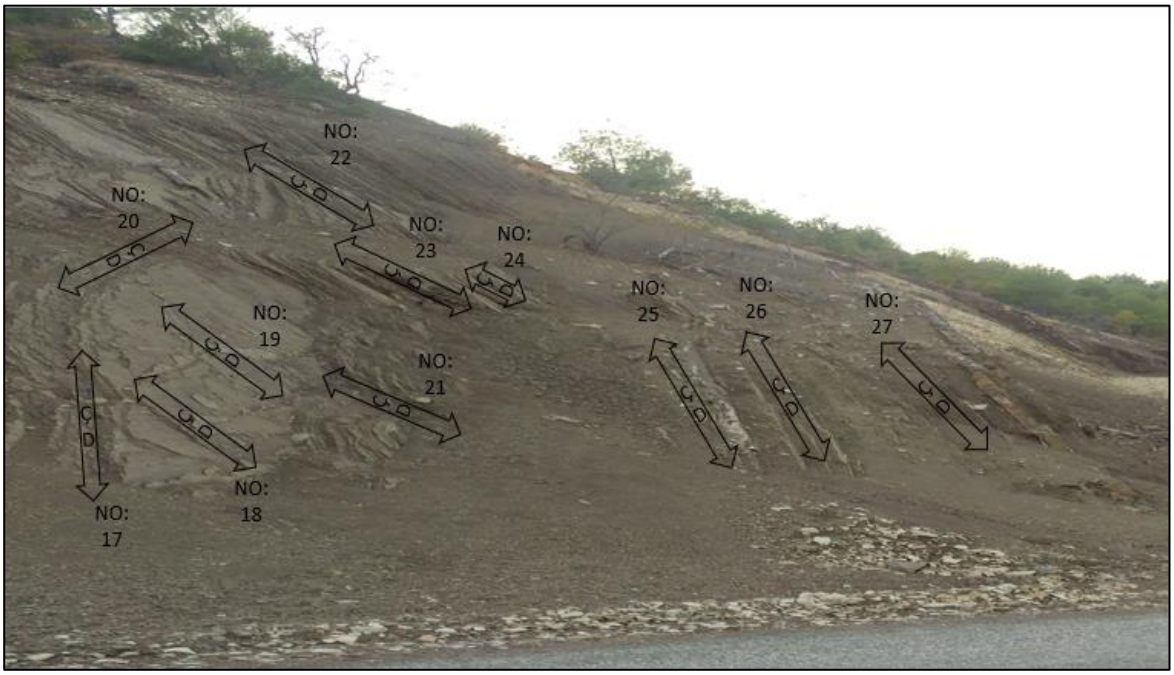
Ek 3: Karaboğaz Formasyonu'ndaki 7-8-9 numaralı çatlak ölçüm verisinin doğrultusu, ölçüm yeri, çatlaklarının yüzeydeki yayılımı ve çatlak ölçüm veri numaraları. Fotoğraf, X: 4184677.71 Y:409971.100 koordinatlarında ve K113^{0}D yönünde çekilmiştir. Adıyaman İli Tut İlçesindeki Kaşlıca köyü merkezinin 659 km kuzeydoğusundaki 3 numaralı Çatlak ölçüm verisi toplama istasyonu



Ek 4: Karaboğaz Formasyonu'ndaki 10-11-12 numaralı çatlak ölçüm verisinin doğrultusu, ölçüm yeri, çatlaklarının yüzeydeki yayılımı ve çatlak ölçüm veri numaraları. Fotoğraf, X:4184672.71 Y: 409974.171 koordinatlarında ve K117^{0}D yönünde çekilmiştir. Adıyaman İli Tut İlçesindeki Kaşlıca köyü merkezinin 710 km kuzeydoğusundaki 3 numaralı çatlak ölçüm verisi toplama istasyonu.



Ek 5: Kastel Formasyonu içerisinde 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-12-13-14-15-16 numaralı çatlak verisinin doğrultusu, ölçüm yeri, çatlaklarının yüzeydeki yayılımı ve çatlak ölçüm veri numaraları. Fotoğraf, X: 4185867.95 Y: 409328.50 koordinatlarında ve K190^{0}D yönünde çekilmiştir.



Ek 6: Kastel Formasyonu içerisinde 17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27 numaralı çatlak ölçüm verisinin doğrultusu, ölçüm yeri, çatlaklarının yüzeydeki yayılımı ve çatlak ölçüm veri numaraları. Fotoğraf, X: 4185877.95 Y: 409338.50 koordinatlarında ve K111^{0}D yönünde çekilmiştir.

EŞİK ENERJİ STRESİ ANALİZİ SONUÇLARI							Çember 1		Çember 2		Çember 3	
							SH Sh		Sv Sh		Sv SH	
derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç	sigma	to	sigma	to	sigma	to
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa	kayma eğilimi	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa
1824	57,61	73,5	41,384732	11,3175	24,83084		49	0	31	0	49	0
1827	79,8	100,44	30,391103	18,6965	18,23466	Eşik Enerji Stresinde	48,71135	3,299313	30,8481	1,73648	48,8633	1,56283224
1830	72,4	85,45	39,008278	15,7142	23,40497		47,85416	6,498377	30,3969	3,4202	48,4572	3,07817864
1833	88,82	114,46	21,401916	16,9387	12,84115	Eşik Enerji Stresinde	46,45449	9,499993	29,6603	5	47,7942	4,49999666
1836	66,74	96,97	32,404499	17,2938	19,4427		44,55485	12,21296	28,6604	6,42787	46,8944	5,78508425
1839	83,21	125,15	16,026172	12,6768	9,615704	Eşik Enerji Stresinde	42,21297	14,55484	27,4279	7,66044	45,7851	6,89439583
1842	83,37	112,52	22,676377	17,3944	13,60583	Eşik Enerji Stresinde	39,50002	16,45447	26	8,66025	44,5	7,79422474
1845	83,88	110,33	24,001394	17,9144	14,40084	Eşik Enerji Stresinde	36,4984	17,85415	24,4202	9,39692	43,0782	8,45723057
1848	80,24	106,85	26,286519	18,3539	15,77191	Eşik Enerji Stresinde	33,29934	18,71134	22,7365	9,84808	41,5628	8,8632679
1851	73,43	101,68	29,667069	18,2102	17,80024	Eşik Enerji Stresinde	30,00002	19	21	10	40	9
1854	77,11	99,56	30,956912	18,4978	18,57415		26,70071	18,71135	19,2635	9,84808	38,4372	8,86327267
1857	78,37	111,41	23,561869	17,462	14,13712	Eşik Enerji Stresinde	23,50165	17,85417	17,5798	9,39693	36,9218	8,45
1860	74,37	114,88	21,865388	16,392	13,11923	Eşik Enerji Stresinde	20,50003	16,4545	16	8,66026	35,5	7,79423714
1863	77,17	119,71	19,073231	14,9618	11,44394	Eşik Enerji Stresinde	17,78706	14,55487	14,5721	7,66046	34,2149	6,89441061
1866	82,61	118,85	19,112708	15,3789	11,46762	Eşik Enerji Stresinde	15,44518	12,213	13,3396	6,42789	33,1056	5,78510332
1869	84,47	104,41	27,773991	18,7804	16,66439	Eşik Enerji Stresinde	13,54554	9,500036	12,3398	5,00002	32,2058	4,50001717
1872	76,69	93,79	34,533759	17,9267	20,72025		12,14586	6,498427	11,6031	3,42022	31,5428	3,07820201
1875	76,54	99,84	30,78165	18,4631	18,46899		11,28866	3,299362	11,1519	1,73651	31,1367	1,56285572
1878	69,1	76,38	42,687321	12,4184	25,61239		11	4,82E-05	11	2,5E-05	31	2,2817E-05
1881	84,68	119,48	18,682935	15,1601	11,20976	Eşik Enerji Stresinde						
1821	68,21	86,07	38,29406	15,5757	22,97644							
1824	57,61	73,5	41,384732	11,3175	24,83084			Kırılma zarfı				
1827	79,8	100,44	30,391103	18,6965	18,23466	Eşik Enerji Stresinde		x Mpa	y Mpa			
1830	72,4	85,45	39,008278	15,7142	23,40497			0	0	orijin		
1833	88,82	114,46	21,401916	16,9387	12,84115	Eşik Enerji Stresinde		59	35,4	son		

Ek 7: Çizelge 7.3b. KA-46 kuyusunda Sayındere Formasyonu'nun kesildiği 1824-1833 m'ler arasındaki Kritik Stres Analiz sonucu

EŞİK ENERJİ STRESİ ANALİZİ SONUÇLARI							Çember 1		Çember 2		Çember 3	
							SH Sh		Sv Sh		Sv SH	
derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç	sigma	to	sigma	to	sigma	to
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa	kayma eğilimi	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa
1896	68,21	86,07	38,29406	15,5757	22,97644		49	0	31	0	49	0
1899	57,61	73,5	41,384732	11,3175	24,83084		48,71135	3,299313	30,8481	1,73648	48,8633	1,56283224
1902	79,8	100,44	30,391103	18,6965	18,23466	Eşik Enerji Stresinde	47,85416	6,498377	30,3969	3,4202	48,4572	3,07817864
1905	72,4	85,45	39,008278	15,7142	23,40497		46,45449	9,499993	29,6603	5	47,7942	4,49999666
1908	88,82	114,46	21,401916	16,9387	12,84115	Eşik Enerji Stresinde	44,55485	12,21296	28,6604	6,42787	46,8944	5,78508425
1911	66,74	96,97	32,404499	17,2938	19,4427		42,21297	14,55484	27,4279	7,66044	45,7851	6,89439583
1914	83,21	125,15	16,026172	12,6768	9,615704	Eşik Enerji Stresinde	39,50002	16,45447	26	8,66025	44,5	7,79422474
1917	83,37	112,52	22,676377	17,3944	13,60583	Eşik Enerji Stresinde	36,4984	17,85415	24,4202	9,39692	43,0782	8,45723057
1920	83,88	110,33	24,001394	17,9144	14,40084	Eşik Enerji Stresinde	33,29934	18,71134	22,7365	9,84808	41,5628	8,8632679
1923	80,24	106,85	26,286519	18,3539	15,77191	Eşik Enerji Stresinde	30,00002	19	21	10	40	9
1926	73,43	101,68	29,667069	18,2102	17,80024	Eşik Enerji Stresinde	26,70071	18,71135	19,2635	9,84808	38,4372	8,86327267
1929	77,11	99,56	30,956912	18,4978	18,57415		23,50165	17,85417	17,5798	9,39693	36,9218	8,4572382
1932	78,37	111,41	23,561869	17,462	14,13712	Eşik Enerji Stresinde	20,50003	16,4545	16	8,66026	35,5	7,79423714
1935	74,37	114,88	21,865388	16,392	13,11923	Eşik Enerji Stresinde	17,78706	14,55487	14,5721	7,66046	34,2149	6,89441061
1938	77,17	119,71	19,073231	14,9618	11,44394	Eşik Enerji Stresinde	15,44518	12,213	13,3396	6,42789	33,1056	5,78510332
1941	82,61	118,85	19,112708	15,3789	11,46762	Eşik Enerji Stresinde	13,54554	9,500036	12,3398	5,00002	32,2058	4,50001717
1944	84,47	104,41	27,773991	18,7804	16,66439	Eşik Enerji Stresinde	12,14586	6,498427	11,6031	3,42022	31,5428	3,07820201
1947	76,69	93,79	34,533759	17,9267	20,72025		11,28866	3,299362	11,1519	1,73651	31,1367	1,56285572

Ek 8: Çizelge 7.3c. KA-46 kuyusunda Sayındere Formasyonu'nun kesildiği 1896-1947 m'ler arasındaki Kritik Stres Analiz sonucu

EŞİK ENERJİ STRESİ ANALİZİ SONUÇLARI							Çember 1		Çember 2		Çember 3	
							SH Sh		Sv Sh		Sv SH	
derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç	sigma	to	sigma	to	sigma	to
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa	kayma eğilimi	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa
1950	81,77	128,08	14,933673	11,253	8,960203	Eşik Enerji Stresinde	49	0	31	0	49	0
1953	77,49	120,7	18,552913	14,597	11,13175	Eşik Enerji Stresinde	48,71135	3,299313	30,8481	1,73648	48,8633	1,56283224
1956	79,81	115,41	21,158846	16,4793	12,69531	Eşik Enerji Stresinde	47,85416	6,498377	30,3969	3,4202	48,4572	3,07817864
1959	86,59	124,6	16,112014	12,9171	9,667208	Eşik Enerji Stresinde	46,45449	9,499993	29,6603	5	47,7942	4,49999666
1962	75,9	143,71	12,244048	4,93565	7,346429		44,55485	12,21296	28,6604	6,42787	46,8944	5,78508425
1965	81,13	115,76	20,884557	16,4119	12,53073	Eşik Enerji Stresinde	42,21297	14,55484	27,4279	7,66044	45,7851	6,89439583
1968	83,6	117,52	19,781902	15,8782	11,86914	Eşik Enerji Stresinde	39,50002	16,45447	26	8,66025	44,5	7,79422474
1971	84	111,78	23,1052	17,5934	13,86312	Eşik Enerji Stresinde	36,4984	17,85415	24,4202	9,39692	43,0782	8,45723057
1974	89,13	115,85	20,588705	16,5029	12,35322	Eşik Enerji Stresinde	33,29934	18,71134	22,7365	9,84808	41,5628	8,8632679
1977	72,73	118,43	20,185397	15,2625	12,11124	Eşik Enerji Stresinde	30,00002	19	21	10	40	9
1980	83,95	110,3	24,018214	17,9226	14,41093	Eşik Enerji Stresinde	26,70071	18,71135	19,2635	9,84808	38,4372	8,86327267
1983	85,32	114,86	21,227639	16,7824	12,73658	Eşik Enerji Stresinde	23,50165	17,85417	17,5798	9,39693	36,9218	8,4572382
1986	80,29	110,52	24,006451	17,7436	14,40387	Eşik Enerji Stresinde	20,50003	16,4545	16	8,66026	35,5	7,79423714
1989	80,2	103,55	28,388923	18,6541	17,03335	Eşik Enerji Stresinde	17,78706	14,55487	14,5721	7,66046	34,2149	6,89441061
1992	68,59	95,12	33,489681	17,3451	20,09381		15,44518	12,213	13,3396	6,42789	33,1056	5,78510332
1995	85,89	123,11	16,822331	13,6198	10,0934	Eşik Enerji Stresinde	13,54554	9,500036	12,3398	5,00002	32,2058	4,50001717
1998	89,19	112,54	22,553398	17,4779	13,53204	Eşik Enerji Stresinde	12,14586	6,498427	11,6031	3,42022	31,5428	3,07820201
2001	88,54	117,66	19,570467	15,8742	11,74228	Eşik Enerji Stresinde	11,28866	3,299362	11,1519	1,73651	31,1367	1,56285572
2004	85,18	111,07	23,511277	17,7864	14,10677	Eşik Enerji Stresinde	11	4,82E-05	11	2,5E-05	31	2,2817E-05
2007	81,01	114,27	21,742111	16,8528	13,04527	Eşik Enerji Stresinde						

Ek 9: Çizelge 7.3d. KA-46 kuyusunda Sayındere Formasyonu'nun kesildiği 1950-2007 m'ler arasındaki Kritik Stres Analiz sonucu

EŞİK ENERJİ STRESİ ANALİZİ SONUÇLARI							Çember 1		Çember 2		Çember 3	
							SH Sh		Sv Sh		Sv SH	
derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç	sigma	to	sigma	to	sigma	to
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa	kayma eğilimi	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa
2010	68,21	86,07	38,29406	15,5757	22,97644		49	0	31	0	49	0
2013	57,61	73,5	41,384732	11,3175	24,83084		48,71135	3,299313	30,8481	1,73648	48,8633	1,56283224
2016	79,8	100,44	30,391103	18,6965	18,23466	Eşik Enerji Stresinde	47,85416	6,498377	30,3969	3,4202	48,4572	3,07817864
2019	72,4	85,45	39,008278	15,7142	23,40497		46,45449	9,499993	29,6603	5	47,7942	4,49999666
2022	88,82	114,46	21,401916	16,9387	12,84115	Eşik Enerji Stresinde	44,55485	12,21296	28,6604	6,42787	46,8944	5,78508425
2025	66,74	96,97	32,404499	17,2938	19,4427		42,21297	14,55484	27,4279	7,66044	45,7851	6,89439583
2028	83,21	125,15	16,026172	12,6768	9,615704	Eşik Enerji Stresinde	39,50002	16,45447	26	8,66025	44,5	7,79422474
2031	83,37	112,52	22,676377	17,3944	13,60583	Eşik Enerji Stresinde	36,4984	17,85415	24,4202	9,39692	43,0782	8,45723057
2034	83,88	110,33	24,001394	17,9144	14,40084	Eşik Enerji Stresinde	33,29934	18,71134	22,7365	9,84808	41,5628	8,8632679
2037	80,24	106,85	26,286519	18,3539	15,77191	Eşik Enerji Stresinde	30,00002	19	21	10	40	9
2040	73,43	101,68	29,667069	18,2102	17,80024	Eşik Enerji Stresinde	26,70071	18,71135	19,2635	9,84808	38,4372	8,86327267
2043	77,11	99,56	30,956912	18,4978	18,57415		23,50165	17,85417	17,5798	9,39693	36,9218	8,4572382
2046	78,37	111,41	23,561869	17,462	14,13712	Eşik Enerji Stresinde	20,50003	16,4545	16	8,66026	35,5	7,79423714
2049	74,37	114,88	21,865388	16,392	13,11923	Eşik Enerji Stresinde	17,78706	14,55487	14,5721	7,66046	34,2149	6,89441061
2052	77,17	119,71	19,073231	14,9618	11,44394	Eşik Enerji Stresinde	15,44518	12,213	13,3396	6,42789	33,1056	5,78510332
2055	82,61	118,85	19,112708	15,3789	11,46762	Eşik Enerji Stresinde	13,54554	9,500036	12,3398	5,00002	32,2058	4,50001717
2058	84,47	104,41	27,773991	18,7804	16,66439	Eşik Enerji Stresinde	12,14586	6,498427	11,6031	3,42022	31,5428	3,07820201
2061	76,69	93,79	34,533759	17,9267	20,72025		11,28866	3,299362	11,1519	1,73651	31,1367	1,56285572
2064	76,54	99,84	30,78165	18,4631	18,46899		11	4,82E-05	11	2,5E-05	31	2,2817E-05
2067	69,1	76,38	42,687321	12,4184	25,61239							

Ek 10: Çizelge 7.3e. KA-46 kuyusunda Sayındere Formasyonu'nun kesildiği 2010-2067 m'ler arasındaki Kritik Stres Analiz sonucu

EŞİK ENERJİ STRESİ ANALİZİ SONUÇLARI							Çember 1		Çember 2		Çember 3	
							SH Sh		Sv Sh		Sv SH	
derinlik	eğim	eğim az,	Sigma	To	Tocrit	Sonuç	sigma	to	sigma	to	sigma	to
FTmd	deg	deg	Mpa	Mpa	Mpa	kayma eğilimi	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa
2070	68,21	86,07	38,29406	15,5757	22,97644		49	0	31	0	49	0
2070,89	57,61	73,5	41,384732	11,3175	24,83084		48,71135	3,299313	30,8481	1,73648	48,8633	1,56283224
2071,78	79,8	100,44	30,391103	18,6965	18,23466	Eşik Enerji Stresinde	47,85416	6,498377	30,3969	3,4202	48,4572	3,07817864
2072,67	72,4	85,45	39,008278	15,7142	23,40497		46,45449	9,499993	29,6603	5	47,7942	4,49999666
2073,56	88,82	114,46	21,401916	16,9387	12,84115	Eşik Enerji Stresinde	44,55485	12,21296	28,6604	6,42787	46,8944	5,78508425
2074,45	66,74	96,97	32,404499	17,2938	19,4427		42,21297	14,55484	27,4279	7,66044	45,7851	6,89439583
2075,34	83,21	125,15	16,026172	12,6768	9,615704	Eşik Enerji Stresinde	39,50002	16,45447	26	8,66025	44,5	7,79422474
2076,23	83,37	112,52	22,676377	17,3944	13,60583	Eşik Enerji Stresinde	36,4984	17,85415	24,4202	9,39692	43,0782	8,45723057
2077,12	83,88	110,33	24,001394	17,9144	14,40084	Eşik Enerji Stresinde	33,29934	18,71134	22,7365	9,84808	41,5628	8,8632679
2078,01	80,24	106,85	26,286519	18,3539	15,77191	Eşik Enerji Stresinde	30,00002	19	21	10	40	9
2078,9	73,43	101,68	29,667069	18,2102	17,80024	Eşik Enerji Stresinde	26,70071	18,71135	19,2635	9,84808	38,4372	8,86327267
2079,79	77,11	99,56	30,956912	18,4978	18,57415		23,50165	17,85417	17,5798	9,39693	36,9218	8,4572382
2080,68	78,37	111,41	23,561869	17,462	14,13712	Eşik Enerji Stresinde	20,50003	16,4545	16	8,66026	35,5	7,79423714
2081,57	74,37	114,88	21,865388	16,392	13,11923	Eşik Enerji Stresinde	17,78706	14,55487	14,5721	7,66046	34,2149	6,89441061
2082,46	77,17	119,71	19,073231	14,9618	11,44394	Eşik Enerji Stresinde	15,44518	12,213	13,3396	6,42789	33,1056	5,78510332
2083,35	82,61	118,85	19,112708	15,3789	11,46762	Eşik Enerji Stresinde	13,54554	9,500036	12,3398	5,00002	32,2058	4,50001717
2084,24	84,47	104,41	27,773991	18,7804	16,66439	Eşik Enerji Stresinde	12,14586	6,498427	11,6031	3,42022	31,5428	3,07820201
2085,13	76,69	93,79	34,533759	17,9267	20,72025		11,28866	3,299362	11,1519	1,73651	31,1367	1,56285572
2086,02	76,54	99,84	30,78165	18,4631	18,46899		11	4,82E-05	11	2,5E-05	31	2,2817E-05
2087	69,1	76,38	42,687321	12,4184	25,61239							

Ek 11: Çizelge 7.3f. KA-46 kuyusunda Sayındere Formasyonu'nun kesildiği 2070-2087 m'ler arasındaki Kritik Stres Analiz sonucu

2 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
1	466601,1	4096847,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	1	KB
2	466597,7	4096850,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	74	2	KB
3	466594,3	4096853,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	79	3	GD
4	466590,9	4096856,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	4	KB
5	466587,5	4096859,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	80	5	GD
6	466585,2	4096861,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	85	6	KB
7	466583	4096863,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	59	7	GD
8	466580,7	4096865,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	7	KB
9	466578,5	4096867	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	7	KB
10	466576,2	4096869	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	77	7	KB
11	466573,9	4096870,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	72	8	GD
12	466571,7	4096872,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	55	9	GD
13	466569,4	4096874,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	10	GD
14	466567,2	4096876,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	31	10	GD
15	466564,9	4096878,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	30	10	GD
16	466562,6	4096880,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	10	KB
17	466560,4	4096882,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	10	KB
18	466558,1	4096884,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	35	10	GD
19	466555,9	4096886,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	23	10	KB
20	466553,6	4096888,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	10	GD
21	466551,3	4096890,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	48	10	KB
22	466549,1	4096892,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	36	10	GD
23	466546,6	4096894,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	10	GD
24	466544,1	4096896,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	10	KB
25	466541,6	4096898,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	71	10	KB
26	466539,1	4096900,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	61	10	KB
27	466536,7	4096902,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	11	KB
28	466533,9	4096904,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	42	12	GD
29	466531,2	4096906,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	61	13	KB
30	466528,5	4096909	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	61	14	GD
31	466525,8	4096911,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	74	15	KB
32	466523,1	4096913,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	80	22	KB
33	466520,4	4096915,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	34	23	KB

Ek 12: Tut İlçesinin Kaşlıca köyü merkezi civarında yer alan 2 nolu istasyonda ölçülen çatlakların doğrultu-eğim, litoloji ve diğer bilgilerin sunulduğu özet çizelgeleri (6 çizelge)

2 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
34	470730,3	4092662,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	55	24	KB
35	470726,9	4092665,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	71	25	KB
36	470723,4	4092668,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	76	26	GD
37	470720	4092671,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	75	27	KB
38	470716,6	4092674,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	79	28	KB
39	470714,3	4092676,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	70	29	GD
40	470712	4092678,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	30	GD
41	470709,8	4092680,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	30	KB
42	470707,5	4092682,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	61	30	KB
43	470705,2	4092684,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	69	30	KB
44	470702,9	4092686,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	66	30	GD
45	470700,6	4092688,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	30	GD
46	470698,4	4092690,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	38	30	KB
47	470696,1	4092692,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	30	KB
48	470693,8	4092694	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	30	KB
49	470691,5	4092696	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	37	30	KB
50	470689,2	4092697,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	37	30	KB
51	470687	4092699,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	30	GD
52	470684,7	4092701,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	33	30	KB
53	470682,4	4092703,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	37	30	GD
54	470680,1	4092705,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	42	30	KB
55	470677,8	4092707,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	35	GD
56	470675,3	4092709,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	36	GD
57	470672,8	4092711,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	57	37	KB
58	470670,3	4092713,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	61	38	KB
59	470667,8	4092715,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	39	GD
60	470665,3	4092717,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	42	40	KB
61	470662,6	4092719,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	45	KB
62	470659,8	4092722	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	59	46	KB
63	470657,1	4092724,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	72	47	KB
64	470654,4	4092726,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	72	48	KB
65	470651,6	4092728,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	53	49	GD
66	470648,9	4092731	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	22	50	KB

Ek 13: Ek-12 Devamı-1

2 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
67	474859,5	4088478	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	50	KB
68	474856	4088480,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	59	50	KB
69	474852,6	4088483,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	66	50	GD
70	474849,1	4088486,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	63	50	KB
71	474845,7	4088489,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	58	50	KB
72	474843,4	4088491,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	50	KB
73	474841,1	4088493,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	50	KB
74	474838,8	4088495,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	50	KB
75	474836,5	4088497,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	50	GD
76	474834,2	4088499,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	55	55	KB
77	474831,9	4088501,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	48	56	KB
78	474829,6	4088503,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	36	57	KB
79	474827,3	4088505,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	58	KB
80	474825	4088507,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	28	59	KB
81	474822,7	4088509,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	65	GD
82	474820,4	4088511,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	30	66	KB
83	474818,1	4088513,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	27	67	KB
84	474815,8	4088515,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	68	GD
85	474813,5	4088517,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	69	KB
86	474811,2	4088519	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	30	70	GD
87	474808,9	4088521	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	33	70	KB
88	474806,6	4088522,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	70	GD
89	474804,1	4088524,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	42	70	KB
90	474801,5	4088526,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	70	KB
91	474799	4088528,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	80	KB
92	474796,5	4088530,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	43	81	GD
93	474793,9	4088532,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	40	82	KB
94	474791,2	4088534,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	43	83	KB
95	474788,4	4088537,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	56	84	KB
96	474785,7	4088539,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	59	85	KB
97	474782,9	4088541,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	45	85	KB
98	474780,1	4088543,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	34	85	GD
99	474777,4	4088546,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	14	85	KB

Ek 14: Ek-12 Devamı-2

2 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
100	478988,7	4084293,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	85	KB
101	478985,2	4084296,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	62	85	KB
102	478981,7	4084299,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	66	85	GD
103	478978,3	4084302	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	57	85	KB
104	478974,8	4084305	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	51	85	GD
105	478972,5	4084306,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	51	85	GD
106	478970,1	4084308,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	86	GD
107	478967,8	4084310,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	87	GD
108	478965,5	4084312,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	49	88	KB
109	478963,2	4084314,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	49	89	KB
110	478960,9	4084316,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	90	K
111	478958,5	4084318,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	33	90	K
112	478956,2	4084320,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	90	K
113	478953,9	4084322,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	90	K
114	478951,6	4084324,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	29	90	G
115	478949,3	4084326,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	90	G
116	478946,9	4084328,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	30	90	K
117	478944,6	4084330,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	31	90	G
118	478942,3	4084332,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	29	90	K
119	478940	4084334,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	90	G
120	478937,7	4084336,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	36	90	G
121	478935,3	4084338,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	41	275	KD
122	478932,8	4084340,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	276	KD
123	478930,2	4084342,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	41	277	KD
124	478927,7	4084344	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	45	278	GB
125	478925,1	4084346	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	46	279	KD
126	478922,6	4084347,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	280	KD
127	478919,8	4084350,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	50	280	GB
128	478917	4084352,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	56	280	GB
129	478914,2	4084354,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	280	KD
130	478911,5	4084356,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	280	GB
131	478908,7	4084359,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	27	281	GB
132	478905,9	4084361,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	11	282	KD

Ek 15: Ek-12 Devamı-3

2 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
133	433567,4	4080108,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	54	283	GB
134	433564,2	4080111,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	63	284	KD
135	433561,1	4080114,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	61	285	GB
136	433557,9	4080117,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	52	286	KD
137	433554,8	4080120,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	52	287	GB
138	433552,7	4080122,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	55	288	GB
139	433550,6	4080124,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	50	289	GB
140	433548,5	4080126,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	290	KD
141	433546,4	4080128	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	291	GB
142	433544,3	4080130	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	45	292	KD
143	433542,2	4080131,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	40	193	GB
144	433540,1	4080133,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	293	GB
145	433538	4080135,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	32	294	GB
146	433535,9	4080137,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	28	295	GB
147	433533,8	4080139,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	296	GB
148	433531,7	4080141,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	296	KD
149	433529,6	4080143,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	296	KD
150	433527,5	4080145,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	296	GB
151	433525,4	4080147,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	28	296	KD
152	433523,3	4080149,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	33	297	GB
153	433521,2	4080151,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	42	298	KD
154	433519,1	4080153,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	40	299	GB
155	433516,8	4080155,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	38	300	GD
156	433514,4	4080157,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	42	300	KB
157	433512,1	4080159,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	47	301	GD
158	433509,8	4080161,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	46	302	GD
159	433507,5	4080163,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	303	KB
160	433505	4080165,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	51	304	GB
161	433502,5	4080167,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	305	KD
162	433500	4080169,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	39	310	GB
163	433497,4	4080172,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	311	KD
164	433494,9	4080174,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	22	312	GB
165	433492,4	4080176,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	9	313	KD

Ek 16: Ek-12 Devamı-4

2 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
166	427373,5	4435810,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	314	KD
167	427370,4	4435813,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	58	315	GB
168	427367,3	4435816,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	315	GB
169	427364,2	4435819,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	52	315	GB
170	427361,1	4435823	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	55	315	KD
171	427359,1	4435825,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	53	315	KD
172	427357	4435827,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	49	315	GB
173	427354,9	4435829,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	43	315	KD
174	427352,8	4435831,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	42	315	KD
175	427350,8	4435833,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	42	315	GB
176	427348,7	4435835,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	39	315	GB
177	427346,6	4435837,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	320	KD
178	427344,6	4435840	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	31	321	GB
179	427342,5	4435842,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	26	322	GB
180	427340,4	4435844,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	323	KD
181	427338,4	4435846,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	30	324	KD
182	427336,3	4435848,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	30	340	KD
183	427334,2	4435850,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	341	GB
184	427332,1	4435852,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	31	342	GB
185	427330,1	4435854,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	38	343	KD
186	427328	4435856,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	344	GB
187	427325,9	4435859,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	38	345	GB
188	427323,7	4435861,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	39	346	KD
189	427321,4	4435863,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	44	347	KD
190	427319,1	4435865,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	348	GB
191	427316,8	4435867,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	46	349	GB
192	427314,6	4435869,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	43	355	GB
193	427312,1	4435872,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	356	KD
194	427309,6	4435874,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	49	357	GB
195	427307,1	4435877	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	358	GB
196	427304,6	4435879,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	42	359	KD
197	427302,1	4435881,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	355	GB
198	427299,6	4435884,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	28	356	KB
199	427373,5	4435810,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	21	357	GB
200	427370,4	4435813,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇTE	ATIMLI, ORT ÇTLK	14	358	KD
201	427367,3	4435816,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	7	359	GB

Ek 17: Ek-12 Devamı-5

3 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
1	433567,4	4310268,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	35	7	GD
2	433564,2	4310271,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	69	7	GD
3	433561,1	4310274,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	65	7	GD
4	433557,9	4310277,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	58	7	KB
5	433554,8	4310280,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	72	7	GD
6	433552,7	4310282,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	72	7	KB
7	433550,6	4310285	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	47	8	GD
8	433548,5	4310287	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	29	8	KB
9	433546,4	4310289,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	8	GD
10	433544,3	4310291,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	69	8	KB
11	433542,2	4310293,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	58	8	GD
12	433540,1	4310295,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	47	8	GD
13	433538	4310297,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	34	9	GD
14	433535,9	4310299,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	9	GD
15	433533,8	4310301,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	9	GD
16	433531,7	4310303,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	32	9	KB
17	433529,6	4310305,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	9	GD
18	433527,5	4310307,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	9	GD
19	433525,4	4310309,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	18	10	KB
20	433523,3	4310311,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	10	GD
21	433521,2	4310313,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	40	10	GD
22	433519,1	4310315,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	10	GD
23	433516,8	4310317,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	26	10	GD
24	433514,4	4310320	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	44	10	KB
25	433512,1	4310322,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	64	278	KD
26	433509,8	4310324,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	278	KD
27	433507,5	4310326,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	30	278	KD
28	433505	4310328,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	39	278	GB
29	433502,5	4310330,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	54	279	GB
30	433500	4310333,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	52	279	KD
31	433497,4	4310335,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	69	279	KD
32	433494,9	4310338	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	66	279	KD
33	433492,4	4310340,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	21	280	KD

Ek 18: Tut İlçesinin Kaşlıca köyü merkezi civarında yer alan 3 nolu istasyonda ölçülen çatlakların doğrultu-eğim, litoloji ve diğer bilgilerin sunulduğu özet çizelgeleri (6 çizelge)

3 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
34	417050,5	4142879,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	31	280	GB
35	417047,5	4142882,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	63	280	GB
36	417044,5	4142885,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	64	280	KD
37	417041,4	4142888,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	55	280	GB
38	417038,4	4142891,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	67	280	GB
39	417036,4	4142893,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	70	281	GB
40	417034,4	4142895,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	48	281	GB
41	417032,3	4142897,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	29	282	KD
42	417030,3	4142899,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	41	282	KD
43	417028,3	4142901,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	65	283	GB
44	417026,3	4142903,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	58	283	GB
45	417024,3	4142905,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	45	284	GB
46	417022,2	4142907,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	34	284	KD
47	417020,2	4142909,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	25	285	GB
48	417018,2	4142911,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	25	285	GB
49	417016,2	4142913,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	30	286	GB
50	417014,2	4142915,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	286	GB
51	417012,1	4142917,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	286	KD
52	417010,1	4142919	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	18	286	GB
53	417008,1	4142921	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	286	GB
54	417006,1	4142923	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	39	286	KD
55	417004,1	4142925	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	286	GB
56	417001,8	4142927	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	25	286	GB
57	416999,6	4142928,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	40	286	GB
58	416997,4	4142930,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	60	286	GB
59	416995,2	4142932,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	49	286	GB
60	416992,9	4142934,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	286	KD
61	416990,5	4142937,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	287	GB
62	416988,1	4142939,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	51	287	GB
63	416985,7	4142941,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	50	287	GB
64	416983,2	4142944	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	63	287	KD
65	416980,8	4142946,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	66	287	GB
66	416978,4	4142948,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	25	287	GB

0: Ek-18 Devamı-1

3 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
67	421179,7	4142879,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	287	GB
68	421176,7	4142882,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	62	288	GB
69	421173,6	4142885,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	71	288	GB
70	421170,5	4142888,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇTI	ATIMLI, BYK ÇTLK	58	288	GB
71	421167,5	4142891,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	68	288	GB
72	421165,4	4142893,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	75	288	GB
73	421163,4	4142895,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	288	KD
74	421161,4	4142897,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	32	289	GB
75	421159,3	4142899,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	39	289	GB
76	421157,3	4142901,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	66	289	GB
77	421155,2	4142903,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	65	289	KD
78	421153,2	4142905,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	48	289	GB
79	421151,2	4142907,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	39	289	GB
80	421149,1	4142909,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	27	290	GB
81	421147,1	4142911,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	26	290	GB
82	421145	4142913,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	30	290	GB
83	421143	4142915,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	36	290	GB
84	421141	4142917,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	32	290	GB
85	421138,9	4142919	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	21	290	KD
86	421136,9	4142921	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	29	300	GB
87	421134,8	4142923	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	300	GB
88	421132,8	4142925	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	32	300	GB
89	421130,6	4142927	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	26	300	GB
90	421128,3	4142928,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	38	300	GB
91	421126,1	4142930,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	61	301	GB
92	421123,8	4142932,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	301	GB
93	421121,6	4142934,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	32	301	KD
94	421119,1	4142937,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	301	GB
95	421116,7	4142939,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	52	301	GB
96	421114,2	4142941,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	302	GB
97	421111,8	4142944	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	63	302	GB
98	421109,3	4142946,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	72	302	GB
99	421106,9	4142948,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	34	302	KD

Ek 20: Ek-18 Devamı-2

3 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
100	424896	4419071,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	33	302	GB
101	424892,9	4419074,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	303	GB
102	424889,8	4419077,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	66	303	KD
103	424886,8	4419080,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	58	303	GB
104	424883,7	4419084,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	71	303	GB
105	424881,6	4419086,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	72	303	GB
106	424879,6	4419088,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	304	GB
107	424877,5	4419090,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	30	304	KD
108	424875,4	4419092,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	44	304	KD
109	424873,4	4419094,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	68	304	GB
110	424871,3	4419096,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	60	305	GB
111	424869,3	4419098,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	47	305	GB
112	424867,2	4419101	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	305	KD
113	424865,1	4419103,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	305	GB
114	424863,1	4419105,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	306	GB
115	424861	4419107,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	306	GB
116	424859	4419109,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	36	306	GB
117	424856,9	4419111,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	306	KD
118	424854,9	4419113,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	19	307	KD
119	424852,8	4419115,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	33	307	GB
120	424850,7	4419117,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	40	307	GB
121	424848,7	4419120	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	30	307	GB
122	424846,4	4419122,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	26	308	KD
123	424844,2	4419124,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	42	308	GB
124	424841,9	4419126,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	63	308	GB
125	424839,6	4419128,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	50	308	GB
126	424837,4	4419130,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	30	309	GB
127	424834,9	4419133	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	38	309	GB
128	424832,4	4419135,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	53	309	GB
129	424830	4419137,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	52	309	GB
130	424827,5	4419140,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	67	310	GB
131	424825	4419142,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	67	310	GB
132	424822,5	4419145,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	24	310	GB

Ek 21: Ek-18 Devamı-3

3 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
133	429025,2	4309850	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	311	KD
134	429022,1	4309853,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	57	311	KD
135	429019	4309856,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	64	311	KD
136	429015,9	4309859,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	63	311	GB
137	429012,8	4309862,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	65	311	GB
138	429010,7	4309864,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	57	311	GB
139	429008,6	4309866,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	42	311	KD
140	429006,5	4309868,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	39	312	KD
141	429004,5	4309870,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	51	312	KD
142	429002,4	4309872,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	312	KD
143	429000,3	4309874,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	312	KD
144	428998,2	4309876,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	38	312	GB
145	428996,1	4309878,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	33	312	KD
146	428994,1	4309880,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	25	312	KD
147	428992	4309883	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	28	313	GB
148	428989,9	4309885	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	31	313	KD
149	428987,8	4309887,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	31	313	KD
150	428985,7	4309889,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	24	313	KD
151	428983,7	4309891,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	313	KD
152	428981,6	4309893,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	30	313	KD
153	428979,5	4309895,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	313	KD
154	428977,4	4309897,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	314	KD
155	428975,2	4309899,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	314	KD
156	428972,9	4309901,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	48	314	GB
157	428970,6	4309903,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	50	314	GB
158	428968,3	4309905,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	43	314	KD
159	428966	4309907,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	36	314	KD
160	428963,5	4309910,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	42	314	GB
161	428961	4309912,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	315	KD
162	428958,5	4309914,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	62	315	KD
163	428956	4309917,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	58	315	KD
164	428953,5	4309919,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	43	315	GB
165	428951	4309921,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	21	315	KD

Ek 22: Ek-18 Devamı-4

3 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
166	433526,1	4293529,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	65	315	GB
167	433522,9	4293532,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	64	315	GB
168	433519,8	4293535,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	315	KD
169	433516,6	4293538,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	68	321	GB
170	433513,5	4293541,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	59	321	GB
171	433511,4	4293544	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	47	321	GB
172	433509,3	4293546	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	37	322	KD
173	433507,2	4293548,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	46	322	GB
174	433505,1	4293550,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	61	322	KD
175	433503	4293552,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	60	323	GB
176	433500,9	4293554,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	48	323	KD
177	433498,8	4293556,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	37	323	GB
178	433496,7	4293558,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	324	KD
179	433494,6	4293560,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	27	324	GB
180	433492,5	4293562,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	325	GB
181	433490,4	4293564,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	346	GB
182	433488,3	4293566,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	346	KD
183	433486,2	4293568,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	25	347	KD
184	433484,1	4293570,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	32	347	GB
185	433482	4293572,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	37	348	GB
186	433479,9	4293574,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	32	348	KD
187	433477,8	4293576,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	349	GB
188	433475,5	4293578,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	43	349	GB
189	433473,2	4293580,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	56	349	GB
190	433470,8	4293582,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	50	350	GB
191	433468,5	4293585	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	37	350	GB
192	433466,2	4293587,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	40	350	GB
193	433463,7	4293589,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	50	350	GB
194	433461,2	4293591,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	56	350	GB
195	433458,7	4293594,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	65	346	GB
196	433456,1	4293596,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	61	347	GB
197	433453,6	4293598,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	347	GB
198	433451,1	4293601,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	41	349	GB
199	433526,1	4293529,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	60	348	KB
200	433522,9	4293532,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	61	350	GB
201	433519,8	4293535,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	41	350	GD
202	433451,1	4293601,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	31	350	KB
203	433526,1	4293529,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	19	353	GB
204	433522,9	4293532,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	5	353	KD

Ek 23: Ek-19 Devamı-5

4 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
1	413747,1	4193096,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	60	GD
2	413744,1	4193099,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	59	60	GD
3	413741,1	4193102,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	74	60	GD
4	413738,1	4193105,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	58	61	KB
5	413735,1	4193108,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	61	KB
6	413733,1	4193110,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	76	61	GD
7	413731,1	4193112,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	57	62	GD
8	413729,1	4193114,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	33	62	GD
9	413727,1	4193116,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	62	KB
10	413725,1	4193118,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	64	63	KB
11	413723,1	4193120,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	68	63	GD
12	413721,1	4193122,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	63	GD
13	413719,1	4193124,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	41	64	KB
14	413717,1	4193126,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	27	64	GD
15	413715,1	4193128,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	26	64	GD
16	413713,1	4193130,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	64	KB
17	413711,1	4193132,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	65	KB
18	413709,1	4193134,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	33	65	GD
19	413707,1	4193136,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	22	65	KB
20	413705,1	4193138,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	65	GD
21	413703,1	4193140,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	44	66	KB
22	413701,1	4193142,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	33	66	KB
23	413698,8	4193144,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	26	66	GD
24	413696,6	4193146,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	36	66	GD
25	413694,4	4193148,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	60	67	GD
26	413692,2	4193150,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	59	67	GD
27	413690	4193152,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	33	67	KB
28	413687,6	4193154,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	33	67	GD
29	413685,2	4193156,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	51	90	K
30	413682,8	4193159,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	55	90	G
31	413680,4	4193161,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	60	91	KD
32	413678	4193163,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	74	91	KD
33	413675,6	4193166,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	39	92	GB

Ek 24: Tut İlçesinin Kaşlıca köyü merkezi civarında yer alan 4 nolu istasyonda ölçülen çatlakların doğrultu-eğim, litoloji ve diğer bilgilerin sunulduğu özet çizelgeler (5 çizelge)

4 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
34	414160,1	4159618,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	92	GB
35	414157,1	4159621,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	25	93	KD
36	414154	4159624,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	93	GB
37	414151	4159627,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	94	KD
38	414148	4159630,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	31	94	GB
39	414146	4159632,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	42	95	GB
40	414144	4159634,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	96	GB
41	414142	4159636,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	19	97	KD
42	414140	4159638,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	14	98	GB
43	414138	4159640,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	99	KD
44	414136	4159642,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	106	GB
45	414134	4159644,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	106	GB
46	414132	4159646,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	25	106	GB
47	414130	4159648,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	14	106	GB
48	414128	4159650,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	14	106	GB
49	414126	4159652,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	14	106	KD
50	414124	4159654,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	19	106	KD
51	414121,9	4159656,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	19	106	GB
52	414119,9	4159658,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	13	106	KD
53	414117,9	4159660,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	8	107	GB
54	414115,9	4159662,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	25	107	KD
55	414113,9	4159664,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	19	107	GB
56	414111,7	4159666,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	14	107	GD
57	414109,5	4159668	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	14	107	KB
58	414107,3	4159670	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	29	107	GD
59	414105,1	4159672	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	37	107	GD
60	414102,9	4159674	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	19	107	KB
61	414100,5	4159676,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	14	107	GB
62	414098,1	4159678,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	108	KD
63	414095,7	4159680,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	31	108	GB
64	414093,3	4159683,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	25	108	KD
65	414090,9	4159685,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	43	108	GB
66	414088,4	4159687,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	31	108	KB

Ek 25: Ek-14 Devamı-1

4 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
67	429438,152	4268421,234	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	43	38	KB
68	429435,032	4268424,294	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	13	38	KB
69	429431,912	4268427,354	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	78	38	GD
70	429428,792	4268430,414	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	64	45	KB
71	429425,672	4268433,474	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	55	46	KB
72	429423,592	4268435,514	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	65	47	GD
73	429421,512	4268437,554	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	67	48	GD
74	429419,432	4268439,594	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLKLK	54	48	KB
75	429417,352	4268441,634	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	54	48	GD
76	429415,272	4268443,674	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	54	48	KB
77	414548,9	4193120,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	60	109	GB
78	414546,9	4193122,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	109	GB
79	414544,9	4193124,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	109	GB
80	414542,9	4193126,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	26	110	GB
81	414540,9	4193128,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	30	110	GB
82	414538,8	4193130,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	30	110	KD
83	414536,8	4193132,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	29	110	KD
84	414534,8	4193134,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	25	110	GB
85	414532,8	4193136,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	110	KD
86	414530,8	4193138,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	25	110	GB
87	414528,8	4193140,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	110	KD
88	414526,8	4193142,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	30	115	GB
89	414524,6	4193144,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	39	115	GB
90	414522,4	4193146,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	46	115	KD
91	414520,2	4193148,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	44	115	GD
92	414518	4193150,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	46	115	GD
93	414515,8	4193152,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	40	115	KB
94	414513,3	4193154,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	115	GB
95	414510,9	4193156,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	46	116	KD
96	414508,5	4193159,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	67	116	GB
97	414506,1	4193161,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	51	116	KD
98	414503,7	4193163,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	39	116	GB
99	414501,3	4193166,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	28	116	KB

Ek 26: Ek-14 Devamı-2

4 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	DOĞU	KUZEY	FORMASYON	LİTOLOJİ	ÇATLAK TİPİ	EĞİM	DĞRLT	EĞİM YÖNÜ
100	414985,9	4276790,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	48	116	GB
101	414982,9	4276793,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	61	116	KD
102	414979,9	4276796,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	53	117	KD
103	414976,9	4276799,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	41	117	KD
104	414973,8	4276803	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	117	GB
105	414971,8	4276805	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	58	117	GB
106	414969,8	4276807	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	45	117	GB
107	414967,8	4276809,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	38	117	KD
108	414965,8	4276811,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	29	117	GB
109	414963,8	4276813,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	34	118	KD
110	414961,8	4276815,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	38	118	GB
111	414959,8	4276817,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	42	118	GB
112	414957,8	4276819,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	38	118	GB
113	414955,8	4276821,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	25	118	GB
114	414953,7	4276823,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	21	118	GB
115	414951,7	4276825,4	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	118	GB
116	414949,7	4276827,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	45	119	KD
117	414947,7	4276829,5	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	32	119	GB
118	414945,7	4276831,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	25	119	KD
119	414943,7	4276833,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	37	119	GB
120	414941,7	4276835,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	56	119	KD
121	414939,7	4276837,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	39	119	GB
122	414937,5	4276839,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	43	120	KD
123	414935,3	4276841,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	42	120	KB
124	414933	4276843,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	120	GD
125	414930,8	4276845,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	38	120	GD
126	414928,6	4276847,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	38	120	GB
127	414926,2	4276850,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	27	120	GB
128	414923,8	4276852,6	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	15	121	KD
129	414921,4	4276855	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT		19	121	GB
130	414919	4276857,3	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	15	121	KD
131	414916,6	4276859,7	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	26	121	GB
132	414914,1	4276862	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	56	121	KD

Ek 27: Ek-14 Devamı-3

4 NO.'LU ÇATLAK ÖLÇÜM İSTASYONU								
ÇATLAK NO	*DOĞU*	*KUZEY*	*FORMASYON*	*LİTOLOJİ*	*ÇATLAK TİPİ*	*EĞİM*	*DĞRLT*	EĞİM YÖNÜ
133	412384,5	4215107,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	46	121	GB
134	412381,5	4215110,8	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	47	122	KD
135	412378,5	4215113,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	50	122	GB
136	412375,5	4215116,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	49	122	KD
137	412372,5	4215119,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	45	122	GB
138	412370,5	4215121,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	41	122	GB
139	412368,5	4215123,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	43	122	GB
140	412366,5	4215125,9	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	36	123	GB
141	412364,5	4215128	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	35	123	GB
142	412362,5	4215130	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	37	123	KD
143	412360,5	4215132	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	35	123	GB
144	412358,5	4215134	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	35	123	GB
145	412356,5	4215136	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	26	123	GB
146	412354,5	4215138	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	20	124	GB
147	412352,5	4215140	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	26	124	GB
148	412350,5	4215142,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	17	124	GB
149	412348,5	4215144,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	15	124	KD
150	412346,6	4215146,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	21	124	GB
151	412344,6	4215148,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	12	124	GB
152	412342,6	4215150,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	8	125	GB
153	412340,6	4215152,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMSIZ, KÇK ÇTLK	14	125	KD
154	412338,6	4215154,1	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	17	125	GB
155	412336,4	4215156,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, BYK ÇTLK	13	125	GD
156	412334,2	4215158,2	SAYINDERE	KİLLİ KESİF KÇT	ATIMLI, ORT ÇTLK	21	125	GB

Ek 28: Ek-14 Devamı-4