

**T.C.  
SÜLEYMAN DEMİREL ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**KATİN-BARBEŞ PETROL SAHASININ 3B YANSIMA SİSMİĞİYLE YAPISAL,  
STRATİGRAFİK YORUMU VE MODELLEMESİ, GÜNEYDOĞU ANADOLU -  
TÜRKİYE**

**Zafer ÖZER**

**Danışman  
Prof. Dr. Züheyr KAMACI**

**DOKTORA TEZİ  
JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI  
ISPARTA - 2022**



© 2022 [Zafer ÖZER]

## İÇİNDEKİLER

	Sayfa
İÇİNDEKİLER.....	i
ÖZET .....	iii
ABSTRACT .....	v
TEŞEKKÜR.....	vii
ŞEKİLLER DİZİNİ .....	viii
ÇİZELGELER DİZİNİ .....	x
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ.....	xi
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Araştırma alanının konumu.....	2
1.2. Kaynak özetleri.....	5
2. ÇALIŞMA ALANININ JEOLJİSİ.....	10
2.1. Güneydoğu Anadolu Bölgesi' nin tektonik konumu ve genel tektonik özellikleri.....	10
2.2. Güneydoğu Anadolu Bölgesi' nin genel stratigrafisi .....	13
2.2.1. Otokton birimler.....	13
2.2.1.1. Paleozoyik yaşlı kayaçlar .....	14
2.2.1.2. Mesozoyik yaşlı kayaçlar .....	15
2.2.1.3. Senozoyik yaşlı kayaçlar .....	17
2.2.2. Allohton birimler.....	17
3. MATERYAL .....	20
3.1. Sismik veri ve genel özellikleri .....	20
3.2. Gravite verisi ve genel özellikleri .....	21
3.3. Kuyu logları ve diğer kuyu verileri .....	22
4. YÖNTEMLER.....	23
4.1. Gravite yöntemi.....	24
4.2. İki Boyutlu ve üç boyutlu sismik yansıma yöntemi.....	26
4.3. Kayaç fiziği yöntemi.....	27
4.4. Kuyu logları.....	28
4.4.1. SP log.....	29
4.4.2. GR log .....	31
4.4.3. NGT log .....	31
4.4.4. Kaliper logu.....	32
4.4.5. Sonik log.....	33
4.4.6. Yoğunluk logu .....	34
4.4.7. Nötron logu .....	35
4.4.8. Rezistivite logları .....	36
4.4.8.1. Dual laterolog.....	36
4.4.8.2. MSFL log.....	37
4.4.8. Loglardan yapılan hesaplamalar .....	37
4.5. Kontrol atışı etüdü.....	39
4.5.1. Kontrol atışı etüdü planlaması .....	41
4.5.2. Kontrol atışı etüdü veri toplanması .....	41
4.6. Sismik nitelik analizleri .....	43
4.7. Sismik yorum.....	44
4.8. Açılıma bağlı genlik analizi yöntemi.....	49
4.9. Sismik ters çözüm.....	50

4.10. Yorum amaçlı veri işlem uygulamaları ve birleştirilmiş ters çözüm.....	51
4.10.1. Yapısal yumuşatma .....	52
4.10.2. Ant tracking.....	52
4.10.3. Genelleştirilmiş spektral dekompozisyon.....	55
4.11. 2B ve 3B enterpolasyon teknikleri ve yapısal çatı, yapısal iskelet ....	56
5. ARAŞTIRMA BULGULARI VE YORUMLAMALAR.....	58
5.1. Gravite verilerinin yorumu .....	58
5.2. Kuyu verilerinden Kretase Formasyon dokanağının belirlenmesi .....	59
5.3. Derdere Formasyonu derinlik/zaman ilişkisinin kurulması.....	62
5.4. Sismik verilerin yapısal yorumu .....	66
5.4.1. Fay yorumu.....	71
5.4.2. Seviye yorumu .....	75
5.5. Derdere Formasyonu 3B zaman modellemesi .....	79
5.6. 3B hız modellemesi .....	82
5.7. 3B fay modellemesi.....	83
5.8. Derdere Formasyonu 3B derinlik modellemesi.....	84
5.9. Derdere Formasyonu 3B hacim modellemesi .....	86
5.10. Derdere Formasyonu 3B porozite modellemesi.....	86
5.11. Rezervuar hacim hesaplamaları.....	90
6. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	97
KAYNAKLAR .....	102
EKLER.....	106
EK A. TPAO Araştırma izni.....	107
ÖZGEÇMİŞ.....	108

## ÖZET

### Doktora Tezi

## KATİN-BARBEŞ PETROL SAHASININ 3B YANSIMA SİSMİĞİYLE YAPISAL, STRATİGRAFİK YORUMU VE MODELLEMESİ, GÜNEYDOĞU ANADOLU - TÜRKİYE

Zafer ÖZER

Süleyman Demirel Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü  
Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Prof. Dr. Züheyr KAMACI

Hidrokarbon aramacılığında, yeraltındaki yapısal unsurların ortaya konulması için üç boyutlu (3B) sismik yansımaya verilerinden yararlanılması önemlidir. 3B sismik çalışmanın kalitesi yorum çalışmalarının sonuçlarına doğrudan etki etmektedir. Diyarbakır İli kuzey doğusunda bulunan Katin-Barbeş petrol sahasını kapsayacak şekilde 3B sismik veri toplanmıştır. Bu tez çalışmasında, 3B sismik veriden yararlanarak, bölgenin tektonizmasından dolayı oldukça karmaşık bir yapıya sahip olan Üst-Kretase karbonatları yorumlanarak, ters faylarla gelişmiş olan yapı tariflenerek sismik modellemesi yapılmıştır.

Modellemeye hazırlık aşamasında gravite verisinden yükselim sınırları belirlenmiştir. Kuyu loglarından formasyon giriş dokanakları mesafe-derinlik ortamında derlenmiştir. Buna göre, Derdere Formasyonu üstüne Sayındere Formasyonu genellikle uyumsuz gelmiştir. Aynı şekilde kireçtaşı fasiyesinde olan Derdere Formasyonu kalınlığı saha civarında 120-240 m aralığında olup, altındaki dolomit ve kireçtaşı litolojisine sahip Sabunsuyu Formasyonu ile uyumsuzdur. 3 kuyuya ait kontrol atışı verileri ile birlikte hazırlanan derinlik eksenindeki dokanaklar örtüştürülerek noktasal ve alansal bazda derinlik-zaman geçişi sağlanmıştır. Daha sonra bu noktalar farklı yıllara ait iki adet 3B sismik verinin değerlendirilmesinde kontrol noktaları olarak kullanılmıştır.

3B sismik verilerden zaman ortamında ilk aşamada ters faylar yorumlanmış daha sonra dokanaklara oturtulmuş seviyelerin yayılımı yapısal olarak yorumlanmıştır. Aynı alanda farklı yıllarda ve farklı parametrelerle toplanmış verinin bulunması, yansıtmış olduğu yeraltı imajını kıyaslama olanağı da sağlamaktadır. 185 km<sup>2</sup> alanda sismik verilere yorum amaçlı filtrelerle iyileştirme yapılarak sismik küplerden çeşitli niteleyiciler türetilip, yapısal modelin yanı sıra sismik fasiyes değişimleri de elde edilmiştir.

Sonuç olarak, gravite yorumu, sismik veri yorumu, kuyu ve sismik hız verileri birleştirilerek hız modeli oluşturulup statik model üretilmiştir. Sismik niteleyiciler ile kuyu logları kullanılarak yapısal modelin yanı sıra sismik fasiyes modeli geliştirilmiştir. Böylelikle, sahada üretim yapılan Derdere Formasyonu'nun rezervuar özelliğini yansıtan sismik fasiyes, porozite dağılımları çıkartılarak

sahanın arama ve üretim faaliyetleri açısından geliştirilmesine ışık tutacak olan 3B yeraltı modeli elde edilmiştir. Bu model ile petrol içeren alanların sınırları belirgin bir şekilde netleştirilmiş ve olası arama alanları ortaya konulmuştur. Böylece benzer özellikler gösteren, kompleks yapısal ve tektonik alanlarında farklı fasiyes özellikleri taşıyan diğer tüm sahalar için pilot niteliğinde bir yorumsal akış şeması oluşturulmuştur.

**Anahtar Kelimeler:** Katin-Barbeş petrol sahaları, Diyarbakır, 3B sismik yorum, petrol, rezervuar kaya, imbrike yapı, sismik niteleyiciler, sismik fasiyes, modelleme.

**2022, 109 sayfa**



## **ABSTRACT**

**Ph.D. Thesis**

### **STRUCTURAL, STRATIGRAPHIC INTERPRETATION AND MODELLING OF THE KATIN-BARBEŞ OIL FIELD WITH 3D SEISMIC DATA, SOUTHEASTERN ANATOLIA- TURKEY**

**Zafer ÖZER**

**Süleyman Demirel University  
Graduate School of Natural and Applied Sciences  
Department of Geophysical Engineering**

**Supervisor: Prof. Dr. Züheyr KAMACI**

In hydrocarbon exploration, it is important to use 3D seismic data to reveal the underground structural elements. The quality of the 3D seismic data has a direct impact on the results of interpretation studies. In this thesis, seismic modeling of the Upper Cretaceous carbonates, which indicate very complex structures due to the regional tectonism was carried out utilizing 3D seismic data collected in the study area covering the Katin-Barbeş oil field in the north east of Diyarbakır.

In preparation for modelling, the structural limits were determined from the gravity data. Formation tops were compiled in the space-depth domain by using well log data of wells located around the study area. Likewise, Derdere Formation with limestone facies has a thickness of 120-240 m around the site and it is unconformable with the Sabunsuyu Formation of dolomite and limestone lithology underneath. Check-shot data in some of the 3 wells were compared with the depth contacts and time-depth correlations were obtained. These points were then used as control points for the evaluation of two 3D seismic data sets of different vintages.

Initially, reverse faults were interpreted in the time domain from the two vintages of 3D seismic data and then the interpretations were spread structurally from the contacted levels at the wells. The fact that the data collected in the same area with different years and parameters allowed comparison of underground structures. While evaluating 185 km<sup>2</sup> seismic data enhanced with interpretation filters and various qualifiers were derived from these seismic cubes to obtain the structural model as well as seismic facies changes.

As a result, gravity interpretation, seismic data interpretation, well and seismic velocity data were combined to create a velocity model and a structural static model was constructed. A seismic facies model was developed in addition to the structural model by using seismic attributes and well logs. In this way, a 3D subsurface model was created to provide the field development in terms of exploration and production activities by revealing seismic facies and porosity distributions to reveal the reservoir characteristics of oil bearing Derdere Formation. With this model, the boundaries of oil field were clearly defined and

possible exploration areas (new well locations) were determined. Consequently, a pilot flow chart was developed for the other fields in the similar complex structural and tectonic regions indicating different facies characteristics.

**Keywords:** Katin-Barbeş oil fields, Diyarbakır, 3D seismic interpretation, petroleum, reservoir rock, imbricate structure, seismic attributes, seismic facies, modelling.

**2022, 109 pages**



## TEŞEKKÜR

İstanbul Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği'nde okurken hakkında pek fikrim bile olmadığı dönemde açmış olduğu burs sınavını kazanarak tanışmış olduğum TPAO'nun bir çalışanı olmaktan her zaman gurur duydum. İmkanları sayesinde kendimi geliştirip mesleğimi tecrübe etmemi sağladığı için kurumuma minnettarım.

25 yılda beraber çalışma fırsatım olan teknik yönden tecrübelerinden faydalandığım çok değerli insanlar oldu ve bu insanların doktora çalışmasına doğrudan olmasa da, fikri olgunlaşma ve tecrübe yönünden elbette katkıları bulunuyor. Bundan dolayı öncelikle, aramızdan ayrılan rahmetli Jeofizik Yük. Müh. Ayhan ÖZKAN'a; Veri İşlem Müdürlüğü'nde çalışırken Ferudun KILIÇ'a; özel projelerde çalışırken, Uğur GÖNÜLALAN'a, proje çalışma prensiplerini gösteren Kadri YAPAN'a, Murat YILMAZ'a, Ömer ŞAHİNTÜRK'e, teşekkür ederim.

Doktora çalışması yapmamı sürekli teşvik eden, bilgi ve tecrübesinden faydalandığım çok değerli Danışman Hocam Prof. Dr. Züheyr KAMACI'ya, dersler ve tez yazımı aşamasındaki katkılarından dolayı Prof. Dr. Mahmut OKYAR'a ve Prof. Dr. Aydın BÜYÜKSARAÇ'a teşekkür ederim.

Yapısal yorumlama teknikleri konusunda değerli görüşleri ve katkıları olan değerli meslektaşım Taner TANIŞ'a, doktora çalışma alanında yorumlarda zorlandığım yerlerde yapmış olduğu yorumları için Kadri Can BAL'a, sismik yorum, Petrel ve Surfer yazılımlarını kullanırken zaman zaman sorunların çözülmesinde destek veren Ali ÖLMEZ'e teşekkür ederim.

Ne zaman bir ihtiyacım olsa tereddütsüz yardıma koşan, kaynakça araştırmalarımda özellikle yardımcı olan çok değerli Arş. Gör. Dr. Canan ÇİFTÇİ'ye teşekkürlerimi sunarım.

Araştırmanın yürütülmesine 'Olur' ile izin verdiği için Türkiye Petrolleri A.O. Arama Daire Başkanlığı'na, Erdal COŞKUN'a teşekkür ederim (EK A).

Bu tezin önerisinin hazırlanmasından başlayıp tezin tamamlanmasına kadar tez çalışmasının her aşamasında adeta tez danışmanım gibi gözden geçirerek her türlü desteğini esirgemeyen katkılarından dolayı Doç. Dr. Attila AYDEMİR'e minnettarım. Gravite verisi temini için Prof. Dr. Abdullah ATEŞ'e teşekkür ederim.

Bu çalışmamı, beni yetiştirmek için yıllarca maddi manevi emek harcamış, sevgili babam Refik ÖZER ile canım annem Ayşe ÖZER'e ithaf ediyor, beraber geçireceğimiz zamanlarından kıstığım için sevgili eşim Buket ÖZER'e ve oğullarımız Çınar Ege ÖZER ile Çağan Atlas ÖZER'e teşekkür ediyorum.

Zafer ÖZER  
ISPARTA, 2022

## ŞEKİLLER DİZİNİ

	Sayfa
Şekil 1.1. Güneydoğu Anadolu Bölgesi tektonik unsurları haritası.....	3
Şekil 1.2. Güneydoğu Anadolu Bölgesi sadeleştirilmiş yüzey jeoloji haritası	4
Şekil 2.1. Güneydoğu Anadolu Bölgesi çalışma alanı içerisindeki genelleştirilmiş stratigrafi kesiti .....	13
Şekil 3.1. Araştırma alanındaki 3B sismik veriler.....	20
Şekil 3.2. Çalışma alanı gravite ölçüm noktaları noktaları ve kuyu yerleri.....	21
Şekil 3.3. Çalışma alanında bulunan kuyular ve kontrol atışlı kuyular.....	22
Şekil 4.1. Kuyu-31'deki değerlendirilen loglar.....	28
Şekil 4.2. SP logunun genel ölçüm prensibi.....	29
Şekil 4.3. Sonik log prensibi.....	33
Şekil 4.4. Kuyu-31 için loglardan hesaplanan kil hacmi, porozite, düzeltilmiş sonik porozitesi.....	39
Şekil 4.5. Kontrol atışı etüdü ile yansıma sismiği veri toplama şeması.....	42
Şekil 4.6. Kuyu-32'de yapılan kontrol atışları ham kayıtları.....	43
Şekil 4.7. Kuyu-32'deki kontrol atışlarından elde edilen hız dönüşümü.....	43
Şekil 4.8. Ant-tracking algoritması akış diyagramı.....	50
Şekil 4.9. Spektral dekompozisyon algoritması akış diyagramı.....	52
Şekil 5.1. Çalışma alanı Bouguer anomali haritası.....	54
Şekil 5.2. Sahadaki üst blokta ve alt blokta bulunan Kuyu-4, Kuyu-7, Kuyu-9 kuyularının loglarından yararlanılarak tayin edilmiş olan formasyon dokanakları.....	57
Şekil 5.3. Deniz seviyesine göre Derdere Formasyonu Girişi istatistiksel histogramı.....	59
Şekil 5.4. Kuyu-21'deki derinlik/zaman fonksiyonu.....	60
Şekil 5.5. Derdere Formasyonu Girişi sismik refleksiyonu.....	61
Şekil 5.6. Derdere Formasyon Girişi hız histogramı.....	63
Şekil 5.7. Derdere Formasyonu'nun derinliğe bağlı hız değişimi.....	63
Şekil 5.8. Derinliğe bağlı sonik log değerleri.....	64
Şekil 5.9. TPAO-3B sismik küp.....	65
Şekil 5.10. Shell-3B sismik küp.....	66
Şekil 5.11. Kuyu-53, Kuyu-13, Kuyu-1, Kuyu-2' nin tanımlanmış formasyon dokanaklarına göre kuyu korelasyon kesiti.....	68
Şekil 5.12. Kuyu-53, Kuyu-13, Kuyu-1, Kuyu-2' nin tanımlanmış formasyon dokanaklarına göre yorumlanmış sismik kesiti.....	69
Şekil 5.13. Ant-tracking uygulaması 3B görünüm.....	71
Şekil 5.14. Genelleştirilmiş spektral dekompozisyon uygulaması .....	72
Şekil 5.15. Yorumlanmamış ve yorumlanan ters faylar, sismik kesit.....	73
Şekil 5.16. Fay yorumu neticesinde elde edilen Doğu-Batı uzanımlı fayların yoğunluğu.....	74
Şekil 5.17.a. Yorumlanmamış sismik kesit.....	76
Şekil 5.17.b. Seviye yorumlanmış sismik kesit.....	77
Şekil 5.18. 3B seviye yorumu neticesinde elde edilen Derdere Formasyonu Girişi zaman pikleri.....	78
Şekil 5.19. 3B fay korelasyonu, fay modellemesi ve seviye yorumu neticesinde elde edilen Derdere Formasyonu yapısal modeli.....	79

Şekil 5.20. 3B zaman ortamında tamamlanmış olan model (XL:189).....	80
Şekil 5.21. 3B zaman ortamında tamamlanmış olan model (IL:251).....	81
Şekil 5.22. Derinlik dönüşümünde kullanılan 3B hız modeli.....	83
Şekil 5.23. 3B fay korelasyonu ve modellenmesi.....	84
Şekil 5.24. 3B derinlik düzleminde tamamlanmış olan Derdere Formasyonu Girişi, Sabunsuyu Formasyonu girişi ve Sabunsuyu Formasyonu tabanı ile sonlanan yapısal grid.....	84
Şekil 5.25. 3B çökeltim alanı görünümü.....	85
Şekil 5.26. (a) Sonik (DT), Gamma-ray (GR) logları ham hali, (b) model içine oturtulmuş (ölçeklenmiş) DT(U) ve GR(U) değerleri (c) model içinde oluşturulmuş olan ince katmanlar.....	86
Şekil 5.27. Sonik porozite, nötron porozite (NPHI) korelasyonu, model porozite dağılımı .....	87
Şekil 5.28. Kuyu-31'deki örneklendirilmiş porozite dağılımı.....	88
Şekil 5.29. (a) 3B hacimsel sonik porozite modeli, (b) 3B hacimsel sonik porozite modeli XL 189.....	89
Şekil 5.30. Rezervuar özelliklerine sahip üretilebilir petrol içeren alanlar.....	90
Şekil 5.31. Üretim potansiyeli olan bölgeler.....	93
Şekil 5.32. Üretim potansiyeli olan bölgelerin dağılım grafiği.....	95
Şekil 5.33. Üretim potansiyeli olan bölgeler üzerinde üretilebilir (RecO) petrol potansiyeli .....	100

## ÇİZELGELER DİZİNİ

	<b>Sayfa</b>
Çizelge 4.1. Log verisi kullanılan kuyular.....	27
Çizelge 5.1. TVDSS'e ve MD'ye göre ve Sayındere Formasyonu /Derdere Formasyonu dokanakları.....	58
Çizelge 5.2. Deniz seviyesine göre Derdere Formasyonu derinlik, çift-yol seyahat zamanı ve ortalama hızları.....	62
Çizelge 5.3. Yapısal gridden petrol/su dokanaklarına göre doğrudan hesaplanan rezervuar parametreleri .....	92
Çizelge 5.4. Formasyon ve bölgelere göre hesaplanmış rezerv değerleri.....	94



## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

<b>SP</b>	Self potansiyel
<b>SEG</b>	Arama Jeofizikçileri Birliği
<b>GR</b>	Gamma-ray
<b>DT</b>	Delta -T
<b>API</b>	Amerikan petrol enstitüsü petrol gravitesi
<b>ABG</b>	Açılıma bağlı genlik değişimi
<b>bb1</b>	Varil
<b>CDP</b>	Ortak derinlik noktası
<b>d</b>	Derinlik
<b>IL</b>	Atış yönündeki CDP hatları
<b>XL</b>	Alıcı yönündeki CDP hatları
<b>KB</b>	Kelly bushing yüksekliği
<b>MD</b>	Ölçülen derinlik
$V_{ort}$	Ortalama hız
$V_{int}$	Ara hız
<b>psi</b>	Basınç birimi
$S_w$	Su satürasyonu
$S_{xo}$	İnvazyon zonu saturasyonu
$V_{sh}$	Kil hacmi
<b>tw</b>	Çift yol seyahat zamanı
<b>TVD</b>	Düşey derinlik
<b>SSTVD</b>	Deniz seviyesine göre düşey derinlik
<b>TST</b>	Stratigrafik kalınlık
$V_a$	Zaman ağırlıklı rms hızı
<b>X</b>	Açılım
<b>Z</b>	Deniz seviyesine göre yükseklik
$\phi$	Porozite
$V_B$	Kayaç Kütle hacmi
$V_N$	Net hacim
$V_\phi$	Gözenek hacmi
<b>HCPV<sub>o</sub></b>	Hidrokarbon gözenek hacmi (petrol)
<b>HCPV<sub>g</sub></b>	Hidrokarbon gözenek hacmi (gaz)
<b>OIP</b>	Yerinde petrol (Oil in place)
<b>STOOIP</b>	Stok tankında yerinde petrol
<b>GIIP</b>	Yerinde gaz
$B_o$	Petrol formasyon hacim faktörü
$B_g$	Gaz formasyon hacim faktörü
$R_s$	Solüsyon gaz/petrol oranı
$R_v$	Buharlaşmış petrol/gaz oranı
$RF_o$	Petrol kurtatım faktörü
$RF_g$	Gaz kurtarım faktörü
<b>RecO</b>	Üretilebilir petrol
<b>RecG</b>	Üretilebilir gaz

## 1. GİRİŞ

Yeraltı yapısı ve fiziksel özellikleri hassas olarak bilinseydi, yeryüzünden yapılan herhangi bir jeofizik ölçümün güvenilirliği benzersiz bir şekilde tahmin edilebilirdi. Örneğin, herhangi bir gömülü katmandan yansıyan sismik dalganın seyahat zamanını tahmin etmek mümkün olurdu veya herhangi bir derinlikte veya yükseklikte yerçekimi veya manyetik alanın değeri kolaylıkla bulunabilirdi. Sismik araştırmalarda ise, yeryüzüne yerleştirilmiş kaynak ve alıcılar vasıtasıyla elde edilen verilerin değerlendirilmesiyle yeraltının yapısı hakkında sonuç çıkarmaya çalışmak şeklinde gerçekleştirilir. Sismik yansıma çalışmasında, yeryüzünde bulunan alıcılar vasıtasıyla, gönderilen bir sinyalin varış zamanlarından ve alıcıların geometrisinden yararlanarak yeraltında bulunan herhangi bir tabakanın derinliğine ve sahip olduğu fiziksel özelliklere yaklaşımda bulunmak mümkündür.

Ayrıca, gözeneklerinde hidrokarbon birikimine sahip, yeraltındaki bir rezervuarın bulunduğu bir alanda yapılan çalışmada, akışkan özellikleri sismik veriye etki etmekte ve bu etkilerden yararlanılarak ekonomik değeri olan yapısal kapanlar belirlenebilmektedir. Bu etkilerden en çok göze çarpanı ise genlikteki ani değişimlerdir. Hidrokarbon birikimleri yansılarda yeterli değişimleri oluştururken, akustik empedanstaki değişimler birçok sebepten kaynaklanabilmektedir. Sismik veriden mümkün olan en çok bilgiyi sağlayabilmek için bütün özelliklerin incelenmesi ve kıyaslanmasıyla niteleyici (attribute) analizleri yapılabilmektedir. Öncelikli olarak genlik bilgisi ve diğer verilerden yararlanarak yoruma kolaylık sağlamak ve sismik veriyi daha ayrıntılı inceleyebilmek amacıyla sismik veri analizlerinden elde edilen her türlü parametreye sismik niteleyiciler denilmektedir. Genlik, faz, frekans, polarite ve hız bilgileri en kullanışlı olanlardır. Sismik niteleyiciler amaca göre anlık analizlerle yanal yönde süreklilik ilişkilerinden yararlanarak, yığma öncesi ve sonrası, migrasyon öncesi ve sonrası, iki boyutlu (2B) ve üç boyutlu (3B) sismik verilerden elde edilebilmektedir. Bu değerler, gerçek verilerle denştirildiğinde, ters çözüm yöntemleriyle gerçek verilerin olmadığı alanlardaki dağılımlar, 3B sismik veri ile tahmin edilebilmektedir.

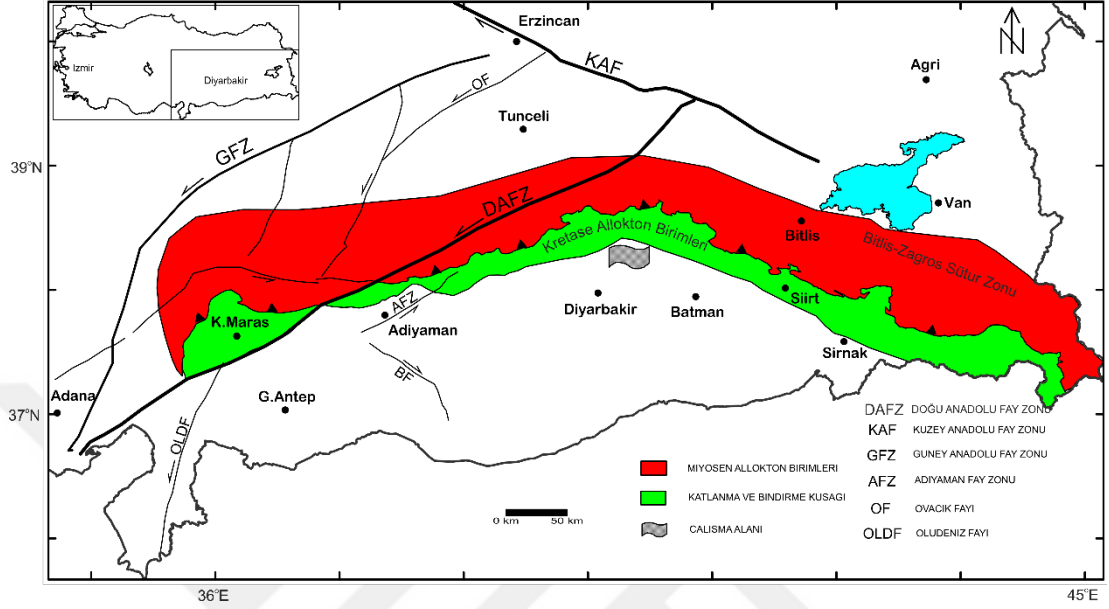
Bu tez çalışmasında, Türkiye' nin güney doğusunda, Diyarbakır ilinin kuzeyinde yer alan Katin-Barbeş petrol sahalarının tümünü kapsayan 3B sismik verinin yapısal ve stratigrafik yorumları yapılmış ve bunun sonucu olarak yukarıda isimleri verilen petrol sahalarının modelleri elde edilerek, bölgenin yeraltı yapısı ortaya çıkarılmıştır. Yorumlamalar 57 adet kuyu verisi ile desteklenerek ve özellikle kuyu logları ile karşılaştırmalı olarak korele edilmiş ve sismik niteliyiciler ile araştırma sahasındaki rezervuar birimleri modellenmiştir.

Böylece, sahanın petrol üretebilir sınırları net olarak belirlenmiş, olası yeni kuyu yerleri ve arama alanları tespit edilmiş olup bu sahalarda üretim yapılan hedef seviye olan Derdere Formasyonu'nun rezervuar özellikleri belirlenmiştir. Güneydoğu Anadolu'da (GDA) gerçekleştirilen bu çalışma yakın civarda bulunan irili ufaklı birçok petrol sahası için öncü niteliği taşımaktadır.

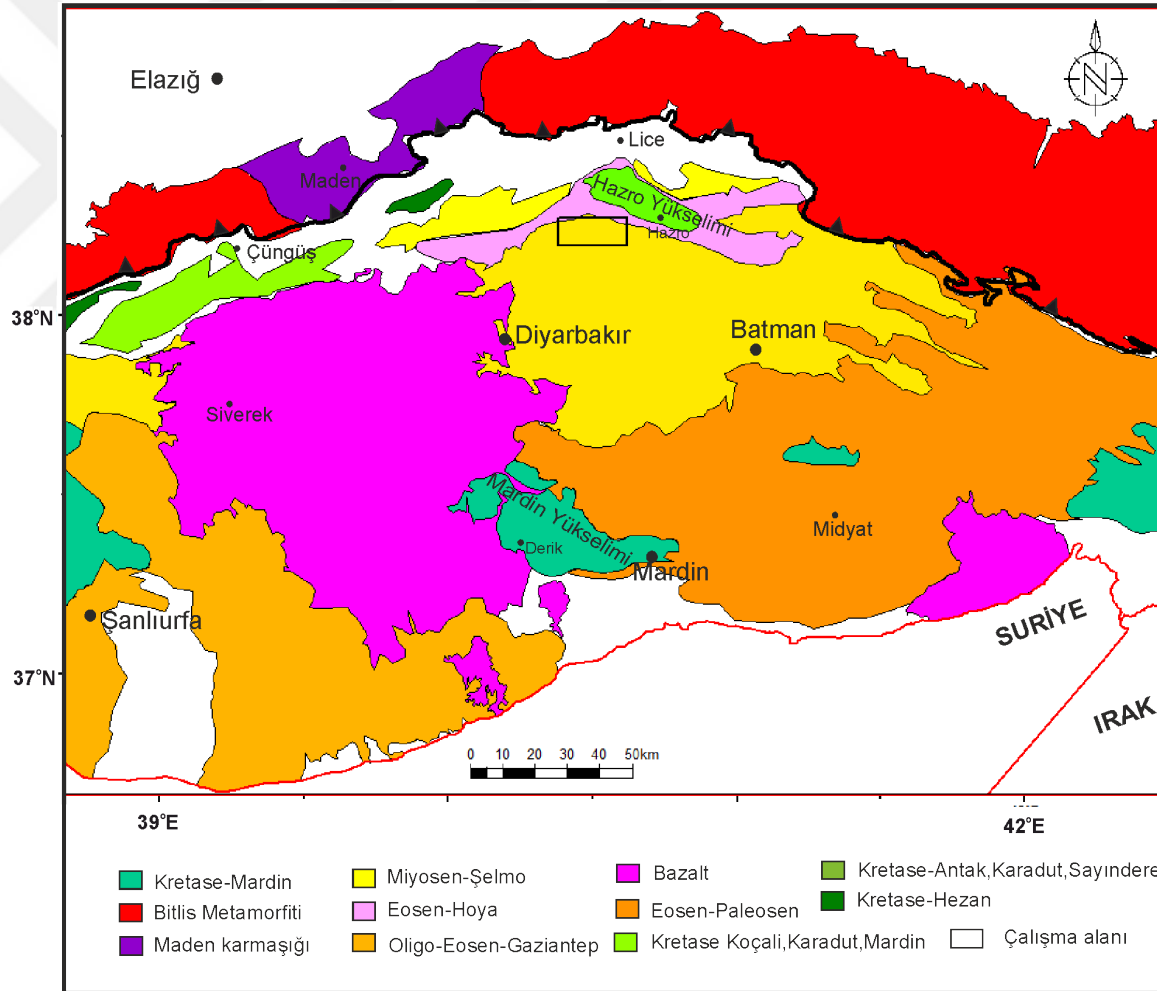
### **1.1. Araştırma alanının konumu**

Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yer alan araştırma alanında, Kretase karbonatlarından Derdere Formasyonu'nun üst kesimleri olan ve sferli seviye olarak tanımlanan kısımlarından üretim yapılmaktadır. Sahada kuru, petrollü ve Paleozoyik birimlerden gaz üreten birçok kuyu mevcutken, farklı yıllarda toplanmış 2B ve 3B sismik veriler bulunmaktadır. Doktora çalışmasında bu verilere ilave olarak 2019 yılında toplanmış olan Katin Barbeş sahalarını da kapsayan 3B sismik verisi de değerlendirilmiştir. Kuyulardan elde edilen jeolojik bilgiler, kuyu logları ve sismik yansıma verileri ile deneştirilip sismik yorum yapılmış, bunun devamında yapısal geometri ve stratigrafik fasiyes değişimleri haritalanıp hacimsel olarak Derdere Formasyonu' nun rezervuar özelliği taşıyan kısımları da ayırt edilecek şekilde 3B modelleme çalışması tamamlanmıştır. Çalışma sonunda sahadaki hidrokarbon kapanlanmasına sahip alanların geometrisi ve potansiyeli belirlenmiştir. Şekil 1.1' de çalışma yapılan alanın GDA Bölgesi tektonik unsurlarına göre konumu bulunmaktadır. Doğu Anadolu Fay Zonu ve Miyosen bindirme kuşağının güneyinde yer alan çalışma alanı, GDA Bölgesi'nde, Diyarbakır ilinin 41 km kuzeydoğusunda, Batman ilinin ise 65 km

kuzeybatısında bulunmaktadır. Tüm değerlendirilen alan boyunca Senozoik birimlerin en genci olan Şelmo Formasyonu yüzeylenmektedir (Şekil 1.2).



Şekil 1.1. Güneydoğu Anadolu Bölgesi tektonik unsurları haritası. Çalışma alanı, güneyden Arap plakasının bindirmesiyle oluşan Bitlis-Zagros Sütur Zonu, Kretase alloctonlarının öneyinde önülke (foreland) alanında yer almaktadır. Aydemir (2011) ve Perinçek vd (1987)' den yeniden derlenmiştir.



Şekil 1.2. Güneydoğu Anadolu Bölgesi sadeleştirilmiş yüzey jeoloji haritası. Çalışma alanında yüzeyde yaygın olarak bulunan sarı renkli jeolojik birim Şelmo Formasyonu' nu temsil etmektedir. Pembe renkli birimler Karacadağ volkanik (bazalt) birimlerini göstermektedir. Çalışma alanı, Miyosen bindirmesinin güneyinde bulunmaktadır. Aydemir (2011)' den yeniden derlenmiştir.

## 1.2. Kaynak özetleri

Bölgedeki çalışmalarda Tuna (1974), hidrokarbon arama hedefli olarak bölgedeki litostratigrafi birimleri adlamasının açıklayıcı raporunu hazırlamıştır. Günümüzde kullanıldığı şekliyle çalışma alanındaki, ağırlıklı olarak kireçtaşı, dolomit ve alt istif olarak kumtaşı litolojilerinden oluşan Üst-Kretase yaşlı birimleri Mardin Grubu olarak tanımlamıştır. Bu gruptaki birimler, üstten alta doğru Koniasiyen-Alt Santoniyen yaşlı Karababa-C Formasyonu, Karababa-B Formasyonu, Karababa-A Formasyonu, Senomaniyen yaşlı Derdere Formasyonu, Albiyen-Senomaniyen yaşlı Sabunsuyu Formasyonu ve Aptiyen-Albiyen yaşlı Areban Formasyonu'dur.

Bozdoğan vd. (1987), Hazro bölgesindeki Paleozoyik istif petrole üretkenliği açısından önemli olarak nitelendirmişlerdir. Hazro yükseliminde ve kuyularda, Paleozoyik çökellerinin tekrar gözden geçirilmesi ve revize edilmesi gerekliliği ortaya çıkmıştır. Petrol araştırmacılarının uzun zaman ilgisini çeken ve yakın geçmişte gaz üretimi yapılan Hazro Formasyonu'nun petrolü kumtaşlarının daha önce düşünüldüğü gibi Permiyen yaşlı olmayıp Alt-Orta Devoniyende çökeldiği belirtilmiştir. Ayrıca Hazro Yükselimi'nin batı ve güney kesimindeki kuyularda yapılan çalışmalarda, bu istifin anhidrit arabantlı dolomit ve klastiklerle devam ettiği ve kalınlığının 250 metreye kadar çıktığı açıklanmıştır. Bu nedenle, bölgede Üst Paleozoyik yaşlı birimlerin yeniden formasyon ve üyelere ayrılarak tanımlanması zorunluluğu doğmuştur. Tanımlara göre; Hazro Formasyonu deyimi Diyarbakır Grubu içerisindeki Dadaş Formasyonu üzerine gelen kumtaşı, kırmızımsı-yeşil renkli şeyller ve dolomit ile temsil olunan, geniş yayımlı Alt-Orta Devoniyen yaşlı istif için kullanılmakta olup bu birim, Hazro Yükselimi'nde, üst kısımdan aşınmış olarak görülmekte olduğu belirtilmiştir. Çalışma alanındaki bazı kuyularda, Hazro Formasyonu üzerine gelen anhidrit bantlı dolomitler ve kırmızı-yeşil renkli klastiklerle temsil edilen ikinci kısım Alt-Orta Devoniyen çökelleri ise Kayayolu Formasyonu olarak adlandırılmış olup bu birimin Güneydoğu Anadolu'da hiçbir yerde yüzeylenmediği araştırmacılar tarafından belirtilmiştir. Hazro Yükselimi'nde, Permiyen yaşlı Gomanibrik Formasyonunun A üyesinin altında görülen ve eskiden Hazro Formasyonun bir parçası olarak

kabul edilen, yine Permien yaşı, kömürlü, koyu renkli şeyller ile kumtaşları ise Kaş Formasyonu olarak araştırmacılar tarafından ayırtlanmıştır. 1984 yılında Shell tarafından açılan Barbeş-1 kuyusunda ve 1987 yılında, TPAO tarafından açılan Güney Hazro-2 kuyusunda Alt-Orta Devoniyen yaşı Hazro Formasyonu'nun kumtaşları içerisinde ilk defa gazlı petrol, gaz ve kondansat (yüksek API'lı petrol) bulunduğu araştırmacılar tarafından belirtilmiştir.

Perinçek vd. (1991) Güneydoğu Anadolu'daki otokton sedimanter kayaların stratigrafisi ile ilgili bölgesel ölçekli çalışmalarında, Arap Levhası'nın kuzey kenarını temsil eden araştırma alanının en yaşı biriminin volkanik, volkanoklastik kayaçlar, şeyl ve kumtaşlarından oluşan Prekambriyen yaşı Telbesmi Formasyonu olduğunu belirtmişlerdir. Bu birimin, tabanda karasal ve geçiş tipindeki klastikler, ortada sığ şelf tipi karbonatlar ve üstte ardalımalı sığ denizel şeyl ve kumtaşlarından oluşan Kambriyen yaşı Derik Grubu tarafından uyumsuz olarak örtüldüğünü söylemişlerdir. Derik Grubu, doğu ve batı alanlarında kıyı yakını-sığ denizel çökellerden meydana gelen Ordovisyen yaşı Habur Grubu'na geçiş göstermekte iken, geri kalan alanlarda Erken Ordovisyen'de çökeltme boşluğu ve erozyonel süreç meydana geldiğini saptamışlardır. Habur Grubu, doğu ve batı alanlarda kıyı yakını ve sığ denizel ortamı yansıtan Üst Devoniyen-Alt Karbonifer yaşı Zap Grubu tarafından, orta kesimlerde ise Üst Silüriyen-Orta Devoniyen yaşı Diyarbakır Grubu tarafından uyumsuzlukla örtülmektedir. İnceleme alanının doğusunda Paleozoyik ve Mesozoyik birimleri arasında devamlılık ve uyumluluk izlenirken, diğer alanlarda bazı istiflerin eksikliği söz konusudur. Mesozoyik istifin tabanı orta bölümlerde kırmızı renkli çökellerle temsil edilmekte, bu seviyenin altında ve üstünde killi karbonat istifleri (Alt Triyas - Çıglı Grubu) yer almaktadır. Bu birimin, orta ve güney alanlarda gelgit ortamı karbonat ve evaporitlerle temsil edilen Orta Triyas-Alt Kretase yaşı Cudi Grubu tarafından üzerlendiğini saptamışlardır.

Yılmaz ve Duran (1997), Petrol İşleri, MTA, TPAO raporları, üniversite arşivleri ve diğer ilgili yayınları inceleyerek, Güneydoğu Anadolu'da adlanmış olan otokton ve allokton litostratigrafik birimlerle ilgili olarak kapsamlı bir şekilde "Stratigrafi Sözlüğü (Lexicon)" hazırlamışlardır.

Dorn (1998), 3B sismik araştırmaların, aramadan, geliştirme ve işletmeye kadar tüm problemlere uygulandıklarını, ayrıntılı rezervuar karakterizasyonu, gelişmiş petrol geri kazanım stratejilerinin planlanması, yürütülmesi ve rezervuarlardaki iyileştirme ve üretim süreçlerindeki değişikliklerin izlenmesi için kısıtlar sağladıklarını ne sürmüş, modern 3B sismik yorumlamanın, etkileşimli iş istasyonlarının kullanımını ve büyük hacimli verileri doğru ve verimli yorumlamak için yazılım ve donanım teknolojilerinin uygulanmasını içerdiğini açıklamıştır. Konuyla ilgili yorumlayıcıların derin jeolojik ve sismik bilgisinin yanında, bilgisayar destekli yorumlama araçlarında uygulanan algoritmalara yönelik bir anlayış geliştirme becerisine sahip olması gerektiğini belirtmiştir.

Vanns Baan vd. (2010), durağan olmayan faz kestirimini sismik yorumlama aracı olarak önermiştir. Yerel jeolojideki stratigrafik değişikliklerin yanı sıra sismik-kuyu bağlarından kaynaklanan deterministik faz düzeltmelerinin kontrol edilmesine yardımcı olarak, istatistiksel faz analizinin uygulanmasını açıklamışlardır. Araştırmacılar, başarılı biçimde yapılmış kuyu-sismik ilişkisinin, yorumlama için önemli başlangıç noktası olduğunu, aşırı deformasyona uğramamış alanların görüntülenmesindeki hataların veya uyumsuzlukların germe ve sıkma (stretch-squeeze) işlemi ile giderildiklerini, ancak , karmaşık jeolojiye sahip ortamlarda, yüksek kalitede sismik veri durumunda dahi, işlemin oldukça zorlayıcı olduğunu açıklamışlardır.

Martin vd. (2010) karmaşık görüntüleme alanlarındaki kuyu-sismik bağdaştırma metodunu kullanarak Angola açıklarındaki derin deniz alanından tuz altı ortamı araştırmışlar, ideal kuyu-sismik bağdaştırması için mevcut jeolojik ipuçlarına ek olarak kullanılabilir nicel jeofizik argümanlar önermişler, sismik yüzey için kabul edilen aynı derinlikli görüntüleme yöntemlerinin uygulanmasının bu sorunun zmne yardımcı olabileceğini önermişlerdir.

Zeng (2010) 3B sismik görüntülemeye yönelik, horizon dilimleme "slicing" yönteminden farklı olarak stratal dilimleme yöntemini tekrar gözden geçirmiş, yöntemin yararlarını ve zorluklarını özetleyerek, iyi sinyal/gürültü oranına sahip veriler için stratal dilimlemenin, jeolojik zaman yüzeylerine paralel görüntüleme,

paleojeomorfolojiye kolay bir bağlantı, ince tabakalı görüntüleme için bir araç olarak, yüksek stratigrafik çözünürlük ve hızlı bir yorum döngüsü sağladığını belirtmiştir.

De Groot vd. (2010), yarı otomatik teknikler kullanılarak haritalanmış katların sayısını büyük oranda arttırarak rezervuar karakterizasyonunda yüksek çözünürlüklü sismik potansiyeli en üst seviyeye çıkarılmasını, riski azaltarak ve ticari başarı şansını yükselterek, yorumlamada iyileştirme sağlayacak bir adım değişikliği önermişlerdir. Araştırmacılar, yüksek yoğunluklu haritalanmış horizon (horizon küpleri) setlerinin (1) iyileştirilmiş kantitatif kaya özelliği tahmini (2) iyileştirilmiş stratigrafik kapan tanımı ve (3) daha doğru, sağlam jeolojik modeller dahil olmak üzere, oldukça faydalar sağlayan yorumlama iş akışlarında norm olacağını açıklamışlardır.

Van Hoek vd. (2010), sismik stratigrafik yorumlamaya yönelik geometrik niteleyicilere ilişkin, sekans stratigrafisinin modern sismik niteleyici neslin harmanlanması ile orta-büyük ölçekte üç sismik geometrik niteleyicileri, incelleme, uyumsuzluk ve sismik fasiyes niteleyicileri, sunmuşlar, ardından sismik ve yeni niteleyicilerin birleşiminin sekans stratigrafisi analizindeki değerli olabileceğini göstermek için Wheeler analizini kullanmışlardır.

Akustik empedansın yapısal anlamda, karmaşık derin deniz ortamlarında sekans stratigrafisi aracı olarak kullanılmasına yönelik Contreras ve Latimer (2010), sismik verinin mevcut ancak kuyu verisinin sınırlı olduğu, derin su ortamlarında sekans stratigrafik çatının ve çökel sistemlerinin yorumlanmasına katkı sağlayacak olan yeni bir yöntemi tartışmışlardır. Söz konusu yöntem, sismik verilerden akustik empedans ters çözümlerinin üretilmesi, akustik empedans verilerinin stratal dilimlenmesi, akustik empedans, yapma logların birbirinden bağımsız alt havzalar (ölçek olarak) üzerinde oluşturulması ve ardından birbirine bitişik alt havzalar arasındaki uyuma dayanmaktadır. Araştırmacılar, sekans stratigrafik çatı oluşturulduktan sonra ileri seviyede çökelme sistemi analizinin daha güvenle yapılabileceğini belirtmişlerdir.

Aydemir (2011), son yıllarda tüm dünyada bir trend haline gelmiş geleneksel olmayan (unconventional) petrol kaynakları açısından, bölgedeki en önemli kaynak kaya kabul edilen Silüryen yaşlı Dadaş Formasyonu'nu incelemiştir. Araştırmacı petrol kaynaklarının çıkış noktası olan ABD'nin Teksas eyaletindeki Barnett Shale ile Dadaş Formasyonu'nun üyelerini karşılaştırmış, ayrıca GDA Bölgesi'ndeki Paleozoyik birimlerin yayılımını da haritalandırmış ve Dadaş Formasyonu'nun her üç üyesinin de yayılım alanları üzerindeki kalınlık değişimlerini de haritalandırmıştır. Bu çalışmaya göre Dadaş-1 üyesi oldukça yüksek toplam organik karbon (TOC) miktarına sahip, yüksek üretim potansiyeli arzeden olgunlaşmış ve petrol türümü gösteren bir birim olması sebebiyle oldukça yüksek geleneksel olmayan üretim potansiyeli vaad eden bir formasyondur. Nitekim, bu çalışmalardan sonra bölgede açılan birçok kuyudan geleneksel olmayan nitelikli petrol üretimleri de başlamış ve halen devam etmektedir.

Brown (2012) yorumcuların, sismik verilerden daha fazla bilgi çıkarmaya çalıştıkları için, 3B sismiğe, iş istasyonlarına, renkli ekrana, stratigrafik ve rezervuar yorumlama araçlarına ve kavramlarına ihtiyaçları olduğunu ve bu uygulamaların iş istasyonları aracılığıyla yapılabileceğini ifade etmiştir. Araştırmacı, yapısal haritalama için yeterli ve iyi oluşturulmuş yaklaşımların çoğu zaman stratigrafi için işe yaramayacağını, dolayısıyla herhangi bir projenin başlangıcında seviye tanımlaması için bütünüyle tek bir işlemin tasarlanması gerektiğini göstermiştir.

Erdoğan ve Aktepe (2017) çalışma alanında bulunan Katin-Barbeş 3B sismik veri üzerinde yığma öncesi derinlik göçü işlemleri gerçekleştirerek, Kirchhoff derinlik göçüyle CRAM (Common Reflection-Angle Kirchhoff Migration) görüntüleme uygulamalarını kıyaslamışlardır. Araştırmada, CRAM tekniği, yeraltı görüntü noktasında azimutlar boyunca yansıma yönelimini, yansıma yoğunluğunu ve hız değişimini tanımlamak için kullanılmıştır. Ayrıca, sondaj temelli noktasal rezervuar bilgileriyle elde ettikleri sonuçları da karşılaştırmışlardır. Sismik yığma öncesi derinlik görüntüleme algoritmalarının, görüntü kalitesini artırmak ve karmaşık aşırı yükün neden olduğu bozulmaları telafi ederek arama riskini

azaltmak için yaygın olarak uygulandığından bahsetmişlerdir. Çalışmalarında, zengin azimut sismik verilerinin azimut görüntüleme için nasıl kullanılabileceğini tanımlayan bir iş akışını tanımlamaktadırlar. Araştırmacılar, 3B sismik arazi verilerine Ortak Yansıma Açısı Göçünün (CRAM) uygulanmasındaki temel amacının, görüntü kalitesini artırmak ve rezervuar bilgilerini verilerden üretmek olduğunu açıklamışlar, bölgenin aktif tektonizma özelliğinin sismik görüntüleme, hız modelleme işlemlerinin kalitesini etkilediğini, rezervuar karakterizasyonu için de yeterli olmadığını öne sürmüşlerdir.

Guerra ve Poupon (2020), Van Hoek vd. (2020) tarafından önerilen yeni bir “alt havza ölçeği” sismik niteleyicileri kapsamında incelme, uyumsuzluk ve sismik fasiyes niteleyicilerin güçlü yanlarını ve sınırlamalarını üç değişik durum çalışması ile test etmişlerdir. Bu çalışmalardan ilki Nijerya açıklarında derin deniz ortamında örtü kayayı oluşturan aşırı basınç altında ki kumların uzanımlarını belirlemek, ikincisi Fransız Guyanası'nın derin deniz ortamında ki stratigrafik kapanların örtü kayasının risklerini azaltmak, üçüncüsü ise Kamerun açıklarında ki sığ su ortamında, faylanmaya maruz kalmış, fluvio-deltaik ortamda toplanmış 3B sismik ve çok sayıda kuyu verisinin niteliklerini test etmek amacıyla uygulanmıştır.

## 2. ÇALIŞMA ALANININ JEOLJİSİ

### 2.1. Güneydoğu Anadolu Bölgesi' nin tektonik konumu ve genel tektonik özellikleri

Türkiye'nin günümüzdeki jeolojik şeklini alması, geçmiş bütün dönemler boyunca bu bölgede kıtaların birbirlerine yaklaşmaları ve çarpışmaları sonucunda çok sayıda ve farklı nitelikte tektonik birliklerin biraraya gelmesiyle oluşmuştur. Türkiyede yeralan sıradağlar kısmen, Pan Afrikan/Baykaliyen kısmen de Hersiniyen yaşlı kıtasal bir temelin Paleo-Tetis ve Neo-Tetis deformasyonlarıyla birbiri üzerine gelmiştir. Çalışma alanının bulunduğu bölge olan Güneydoğu Anadolu'daki Mezozoyik-Senozoyik yaşlı yığışım prizmasında ise Neo-Tetis evrimi gerçekleşmiştir (Şengör ve Yılmaz 1981). Bölgedeki ana tektonik hatlara bakıldığında üç adet tektonik hat görülmektedir. Bunlardan Üst Kretase döneminde kuzeydeki okyanusal alandan güneye doğru ilerlemiş olan Karadut ve Koçali karmaşıklarının yerleşmesi, Hakkari dolayında Sümbül Dağı ve Cilo Dağı civarında görülmekte olup, batıya doğru Hakkari Karmaşığı altında kalmaktadır (Perinçek 1980). Bu tektonik olayın en iyi görüldüğü yerler; Hazro yükselimi kuzeyi, İnışdere kesiti güneyi ile Sabunsuyu kesiti kuzeyi ve Besni doğusudur (Şekil 1.2).

İkinci büyük hareket daha önceki çalışmalarda Kretase yaşlı kabul edilen ancak gerçekte Eosen dönemi tektoniği olarak tespit edilmiştir. Cudi bindirmesi, Paleozoyik ve Mesozoyik yaşlı birimlerin Germav Formasyonu üzerinde görülmesi ile Eosen tektoniği saptanmıştır.

Aynı şekilde Hakkari-Çukurca yolunda görülen Zapsuyu Bindirmesi ile Zabuk formasyonu, Cudi Grubu üzerine itilmiştir. Bu bindirme batıya doğru devam etmekte, Ortabağ köyünün kuzeyinde ve Uludere yolu üzerinde Cudi Grubu birimlerin Germav Formasyonu üzerine geldiği gözlenmektedir. Benzer bir tektonik hareket ise Narince-Gerger yolu üzerinde Perdeso dolayında, Germav Formasyonu üzerine Karadut Karmaşığı'nın bindirme yaptığı Perdeso bindirmesinde gözlenir. Ayrıca, Amanos Dağlarında Koçali-Karmaşığı'nın Zabuk

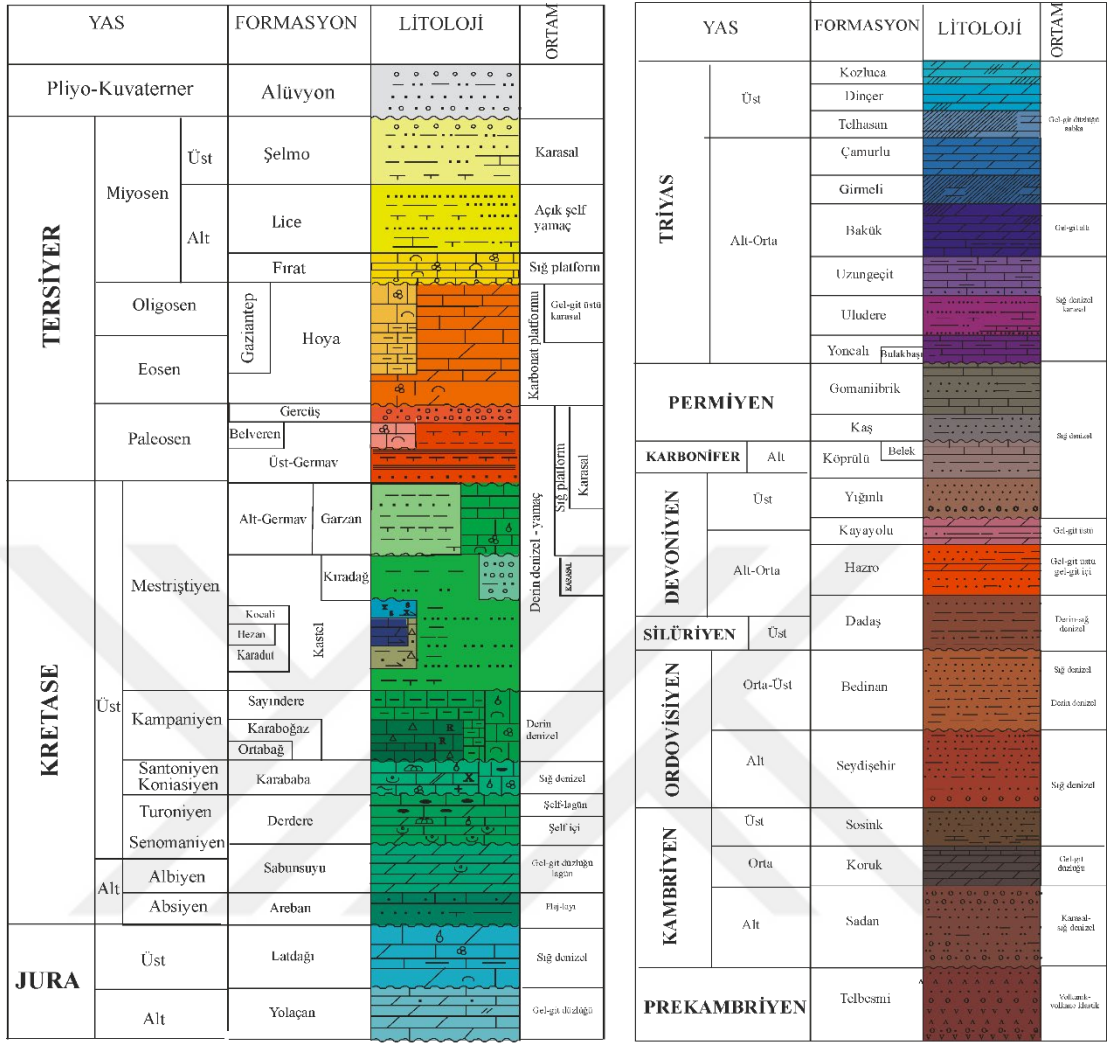
Formasyonu ile başlayıp Cudi Grubu üzerine geldiği tektonik hadise ile Terbüzek, Besni, Çona, Hacıdağ formasyonlarının Koçali-Karmaşığı üzerinde yürümesi de aynı Eosen tektonik hareketlerinin bir sonucudur. Benzer bir durum da Korudağ yapısında görülmektedir.

Üçüncü büyük tektonik dönem ise Miyosen sonuna doğru, kuzey alanlardaki Çüngüş Formasyonu, Guleman Ofiyoliti, Maden Karmaşığı, Hakkari Karmaşığı ve Bitlis Masifi birimlerinin güneye doğru hareket ederek Lice ve Şelmo Formasyonları üzerine bindirmesidir. Ancak bu hareketin güney alanları daha çok etkilediği, Cudi Bindirmesi' ni tekrar hareket ettirerek Gercüş, Germik ve Fırat formasyonlarının üzerine yerleştirdiği düşünülmektedir. Daha güneydeki Kasrik Fayı ve/veya bindirmesinin bu hareketin etkisiyle tetiklendiği sonucuna varılmıştır. Bu Üst Miyosen tektonik hareketler sırasında veya hemen akabinde Cudi Dağının güneyinde ve kuzeyinde yaklaşık doğu-batı gidişli düşey faylarla bugünkü asfaltit ocaklarının oluşması, alttaki rezervuarlardan petrol gelmesi ile gerçekleşmiştir.

## **2.2. Güneydoğu Anadolu Bölgesi' nin genel stratigrafisi**

Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin petrol potansiyeli bakımından önemli olması nedeniyle bölge stratigrafisinin ve jeolojik evriminin ortaya konulması için 1930' lu yıllardan beri çalışılmaktadır. Bu çalışmaların önemli bir bölümü özellikle 1960'lı yıllardan itibaren TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir. Peksü (1965)' in Güneydoğu Anadolu'da Mardin istifi öncesi birimleri kapsayan çalışması, Önem (1968)' in Derik-Mardin, Gercüş-Germav civarındaki çalışması, Akarsu (1968)' in Cizre-Şırnak, Midyat-Nusaybin dolaylarındaki incelemesi, Sungurlu (1974)' nun Gölbaşı-Gerger ile Güneydoğu Anadolu kuzey sahalarındaki incelemesi örnek verilebilir. Güven vd (1991) ve Günay ve Köylüoğlu (1997) ile netlik kazanmıştır. Bu kapsamda Arap platformu ve kuzey kesimlerinin Geç Kretase sonrası çökel birimleri değişik çalışmalar ile ele alınmıştır.

GDA Bölgesi, Arap kıtasının kuzey kenarında Anadolu kuşağı ile kenetlendiği alanla sınırlanmış bölgeyi kapsamaktadır. Buradaki ana yapısal unsurlar; Toros-



Şekil 2.1. GDA Bölgesi çalışma alanı içerisindeki genelleştirilmiş stratigrafi kesiti (Güven vd 1991).

Zagros kuşağı olarak adlandırılan ve Miyosen-Kretase allokonlarının bulunduğu Binik Yapı Kuşağıdır (Perinçek 1980). Bunun öneyinde bulunan, güneyleri ters faylı asimetrik yapıların yer aldığı alan ise Yüksek Faylı Zon olarak adlandırılmaktadır. Daha güney alanlarda kalan ve dike yakın ters fayların oluşturduğu simetrik antiklinallerin olduğu alan Düşük Faylı Zon olarak adlandırılmaktadır. Bölgenin stratigrafisi otokton ve allokon birimler olmak üzere iki ana bölümde incelenmiştir. Bunları yaşlı birimlerden genç birimlere doğru tanımlamak mümkündür.

Çalışma alanının bulunduğu GDA Bölgesi'ndeki birimlerin stratigrafisi Şekil 2.1' de verilmiştir.

### **2.2.1. Otokton birimler**

Otokton birimler Paleozoyik, Mesozoyik ve Senozoyik kayalar olmak üzere üç kısımda incelenmiştir. Paleozoyik yaşlı kayalar, Güneydoğu Anadolu'da en eski kayalardır. Bunlar yaşlıdan gence doğru Telbesmi Formasyonu, Sadan Formasyonu, Sosink Formasyonu, Bedinan Formasyonu, Dadaş Formasyonu, Hazro ve Gomanibrik Formasyonu'dur. Mesozoyik yaşlı kayalar, Güneydoğu Anadolu'da Triyas'la başlayıp Kretase sonuna kadar uzanan sığ deniz ortamında çökelmiş sürekli bir sediman istifi ile temsil edilir. Senozoik yaşlı kayalar, marn-şeyl litolojisindedir. Gri, pembe, kahverenklerinde görülür, yumuşak ve dağınık olup Üst Mestriştien Paleosen yaşındadır (Yılmaz ve Duran 1997).

#### **2.2.1.1. Paleozoyik yaşlı kayalar**

Telbesmi Formasyonu, çoğunlukla tabakalı denizaltı lavlarından ve bunlar arasında yer alan kırmızı, alacalı kumtaşı ve şeyllerden oluşur. Yaş verebilecek fosile rastlanmamış, Prekambriyen olarak değerlendirilmiştir. Sadan Formasyonu, Telbesmi Formasyonu üzerine, konglomeratik tabakalarla açısız diskordansla gelir. Çoğunlukla kırmızı renkli, çapraz tabakalı kumtaşlarından oluşmaktadır. Sadan Formasyonu ile uyumlu olarak izleyen Koruk Formasyonu, dolomitik kireçtaşları ve dolomitlerden meydana gelmiştir. Sadan Formasyonu ve Koruk Formasyonu fosil içermeyip bu iki formasyonun da Alt Kambriyen yaşında olduğu kabul edilmiştir. Çünkü bunların üzerinde Koruk Formasyonu uyumlu olarak gelmekte ve Orta-Üst Kambriyen fosillerini içermektedir. Koruk Formasyonu, kırmızı, pembe renkli ince tabakalı ve yumru kireçtaşlarıyla başlar. Bunları gri, boz renkli şeyller ve kireçtaşları izler. Alt seviyelerinde bulunan şeyller içerisinde Orta Kambriyen yaşını veren trilobitler bulunmuştur. Sosink Formasyonu, Koruk Formasyonu üzerinde uyumlu olarak yer almaktadır. Kuvarsit kumtaşlarıyla temsil edilir. Sosink Formasyonu'nun yaşı Üst Kambriyen karşılar. Bedinan Formasyonu, tipik litolojisi siyah graptolitli şeyllerdir. Sosink

Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelmektedir. Ordovisyen-Siluriyen yaşındadır. Siluriyen yaşlı Dadaş Formasyonu, siyah şeyller ve ince kireçtaşı tabakaları ile temsil edilir. Şeyllerin üzerindeki killi-marnlı ve çörtlü kireçtaşlarında bulunan fosiller Devoniyen yaşındadır. Hazro Formasyonu, Dadaş Formasyonu üzerine diskordanslı olarak gelmekte, Permiyen yaşında olup laküstrün fasiyeste kumlu-killi ve kömürlü tabakalarla denizel fasiyeste kireçtaşı ve marnlar ile bunların ardışıklı olarak sıralanmasından meydana gelmiştir. Triyas yaşlı şeyl ve kumtaşları tarafından uyumlu olarak örtülürler.

### **2.2.1.2. Mesozoyik Yaşlı Kayaçlar**

Güneydoğu Anadolu'da Mesozoyik, Triyas'la başlayıp Kretase sonuna kadar uzanan sığ deniz ortamında çökelmiş sürekli bir sediman istifi ile temsil edilir. Triyas oluşukları, Goyan ve Çığlı Grubu olarak alttan üste doğru şöyle sıralanır: Yoncalı Formasyonu, alacalı şeyl-kireçtaşı ve kumtaşlarından oluşur. Uludere Formasyonu, Yoncalı Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelmekte olup, alacalı şeyl, kireçtaşı, kumtaşı litolojisindedir. Uzungeçit Formasyonu, marn ve kireçtaşları ardalanmasından meydana gelmiştir. İçerisinde Versuliyen yaşı veren fosillere rastlanmıştır. Bunların üzerine diskordanslı olarak Jura-Alt Kretase yaşlı Mardin Grubu çökelleri gelmektedir. Bu grubun formasyonları alttan üste doğru şöyle sıralanır. Areban Formasyonu, kumlu kireçtaşlarından oluşur. Uzungeçit Formasyonu üzerine uyumsuzlukla gelir. Sabunsuyu Formasyonu, kumlu-dolomitik kireçtaşı ve dolomitlerden oluşur. Üst seviyelerinde gri renkli muntazam tabakalı, bol kavkılı fosilli kireçtaşları yer alır. Albiyen-Senomaniyen yaşındadır. Korudağ Formasyonu, açık gri, gri renkli, ince kristalli, sert-gevrek, keskin kenarlı ve dağılgandır ve yaşı Apsiyen-Albiyen'dir. Derdere Formasyonu, dolomit ve kireçtaşı üyelerinden oluşmaktadır ve yaşı Senomaniyen'dir. Karababa Formasyonu, kireçtaşlarıyla temsil edilir ve Senomaniyen-Alt Turoniyen yaşındadır. Karaboğaz Formasyonu, Karababa Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelmekte olup, killi marnlı kireçtaşı karakterlerindedir, Alt Kampaniyen yaşındadır. Sayındere Formasyonu, Mardin Grubunun üzerine diskordansla gelmektedir. İnce orta tabakalı killi kireçtaşı litolojisinde, Kampaniyen yaşındadır. Kastel Formasyonu, Sayındere Formasyonu üzerinde uyumlu olarak bulunmaktadır. Yeşil renkli kum taşlarıyla temsil edilir. Üst Kampaniyen-

Mestriştiyen yaşındadır. Üzerini Karadut ve Koçali Karmaşığı tektonik dokanakla örter. Bunları üzerleyen Germav Grubu alttan üstte doğru řu formasyonlardan oluşur. Raman Kalkerleri, resifal neritik kireçtaşlarından oluşmaktadır.

### **2.2.1.3. Senozoik Yaşlı Kayaçlar**

Germav Formasyonu marn-şeyl litolojisindedir. Üst Mestriştiyen-Paleosen yaşındadır. Üst-Germav, kumtaşı, marn, kireçtaşı, konglomera ar dalanması şeklinindedir ve Paleosen yaşlıdır. Midyat Grubu'nun yaşı Alt Eosen ile Alt Miyosen'i kapsar. Grubu oluşturan formasyonlar alttan üstte doğru Gercüş, Hoya, Gaziantep Formasyonlarıdır. Gercüş Formasyonu, Alt Eosen yaşındadır. Kalınlığı değişken olan birim, Üst Kretase yaşlı birimler üzerine uyumsuzlukla gelir. Üzerine gelen Hoya Formasyonu'na tedrici geçiş gösterir. Hoya Formasyonu, Alt-Orta Eosen yaşlı olup tabanda killi-kumlu kireçtaşlarıyla başlayan birim üstte doğru dolomitize kireçtaşlarına geçmektedir. Alt ve üst ilişkisi uyumludur. Gaziantep Formasyonu, killi-siltli ve çörtlü tebeşirimsi kireçtaşlarıyla karakterize edilir ve Hoya Formasyonu'nu uyumlu olarak örter. Eosen yaşındadır, kalınlığı değişkendir. Silvan Grubu, Midyat Grubu üzerine yer yer diskordansla gelmektedir. Fırat ve Lice formasyonlarından oluşmaktadır. Fırat Formasyonu, resifal kireçtaşı özelliğinde olup alttaki Midyat Grubu' yla bölgesel diskordanslı olduğu tespit edilmiştir. Yaşı Oligosen veya Alt Miyosen'dir. Lice Formasyonu, kiltarı-kumtaşı ar dalanmasından oluşur. Tabandaki Fırat Formasyonu ile uyumludur, Alt Miyosen yaşındadır.

### **2.2.2. Alloktan birimler**

Uludere Formasyonu, Yoncalı Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelmekte olup, alacalı şeyl, kireçtaşı, kumtaşı litolojisindedir. Toros ve kenar kıvrım kuşaklarının stratigrafisinde dikkati çeken metamorfik kütleler, ofiyolitik gruplar, yay mağmatikleri, tortul ve ofiyolitik karmaşıklardır. Bunları örten çeşitli tortul birimler ile Orta Eosen açılmasını simgeleyen mağmatikler yer almaktadır. Doğu Toros Orojenik Kuşağı'nın en yaşlı kayaçlarını oluşturan Bitlis-Pötürge Metamorfikleri, kuşak boyunca geniş alanlarda yüzeylenir. Pötürge Metamorfikleri, Çüngüş civarında tektonik bir dokanakla Eosen-Miyosen yaşlı

Çüngüş Formasyonu üzerine, yine aynı yörede Orta Eosen yaşlı Maden Karmaşığı üzerine bindirir. Pötürge Metamorfikleri esas olarak gnayslar, gözlü gnays, amfibolit, fillit, mikaşist, kalkşist, granatlı mikaşist ile bunların içinde kuvarsit mercekleri, kristalize kireçtaşları ve mermerlerden oluşmaktadır. Guleman Grubu, tipik istifli Elazığ'ın Guleman ilçesi civarındadır. Birimin temel kayacını serpantinler oluşturur. Tetis Okyanusu' nun kabuğunu temsil eden Guleman Ofiyolitleri, içerdiği yüksek kaliteli kromitlerle dikkat çeker. Güneydoğu Anadolu'nun kuzeyini sınırlayan Toros Orojenik Kuşağı'nın güney cephesinde yüzeylenen diğer bir ofiyolit karmaşığı Koçali Karmaşığı olarak adlandırılmıştır. Bu karmaşık, Guleman Grubu'ndan kaynaklanan ofiyolitik blokların Üst Kretase'de güneyde oluşan Kastel Havzası'na kuzeyden gravite yoluyla taşınmasıyla oluşmuştur. Karadut Karmaşığı'nın yayılım alanı, bindirme cephesinin güneyinde, doğu-batı istikametinde paralellik gösterir. Birim Koçali-Hezan Grupları'yla iç içe bulunur. Karadut Karmaşığı'nın esas olarak litolojisi konglomera, kumtaşı, kiltası-silttaşı, silisifiye kireçtaşı ve kireçtaşlarından oluşmaktadır. Birimin üzerinde çalışma yapan tüm araştırmacılar biriminin yaşını elde ettikleri fosillere dayanarak Üst Kretase (Senomaniyen-Alt Turoniyen) vermişlerdir (Sungurlu 1974). Birimin litolojisi ofiyolitik istife benzerlik gösterir. Birim serpantin, gabro, piroksenit diyabaz daykları, bazaltik yastık lavlar ve pelajik çökellerden oluşmaktadır. Birimin sınırları Karadut Karmaşığı-Hezan Ünitesi ile karışıklık gösterirken, Midyat Grubu tarafından uyumsuz olarak örtülmektedir. Koçali Karmaşığı üzerinde çalışma yapan pek çok araştırmacı, birimi Guleman Gurubu'ndan kopan bloklar olarak değerlendirip, yaşını Üst Jura-Alt Kretase olarak kabul etmişlerdir. Kastel Çukuru'nun oluşum yaşını da Üst Kretase olarak vermişlerdir. Hezan Grubu, Hazro civarında geniş yayılım sunar ve birim ismini de bu civardan alır. Değişik araştırmacılar birimi Koçali Karmaşıkları ile birlikte allakton olarak yorumlamışlardır. Hazro civarında Hacı-Kuran ve Lice Formasyonu' na ayrılmıştır. Birimin litolojisi genelde kireçtaşlarından oluşmakta, Alt Triyas'tan-Alt Kretase'ye kadar geniş bir yaş aralığına sahiptir. Yüksekova Karmaşığı, Elbistan Ensimatik Ada Yayılı İstifi olarak tanımlanmıştır. Bazaltik, bazaltik-andezitik konglomera ve derin deniz çökellerinden oluşmaktadır (Tarhan 1984). Birim, bazı araştırmacılar tarafından Elazığ yöresinde Baskil Mağmatikleri olarak adlandırılmıştır. Burada, derinlik kayaçlarından diyorit,

monzonit, granadiyorit, granit, gabro tonalit ve bunların türevlerinden oluşmuştur. Yüksekova Karmaşığı son yıllarda yapılan çalışmalarda kısmen kıtasal kabuk, kısmen de okyanusal kabuk üzerinde gelişmiş ada yayı ürünleri olarak değerlendirilmiştir. Birimin yaşı, Evren (1983) tarafından kip yöntemine göre Koniasiyen-Santoniyen olarak verilmiştir. Çüngüş Formasyonu, ilk defa Sungurlu (1974) tarafından Çüngüş civarında tanımlanmıştır. Birimin yaşı Eosen-Alt Miyosen'dir. Tortul litolojisinden oluşan birim, kıltaşı, kumtaşı ile bunların içerisinde Guleman Grubu'na ve Maden Karmaşığı'na ait bloklardan meydana gelmiştir. Birim içerisindeki kumtaşları yeşilimsi renkte, sert ince tabakalardan oluşur. Şeyllerden daha yumuşaktır. Çüngüş Formasyonu, Alt Miyosen yaşlı Lice Formasyonu'nu tektonik olarak örterken, yine tektonik dokanakla Pötürge Metamorfikleri tarafından örtülür. Maden Karmaşığı, en iyi mostrasını Ergani-Maden arasında verir. Birim, bu alanda tortullardan (konglomera, kumtaşı, radyolarit, kireçtaşı, çamurtaşı vs.) ve magmatiklerden (bazalt, bazaltik yastıklar ve piroklastik depolardan) oluşur. Karmaşık genelde taban ve tavanla tektonik ilişkilidir. Birim Çermik-Çüngüş yöresinde Eosen-Alt Miyosen yaşlı Çüngüş Formasyonu üzerine tektonik dokanakla otururken, Üst Jura-Alt Kratese yaşlı Guleman Grubu ve Paleozoyik-Alt Mesozoyik yaşlı Pötürge Metamorfikleri tarafından tektonik dokanakla örtülür.

### 3. MATERYAL

Çalışılan sahada, petrol keşfi yapılan ilk kuyu (Katin-2), 1971 yılında Shell tarafından açılmış ve Derdere Formasyonu'ndan üretim yapılmıştır (Yılmaz ve Duran 1997). Çeşitli üretim faaliyetleri sonrası 40 yıllık işletme süresi dolduğu için, 2012 yılında bu üretim sahası Petrol Kanunu gereği TPAO'ya devredilmiştir. Sahadan toplanan ve elde edilen veriler aşağıda teknik özellikleriyle birlikte verilmiştir.

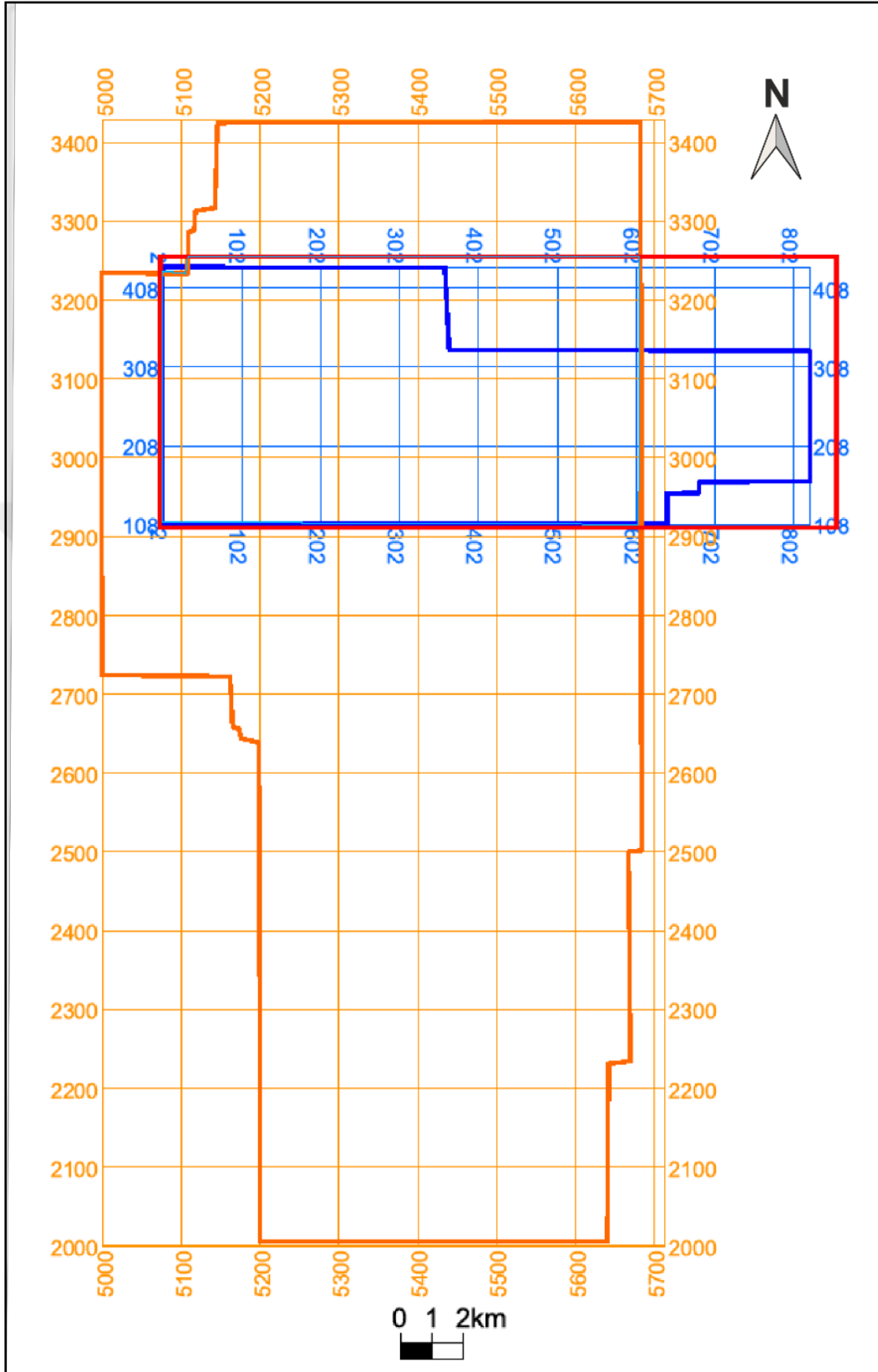
#### 3.1. Sismik veri ve genel özellikleri

185 km<sup>2</sup> lik alanı kapsayan araştırmada 2 adet üç boyutlu (3B) sismik hat bulunmaktadır (Şekil 3.1). Bunlardan 495 km<sup>2</sup> lik 2017 yılı TPAO-3B verisi çalışma alanının 127 km<sup>2</sup>'lik kısmını kapsamakta, 130 km<sup>2</sup> olan 1991 yılı Shell-3B verisinin tamamı ise araştırma alanına girmektedir.

TPAO-3B verisinde 25x25 m aralıklara sahip toplam 714 inline (IL), 1429 crossline (XL) bulunmaktadır ve örnekleme aralığı 2 ms olup kayıt uzunluğu 6 saniyedir. Veri toplanırken alıcılar kuzey-güney (K-G) doğrultusunda serilerek atışlar gerçekleştirilmiştir. Veriye yığma öncesi zaman migrasyonu uygulanmıştır ve datum 600 m olacak şekilde veri işlem uygulanmıştır.

Shell-3B verisi 25x25 m aralıklara sahip toplam 327 inline (IL), 821 crossline (XL) bulunmaktadır. Kayıt uzunluğu ise 4 ms örnekleme aralığıyla toplam 5 saniyedir. Veri toplanırken alıcılar doğu-batı (D-B) doğrultusunda serilerek atışlar gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada, değerlendirilen sismik veriye yığma sonrası migrasyon uygulanmış ve datum 700 m olacak şekilde proses edilmiştir.

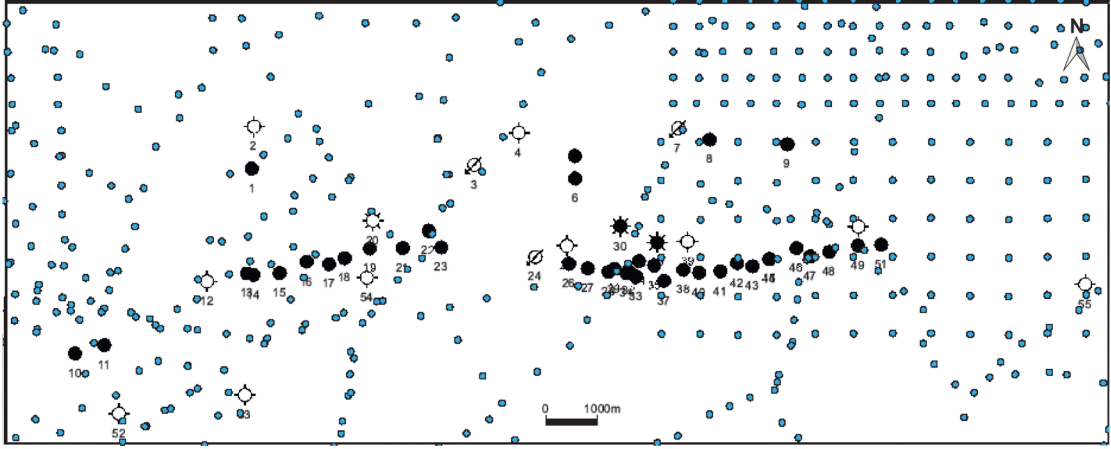
Her iki verinin proses datumları farklı olmalarına rağmen, yorumlama sürecinde statik hesaplama ile sismik datum 700 m olacak şekilde standartize edilmiştir. Seviye ve fay yorumlamalarında, Shell-3B verisi kullanılmıştır.



Şekil 3.1. Araştırma alanındaki (kalın kırmızı çizgiler) 3B sismik veriler (TPAO ve Shell verileri), sırasıyla turuncu ve mavi çizgilerle gösterilmiştir.

### 3.2. Gravite verisi ve genel özellikleri

Çalışma alanı içerisinde, MTA tarafından 1971-1979 yıllarında toplanmış ve istasyon aralıkları 2-5 km arasında değişen ham veriler ile TPAO tarafından yer yer farklı aralıklarla 1960-1970 yıllarında toplanmış gravite verileri bulunmaktadır (Şekil 3.2). MTA tarafından toplanan veriler Ateş vd. (1999) tarafından değerlendirilmiş ve yorumlanarak 5 km yatay örnekleme aralığında değerler içeren bu verilerin yorumlanması neticesinde göreceli olarak düşük çözünürlüklü tüm Türkiye'nin haritaları oluşturulmuştur. Ateş vd. (1999)'dan elde edilen haritaların çözünürlüğü çok düşük olduğundan, detay yorumlama çalışmasında daha sık grid olan TPAO verisinden elde edilen harita kullanılıp değerlendirilmiştir.

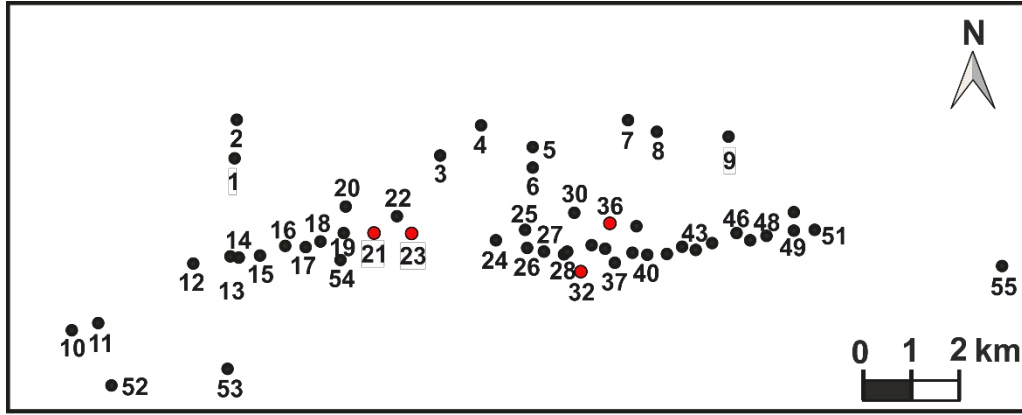


Şekil 3.2. Çalışma alanı gravite ölçüm noktaları (mavi noktalar) ve kuyu yerleri (siyah noktalar).

### 3.3. Kuyu logları ve diğer kuyu verileri

Çalışma kapsamına alınan 55 adet kuyunun hepsinde temel loglardan olan sonik ve gamma-ray logları bulunmaktadır. Ancak, çok az miktarda rezervuar özelliklerine yönelik kullanılabilir loglar bulunmaktadır. Check-shot (kuyu atışı)

verisi ise bölgedeki 4 kuyuda (Kuyu-21, Kuyu-23, Kuyu-32, Kuyu-36) toplanmış bulunmaktadır ve doktora tez araştırmasında kullanılmıştır (Şekil-3.3).



- Kuyu lokasyonu
- Kontrol atışlı kuyu

Şekil 3.3. Çalışma alanındaki bulunan kuyu konumları ve kontrol-atışlı kuyular.

## 4. YÖNTEMLER

### 4.1. Gravite yöntemi

Newton'un evrensel kütle çekim yasasına göre, her bir noktasal kütle diğer bir kütleyle, ikisi arasındaki doğrusal mesafe boyunca bir kuvvet ile çeker. Bu kuvvet bu iki kütlenin çarpımıyla doğru orantılı, aralarındaki mesafenin karesi ile ters orantılıdır. Gravite yöntemi yer altında yoğunluk farklarına sahip jeolojik birimlerin neden olduğu yerçekimi ivmesi  $g$ 'deki değişimleri ölçülerek bu birimleri tespit etmeye çalışan jeofizik yöntemdir.

Gravite yönteminde amaç, hali hazırda yerkürede bulunan çekim kuvvetinden farklı olan alanları bulmaktır. Bu değişimler yoğunluk farkından kaynaklanır. Ölçülen yeryuvarının gravite ivmesi'nin değişimleri incelenerek,  $g$ 'nin ölçülmesinden elde edilen sonuçlar yorumlanır ve yeraltının özellikleri saptanmaya çalışılır. Bu yöntemle yeraltındaki kayaçların yoğunlukları tespit edilebilmektedir. Ancak araştırılan hedef ile etrafındaki kayaçların yoğunlukları aynıysa ve yeraltı hep yatay tabakalardan oluşuyorsa gravite yöntemi ile bunların yerini tespit etmek mümkün değildir.

Gravite yönteminde ölçülen verilere enlem, yükseklik etkisi, serbest hava, Bouguer, topoğrafya etkisi, gel-git etkisi ve aletsel drift düzeltmesi uygulanmaktadır. Dünyanın elipsoid şeklinde olması sebebiyle ekvator dan kutuplara doğru yerkürede bir daralma olmaktadır. Yer in dönmesi ve daralması sonucu oluşan merkezkaç kuvvetinin etkisi kutuplarda azalmaya sebep olurken gravite artışına sebep olmaktadır. Bundan dolayı çalışma yapılan alanının baz noktasının enlem değerine göre diğer noktaların enlem düzeltmesi değerleri hesaplanır. Gravite çalışmalarında ölçüm noktaları arasındaki topoğrafik değişimlerden dolayı ölçümler arasında farklar meydana gelir. Bu farklılığın ortadan kaldırılması için yapılan tüm ölçümler tek bir düzleme (datum) indirgenir. Dünyanın çekim alanı, uzaklığın karesi ile ters orantılı olarak değişim gösterir. Bu nedenle tepe ve vadi gibi değişimler dünyanın yer çekimi kuvveti etkisinde farklılıklar göstermektedir. Deniz seviyesinden yükseldikçe gravite

değerinde azalma meydana gelir. Bu ölçümlere de deniz seviyesi ile arasındaki farkın kaldırılması için gereken düzeltme yapılır. Bouguer düzeltmesinde; topografyanın düz bir plaka gibi olduğu ve bu plakanın sonsuz, her yöne sabit bir yoğunluk ve kalınlıkta meydana gelecek şekilde hesaplama yapılır. Bouguer düzeltmesinin bir devamı olan topoğrafya düzeltmesi de ölçü alınan nokta ile indirgeme seviyesi arasında  $\rho$  yoğunluklu kütlelerin varlığı esas alınarak yapılmaktadır. Eğer ölçü alınan noktadaki saha düz ve engebesiz ise topoğrafik düzeltmeye gerek yoktur. Ancak topoğrafya yeteri kadar düz değilse, ölçülen gravite değeri için ayrıca topoğrafya düzeltmesi yapılmalıdır.

Gravite ölçümleri aynı zamanda güneş ve ayın konumundan etkilenmektedir. Yeryüzündeki "g" değerleri okyanuslardaki gel-git durumlarına göre değişim göstermektedir. Yeryüzünün dışında bulunan ay ve güneş gibi kütlelerin yeryüzündeki bir P noktasına uyguladığı çekim kuvveti ivmesi arasındaki fark ile yeryüzü - ay veya yeryüzü - güneş sisteminin yeryüzündeki bir P noktasındaki merkez kuvvetin toplamı, o noktada gel - git etkisini meydana getirmektedir. Bu etkinin ortadan kaldırılmasına gel - git düzeltmesi denir. Bunların yanında aletsel düzeltmeye de dikkat etmek gerekir. Bu etkinin giderilmesi için aynı noktalarda belirli zaman aralıklarında ölçümler tekrarlanarak farklılıkları bulunur. Bütün bu düzeltmeler neticesinde elde edilen değerler, yeraltındaki tabaka-kütlelerin anlaşılmasında kullanmak amacıyla türev yöntemleri, aşağı yada yukarı uzanım ve modelleme yapılarak işlenip yorumlanır. Böylece, yeraltı jeolojisi hakkında bilgi elde edilir.

#### **4.2. 2B ve 3B sismik yansıma yöntemi**

Sismik yöntem, 1930'lardan beri süre gelen ve petrol aramacılığında en geniş kullanım alanına sahip jeofizik yöntemlerden bir tanesidir. Sismik kırılma ve sismik yansıma şeklinde iki temel sınıfta kullanım alanlarına sahiptir. En yaygın kullanım alanları hidrokarbon aramaları ve kilometrelerce nüfuz derinliği ile kabuk yapısının araştırılmasıdır. 1980'li yıllardan beri de 200 m'den fazla nüfuz derinliği ile çevre araştırmaları ve mühendislik çalışmalarında da uygulanmaktadır (Çiftci vd. 2009).

Hidrokarbon aramalarında diğer jeofizik yöntemlere ilave olarak sismik yansıma yöntemi, ayırım gücünün yüksek olması ve derinlerden bilgi alınmasından dolayı yaygın olarak kullanılmaktadır. Sismik yansıma metodunda yüzeyden oluşturulan bir yapay kaynakla sinyallerin yine yüzeyde serilmiş halde hazır bulunan alıcılar vasıtasıyla ölçülmesi şeklinde veri toplanmaktadır. Dolayısıyla, sismik yansıma metodunda doğrudan elde edilen bilgi sadece belirli düzenlerde oluşturulan veri toplama cihazlarına (jeofonlara) geliş zamanlarıdır. Yapılan analizlere göre deneme yanılma yöntemleriyle işlenen verinin ürünü nihayetinde düşey eksenini gidış-geliş seyahat zamanı, yatay eksenini ise alıcılar arası mesafe olan sismik kesitlerdir. Elde edilen verinin toplama şekline göre iki boyutlu veya üç boyutlu da olsa sismik veri, yeri uyararak oluşturulan sismik dalganın yeraltındaki jeolojik özelliklere göre tepkisini, yayılma şeklini, yansıyan varış zamanlarıyla kayıt altında gösterir.

Sismik yansıma araştırmaları, petrol, doğalgaz, kömür ve diğer madenlerin araştırılması ile Dünya'nın derin kabuklu katmanlarının incelenmesi için yoğun olarak kullanılmaktadır. Bu tekniğin hem karada hem de deniz alanlarında petrol ve gaz arama faaliyetlerindeki başarısı, verilerin toplanması, işlenmesi ve yorumlanması için gerekli teknolojik ilerlemelerin meydana gelmesini sağlamıştır. Aslında, keşif başarısı birçok disiplinden gelen bilgilerin birleşimini gerektirir ve onları bir araya getiren sismik yorumlamadır. Yorum iş akışı; yapısal jeoloji, stratigrafi ve sedimantasyon, sismik genlik analizi, sondaj, laboratuvar çalışmaları, aeromanyetik, gravite ve elektromanyetik gibi diğer araştırmalardan elde edilen verilerle desteklenen sismik özelliklerin, kayaç fiziği analizinin ve görselleştirilmesinin özümsemesini kapsamaktadır. Sismik yansıma tekniği ile kapsamlı ve tutarlı bir yorumlamayı tamamlamak için herhangi bir ilgi alanı hakkında detaylı jeolojik bilgi gereklidir (Chopra ve Herron 2010).

### **4.3. Kayaç fiziği yöntemi**

Kayaç fiziği temelde doğal kayacın çeşitli attribute özellikleriyle kantitatif ilişkilerinin araştırılmasıdır. Yeraltı hakkında daha fazla veri elde edilmesi

amacıyla kayaç ve akışkan özelliklerinin jeofizik ve petrofizik ölçümlerini ne denli etkilediği çalışılmaktadır. Özellikle porozite, akışkanlar, litoloji, gözenek geometrisi ve çatlakların sismik dalgaların hızına ve sönümlenmelerine etkisi kayaç fiziğinin temelidir. Çoğu zaman kayaç fiziği hız-porozite bilimi olarak tanımlanmıştır (Dvorkin 2020).

Kuyu logları sayesinde litoloji, gözeneklilik, geçirgenlik ve sıvı içeriği belirlenmektedir. Kuyu verisi ile sismik nitelikler sayesinde hidrokarbon içeren rezervuar özellikleri arasındaki bağlantı tanımlanabilir. Örneğin, porozite bilgisinden gözenekli bir kayacın elastik dalga özelliklerinin elde edilmesi yada bunun tersi şeklinde kayaçların elastik hızlarından rezervuar bilgilerinin elde edilmesi sağlanabilir. Elastik parametrelerle hızlar arasında 4.1 ve 4.2 bağıntıları verilmiştir.

$$V_p = \sqrt{\frac{K+4/3\mu}{\rho_b}} \quad (4.1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{K+\mu}{\rho_b}} \quad (4.2)$$

$V_p$  : P dalga hızı

$V_s$  : S dalga hızı

$K$  : Bulk modülü

$\mu$  : Shear modülü

$\rho_b$  : bulk yoğunluk

#### 4.4. Kuyu logları

Bir kuyudan bilgi toplamanın ve bu bilgileri saklayabilmenin en önemli yollarından biri kuyu loglarıdır. Açılan kuyunun kestiği birimlerin fiziksel özelliklerinin sürekli ve doğal koşullarda kaydı kuyu loglarıyla yapılır (Pekiner 2002). Kayıt edilen fiziksel özellikler öz direnç, ses dalgası hızı, radyoaktivite, rezistivite, kondüktivite gibi özellikler; sondaj kuyusunun çapı, çamur pastası

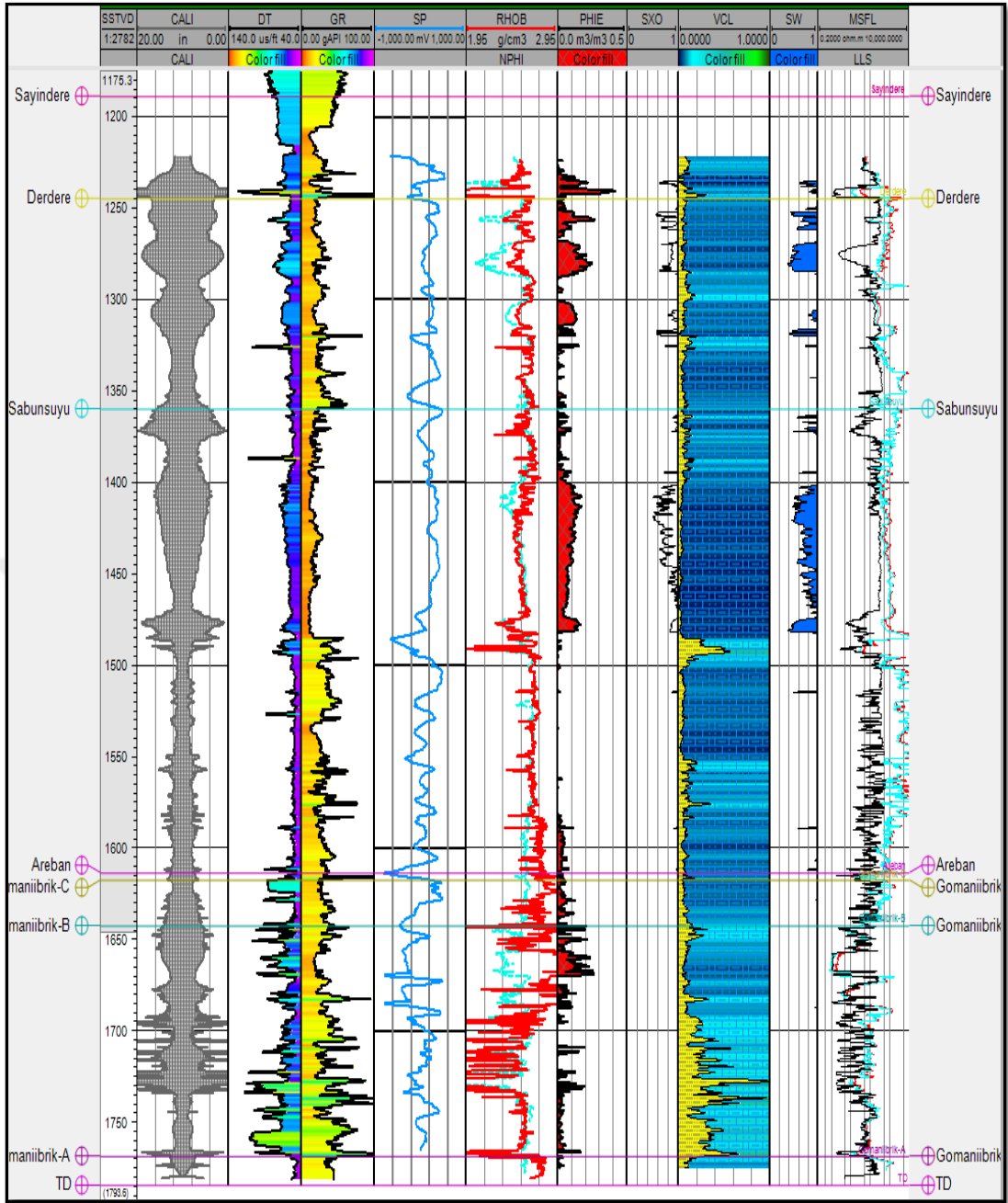
kalınlığı gibi geometrik parametreler veya kaya-zemin gibi birimlerin mühendislik özellikleridir.

Formasyonlarda ölçülecek fiziksel parametrelere göre farklı kuyu logu ölçü alma yöntemleri vardır. Bu yöntemler rezistivite, sonik, yoğunluk, doğal potansiyel, nötron, sıcaklık, eğim vb. olarak sıralanabilir.

Bu tez çalışmasında önemli olan kayaç fiziksel parametrelerin elde edilmesinde kullanılmış olan elastik loglardır. Bunlar, sonik log, yoğunluk logu ve porozite logudur. Elastik loglar kuyu çapı ve diğer koşullardan, kuyunun formundan etkilendiği için kalitatif amaçlı kaliper logu ve litoloji tanımlamasında kullanmak amacıyla GR log, korelasyon ve yorumsal amaçlı olarak da yer yer diğer loglar (LLD, LLS, MSFL, NPHI, SP)' da değerlendirilmiştir. Çalışmada DT olan kuyu sayısı 32 adet, hem DT hem GR olan kuyular 32 adet, DT, NPHI, RHOB olan kuyular ise 22 adettir (Çizelge 4.1). Kontrol atışı olan kuyularda, Phie (porozite), Vcl (Kil hacmi), Sxo (süpürülme zonu su doygunluğu) ve Sw (formasyon su doygunluğu) hesaplanmıştır (Şekil 4.1).

Çizelge 4.1. Log verisi kullanılan kuyular

DT		DT ve GR		DT, NPHI, RHOB	
1	2	1	31	1	5
12	20	12	32	15	51
13	21	13	36	17	55
15	22	15	39	19	6
17	23	17	4	2	7
19	24	19	44	20	9
3	26	2	45	26	
30	29	20	5	29	
31	4	21	51	3	
32	44	22	52	30	
36	45	23	53	31	
39	5	24	54	32	
54	51	26	55	36	
55	52	29	6	39	
6	53	3	7	4	
7	9	30	9	45	



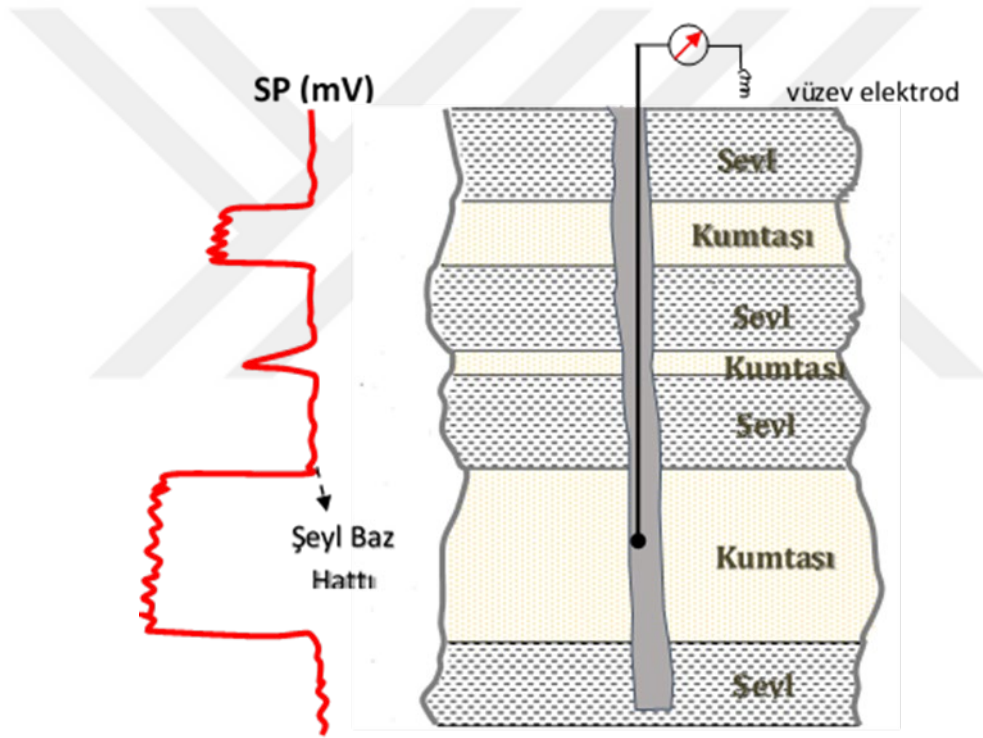
Şekil 4.1. Kuyu-31'deki değerlendirilen loglar. CALI: Kaliper log, DT: Sonik log, GR: Gamma-Ray log, SP: Doğal potansiyel, RHOB: Yoğunluk log, PHIE: Porozite, SXO: Süpürülme zonu su doygunluğu, VCL: Kil hacmi, SW: Su saturasyonu, MSFL (Microspherically focused log), LLD (Dual lateral log)

#### 4.4.1. Doğal potansiyel (SP) log

SP (Spontaneous potential) logu formasyon suyu ile iletken sondaj çamuru ve şeylin etkileşimi sonucu oluşan elektriksel potansiyeli ölçer. Elde edilen ölçümler,

kuyu içindeki hareketli bir elektrotla yüzeydeki sabit potansiyelli bir elektrotun elektriksel farkının derinliğe göre kaydıdır (Şekil 4.2).

SP logu geçirgen olmayan şeyller karşısında hemen hemen düz bir çizgi şeklinde gözlenir ve buna şeyl baz hattı denilmektedir. Eğer ortamda geçirgen bir kayaç var ise formasyon suyu ve çamur filtresi kontak halinde olur ve çok yoğun ortamdan az yoğun ortama doğru iletim negatif bir elektrik akımı oluşturarak şeyl baz hattının tam tersi yönde saptmaya neden olur. Kalın ve geçirgen tabakalarda bu sapma maksimum değerine ulaşmakta olup, buna kum baz hattı denilmektedir.



Şekil 4.2. SP logunun genel ölçüm prensibi (Özkanlı, 1990)

SP logunda sapmanın artı yada eksi yönde olması çamurun tuzluluğuna bağlı olup, eğer çamur, formasyon suyundan daha tuzlu ise artı sapma gözlenirken tersi durumda eksi saptmaya neden olur. Formasyon suyu ile çamur suyu tuzluluğu aynı olduğunda SP logunda sapma meydana gelmez.

SP logu;

- Gözenekli ve geçirgen tabakaların belirlenmesinde,
- Tabaka sınırlarının belirlenmesinde ve korelasyonunda,
- Tabaka şeyl miktarı hakkında kalitatif bilgi edinilmesinde,
- Litoloji tahmininde,
- Formasyon suyu rezistivitesinin ( $R_w$ ) bulunmasında,

kullanılmaktadır.

Çalışma alanında 32 adet kuyuda SP logu alınmış ve litoloji dokanak korelasyonunda kullanılmıştır.

#### **4.4.2. GR Log (Gamma-Ray log)**

GR logu formasyonların doğal radyoaktivitesini ölçer. Neredeyse tüm kayaçlar bir miktar doğal radyoaktivite sergiler ve bu miktar kayaç içindeki potasyum, toryum ve uranyum konsantrasyonuna bağlıdır. Radyoaktif elementler genellikle şeyller ve killer içinde konsantre olduğu için GR logu, sedimanter kayaçlarda formasyondaki şeyl oranını gösterir.

GR logu, kullanılan dedektör tipi, log alım hızı ve zaman sabiti, kuyu çapı, sondaj çamuru, muhafaza borusu, çimento tipi ve kalınlığı, formasyon kalınlığı gibi faktörlerden etkilenmektedir. Kuyu çapı bozukluklarından fazla etkilenmemektedir. Muhafaza borusu içinden de alınabilmekte ve kuyu tamamlama, üretim aşamalarında da korelasyon amacıyla kullanılabilir. Açık kuyuda aynı zamanda derinlik korelasyonu amacıyla da kullanılır.

GR log;

- Formasyon kontaklarının belirlenmesinde,
- Litoloji tahmininde,
- killi veya temiz zonların ayırt edilmesinde,
- Şeyl hacminin hesaplanmasında,

kullanılır. GR loguyla, şeyllerle temiz rezervuar birimler arasındaki yüksek radyoaktivite farkı sayesinde, rezervuar kayaçlar ile şeylli zonlar ayırt edilebilir. GR logu, porozite logu olmadığı durumda onunla birlikte alınarak porozite ölçümlerinin yorumlanmasında katkı sağlar. Özellikle rezervuar kayaç içinde şeyl olması halinde killilik düzeltmesi yapılarak porozite bulunmasında ve su doygunluklarının doğru hesaplanmasında yarar sağlar.

#### **4.4.3. NGT Log (Natural Gamma-Ray Log)**

NGT log, formasyonların doğal radyoaktivitesini ölçer, ancak GR logundan farklı olarak toplam radyoaktiviteyi ve radyoaktiviteyi üreten potasyum, toryum ve uranyum yoğunlaşmalarını ölçer. Böylece bazı formasyonlarda sadece toplam GR değeri ölçerek doğal radyoaktivitenin büyük bir kısmının formasyon içindeki uranyum zenginliğinden kaynaklandığı durumlarda şeyl hacminin yanlış hesaplanmasından kurtulunmuş olur.

CGR (Toplam GR – Uranyum miktarı) ile kil minerallerinin sebep olduğu radyoaktivite, dolayısıyla şeyl miktarı hakkında bilgi verir. Diğer taraftan;

- Kil tipinin belirlenmesinde,
- Magmatik kayaç tiplerinin ayırt edilmesinde,
- Jeolojik ortam yorumunda,
- Çatlakların belirlenmesinde,
- Kaynak kaya potansiyellerinin belirlenmesinde,
- Kuyular arasında korelasyon yapılmasında,

kullanılır. Kuyu çapı ve çamur ağırlığından etkilenir.

GDA' da Karaboğaz Formasyonu, Karababa Formasyonu ve Derdere Formasyonu'nda toplam GR ölçümleri çok değişkendir. Bu formasyonlar içinde en killi olanı Karababa-A üyesi olup, şeyl oranı %60' ı bulmaktadır. En yüksek GR okumaları ise diğer formasyonlar kadar temiz olan Karaboğaz Formasyonu'nda görülmektedir. Bunun nedeni, ortamda organik madde ile çökelmiş olan Uranyumdur. Karaboğaz

Formasyonu kaynak kaya özelliğine sahip çört içeren kireçtaşı litolojisindedir. Bunun için NGT logları doğru okumaları sağlar.

#### **4.4.4. Kaliper logu**

Kaliper logu ile doğrudan kuyu çapı ölçümü yapılır. Kaliper okumaları matkap çapıyla birlikte yorumlanır ve eğer okumalar matkap çapından daha büyükse kuyu çapındaki genişlemeler, yıkılmalar ve çatlak etkisi belirlenebilir. Kaliper log değerleri matkap çapından daha küçükse çamur keki etkisi şeklinde yorumlanabilir. Kuyuda alınan çoğu loglar kuyu çapından etkilenir, dolayısıyla kaliper logu davranışı oldukça önemlidir. Kuyu çapının log alınan intervaller boyunca hangi aralıklarda değiştiğini gösterdiği için verilerin güvenli olduğu aralıkları belirlememizi sağlar.

Kullanıldığı yerler;

- Kuyuda alınan diğer logların yorumlanmasında,
- Kuyu şartları için yapılan düzeltmelerde,
- Kuyu iç hacminin hesaplanmasında,
- Permeable zonların belirlenmesinde,
- Kuyu çapının bozuk olduğu yerlerde DST packer set edileceği yerlerin seçiminde,
- Çatlaklı zonların belirlenmesinde diğer loglarla birlikte kullanılır.

#### **4.4.5. Sonik log (Sonic log)**

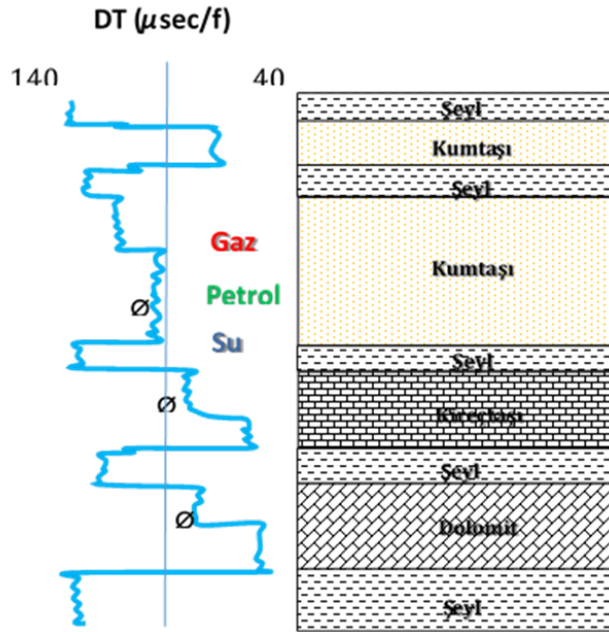
Sonik log, akustik dalgaların formasyondan geçmesi için gerekli zamanın derinliğe göre kayıdır. Kaynaktan çıkan sinyal kuyu cidarına çarptığında, boyuna dalga (P dalgası) ve enine dalga (S dalgası) ayrılır. Enine dalgaların hızları hareket edebildikleri ortamda (sadece katılar içerisinde hareket ederler) boyuna dalgalardan daha düşüktür. Boyuna dalgalar, ortamdaki parçacıkların, dalganın ilerlediği doğrultuda hareket ettiği dalga çeşididir. Belli bir darbe veya basınçla ortamdaki bir parçaya hareket kazandırıldığında parçacıklar sıkışma ve gevşeme

suretiyle bir dalga yaratırlar. Poroziteli ve sıvı içeren kayalar için  $V_p$  ve  $V_s$  değerleri Biot-Gassmann denklemleri ile hesaplanmaktadır.

Sonik logunun ölçümü sırasında akustik dalgaların büyük bir hız kaybına uğramasıyla büyük değişimler meydana gelebilir. Böyle bir durum, ortamda dalgaların hızını yavaşlatan çimentolanmamış gevşek formasyonların, çatlaklı formasyonların, gazlı zonların varlığına işaret edebilir. Sonik log kullanılarak litolojilere ait porozite tayini yapılır (Şekil 4.3).

Kullanıldığı yerler;

- Su doygunluklarının hesaplanabilmesi için porozite bulunmasında,
- Litoloji tayininde,
- Gazlı zonların belirlenmesinde,
- Formasyon hızlarının bulunmasında,
- Aşırı basınçlı zonların bulunmasında,
- Çatlakların belirlenmesinde,
- İkincil porozite hesabında.



Şekil 4.3. Sonik log prensibi.

#### 4.4.6. Yoğunluk logu

Yoğunluk logu elde edilirken, kuyu cidarına uygulanan bir radyoaktif kaynaktan, formasyonlara orta enerjili gamma ışınları yayılması sağlanarak gerçekleştirilir. Bu gamma ışınları, formasyonlardaki elektronlarla çarpışan yüksek hızlı partiküller olarak düşünülebilir. Her çarpışmada bir gamma ışını elektrondaki enerjisinin bir kısmını kaybeder ancak, hepsini kaybetmez ve ardından azalan enerjiyle devam eder. Bu etkileşim türü Compton saçılması olarak bilinir. Dedektöre ulaşan, kaynaktan sabit bir mesafede bulunan dağınık gamma ışınlarının miktarı formasyonun yoğunluğunun bir göstergesi olarak sayılır.

Compton saçılma çarpışmalarının sayısı, doğrudan formasyondaki elektronların sayısı ile ilgilidir. Sonuç olarak, yoğunluk aletinin cevabı esas olarak formasyondaki elektron yoğunluğu (santimetreküp başına elektron sayısı) ile belirlenir. Elektron yoğunluğu, sırayla kaya matris malzemesinin yoğunluğuna, kayaç gözenekliliğine ve gözenekleri dolduran akışkanların yoğunluğuna bağlı olan gerçek kütle yoğunluğu ile ilgilidir.

Yoğunluk logları öncelikle gözeneklilik logu olarak kullanılır. Diğer kullanımlar, evaporitlerin tanımlanması, gaz varlığının tespiti, hidrokarbon yoğunluğunun belirlenmesi, kumların ve karmaşık litolojilerin değerlendirilmesi, aşırı yük basıncı ve kayaç fiziği özelliklerinin hesaplanmasını içerir.

#### 4.4.7. Nötron logu

Nötron logunda formasyon içine yüksek enerjili nötronlar gönderen bir kaynaktan formasyon içindeki hidrojen atomları ile çarpışarak enerji kaybeden bu nötronları kaydeden bir alıcı yardımıyla ölçüm yapılır. Hidrojen atomlarının yoğunluğuna göre poroziteyi ölçer ve temel olarak gözenekli formasyonların tanımlanması ve gözenekliliklerinin belirlenmesi için kullanılır. Gözenekleri su veya petrol ile karışmış temiz birimlerde, nötron kütlesi, sıvı dolu gözeneklilik miktarını yansıtır. Gaz bölgeleri genellikle nötron logunun başka bir gözeneklilik logu veya bir kor analiz ile karşılaştırılmasıyla tanımlanabilir. Nötron logunun bir

veya daha fazla başka gözeneklilik logu ile kombinasyonu, daha da hassas gözeneklilik değerleri ve litoloji tanımlaması, hatta şeyl içeriğinin değerlendirmesini verir.

Kullanıldığı yerler;

- Su doygunluğu hesabı için gerekli porozite bilgisinin sağlanmasında,
- Diğer loglarla birlikte litoloji belirlenmesinde,
- Diğer porozite loglarıyla birlikte gazlı zonların belirlenmesinde,
- Şeyl hacminin belirlenmesinde.

#### **4.4.8. Rezistivite logları**

Rezistivite logları formasyonun elektrik akımına karşı gösterdiği direnci ölçer. Rezervuar kayaçların gözeneklerinde bulunan su, petrol veya gaza göre farklı değerler verir. Hidrokarbonlar iletken olmadığından yüksek rezistivite değerlerine sahiptir. Suya doygun zonlarda ise formasyon suyu tuzluluğuna bağlı olarak elektrik iletimi sözkonusudur ve genellikle suya doygun zonların rezistivitesi petrol içeren zonlardan daha düşüktür. Bu nedenle, rezistivite ölçümleri petrolü ve sulu zonların ayırt edilmesinde kullanılır ve porozite logları ile birlikte yorumlanarak hidrokarbon doygunlukları hesaplanabilir.

##### **4.4.8.1. Dual laterolog (DLL)**

Dual Laterolog invazyon zonu ile invazyon zonu gerisindeki gerçek formasyon rezistivitesini ölçmeye yarar. Formasyonun içine doğru farklı derinliklerde ölçüm yapılır. DLL logu alınırken, LLD (derin) ve LLS (sığ) zonda okumalar yapılır. LLD, invazyon zonunun ötesinde gerçek formasyon rezistivitesini ölçer, LLS ise invazyon zonunun rezistivitesini verir. LLD ölçümü aşağıdaki şekilde ifade edilir;

$$R (LLD) = R_m + R_{mc} + R_{xo} + R_t \dots \dots \dots (4.3)$$

R (LLD): Derin zonun rezistivitesi

R<sub>m</sub>: çamur rezistivitesi

Rmc: çamur keki rezistivitesi

Rxo: süpürülme sonu rezistivitesi

Rt: formasyon rezistivitesi

Kullanıldığı yerler,

- LLD logu, formasyon su doygunluğunun hesaplanabilmesi için formasyon rezistivitesini ölçer,
- Tabaka sınırlarının bulunmasında yardımcı olur,
- $R_w$  (formasyon suyu rezistivitesi) bulunmasında kullanılır.

#### 4.4.8.2. MSFL log (Microspherically focused log)

MSFL log, kuyu cidarına yaslanmış bir kol üzerine yerleştirilmiş olan elektrotlarla, formasyon içine doğru focuslanmış akım göndererek sığ (süpürülme) zonunun rezistivitesini ( $R_{xo}$ ) ölçer. Avantajları, derin okuma yapan rezistivite loglarıyla ile birlikte kombinasyona girmesi ve kalın çamur keki olsa bile  $R_{xo}$  değerini verebilmesidir.  $R_{xo}$  değeri hareketli hidrokarbon oranının belirlenmesini sağlar. Formasyonun poroz ve geçirgen olduğu zonda invazyon zonu oluşur ve rezistivite loglarında farklı derinliklerde okuma yapılmasıyla elde edilen rezistivite eğrileri arasında açılma yaparak kendini gösterir. Şeyller geçirgen olmadıklarından invazyon zonu gelişmez ve killer iletken olduklarından bu zonların karşısında eğriler düşük ve çakışıktır. Porozitesi ve permeabilitesi çok düşük karbonatlar karşısında MSFL, LLS ve LLD eğrileri birbirine yakın, çakışık fakat yüksek değerler gösterir.

Rezervuar içerisinde litoloji, porozite ve permabilite değerlerinde herhangi bir değişim olmazken formasyonun rezistivite eğrisinde ani bir düşüş olursa su zonuna girildiğini gösterebilir.

Kullanıldığı yerler,

- Sığ zonun (süpürülme zonu) rezistivitesini ölçer,
- Hareketli hidrokarbon miktarının belirlenmesinde kullanılır,
- Çatkalı zonların belirlenmesinde kullanılır.

#### 4.4.9. Loglardan yapılan hesaplamalar

Tez çalışmasında kullanılan loglardan hesaplamalar için aşağıdaki bağıntılar kullanılmıştır (Özkanlı 1990). Şekil 4.4' de Kuyu-31 için hesaplanmış, düzeltilmiş ve ham poroziteler ve kil hacmi profilleri çizilmiştir.

Porozite modellemesinde kullanmak amacıyla sonik logdan porozite hesabı yapılmıştır. Bu hesaplamalar 4.4 – 4.8 bağıntıları kullanılarak yapılmıştır.

$$\phi_s = \frac{DT_{log} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \quad (4.4)$$

$\phi_s$ : **Sonik porozite**

$DT_{log}$ : Sonik log değeri

$DT_{ma}$ : Gözeneksiz sonik değeri

$DT_{fl}$ : Akışkan sonik değeri

$$V_{sh} = \frac{DT_{log} - DT_{min}}{DT_{max} - DT_{min}} \quad (4.5)$$

$V_{sh}$ : Kil hacmi

$DT_{log}$ : Sonik log değeri

$DT_{min}$ : Minimum sonik değeri

$DT_{max}$ : Maksimum sonik değeri

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (4.6)$$

$V_{sh}$ : Kil hacmi

$DT_{log}$ : GR log değeri

$DT_{min}$ : Minimum GR değeri

$DT_{max}$ : Maksimum GR değeri

$$DT_{cor} = \frac{DT_{log} - V_{sh} * DT_{sh}}{1 - V_{sh}} \quad (4.7)$$

$V_{sh}$ : Kil hacmi

$DT_{log}$ : GR log değeri

$DT_{min}$ : Minimum GR değeri

**DT<sub>max</sub>**: Maksimum GR değeri

$$\phi_{\text{scor}} = \frac{\text{DT}_{\text{cor}} - \text{DT}_{\text{ma}}}{\text{DT}_{\text{fl}} - \text{DT}_{\text{ma}}} \quad (4.8)$$

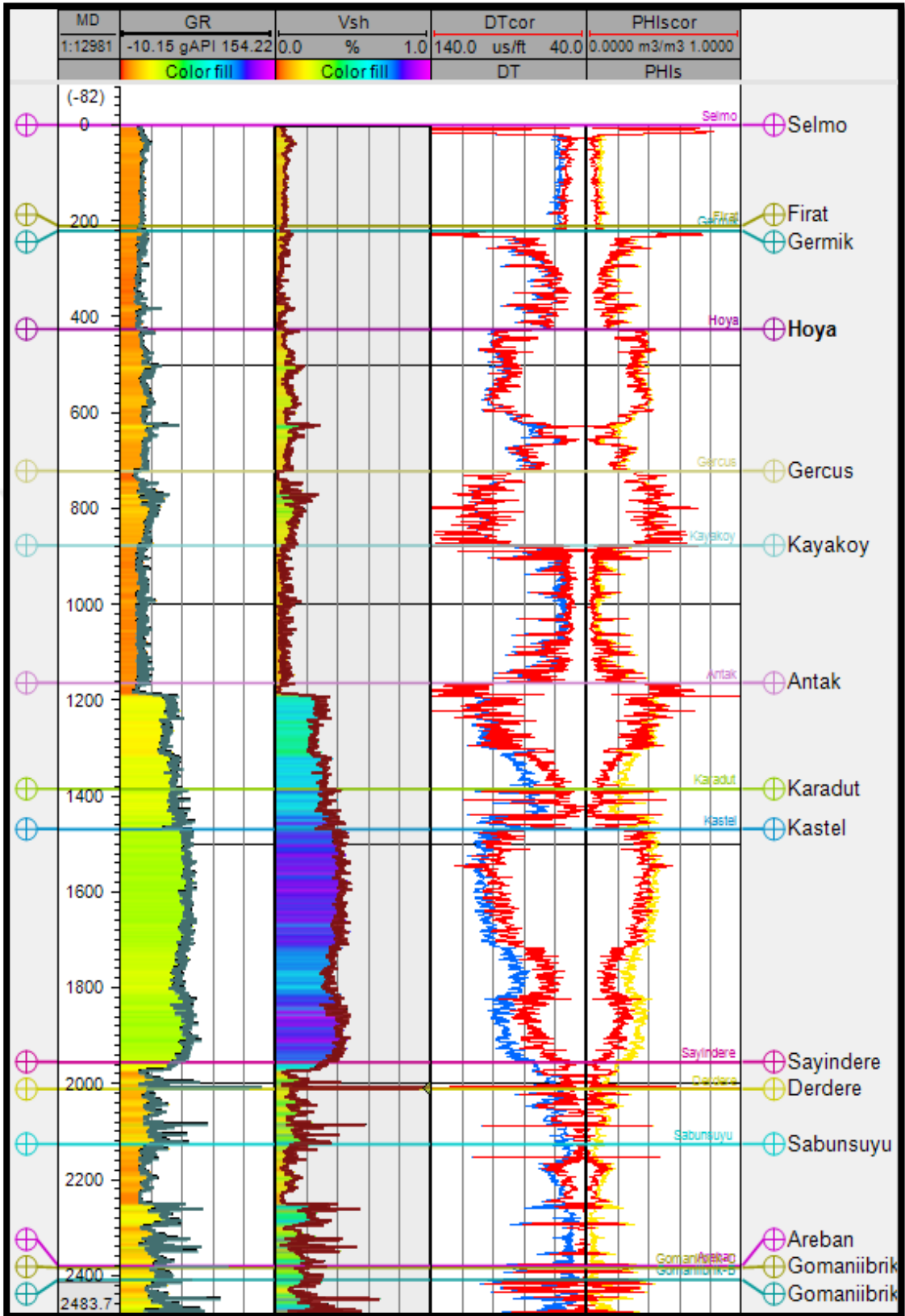
**$\phi_{\text{scor}}$** : Sonik düzeltilmiş porozite

**DT<sub>cor</sub>**: Düzeltilmiş sonik log

**DT<sub>ma</sub>**: Gözeneksiz sonik değeri

**DT<sub>fl</sub>**: Akışkan sonik değeri





Şekil 4.4. Kuyu-31 için MD (kuyu derinliği 0-2483 m arası) loglardan hesaplanan kil hacmi, porozite, düzeltilmiş sonik porozitesi. GR: Gamma-Ray log, Vsh: Kil hacmi, DTcor: Düzeltilmiş sonik log, PHIs: Düzeltilmiş porozite.

#### 4.5. Kontrol atışı etüdü

Sismik yorumun daha doğru yapılabilmesi için, çalışma alanının olduğu yerde bir kuyu açılmışsa, kuyu bilgilerinin sismik yansıma verisine taşınması sağlanarak yorum çalışmalarına başlanması gerekmektedir. Diğer bir deyişle, kuyudan elde edilen elastik loglar, rezistivite logları, formasyon dokanakları gibi jeolojik bilgilerin değerlendirilmesi sonucu elde edilen değerler derinliğe göre olurken yüzey sismiğinden gelen yansıma değerleri ise çift-yol (gidiş-dönüş) seyahat zamanını yansıtmaktadır. Bu iki farklı bilginin birbirine örtüştürülmesi, derinlik düzlemindeki verinin yansıma zamanındaki veriye dönüşümünün gerçekleştirilebilmesi için hız bilgisini sağlayan bir takım verilere ihtiyaç vardır.

Kontrol atışı kuyuda elde edilen derinlik ortamındaki veri ile zaman ortamındaki sismik veri arasında bir bağıntı kurulmasını sağlar. Böylece, derinlik-zaman ilişkisi oturtularak kuyulardan elde edilen verilerin sismik yansıma verisine doğru bir şekilde taşınmasını sağlar.

Farklı eğimlere ve farklı hız değişimlerine sahip bir yeraltı jeolojisi üzerinde toplanan verilerden yapılan yorumların hata içermesi kaçınılmazdır. Bu yorumları, daha doğru yapabilmek için derinlik-zaman ilişkisini elde etmek gerekmektedir. Bunu sağlamak amacıyla, özellikle hidrokarbon aranması için kazılmış olan kuyularda genelde elektrik loglarının alınmasını müteakip yaygın olarak kullanılan, bir jeofizik metodu olarak kontrol atışı etütü, temelde derinliğe bağlı hız bilgisini elde etmek için tasarlanmıştır. Kontrol atışı etüdünde, kontrol atışları, yeryüzünde veya yeryüzüne yakın yerlerde üretilen sismik enerjinin, sondaj kuyularına indirilen özel alıcılarla algılanıp kaydedilmesi şeklinde gerçekleştirilir.

Düşey sismik profil (VSP) metodunun ilk uygulamaları olan kuyu atışı metodunun etkili halde kullanılması 1960'larda Sovyetler Birliği'nde geliştirilmiş, daha sonra Avrupa'da kullanılmış ve Amerika'da kullanılması 1970'li yıllarda başlamıştır (Anstey ve Geyer 1987). Kontrol atışı etüdünün VSP'den farkı, doğrudan gelen

sinyallerin değerlendirilmesi şeklinde olması, dolayısıyla elde edilen verinin kuyu derinliği ile sınırlı kalmasıdır. Buna karşın VSP metodunda kuyunun daha derinlerindeki tabakalardan gelen sinyallerden elde edilen bilgi de kullanılmaktadır. Kuyu kontrol atışlarının avantajı ise, toplanan nokta sayısı genellikle hedefe yönelik olduğundan az miktarda veri toplanıp operasyonel olarak daha kısa sürmesi ve zaman kazanılması sağlanarak daha ekonomik bir uygulama ile hızlı sonuca ulaşılmıştır.

#### **4.5.1. Kontrol atışı etüdü planlaması**

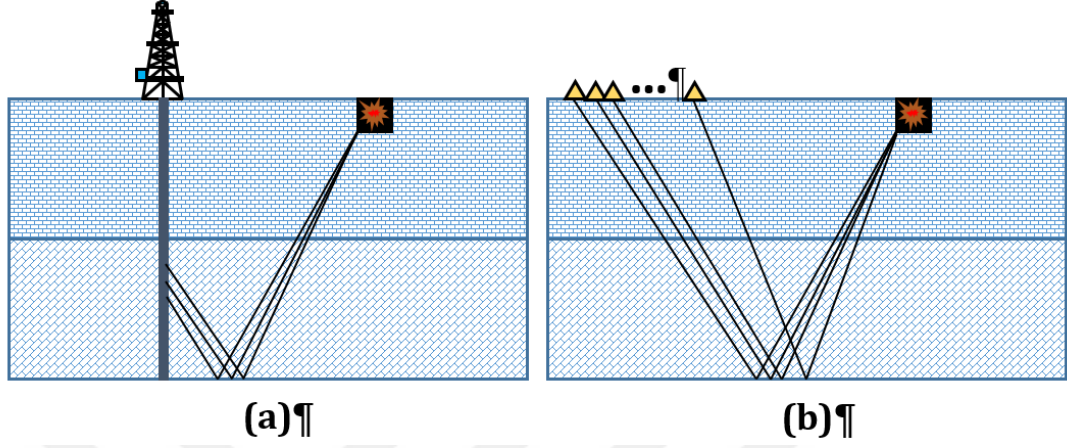
Kontrol atışları yapılmadan önce nasıl veri toplanacağı kuyu sondajı öncesinde belirlenip, sondaj sırasında log gibi jeolojik bilgilerden elde edilen veriler ışığında revize edilerek belirlenmesi gerekmektedir. Kontrol atışları için yapılan tasarımda aşağıdaki konular dikkate alınmalıdır;

- Hedef seviyelerin belirlenmesi,
- En iyi sinyal kalitesine ulaşmak için gerekli kaynak enerjisi,
- Sismik kaynağın kuyuya mesafesi,
- Atışların kayıt edileceği, kuyu içi derinlik noktalarının belirlenmesi,
- Önceden toplanan log verilerinden hız değişimlerinin olduğu noktaların tespiti,
- Referans düzleminin belirlenmesi,
- Statik düzeltme için gerekli olan hızın tespiti,
- Hedef formasyonların dokanaklarının belirlenmesi.

#### **4.5.2. Kontrol atışı etüdü veri toplaması**

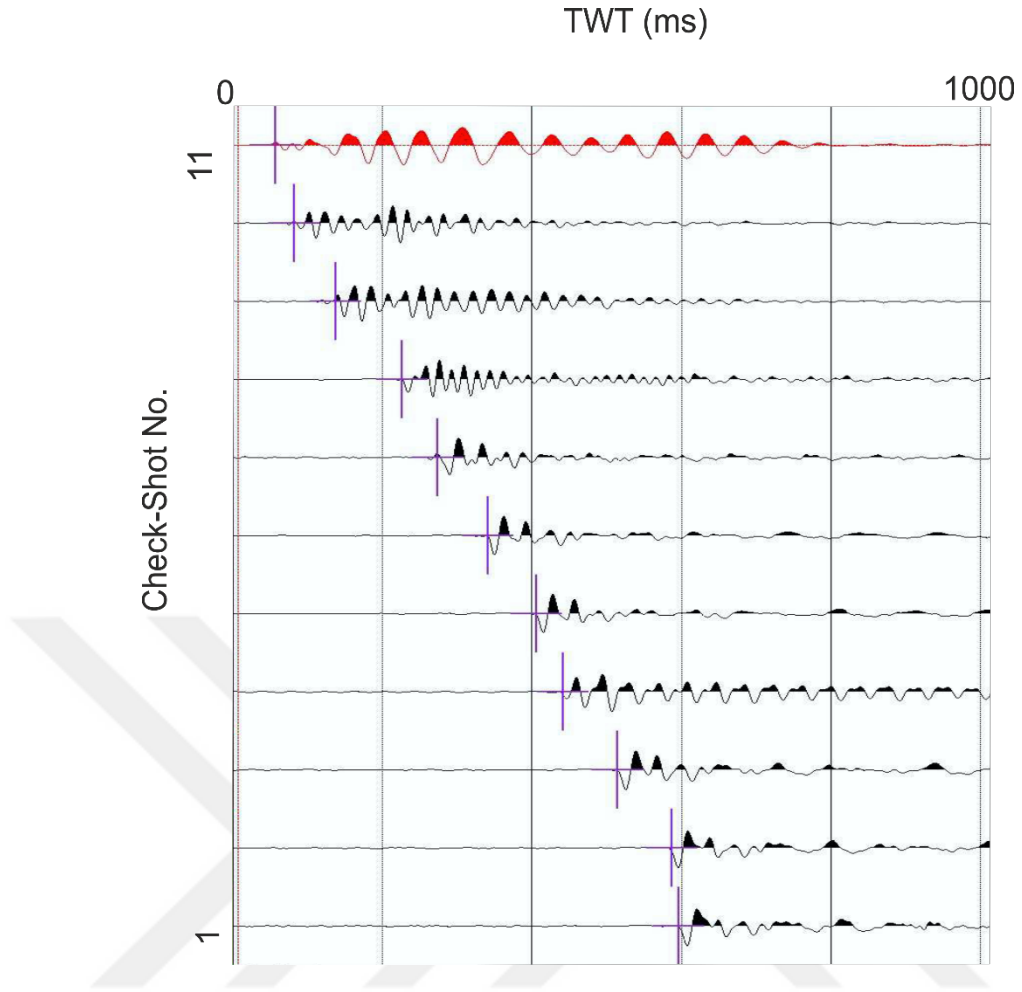
Kontrol atışları ile kuyuya yakın bir mesafede oluşturulan yapay kaynaktan giden dalgaların kuyu içindeki alıcılara ulaşma zamanlarından yararlanarak derinliğe bağlı hız bilgisi elde edilmesi sağlanmaktadır (Şekil 4.5). Bu bilgi sayesinde yüzey sismiğiyle elde edilen seyahat zamanındaki yansımaların zamanları ve hızları oturtulmuş olur. Derinliğe bağlı doğru, kullanılabilir bir hız bilgisinin elde edilebilmesi için tahmini olarak jeolojik modelin bilinmesi gerekmektedir. Bu bilgi

ışığında nasıl bir etüd yapılacağı, kaç noktada atış yapılması gerektiği gibi parametrelerin önceden tahmin edilmesi gerekmektedir.

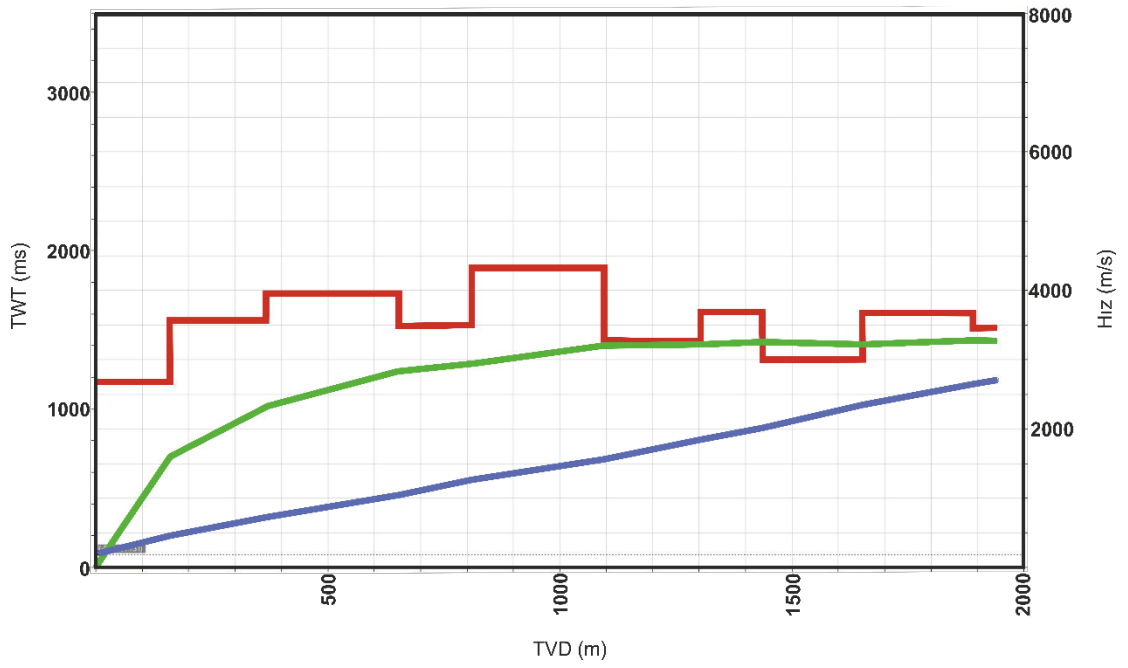


Şekil 4.5. Kontrol atışı etüdü (a) ile yansıma sismiği (b) veri toplama şeması. Yüzey sismiğinde doğrudan elde edilen bilgi seyahat zamanıyla sınırlı kalırken, kontrol atışı etüdünde hem derinliğe hem de zamana bağlı hız bilgisi elde edilmektedir.

Tez kapsamında üç tane kuyuda (Kuyu-21, 32, 36) kontrol atışları gerçekleştirilmiştir. Şekil 4.6'da bir örnek teşkil etmesi bakımından Kuyu-32' de planlanıp gerçekleştirilmiş olan check-shot atışları görülmektedir. Şekil 4.7 de Kuyu-32' deki kayıtlar kullanılarak hesap edilmiş ve dönüştürülmüş hız bilgileri görülmektedir.



Şekil 4.6. Kuyu-32’de yapılan kontrol atışları ham kayıtları.



Şekil 4.7. Kuyu-32’deki kontrol atışlarından elde edilen hız dönüşümü.

#### **4.6. Sismik nitelik analizleri**

Hidrokarbon birikimleri bazen sismik veriye etki etmekte ve bu etkilerden yararlanılarak ekonomik değeri olan yapısal ve/veya stratigrafik kapanlar belirlenebilmektedir. Bu etkilerden en çok göze çarpanı ise genlikteki ani artışlardır. Hidrokarbon birikimleri yansılarda yeterli değişimleri oluştururken, akustik empedanstaki değişimler birçok sebepten oluşabilmektedir. Sismik veriden mümkün olan en çok bilgiyi sağlayabilmek için bütün özelliklerin incelenmesi ve kıyaslanması çabaları niteleyici analizlerinin temelini oluşturur. Öncelikli olarak genlik bilgisi ve diğer verilerden yararlanarak yoruma kolaylık sağlamak ve sismik veriyi daha ayrıntılı inceleyebilmek amacıyla sismik veri analizlerinden elde edilen her türlü bilgiye sismik niteleyiciler (attribute) denilmektedir. Bu niteleyicilerden genlik, faz, frekans, polarite, hız bilgileri en kullanışlı olanlardır. Sismik niteleyiciler amaca göre anlık analizlerle ve yanal süreklilik ilişkileriyle birlikte; yığma öncesi ve sonrası, migrasyon öncesi ve sonrası, iki ve üç boyutlu sismik verilerden elde edilebilmektedir

Sismik niteleyiciler, yoruma kolaylık sağlamak ve sismik veriyi daha ayrıntılı inceleyebilmek için kullanılmaktadır. Anlık niteleyiciler, sismik izin karmaşık bir sinyalin gerçel kısmı olarak ele alınmasıyla ortaya çıkar. Yansıma sismiğinde niteleyicilerin pratik uygulamaları Taner ve Sheriff (1977), Taner vd (1979), Robertson ve Nogami (1984) tarafından gösterilmiştir. Bazı istatistiksel özellikler White (1991) tarafından, geometrik niteleyicilerin kullanılışı ise Rijks ve Jauffred (1991) tarafından gösterilmiştir.

#### **4.7. Sismik yorum**

Hidrokarbon aramacılığında yaygın olarak kullanılan yerüstü yansıma sismiğinde toplanan verinin konvansiyonel olarak işlenmesi sonucu elde edilen ürün bir sismik çift yol seyahat zamanı verisidir. Yatay eksenini mesafe, dikey eksenini ise çift-yol seyahat zamanı olan işlenmiş bu verilerin jeolojik olarak anlamlandırabilmesi çalışmasına sismik yorum denilmektedir.

Sismik yansıma etüdüleri, petrol, doğalgaz, kömür ve diğer madencilikler ile dünyanın derin kabuklu katmanlarının incelenmesi ve keşfi için yoğun olarak kullanılmaktadır. Bu tekniğin hem karada, hem de deniz alanlarında petrol ve gaz arama faaliyetlerindeki başarısı, verilerin toplanması, işlenmesi ve yorumlanması için gerekli teknolojilerdeki ilerlemelerin devam etmesini sağlamıştır. Aslında, başarılı araştırma, birçok disiplinden gelen bilgilerin birleşimini gerektirir ve onları bir araya getiren sismik yorumlamadır. Yorum iş akışı; yapı, stratigrafi ve sedimentasyon, sismik genlik analizi, sondaj, laboratuvar çalışmaları ve aeromanyetik, yerçekimi ve elektromanyetik gibi diğer araştırmalardan elde edilen verilerle desteklenen sismik özelliklerin, kaya fiziği analizinin ve görselleştirmesinin özümsemesini kapsamaktadır. Sismik yansıma tekniğinin potansiyelini gerçekleştirmek ve kapsamlı, tutarlı bir yorumlamayı tamamlamak için herhangi bir ilgi alanı hakkında iyi jeolojik bilgi gereklidir (Chopra ve Herron 2010).

Yapısal yorumlama, petrol ve doğalgazın bulunması için muhtemel olduğu düşünülen büyük yapıları bulmak için yeraltının haritalandırılmasını ifade eder. Petrol ve doğalgaz şirketleri bu kadar büyük yapıları bulmak isterken, bunların çoğu 1990'lı yılların başlarına kadar bulunmuştur. Bu nedenle, son yirmi yıldan fazla bir süredir aramacılık odağı stratigrafik kapanlara kaymış ve bu amaç için teknik geliştirme konusunda büyük ilerleme kaydedilmiştir. Araştırma ve geliştirme için mevcut fonların artırılması, başarı ve kârlılık için çok daha fazla beklentiyi karşılamak üzere sismik yorumlamanın birçok alanındaki ilerlemelere katkıda bulunmuştur.

Sismik verilerin stratigrafik olarak yorumlanması, analizi üç ana adımda gerçekleşir. Birincisi, verileri zaman aralıklarıyla ayrılmış "sekanslar" olarak adlandırılan ana birimlere bölmektir. İkinci adım, bu sekansları, kanal kumları, deltalar, vb. jeolojik ortamların özellikleriyle bağdaştırmak için sismik olaylar açısından incelenmesidir. Üçüncü adım ise her bir sismik olayın karakterlerinin yanal olarak değişimlerini anlamak için incelenmesidir.

Gerçek sismik genlikler, hidrokarbon anomalisinin teşhisinde tanımsal öneme sahip olup sismik genlik yorumu, olası hidrokarbon potansiyelini tarif etmek için önemlidir. Hidrokarbonlar üç boyutlu kapanlarda bulunduğundan, 1980'lerde ortaya çıkan 3B sismik, önemli bir buluş olmuştur. Daha yoğun veriye dayalı görüntüleme, yüksek frekans içeriği ve daha hassas görüntüleme teknikleriyle gerçek perspektiflerinde kapanları görselleştirme yeteneği ile 3B sismik daha iyi yapısal yorumlama ve daha doğru stratigrafik yorumlama olanağı sağlamaktadır.

Üst düzey grafik iş istasyonu bilgisayarların üretilmesi ile 3B hacim oluşturma ve jeokütle görüntüleri elde etme çalışmaları etkili sismik yorumlamanın yoludur. Bir diğer önemli yöntem ise 3B sismik görüntüleri kullanarak sedimantasyon sistemlerinin (sismik morfoloji) incelenmesidir. 3B sismik geliştirilmeden önce yaygın olarak, çökelme ortamları, sismik kesitleri temel alan stratigrafik mimariyi inceleyerek çıkarılmaktaydı. 3B sismik verilerin elde edilemeye başlamasından sonra, çökelme ortamları doğrudan harita görüntülerinden yorumlanabilir hale gelmiştir. Sismik verilerdeki uzaysal ve zamansal durağan olmayan dalgacık değişimleri, kontrollü faz kazanımını sağlayarak veri işlemeyi sürdürme çabalarına rağmen son işlenmiş kesitler ve kuyu loglarına dayanan sıfır fazlı sentetikler arasında faz farkına neden olabilir. Verilerdeki dalgacık değişimleri, kazanç, veri işlem aşamaları sismik dalga yayılımını düzenleyen fiziksel nedenlere bağlı da olabilir.

Tez çalışmasında yeterli teknolojik donanım ve özelliklere sahip iş istasyonu kullanılmıştır. Sismik yorum ve diğer çalışmalar için workstation üzerine "Windows 8.1 Enterprise (64-bit OS)" işletim sisteminde çalışan, "Surfer 10", "Petrel E&P Software Platform, Version 2019.3" yazılımları kurulmuştur. Yazılım içinde 3B görüntüleme, veri işleme ve filtreleme teknikleri ile nitelik analizleri gerçekleştirilmiş, fay yorumu ve seviye yorumu elle seçme (manual picking), otomatik interpolasyon metodlarıyla gridler oluşturulmuştur. Ayrıca, karınca izleme (ant-tracking) uygulaması için faylı süreksizleri betimleyecek nitelik uygulamaları gerçekleştirilmiştir. Böylelikle, elde edilen sonuçlar sismik veri ile birlikte 3B görüntüleme teknikleri kullanılarak yorum çalışmaları yapılmıştır.

#### **4.8. Açılıma bağı genlik analizi (AVO) yöntemi**

Sismik dalga yayılımının yansıma ve kırılmalar şeklinde tariflenmesiyle ilgili çalışmalar Knott (1899)'a kadar geriye gitmektedir. Sismoloji alanında teori geliştirilmesiyle başlayan çalışmalar da, daha sonra akustik dalga yayılımının bir arayüzeyde açığa bağı olarak enerji paylaşımını ve transferini ilk olarak Zeoppritz (1919) izah etmiştir. Sismik yansıma metodunun gelişerek aynı noktadan birçok sinyal toplanmasına olanak sağılayan çok kanallı veri toplanmasına başlandıktan sonra bu metodun hidrokarbon aramacılığında kullanılmasını ise 52. Society of Exploration Geophysicists (SEG) toplantısında, Ostrander (1982), açılıma bağı genlik analizleri (AVO) kavramını hidrokarbon keşfi için bir araç olarak tanıtmıştır. Daha sonra AVO Ofset Bağımlı Yansıtıcılık Teorisi, Castagna ve Backus (1993)' un AVO Analizi Uygulaması ile Allen ve Peddy (1993) tarafından Körfez Kıyı Çalışmaları ile Genlik Değişimi üzerine iki kitap SEG tarafından yayınlanmıştır. O zamandan beri, AVO analizindeki birçok yeni gelişme takip edilmiş, yöntem araştırma ve geliştirme için bir araç olarak kullanılmıştır. Ancak bu metod, başarı ve başarısızlık payına sahiptir.

AVO yönteminin değeri, sismik veri toplama ve işleme konularında güçlü bir öğrenme eğrisine olan ihtiyacın yanı sıra, yorumlama ile bütünleşik bir yaklaşım gerekliliğinden kaynaklanmaktadır. Veri işleme ve analiz çabaları yeterince hassas ve doğru değilse AVO analizi netlik kazanmaz ve hiç kimse bunun sonuçlarından faydalanmayı düşünemez. Öte yandan, sismik dalgaların maruz kaldığı enerji kayıplarını tahmin etmek ve ortadan kaldırmak veya telafi etmek, gürültü kirliliğini ve diğer olumsuz etkileri azaltmak için her türlü çaba gösteriliyorsa, yığma öncesi ortamdaki genliği bozan olayların anlaşılması durumunda önemli bilgiler elde edilebilir (Chopra ve Castagna 2014).

#### **4.9. Sismik ters çözüm**

Sismik ters çözüm, jeofizikçiler tarafından neredeyse kırk yıldır kullanılmakta olan bir tekniktir. Başlarda, sismik yığma sonrası refleksiyon arayüzeyine düşey haldeki yansımalar için Lindseth (1979) tarafından, kaydedilen bir sismik sinyalin

konvolüsyonel modelde yoğunluğun elde edildiğini varsayarak rekursif denklem aracılığıyla P-empedansının elde edildiğini göstermiştir. Erken ters çözüm teknikleri, sismik verileri P-empedansa (yoğunluğun ve P-dalga hızının ürünü) dönüştürmüş ve bunlardan litoloji ve gözeneklilik hakkında öngörülerde bulunmaya olanak sağlamıştır. Bununla birlikte, P-empedansı litolojiye, akışkan ve porozite etkilerine duyarlı olduğundan ve her bir etkenin etkisini ayırmak zor olduğundan, bu tahminler biraz belirsizlik taşımaktadır.

Ters çözüm sonuçlarının daha az belirsiz bir yorumunu yapmak için, P-empedansı, S-empedansı (yoğunluk ve S-dalga hızı ürünü) ve yoğunluğu tahmin edilen tam elastik ters çözüm yapılması gerektiğini Russel ve Hampson (1991) açıklamışlardır. Bunun nedeni, yeraltı yüzeyinin P ve S dalgası tepkisinin, sıvı ve litoloji etkileri arasındaki farkın görülmesine yetecek kadar farklı olmasıdır.

Lindseth (1979)'in aksine, konvolüsyonel modelde empedans ters çözümü için yoğunluğun bilindiğinin varsayımından öte sismik verinin vektörel ve çok bileşenli olarak elde edilmesi gerçekleştirilmiştir. Ters çözüm tekniklerinin P ve S dalgalarının birlikte ters çözümünün geliştirilmesi ile kayaç özelliklerinin de bu metodla tahmin edilmesini Haas and Berkhout (1988), Ursin and Tjåland (1992), Özdemir vd (2001), Özdemir vd (2005) göstermiştir.

Bunların haricinde kayaç özelliklerin elde edilemesindeki belirsizliklerin azaltılması, hidrokarbon belirteçlerin tahmininde yardımcı olmak suretiyle destek olabilir (Mavko ve Mukerji 1998; Özdemir vd 2010).

#### **4.10. Yorum amaçlı veri işlem uygulamaları ve birleştirilmiş ters çözüm**

Sismik yığma kesitleri genellikle gürültüden dolayı kirlenir ve horizonların seçilmesini zorlaştırır. Veriler kötü bir şekilde migrasyona tabi tutulursa (hatalı hızla migrasyon) veya jeolojik oluşumlara benzer eğimlere sahip uzun süreli ardışık yansımalar varsa, yorumlama kalitesini artırmak için çok az şey yapılabilir (Chopra ve Marfurt, 2007). Bununla birlikte, horizon otomatik izleyicilerin kullanımını ve daha iyi sismik niteliklerin belirlenmesini kolaylaştırmak için

yapıya uyumlu filtreler kullanılması ile düzensiz ve düzenli gürültüler azaltılabilir. Yorum yazılımlarında, yığın işleme niteleyicileri kullanılarak sismik görüntünün tanımlanması ve jeolojik yapıların ve formasyonların iyileştirilmesi mümkün olabilmektedir.

Bu tez çalışmasında, yapısal yumuşatma, karınca izleme ve spektral dekompozisyon uygulamalarından yararlanılmıştır.

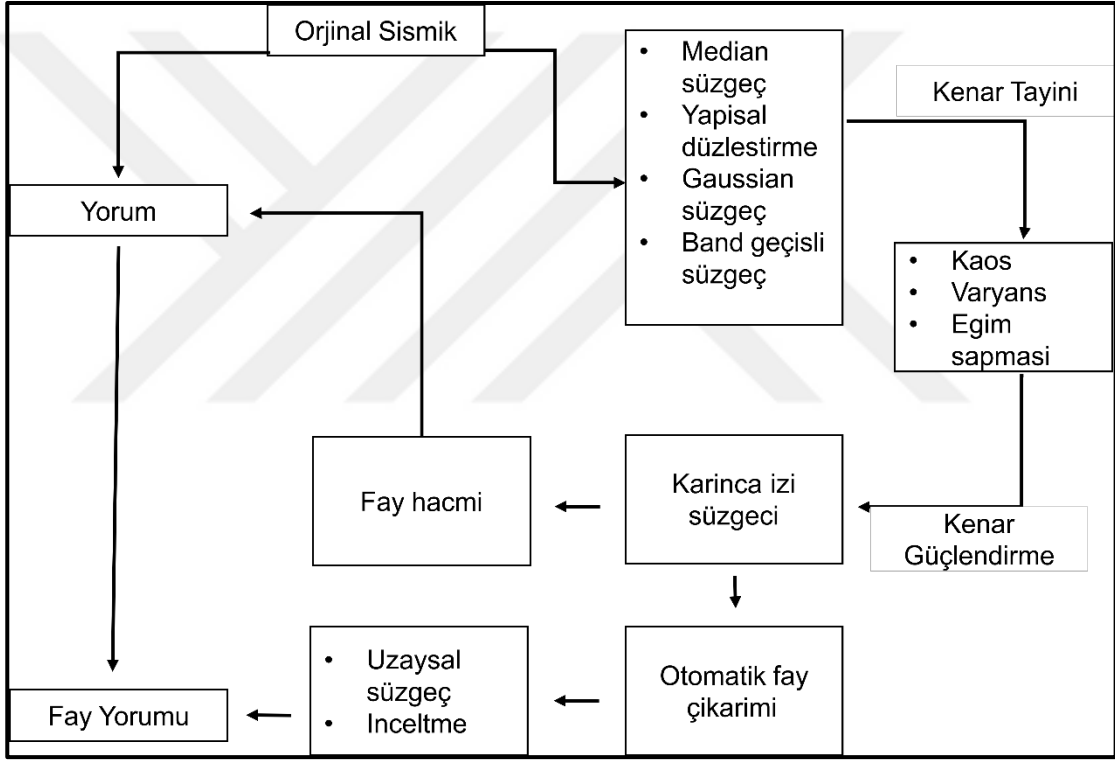
#### **4.10.1. Yapısal yumuşatma (structural smoothing)**

Yapıya yönelik veri işleme, gürültüyü azaltma ve yanal sürekliliği artırmak amacıyla sismik olaylar boyunca filtreler uygular. Bunu başarmak için, yansıma sinyalinin eğim ve azimutu ile gürültününki arasındaki farkı ayırt edebilmemiz gerekir. Genel olarak, yansıma sinyalinin eğim ve azimutunu belirlemeye yönelik iki yaklaşım vardır. Bunlar, yığından belirlenen eğim yönünde yuvarlanmış versiyonun elde edilmesi ya da kabaca yorumlanıp ara değerleri doldurulmuş enterpolasyonlu bir horizon boyunca yönlendirilmiş olarak hesaplama işlemidir. Petrel yazılımında “Yapısal yumuşatma” işleminde ilk yaklaşımı uygulanmaktadır. Bu uygulamada, lokal komşu dalım ve azimutunu tanımlamak için ana bileşen analizi kullanılmaktadır. Gauss fonksiyonuyla bir filtre tanımlanır daha sonra, yansıtıcı yüzeylerin (reflektörlerin) oryantasyonuna paralel olarak uygulanır (yatay bir yumuşatma da mevcuttur). Yapısal yumuşatma uygulaması, genellikle, horizon yorumundan önce reflektörleri dengelemek ve böylece horizon seçimi, piklemesi ve otomatik izlemenin sürekliliğini iyileştirmek için yararlı olmaktadır. Gerektiğinde sonuçlar orijinal verilere geri döndürülebilir veya olduğu gibi kullanılabilir.

#### **4.10.2. Ant-tracking**

Ant-tracking, varyans küpleri gibi hata yüzeylerini otomatik olarak hata özelliklerinden alır. Algoritma (Randen vd, 2001), gürültülü verilerdeki trendler olarak görünen yüzeyleri çıkarmak için ant-tracking kolonisi araştırmalarındaki ilkeleri kullanır. Akıllı yazılımdaki takip işlemi, stratigrafi ile ilişkili olayları

(örneğin, varyans, kaos veya eğim sapma yığınları) ortadan kaldırmak için işlenmiş bir sismik yığındaki fay bölgelerine karşılık gelen düşük uyumluluklu bölgeleri çıkarmaya çalışmaktadır. Düşük uyumluluk gösteren “fay zonları” birçok tracking operatörü tarafından çıkarılır, oysa gürültü çıkartılmaz. Yaklaşım tamamen üç boyutludur ve çevre küplerde yüzey bilgisinden yararlanabilir. Çıkarılan yüzeyleri bir yığın olarak geri yazdığınızda, sonuç bir tracking küpüdür. Ant-tracking algoritması 4 aşamalı olarak gerçekleşir: İlk önce, sismik veri hazırlama, sonra kenar tespiti, kenar geliştirmesi ve otomatik fay çıkarımının yorumu aşamalarıdır. Uygulamanın akış diyagramı Şekil 4.8’ de görülmektedir.



Şekil 4.8. Ant-tracking algoritması akış diyagramı (İçke, 2017)

Ant-tracking niteliği akış diyagramı Şekil 4.8’ de görüldüğü gibi dört aşamadan oluşmaktadır. İlk aşamada median süzgeç, yapısal düzleştirme, Gaussian uzaysal süzgeç, band geçişli süzgeç yöntemleri kullanılarak sismik verideki gürültüler giderilip, sismik yansımalar güçlendirilir. İkinci aşamada sismik verideki süreksizlik yüzeylerini tespit edebilmek için kaos, varyans, eğim sapması

işlemlerinden uygun olanı sismik veriye uygulanır. Böylece sinyaller güçlendirilip, süreksizlikler belirgin hale getirilip yapısal yorum küpü oluşturulur. Üçüncü aşamada oluşturulan yapısal yorum küpüne ant-tracking algoritması uygulanır. Ant-tracking algoritması, uyumlu yansımalar arasında güçlendirilmiş olarak ortaya çıkan uyumsuzlukları tespit etmeye çalışır. Böylece fay ve süreksizlik sınırı olma olasılığı yüksek yerler belirlenir.

Ant-tracking metodunu uygularken sismik veri öncelikle düzenlenmiş ve yapısal yumuşatma yapılmıştır. Yapısal yumuşatma (düzleştirme) aşamasında süreksizlerin korunması amacıyla 3B filtre operatör tasarımında filtre düşey boyu x, y düzlemine göre daha kısa seçilmiştir. Elde edilen veri üzerine kaos filtresi yapıp süreksizlik kenarları belirginleştirilmiş ve yanal sürekli olaylar bastırılmıştır. Daha sonra ant-tracking uygulaması yapılarak faylara işaret edecek süreksizlikler belirgin hale getirilmiştir. Ant-tracking uygulaması sonucu elde edilen 3B veri, fay yorumunda kalitenin iyi olduğu yerlerde kullanılmıştır ancak çoğu durumda özellikle ters fayları tanımlamada otomatik fay çıkarımı yapılamayıp, ant-tracking sonuçlarından kalitatif yararlanılarak, elle yorumlamaya gidilmiştir.

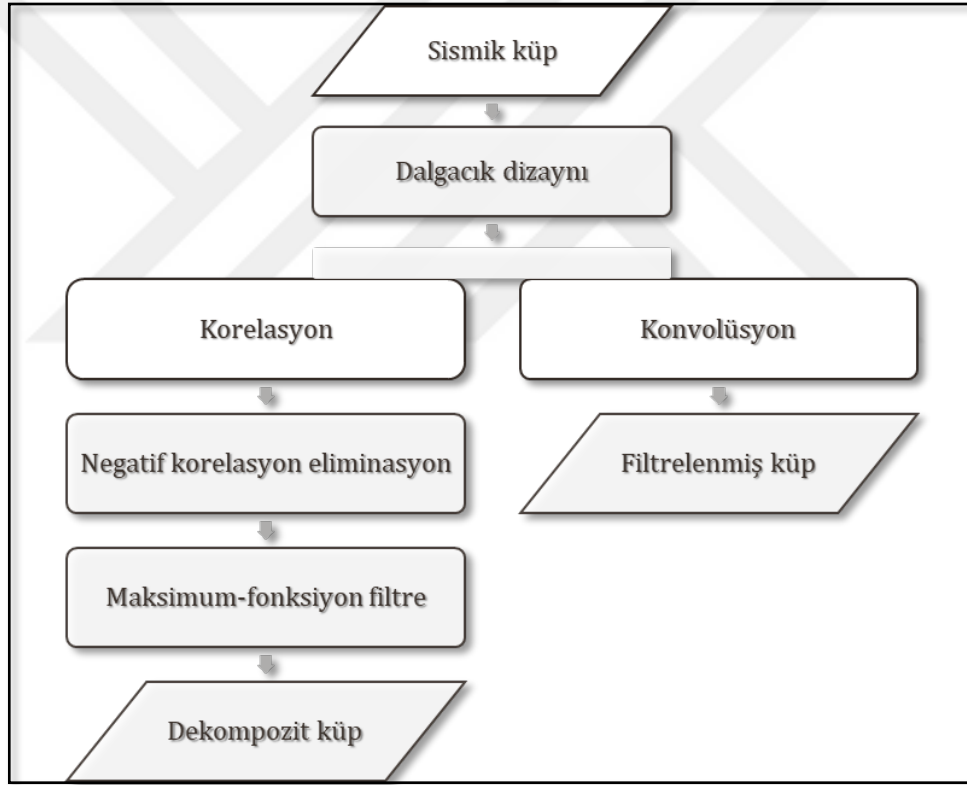
#### **4.10.3. Genelleştirilmiş spektral dekompozisyon**

Spektral dekompozisyon sismik sinyali frekanslarına ayırarak, yorumcunun belirli bir frekansta ayarlanmış ince jeolojik özellikleri tanımlamasına olanak sağlar. Spektral dekompozisyonda tek bir sismik iz alınarak bileşenlerine bölünüp ayrı ayrı frekansların analiz edilmesini sağlamaktadır. Böylece, sismik jeomorfolojik analiz, tabaka kalınlığı belirleme ve hidrokarbon içeren rezervuarlar için doğrudan hidrokarbon indikatörü olarak kullanılabilir (Marfurt ve Kirilin 2001, Sinha vd 2005).

Bu metod sabit olmayan sinyaller için sürekli dalgacık transformuyla (continuous wavelet transform: CWT) veya kısa zamanlı Fourier transformuyla (STFT), zaman-frekans haritasının hesaplanmasını sağlar. Çalışmada kullanılan yazılımda her iki seçeneği sunan hibrid bir metod kullanılmaktadır (Şekil 4.9). Buna göre

3B sismik veriden dalgacık tasarımı yapıldıktan sonra korelasyon ve konvolüsyon uygulaması olarak iki yönteme ayrılarak işlem yapılmaktadır. Konvolüsyon hesaplamasında sonuç belirli bir frekansta filtrelenmiş küpü doğrudan verir. Korelasyon uygulamasında ise korelasyondan sonra negatif korelasyonların atılması üzerine maksimum fonksiyon filtresi sonucu elde edilen belirli frekanstaki dekompozit küptür.

Shell-3B verisi üzerinde yapılan bu çalışmada korelasyon uygulamasıyla 10-15-20-25-30 Hz ler için işlem yapıp sonuçları fayların netleştirilmesinde yer yer kullanılmıştır.



Şekil 4.9. Spektral dekompozisyon algoritması akış diyagramı.

#### 4.11. 2B ve 3B enterpolasyon teknikleri ve yapısal çatı, yapısal iskelet

Petrel modelleme alanı dört ana işlem grubuna ayrılmıştır: Yapısal çerçeve, köşe nokta gridleme, özellik modelleme ve kırılma modelleme. Bunlar; hataları,

seviyeleri ve özellikleri içeren güvenilir bir yeraltı modeli oluşturmaya olanak sağlamaktadır. 3B model daha sonra hacim hesaplamaları, belirsizlik analizi, yükseltme ve işlem sonrası kuyu tasarımı için kullanılabilir. Yazılım, jeolojik ve simülasyon modelleri oluşturmak için çeşitli iş akışlarını destekler. Çift ölçekli modelleme iş akışı, entegre jeolojik ve simülasyon modelleri oluşturmaya olanak sağlamaktadır.

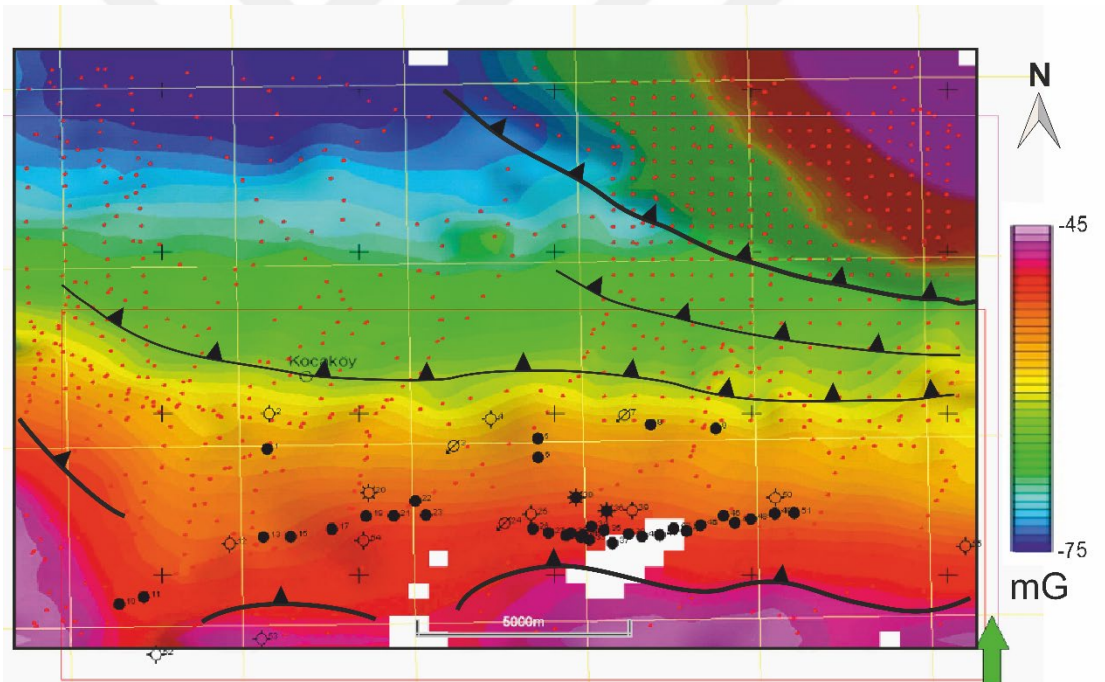
Yapısal bir model oluşturmak için kullanılan ana algoritmik süreçler, fay çatısı modellemesi, model yapımı (hacim temelli modelleme), model iyileştirme ve depo alanı hesaplamasıdır. Yapısal çerçeveyi anlamaya yardımcı olmak için altındaki nesne ağı görüntülenebilir.

Tez çalışmasında, öncelikle yapısal çatı metodu gerçekleştirilmiştir. Zaman ortamında elde edilmiş olan fay pikleri, horizon piklerini içeren yorumlar, 3B modelleme ve gridleme için hazırlanmıştır. Öncelikle, farklı yönlerde ve düzlemlerde piklemenin getirmiş olduğu açısal düzensizlikler, uyumsuzluklar ve horizonlarda bulunan sapmalar temizlenmiştir. Böylece faylar, horizonlar ve zonlar yapısal olarak uyumlu hale getirilmiştir. Yapısal çatı modelinde hacim bazlı modelleme algoritması yapılmıştır. Bu çalışma sonucu, sismik yorumun (modeller ve gridler içinde) diğer şekillerde yeraltını temsil edecek hale getirilmiştir.

## 5. ARAŞTIRMA BULGULARI VE YORUMLAR

### 5.1. Gravite Verilerinin Yorumu

Gravite çalışmasında çalışma alanı içerisinde, Kuzey-doğu bloğunda 1 km aralıklarla taranmış alanlar ile ortalarda 4-5 km ye varan ayırık noktalar bulunmaktadır. Gravite çalışmasında gerekli düzeltmeler yapıldıktan sonra 500 m grid aralığına sahip Bouger gravite haritası elde edilmiştir (Şekil 5.1). Elde edilen Bouguer gravite haritasında alanın kuzey-doğusunda bir yükselim görülürken kuzey-batı kesimi ise alçalma olarak görülmektedir. Arama ve üretim kuyularının bulunduğu alan ise doğu-batı uzanımlı bir yükselim alanı olarak yeşil renkli kısımda -63-66 mGAL değerleri alarak kendisini göstermektedir.



Şekil 5.1. Çalışma alanı Bouguer anomali haritası. Kuyu lokasyonları (siyah) ve gravite ölçüm noktaları (kırmızı).

Kuyuların bulunduğu trend boyunca yaklaşık olarak doğu-batı uzanımlı bindirme faylarının doğrultusunun gravite verilerine yansıdığı şeklinde yorumlanabilmektedir. Aynı şekilde, haritanın kuzey-doğu bloğunda -45 mGAL değerlerine sahip görülen yükselti bilinen Hazro çekirdeğinin güney-batı kısmına

denk gelmekte olup ters faylarla tariflenmiştir. Güneydeki doğu-batı hat boyunca iki adet ters fay kretase yaşlı birimlerin yükselmesini sağladığı şeklinde yorumlanmıştır. Elde edilen haritaya göre kretase öncesi sediman kalınlıklarının kuzey-batiya doğru kalınlaşmakta olduğu şeklinde yorumlanmıştır.

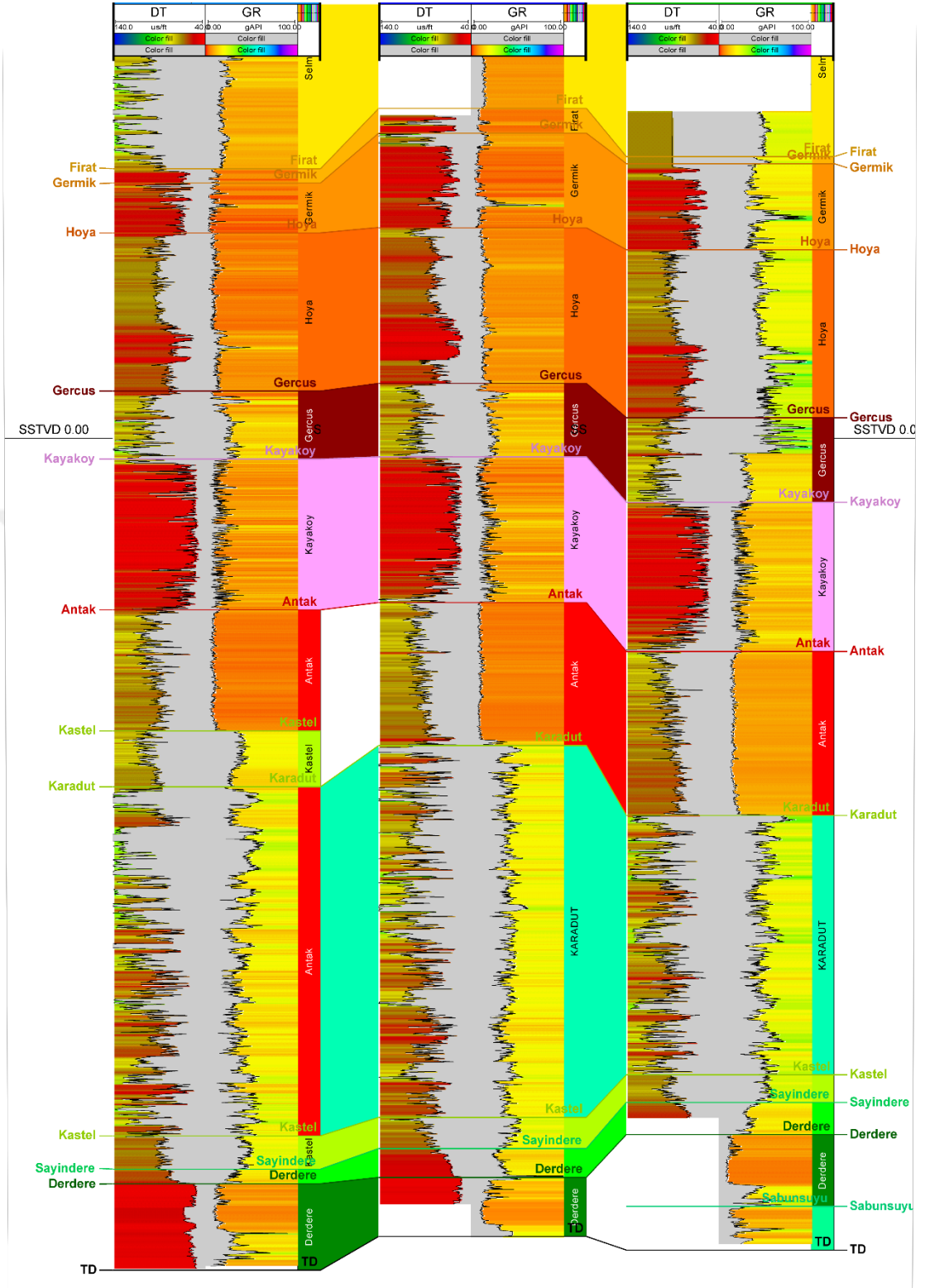
## **5.2. Kuyu verilerinden Kretase dokanağının belirlenmesi**

Çalışma alanında yer alan kuyuların mevcut logları kullanılarak ve mevcut kesinti tariflerinden yararlanılarak dokanak belirlemeleri yapılmıştır (Şekil 5.2). Tüm kuyularda yüzeyden son derinliğe kadar loglar bulunmamaktadır. Ancak çoğu kuyuda elastik logların bir kısmı mevcuttur. Kuyu logları sadece dokanak belirlemede kullanılmamış bu tezin çalışma alanını kapsayan birçok yorumlamada korelasyon amacı ile de yararlanılmıştır.

Çalışma alanında Kretase dönemi Senamoniyen, Albiyen/Senomaiyen, Aptiyen Albiyen yaş aralığında bulunan Mardin Grubu'nun üst kısmında yer alan Karababa Formasyonu gözlenmemekte ve Mardin Grubu, Derdere Formasyonu, Sabunsuyu Formasyonu, Areban Formasyonu ile temsil edilmektedir. Sayındere Formasyonu'nu ilk olarak Gossage (1959) tarafından Sayındere'nin batı yakasında Germav Grubu alt kısmı içinde "Sayındere yapraksı kireçtaşı formasyonu" olarak tanımlanmıştır. Derdere Formasyonu, ilk olarak Hanfield vd. (1959) tarafından Diyarbakır Çüngüş İlçesi Derdere köyü yakınındaki Korudağ antiklinalinde ölçülen kesitte adını almıştır. Çalışma alanında Derdere dokanağı, üstünde bulunan Sayındere ile uyumsuz olarak bulunmakta ve Kretase dönemi birimlerine geçiş Sayındere/Derdere dokanağı ile başlamaktadır. Sabunsuyu Formasyonu'nu Wilson ve Krummenacher (1959) tarafından Kilis Sabunsuyu Deresi'nde tanımlanmıştır. Kilis Musabeyli güneyindeki Sabunsuyu vadisinde, Mardin Derik dolaylarında Derdere Formasyonu'nun Sabunsuyu Formasyonu ile dokanağı diskordanstır (Aksu 1980). Derdere Formasyonu'nda yaygın litoloji dolomit ve kireçtaşlarından oluşmaktadır. Sabunsuyu Formasyonu ise ağırlıklı olarak kireçtaşı ve killi kireçtaşı fasiyesinde dağılmaktadır. Areban Formasyonu'nu Schmidt (1961), Mardin Yükselimi'ndeki Albiyen-Turoniyen yaşlı karbonat istifinin altındaki Aptiyen yaşlı klastiklere vermiştir. Formasyon,

üstündeki Sabunsuyu Formasyonu ile uyumlu ve geçişli bir dokanağa sahiptir. Areban Formasyonu'nda ise klastik litoloji baskındır. Formasyonların DT/GR loglarından, formasyon geçişleri karakteristik olup Sayındere Formasyonu'ndan Derdere Formasyonu'na geçişte genellikle GR logunda hızlı bir düşüş, DT logunda ise hızların artmasına karşılık gelen düşüşle kendini göstermektedir. Derdere Formasyonu'ndan Sabunsuyu Formasyonu'na geçişte ise DT fazla değişim göstermezken daha çok GR logunda spesifik artışlardan verilmiştir.

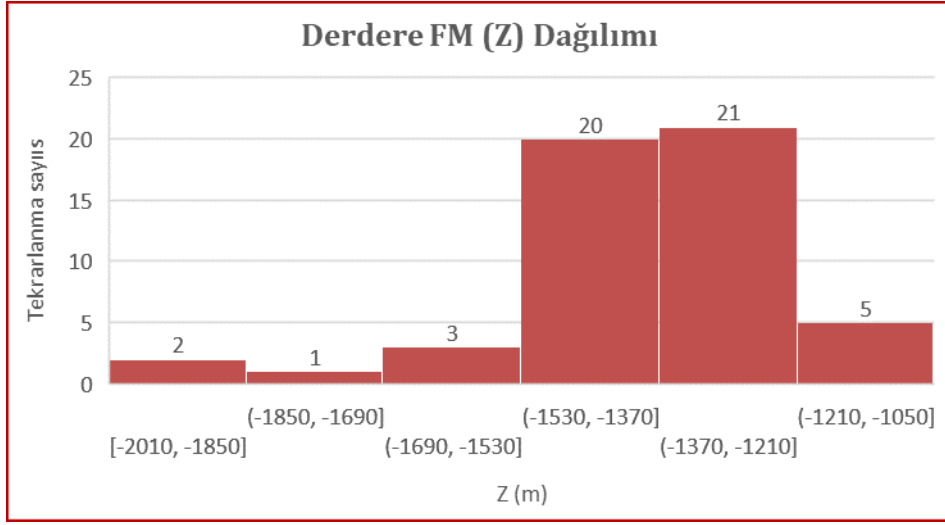
Dolomitik litolojik seviyeye sahip rezervuar özellikleri gösteren Derdere Formasyonu girişinin Z değerleri -1050 m ile -2010 m' ler arasında değişmekte olup baskın seviye ise Çizelge 5.1' de görüldüğü gibi -1210 ile -1370 m lerde bulunmaktadır (Şekil 5.3).



Şekil 5.2. Sahadaki üst blokta ve alt blokta bulunan Kuyu-4, Kuyu-7, Kuyu-9 kuyularının loglarından yararlanılarak tayin edilmiş olan formasyon dokanakları. DT sınırları 140-40  $\mu$ s/foot, GR sınırları 0-100 gAPI.

Çizelge 5.1. Z (TVDSS)'e ve (MD)'ye göre Sayındere Formasyonu/Derdere Formasyonu dokanak derinlikleri.

Kuyu	Formasyon (Z)	Formasyon (MD)	Kuyu	Formasyon (Z)	Formasyon (MD)
Kuyu-1	-1141	1863.4	Kuyu-30	-1680	2492
Kuyu-2	-1386	2135.3	Kuyu-31	-1245	2011
Kuyu-3	-1154	1963	Kuyu-32	-1245	2010.7
Kuyu-4	-1262	2078.7	Kuyu-33	-1244	2015
Kuyu-5	-1179	1978.5	Kuyu-34	-1264	2036.3
Kuyu-7	-1252	2042.6	Kuyu-35	-1250	2029.4
Kuyu-8	-1182	2003	Kuyu-36	-1515	2301.8
Kuyu-9	-1179	1978.5	Kuyu-37	-1286	2091.4
Kuyu-12	-1438	2203.4	Kuyu-38	-1302	2099.2
Kuyu-13	-1387	2166	Kuyu-39	-1499	2317.4
Kuyu-14	-1381	2162.1	Kuyu-40	-1328	2134.6
Kuyu-15	-1384	2164.8	Kuyu-41	-1347	2162
Kuyu-16	-1404	2175	Kuyu-42	-1368	2192
Kuyu-17	-1424	2187	Kuyu-43	-1360	2159.2
Kuyu-18	-1437	2182.2	Kuyu-44	-1359	2139.2
Kuyu-19	-1438	2210.9	Kuyu-45	-1357	2138.6
Kuyu-20	-1574	2342.8	Kuyu-46	-1398	2187.5
Kuyu-21	-1418	2205.1	Kuyu-47	-1373	2159.6
Kuyu-22	-1462	2270.1	Kuyu-48	-1366	2141.5
Kuyu-23	-1437	2232.2	Kuyu-49	-1356	2129.6
Kuyu-24	-1399	2203.7	Kuyu-50	-1452	2231.7
Kuyu-25	-1451	2265.8	Kuyu-51	-1401	2176.4
Kuyu-26	-1352	2173.4	Kuyu-52	-1600	2305.8
Kuyu-27	-1281	2073.2	Kuyu-53	-1782	2500.2
Kuyu-28	-1265	2036	Kuyu-54	-1919	2707
Kuyu-29	-1272	2048.7	Kuyu-55	-2010	2856.7



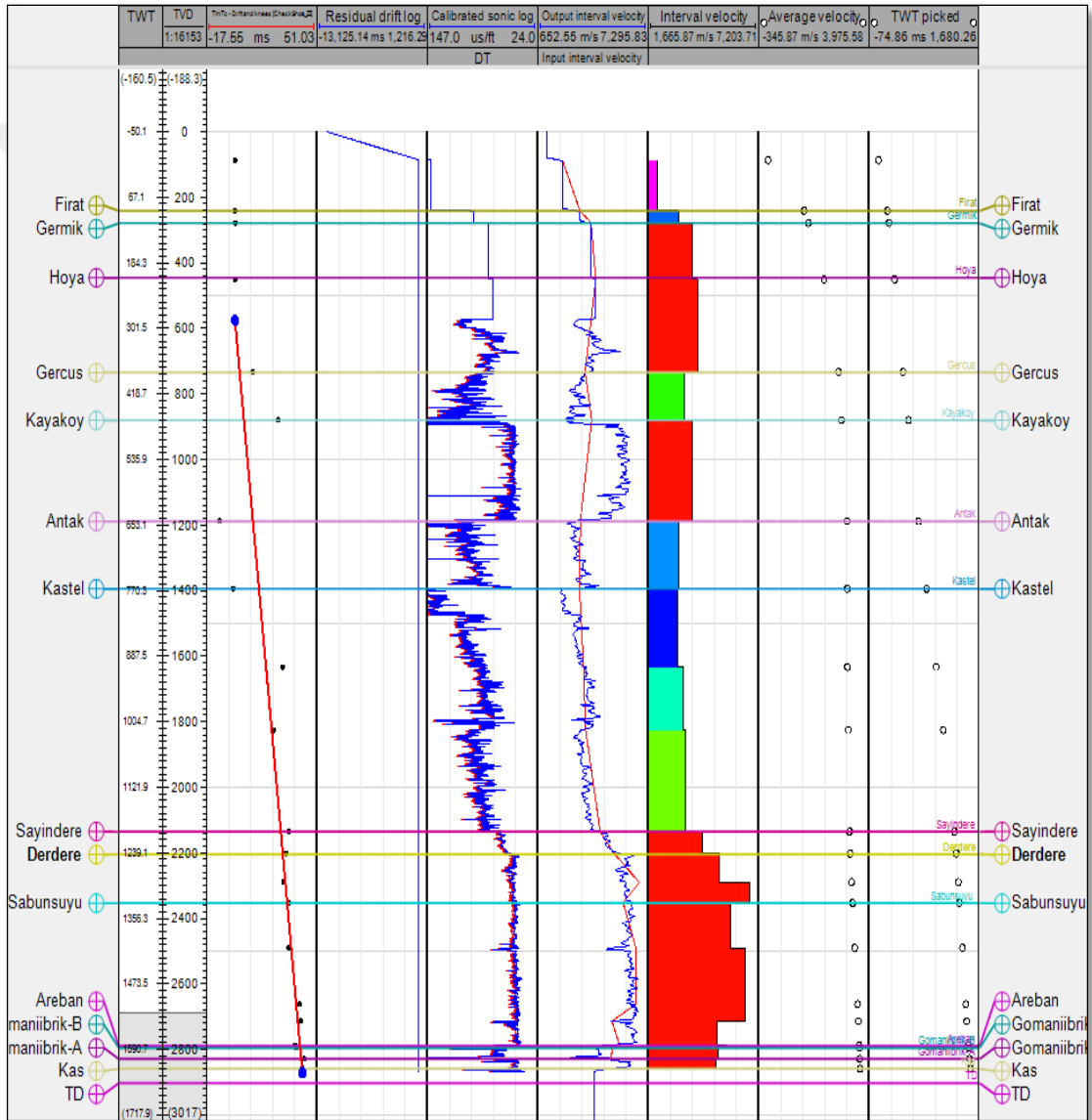
Şekil 5.3. Deniz seviyesine göre Derdere Formasyonu Girişi istatistiksel histogramı.

### 5.3. Derdere Formasyonu derinlik/zaman ilişkisinin kurulması

Çalışma alanında yeralan kuyuların çok azında atış kontrolü yapılmıştır. Bu nedenle de atış kontrolü verilerinden derinliğe bağlı seyahat zaman ilişkisi bulunan bu kuyulardan alansal değişimleri ilişkilendirilerek 2B bir dağılım elde edilmiştir. Kuyu-32, bölgede check-shot yapılmış olan 4 kuyudan birisidir. Hız dağılımı elde edilirken öncelikle check-shot değerleri ayıklanarak işlenmiştir. Sonrasında eksik kuyu noktaları için eğer kuyuda bulunuyorsa sonik logları işlenerek atış kontrolüne uyumlu olacak şekilde düzenlenmiş, loglardaki iğnecikler kaldırıldı ve düzgün hız fonksiyonları oluşturulmuştur. Logların olmadığı yerlerde ise refleksiyonların sismik veride oturduğu yerlerde yorum yapılarak her kuyu noktası için bir hız değeri bulunmuştur. Sonuçta bu hesaplamalar birleştirilerek elde edilen Derdere Formasyon girişi için hızların dağılımı 3360 m/s civarında yoğunlaşmaktadır (Şekil 5.4 ve Şekil 5.5). Bu hız değeri yukarıdaki bahsi geçen verilerin hiç birinin olmadığı alanlarda kullanılmıştır. Diğer bir deyişle, hız noktaları olan yerlerden olmayan yerler için ara değerler bulunup, bunların da dışında kalan yerler için, hız dağılımı histogramında %27 oranında olan 3360 m/s sabit hızı kullanılmıştır (Şekil 5.6 ve Şekil 5.7). Şekil 5.7'de derinliğe bağlı elde edilen ortalama hız değerlerini

göstermektedir. Bu değerler kontrol atışlarının birleşiminden elde edilmiştir. Çalışmada formasyon dokanaklarının ortalama hızları hesap edilmiştir (Çizelge 5.2).

Formasyon dokanakları sonik verisi olan kuyularda sentetik sismogram yapılarak da örtüştürülmüştür. Böylece yansıma sismiği üzerinde formasyon dokanağı girişinin dalgacığın hangi kısmına karşılık geldiği belirlenmiştir (Şekil 5.5).

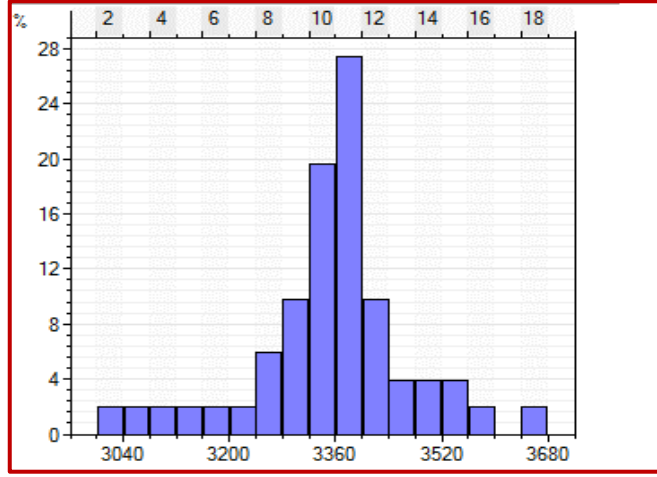


Şekil 5.4. Kuyu-21'deki derinlik/zaman fonksiyonu. Derdere Formasyonu Girişi için MD=2202.96 m'de TWT=1309 ms ve formasyon hızı olarak  $V_{ort}=3232.7 \text{ m/s}$ ,  $V_{int}=5236.8 \text{ m/s}$ .

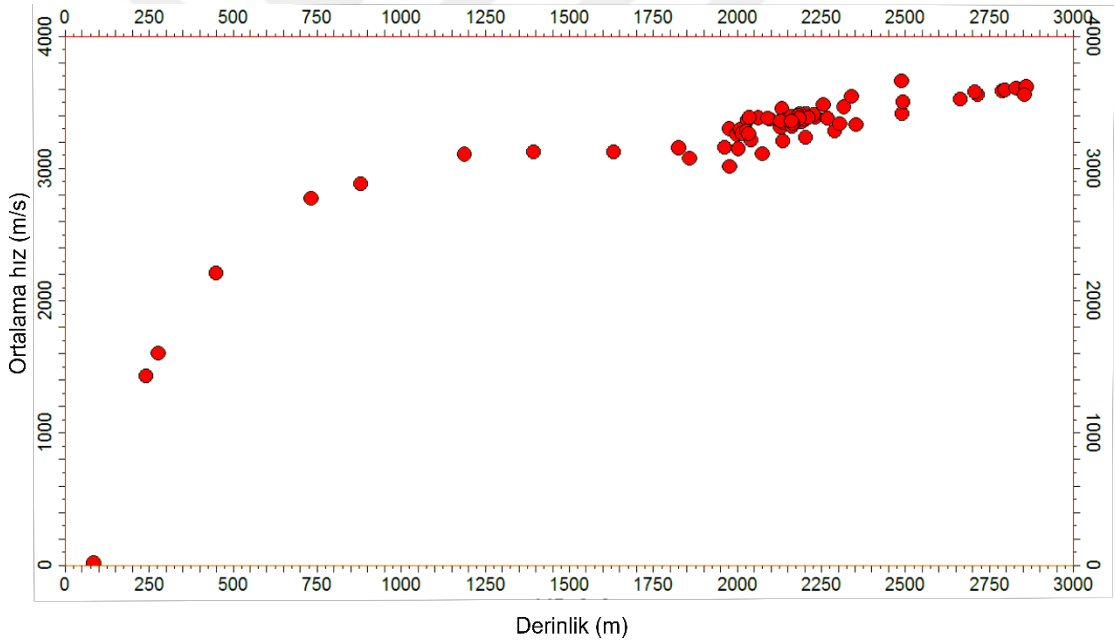


Çizelge 5.2. Deniz seviyesine göre Derdere Formasyonu MD: derinlik, TWT: çift-yol seyahat zamanı ve *Vort* : ortalama hızları.

Kuyu	MD (Z)	TWT (ms)	Vort (m/s)	Kuyu	MD (Z)	TWT (ms)	Vort (m/s)
Kuyu-1	-1136	1193	3078	Kuyu-30	-1677	1299	3659.7
Kuyu-2	-1385	1208	3452	Kuyu-31	-1231	1185	3259.1
Kuyu-3	-1154	1173	3161.1	Kuyu-32	-1243	1180	3293.2
Kuyu-4	-1259	1259	3112	Kuyu-33	-1243	1190	3265.6
Kuyu-5	-1178	1246	3014.5	Kuyu-34	-1262	1203	3261.9
Kuyu-7	-1250	1213	3215.2	Kuyu-35	-1248	1187	3282.2
Kuyu-8	-1182	1195	3149.8	Kuyu-36	-1513	1269	3465.6
Kuyu-9	-1178	1138	3300.5	Kuyu-37	-1286	1175	3380.4
Kuyu-12	-1440	1254	3413.1	Kuyu-38	-1300	1186	3372.7
Kuyu-13	-1387	1249	3341.9	Kuyu-39	-1499	1269	3465.7
Kuyu-14	-1381	1239	3359.2	Kuyu-40	-1323	1205	3357.7
Kuyu-15	-1383	1255	3319.5	Kuyu-41	-1345	1219	3355.2
Kuyu-16	-1404	1252	3361	Kuyu-42	-1368	1234	3351.7
Kuyu-17	-1421	1255	3380.1	Kuyu-43	-1359	1235	3334.4
Kuyu-18	-1437	1257	3400.2	Kuyu-44	-1357	1230	3344.7
Kuyu-19	-1439	1264	3384.5	Kuyu-45	-1356	1230	3343.1
Kuyu-20	-1572	1282	3544.5	Kuyu-46	-1397	1228	3415.3
Kuyu-21	-1416	1240	3412.9	Kuyu-47	-1373	1246	3327.5
Kuyu-22	-1460	1279	3377.6	Kuyu-48	-1366	1228	3364.8
Kuyu-23	-1433	1253	3404.6	Kuyu-49	-1356	1242	3310.8
Kuyu-24	-1399	1245	3371.9	Kuyu-50	-1452	1270	3389
Kuyu-25	-1442	1230	3482.9	Kuyu-51	-1401	1242	3383.3
Kuyu-26	-1340	1202	3394.3	Kuyu-52	-1599	1378	3336.7
Kuyu-27	-1270	1165	3382	Kuyu-53	-1775	1413	3503.2
Kuyu-28	-1265	1160	3387.9	Kuyu-54	-1919	1463	3580.3
Kuyu-29	-1253	1161	3364.3	Kuyu-55	-2008	1522	3558.5

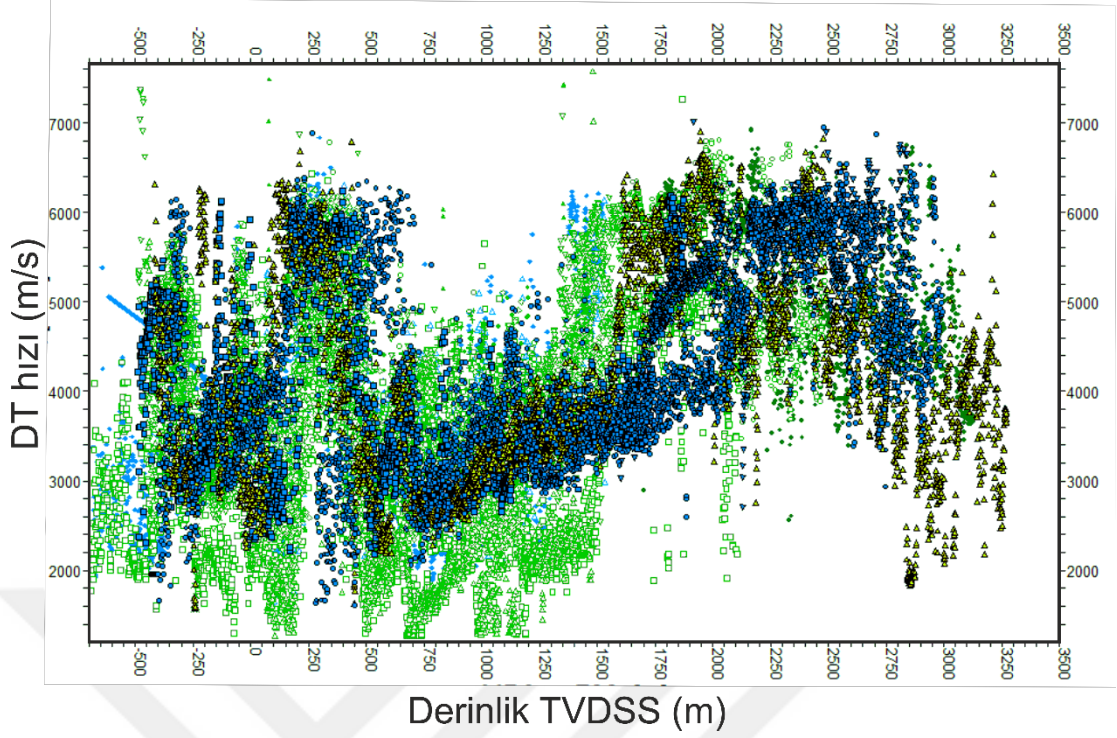


Şekil 5.6. Derdere Formasyonu Girişi hız histogramı.



Şekil 5.7. Derdere Formasyonu'nun derinliğe bağlı hız değişimi.

Bu uygulama, araştırma alanına dahil olan tüm kuyuların kuyularda ölçülen sonik loglardan elde edilmiş derinliğe bağlı hızları hesaplanmak suretiyle gerçekleştirilmiştir (Şekil 5.8).



Şekil 5.8. Derinliğe bağlı sonik log değerleri. Kuyular farklı renkle temsil edilmiştir.

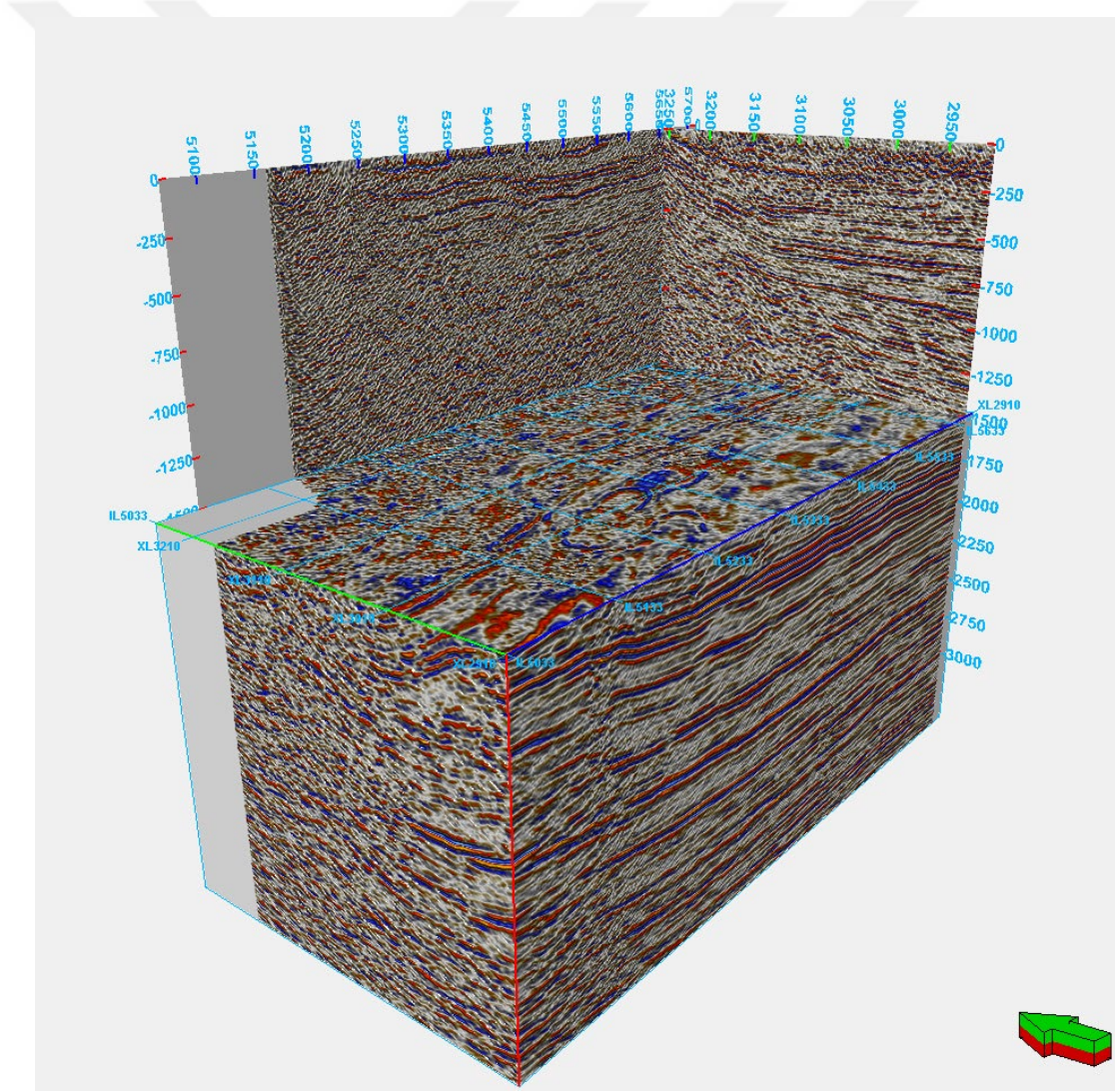
#### 5.4. Sismik verilerin yapısal yorumu

Yorum aşamasında metodolojik olarak öncelikle tektonik çatı kurulmuş, bununla birlikte temel faylar ve türleri belirlenmiştir. Daha sonra bu fayların etkilediği düşük atıma sahip diğer faylar tespit edilmiştir. Fay yorumu tamamlandıktan sonra kuyulardan stratigrafik yorumla belirlenmiş olan dokanaklar ile derinlik-zaman ilişkisi kurularak elde edilen dönüşümle, bu dokanaklar kuyuların bulunduğu noktalarda sismik veriye taşınmıştır. Sismik veri üzerinde yansımaların niteliklerine göre seviye takibi yapılarak formasyon yorumları çift-yol seyahat zamanına bağlı olarak elde edilmiştir. Öncelikle fay yorumları yapılarak, fay korelasyonu ve modellenmesi yapılmasıyla, seviye takibi yapılırken fayların bulunduğu alanlarda fay atımlarının dikkate alınması sağlanmıştır.

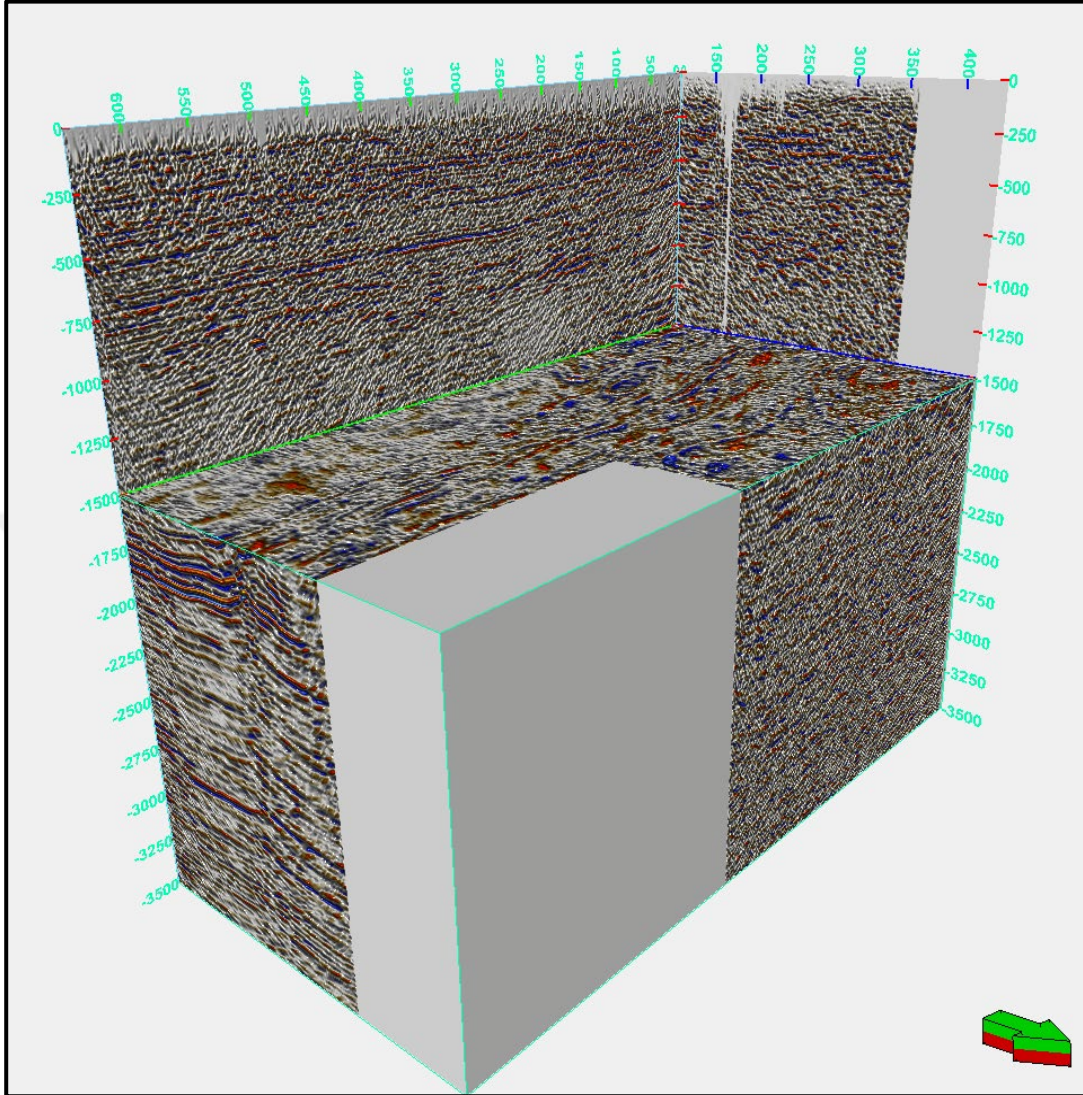
Yapısal yorum çalışması yapılırken, noktasal verilerin düşey yönde zaman dönüşümü yapılmış, sentetik sismik yapılarak dönüşümde düzeltmeler gerçekleştirilmiş, fay yorumu yapılmış daha sonra jeolojik unsurlara karşılık gelen

belirlenmiş olan dokanaklar sismik veriye noktasal olarak taşınarak yapısal yorum tamamlanmıştır.

Sismik yorum çalışmalarında aynı alanda bulunan farklı yıllarda toplanmış dolayısıyla geometri ve katlama sayısı, çözünürlüğü gibi kendine has özellikleri farklı olan iki ayrı 3B sismik veri değerlendirilmiştir. Şekil 5.9' da TPAO-3B proses verisi görülmekte, Şekil 5.10' da ise Shell-3B verisi üzerine Perenco prosesinden elde edilmiş küp görülmektedir.



Şekil 5.9. TPAO-3B sismik küp.



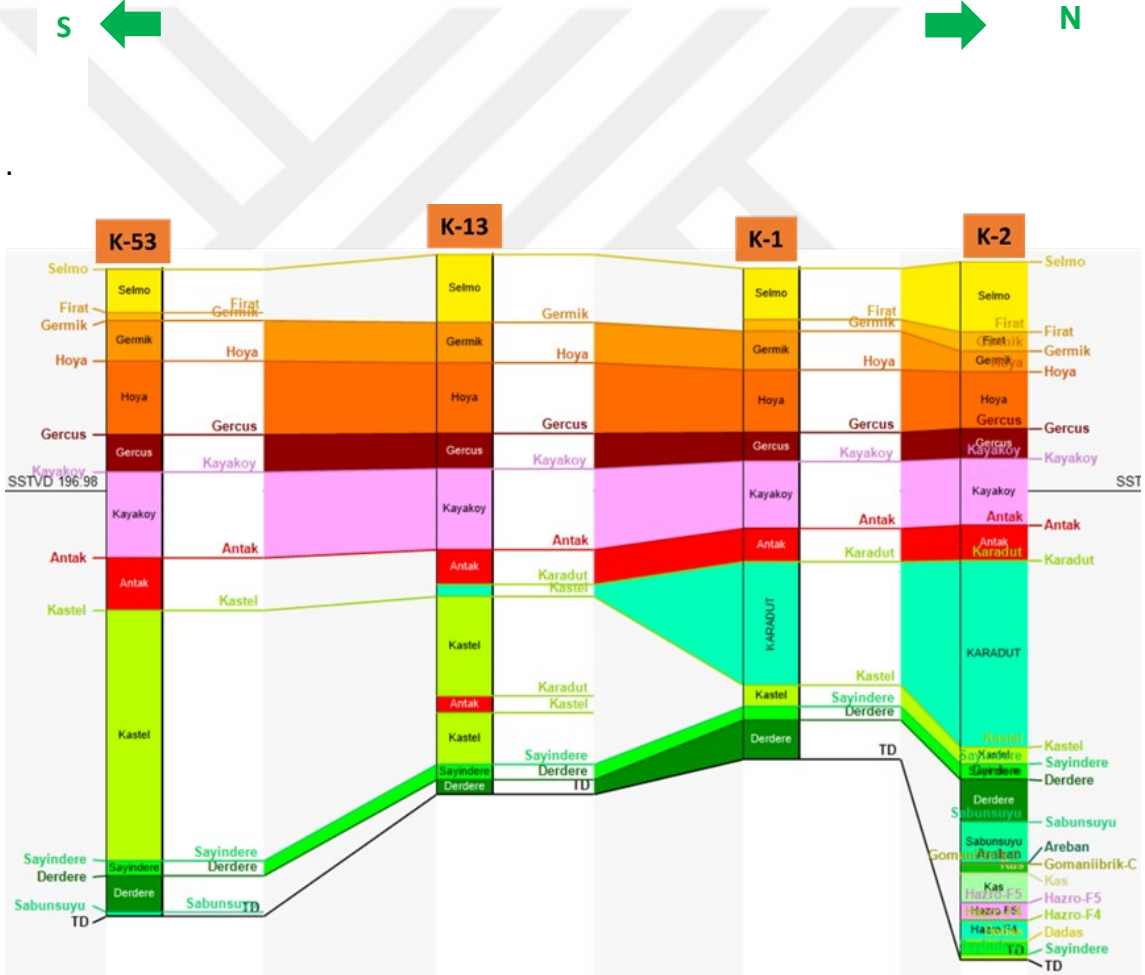
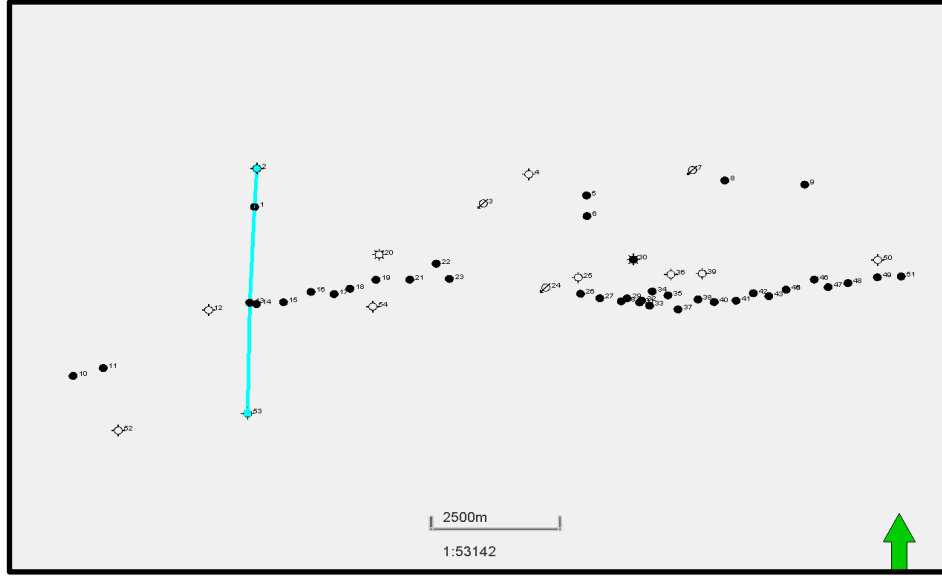
Şekil 5.10. Shell-3B sismik küp.

Kuyular ise Kuyu-Sismik bağlama neticesinde zaman düzlemine taşınmış olarak dokanaklarıyla görülmektedir (Şekil 5.11). Sismik verinin yorumu ve yapının değerlendirilmesi neticesinde Kuyu-53 düşen blokta (footwall), Kuyu-13 ise asılan blok (hangingwall), Kuyu-1 ve Kuyu-2 ise sırasıyla yükselen blok ve kanatta (flank) kaldığı anlaşılmaktadır. Derdere Formasyonu için ilk dilimde ters fayda atım 200-300 m aralığında olup yapının doğu kısmında maksimum 400 m ye kadar çıkmaktadır.

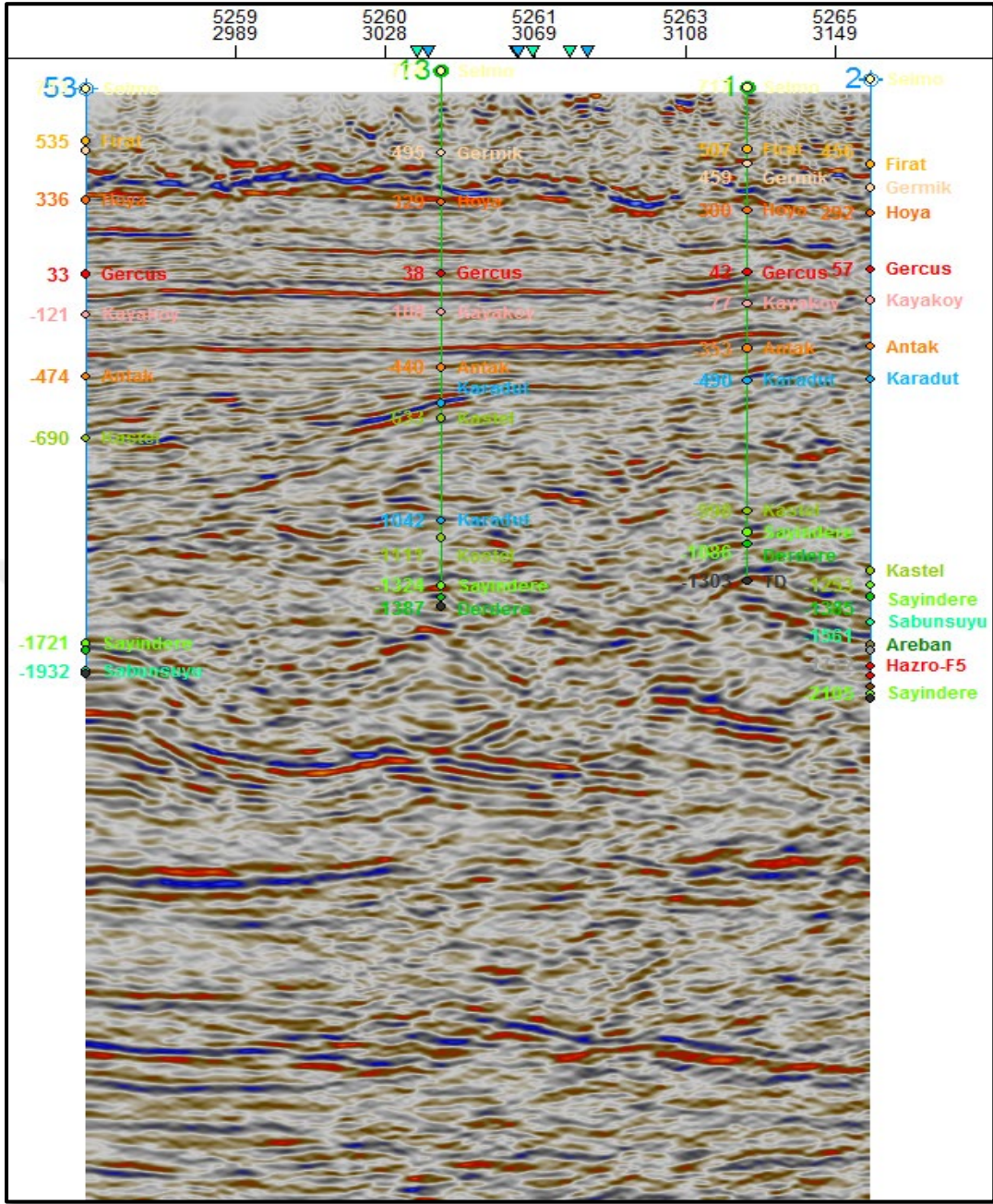
Kuzey-Güney doğrultusu majör strese dik yön olmakta Kretase dönemi birimleri ters fay/bindirmelerle kuzeye doğru yükselmektedir. Fay yorumları ve zaman yorumları neticesinde Kretase yaşlı birimlerin ters fay ve bindirmeler şeklinde kuzeyden güneye doğru ilerlediği anlaşılmakta ve bu birimlerin yer yer düşey yönde tekrarlandığı yorumlanmıştır.

Dokanaklar sismikle örtüştürüldüğünde Germik, Hoya, Gercüş, Kayaköy, Antak, Karadut, Kastel, Sayındere ve Derdere formasyonlarının dokanaklarının sismik refleksiyon karakterleri elde edilmiştir (Şekil 5.12).





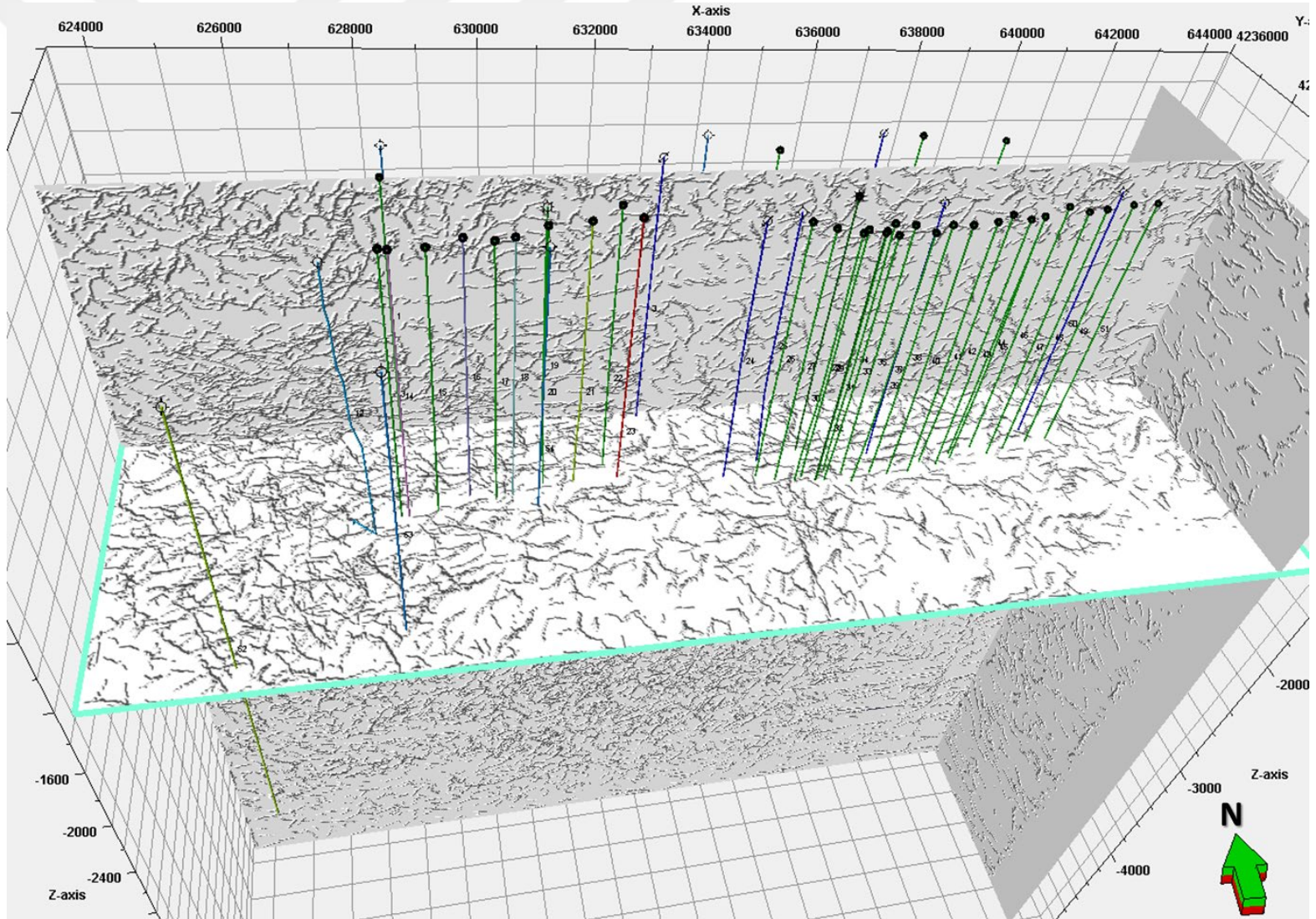
**Şekil 5.11.** Kuyu-53, Kuyu-13, Kuyu-1 ve Kuyu-2' nin tanımlanmış formasyon dokanaklarına göre korelasyon kesiti. Derinlik verileri deniz seviyesi düzleminde (SSTVD=0 m) asılmıştır.



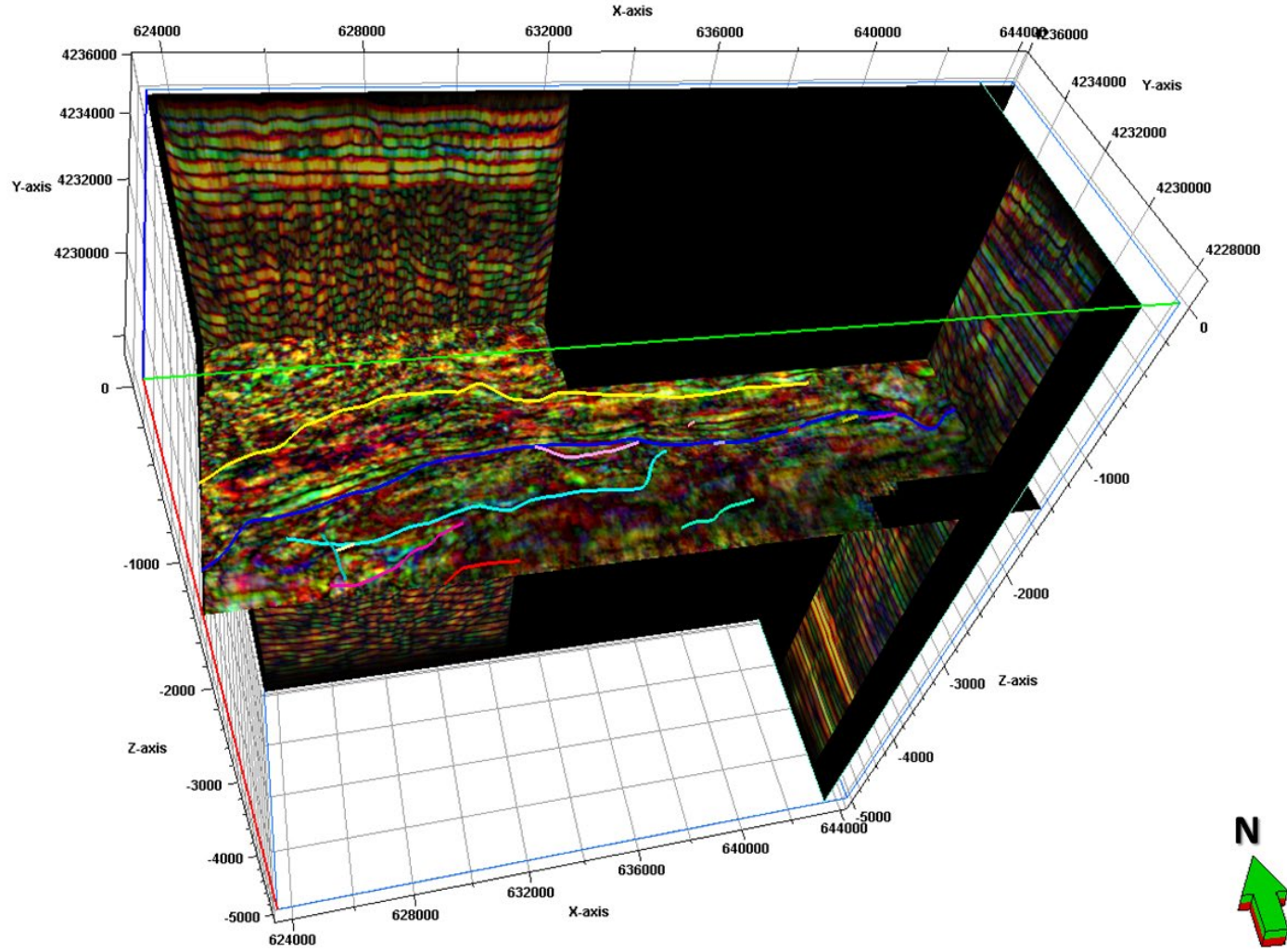
Şekil 5.12. Kuyu-53, Kuyu-13, Kuyu-1 ve Kuyu-2' nin tanımlanmış formasyon dokanaklarına göre konumlanmış kesiti. Sismik datum SRD=700 m.

### 5.4.1. Fay Yorumu

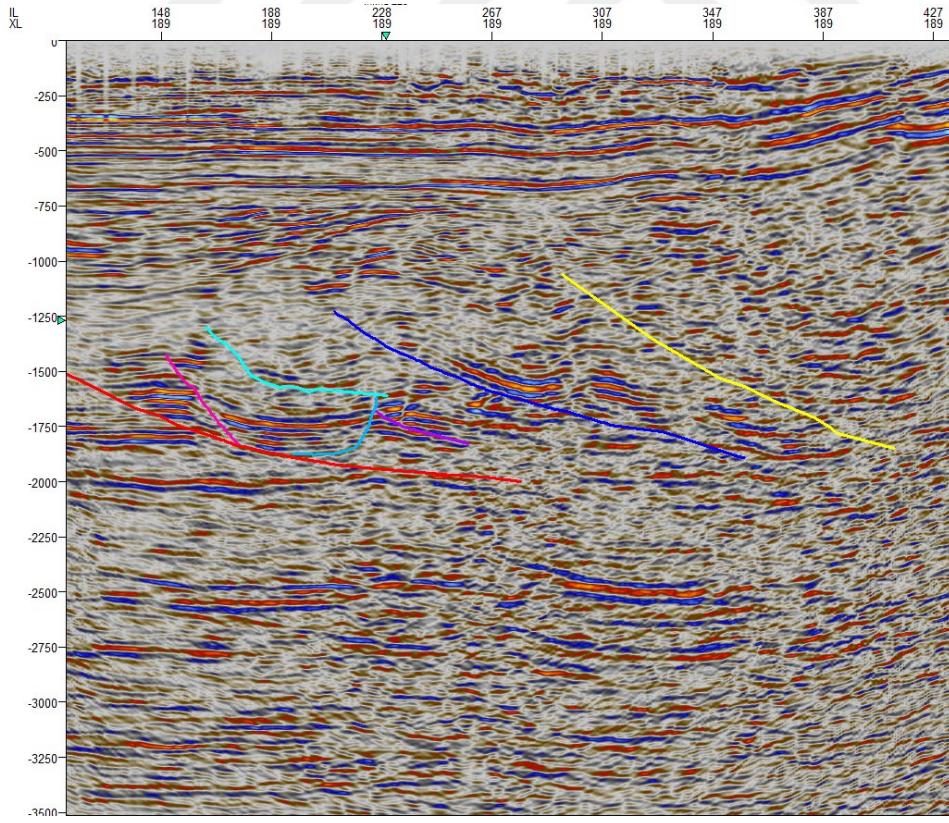
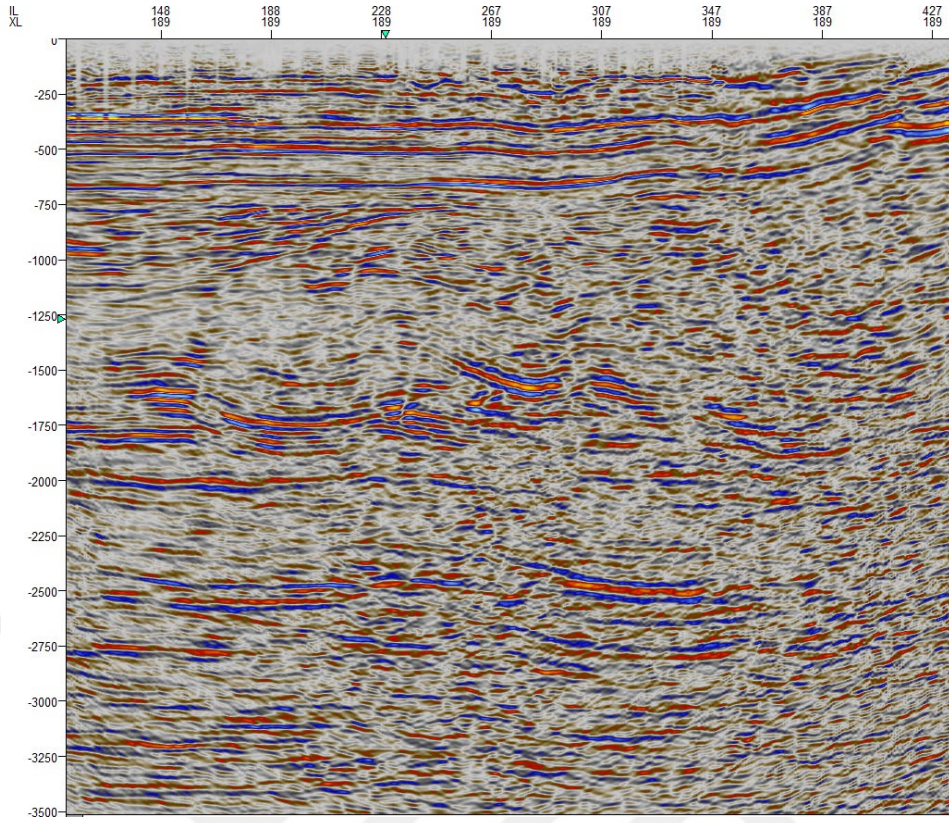
Fay yorumunda, fayların daha iyi belirginleştirilmesi amacıyla sismik veriye üç aşamalı filtre uygulanmıştır. Filtre tasarımı, öncelikle yanal süreklilikler ve sonlanan yansımalar korunarak x, y düzleminde baskın, z düzleminde ise x, y düzleminin etkisinin yarısı olacak şekilde yapılmıştır. Elde edilen veriye daha sonra süreksizlikler baskın hale getirilip, yatay devamlı yansımaları kaldıran kaos filtreleri uygulanmıştır. Böylece, düşey bileşende süreklilik sağlayan olayların belirgin hale gelmesi sağlanmıştır. Bu veri üzerinde ise yazılımda mevcut olan ant-tracking takibi uygulaması yapılmış (Şekil 5.13) ve otomatik fay çıkarımı gerçekleştirilmesi ile faylar belirlenmiştir. Ancak veri kalitesi ve tektonik karmaşıklığın çok yoğun olması nedeniyle bu sonuçlar değerlendirmeye katılacak kalitede olmadığından görsel olarak ve x, y, z düzleminde ve zaman dilimleri düzlemlerinde elle pikleme yapılarak fay yorumu ve korelasyonu gerçekleştirilmiştir. Elle seçilen faylarda genelleştirilmiş spektral dekompozisyon haritalarında fay geometrilerinde düzeltmeler yapılmıştır (Şekil 5.14). Burada dekompozisyon küpleri 10 Hz' den başlayarak 30 Hz'e kadar 5'er Hz aralıklarla taranmıştır. 10-15-20 Hz için karma renklendirme yapılarak fay geometrilerini görebilecek en iyi sonuç elde edilmiştir. 25-30 Hz'de süreksizlikler belirgin olmadığı için kullanılmamıştır. Şekil 5.14' de faylar, yorumsuz ve yorumlanmış olarak crossline XL=189 kesiti görülmektedir. Fay yorumu neticesinde ağırlıklı olarak doğu-batı uzanımlı faylar elde edilmiştir (Şekil 5.15 ve Şekil 5.16).



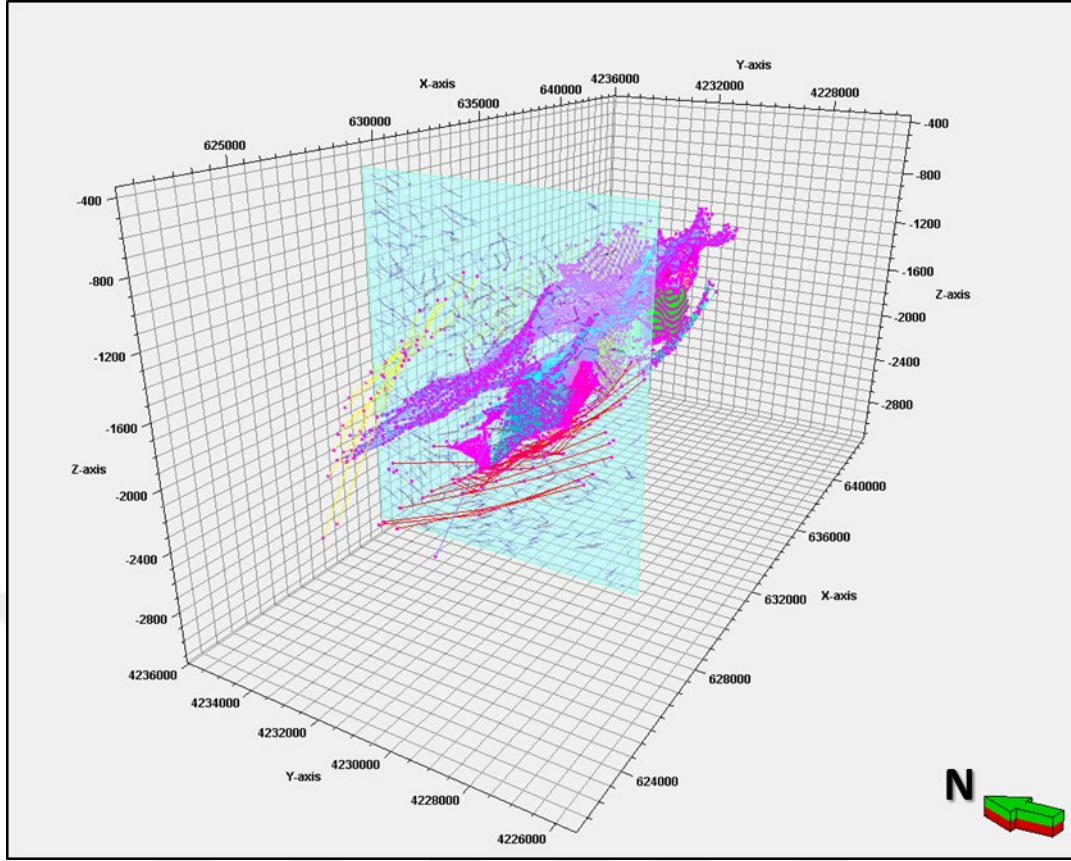
Şekil 5.13. Ant-tracking uygulaması 3B görünüm.



Şekil 5.14. Genelleştirilmiş spektral dekompozisyon uygulaması (1436 ms).



Şekil 5.15. Yorumlanmamış (üstte) ve yorumlanan ters faylar (altta, renkli) sismik kesit (XL=189).



Şekil 5.16. Fay yorumu neticesinde elde edilen Doğu-Batı uzanımlı fayların yoğunluğu.

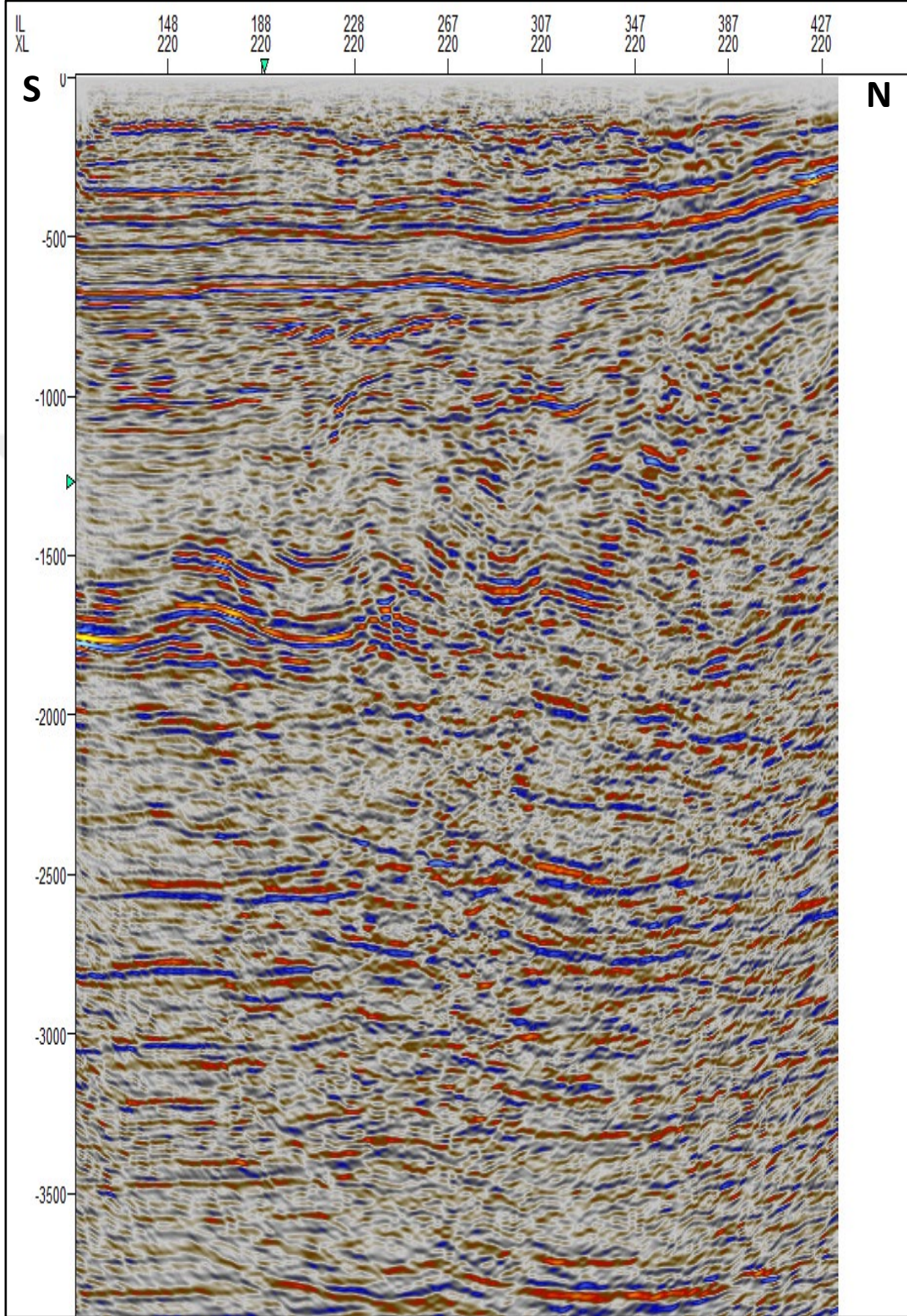
#### 5.4.2. Seviye (horizon) yorumu

Fay yorumu ile ters faylarla gelişmiş yapının tektonik unsurları belirlendikten sonra, formasyon geçiş dokanakları, fayların atımları gözönüne alınarak yorumlanmış ve neticesinde hedef formasyon olan Derdere Formasyonu' nun 3B sismik zaman yorumu yapılmıştır. Aynı şekilde Derdere'den Sabunsuyu'na giriş seviye yorumu da gerçekleştirilmiştir (Şekil 5.17).

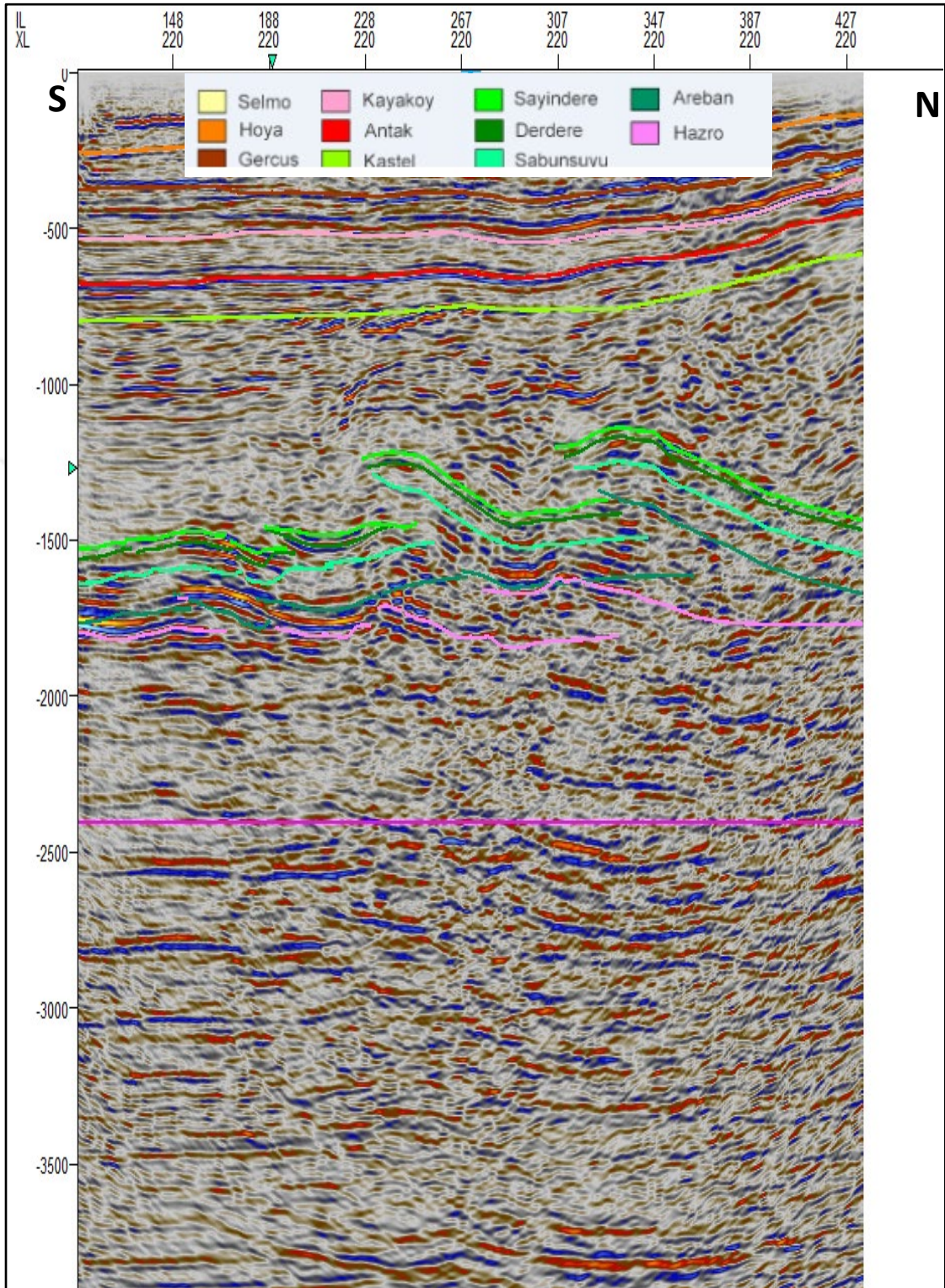
Sayındere Formasyonu'ndan Derdere Formasyonu'na geçişin sismik refleksiyon karakteri sıfır fazlı polaritede genliklerin maksimum olduğu (peak) zirve noktasında temsil edilmiştir. Sismik kalite K-G yönde göreceli olarak orta-düşük kalitede, ancak D-B yönünde orta-iyi şekildedir. D-B yönünde seviyelerin süreksizliği belirsiz olup fay yorumu yapılmadan doğru yorum yapılması

olanaksız olduğundan faylar D-B seviye yorumlarında doğrudan sınır etmeni olarak kullanılmıştır. Böylece refleksiyonların daha devamlı ve nispeten kaliteli olduğu atış doğru geometrisi (inline) boyunca seviyeler elde edilmiştir (Şekil 5.18).

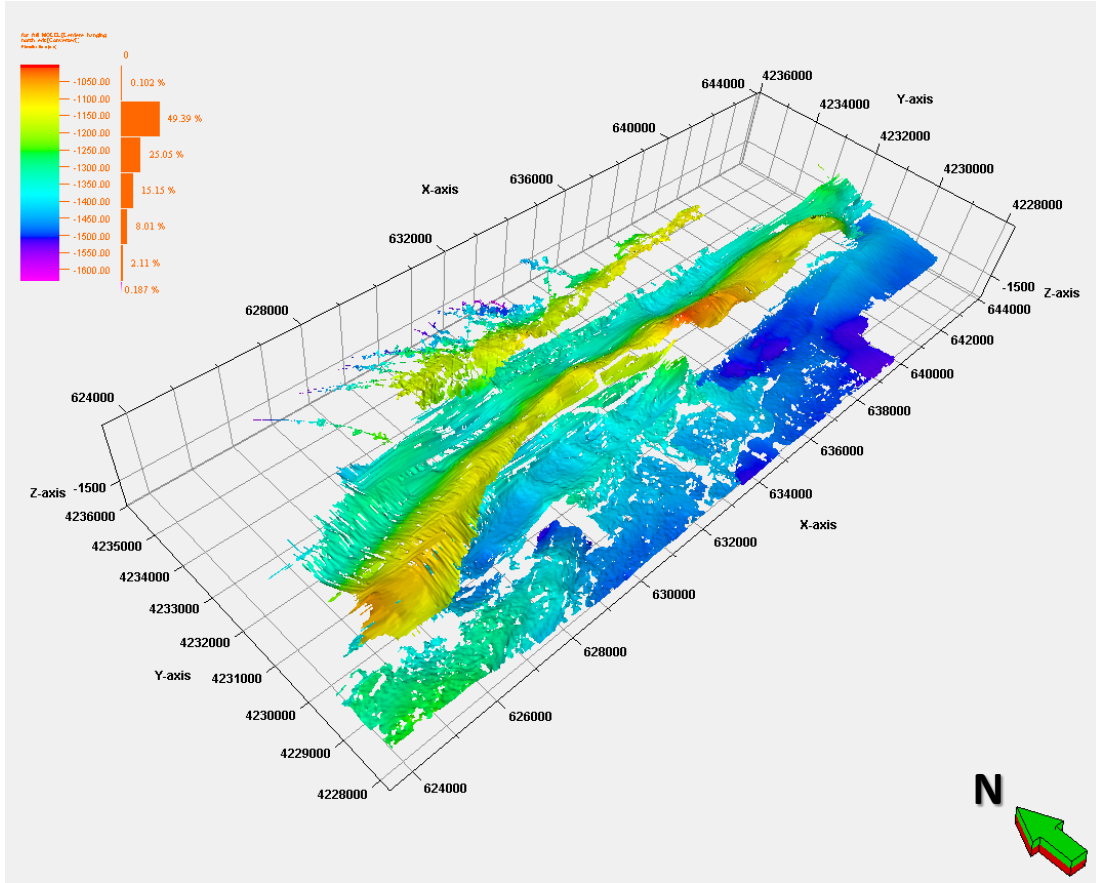




Şekil 5.17.a. Yorumsuz sismik kesit (XL=220).



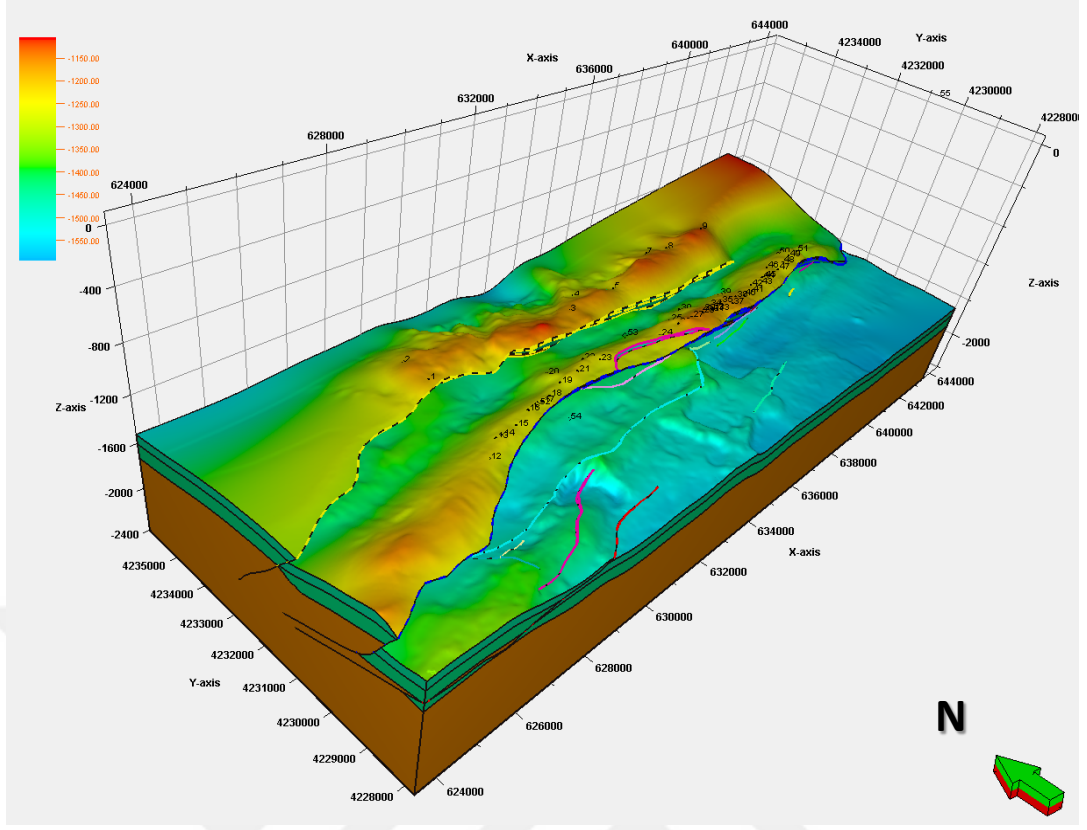
Şekil 5.17.b. Seviye yorumlu sismik kesit (XL=220).



Şekil 5.18. 3B seviye yorumu neticesinde elde edilen Derdere Formasyonu Girişi zaman pikleri.

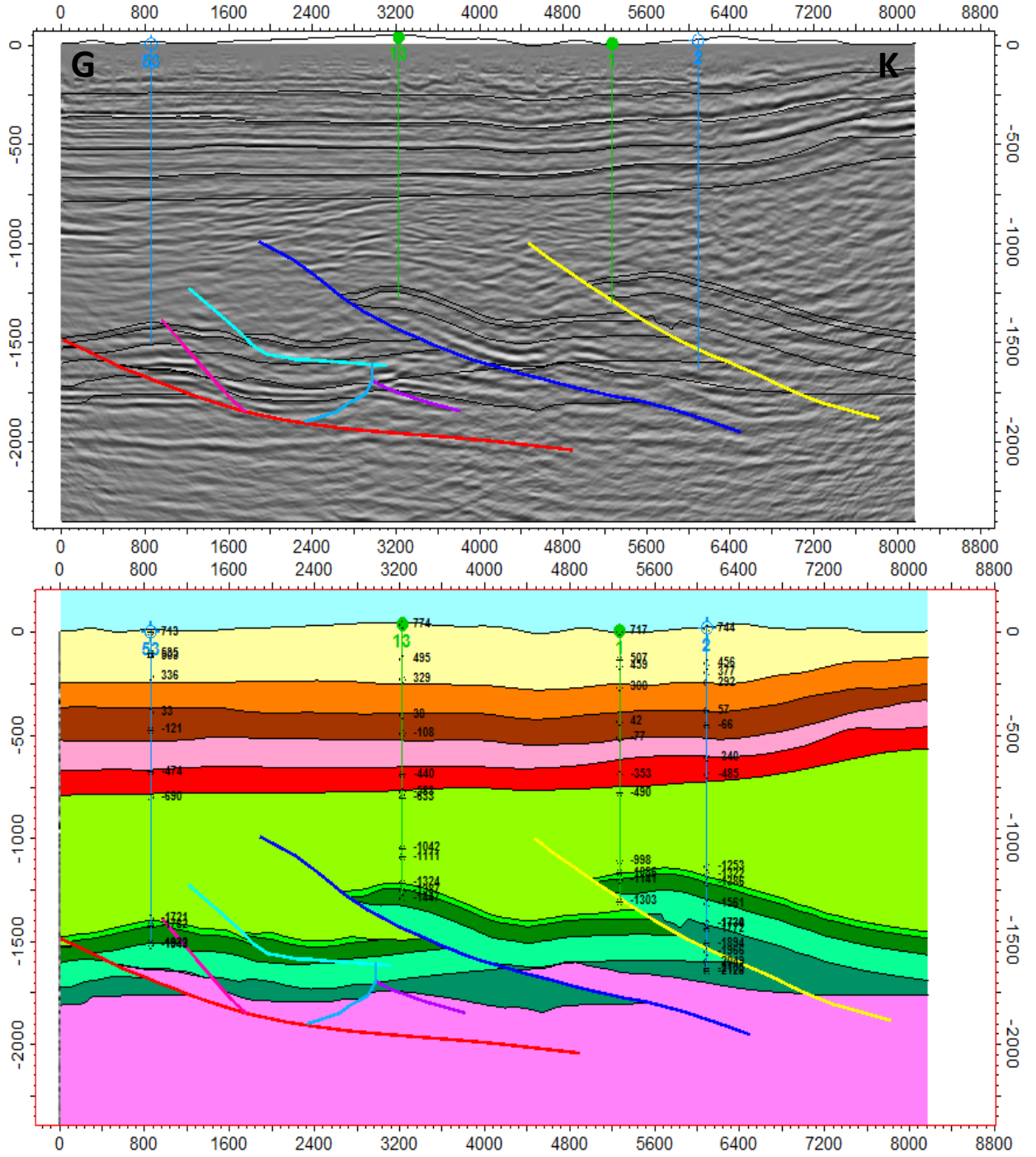
### 5.5. Derdere Formasyonu 3B zaman modellemesi

Modelleme çalışması için temel rezervuar hedefi olan Derdere Formasyonu' nun ilk 50 m'sinin doğruya yakın çözünürlükte ayırtlanması baz alınarak parametreler belirlenmiştir. Burada yapısal grid algoritmalarının çalışmamasındaki en büyük sorun iki veya üç bindirme fayıyla hedef seviyenin tekrarlanmasıdır. Bu tekrarlanmalar ile tek bir seviyede model oluşturunca, fay atımları ve formasyon konumları doğru hesaplanmadığından faylarla ayrılan blokların hesaplamaları ayrı ayrı yapıp birleştirilerek bindirme ve atımların hesaplama içerisine katılması sağlanmıştır.

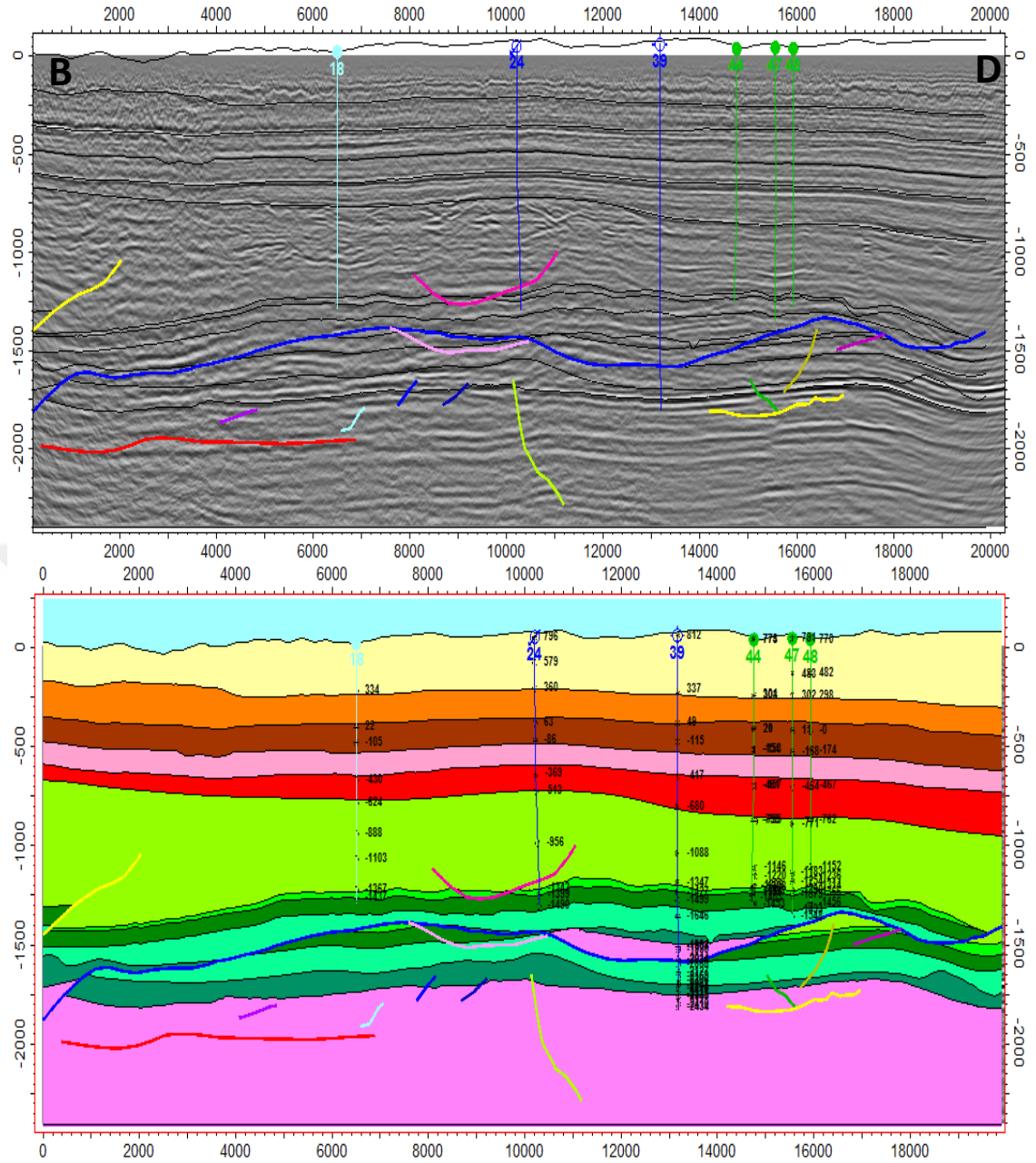


Şekil 5.19. 3B Fay korelasyonu, fay modellemesi ve seviye (horizon) yorumu neticesinde elde edilen Derdere Formasyonu yapısal modeli.

Metod olarak, hacime dayanan modelleme metodu uygulanmış ve stratigrafik fonksiyonun hesaplanmasında kuyuların bulunduğu noktalarda düzeltmeler ve keşistirmeler yapılabilmektedir (Şekil 5.18). 2B sismiklerden yapılan yorumlamalar ile 3B sismiklerde doğrultu boyunca ve doğrultuya dik olan seviye değerleri arasında uyumsuzluklar bulunmaktadır. Bu uyumsuzluklar çoğu zaman 3B sismik veri baz alınarak hesaba katılmıştır. Elde edilen model sonuçları doğruya en yakın olana dek model algoritması, aykırı değerler daha fazla ayıklanması şeklinde tekrarlanmış ve Şekil 5.19' daki zaman ortamı için 3B model elde edilmiştir. Burada, K-B ve K-D köşelerinde değişimin çok yumuşak olmasının nedeni, modele girdi olarak 3B yeterli verinin bulunmamasından kaynaklanmaktadır. Bu alanlarda model 2B sismikten elde edilen değerlerle tamamlanmıştır. Elde edilen model x, y mesafesi 50x50 m, 4 ms aralığında, 0-2400 ms ile 20000x8250 m sınırlarında gerçekleştirildi. Oluşturulan modelin XL ve IL doğrultuda kesitleri Şekil 5.21 ve Şekil 5.22' de görülmektedir.



Şekil 5.20. 3B zaman ortamında tamamlanmış olan model (XL: 189): Sismik kesit üzerine eklenmiş yorumlar (üstte) ve model ile birlikte dokanaklar (altta).



Şekil 5.21. 3B zaman ortamında tamamlanmış olan model (IL: 251): Sismik kesit üzerine eklenmiş yorumlar (üstte) ve model ile birlikte dokanaklar (altta)

### 5.6. 3B hız modellemesi

Hız modellemesi çalışması gerçekleştirilirken, tek tabaka modeli metodu kullanılmıştır (Şekil 5.22).

$$V = V_0 + K \cdot Z \quad (5.1)$$

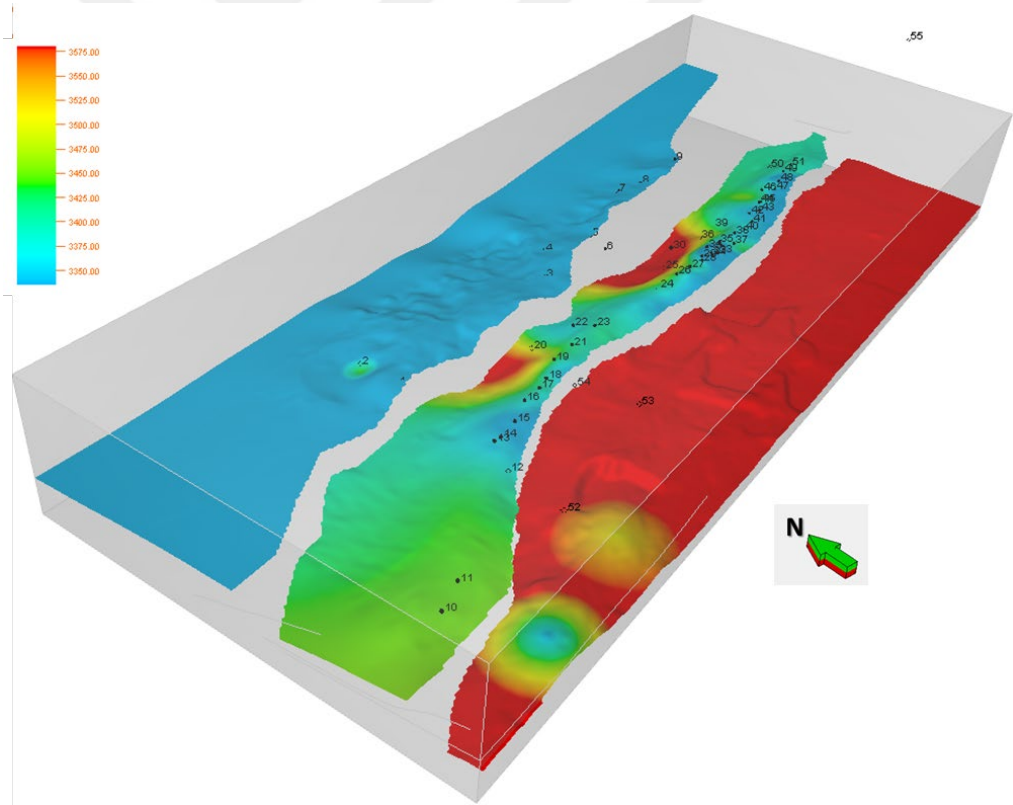
V: hız

$V_0$ : ilk hız

K : katsayı, Z: derinlik

$V_0$  başlangıç hızı derinlikle ilerledikçe belli oranda K katsayısına göre artmaktadır. Her bir x, y noktası için K katsayıları hesaplanmıştır.

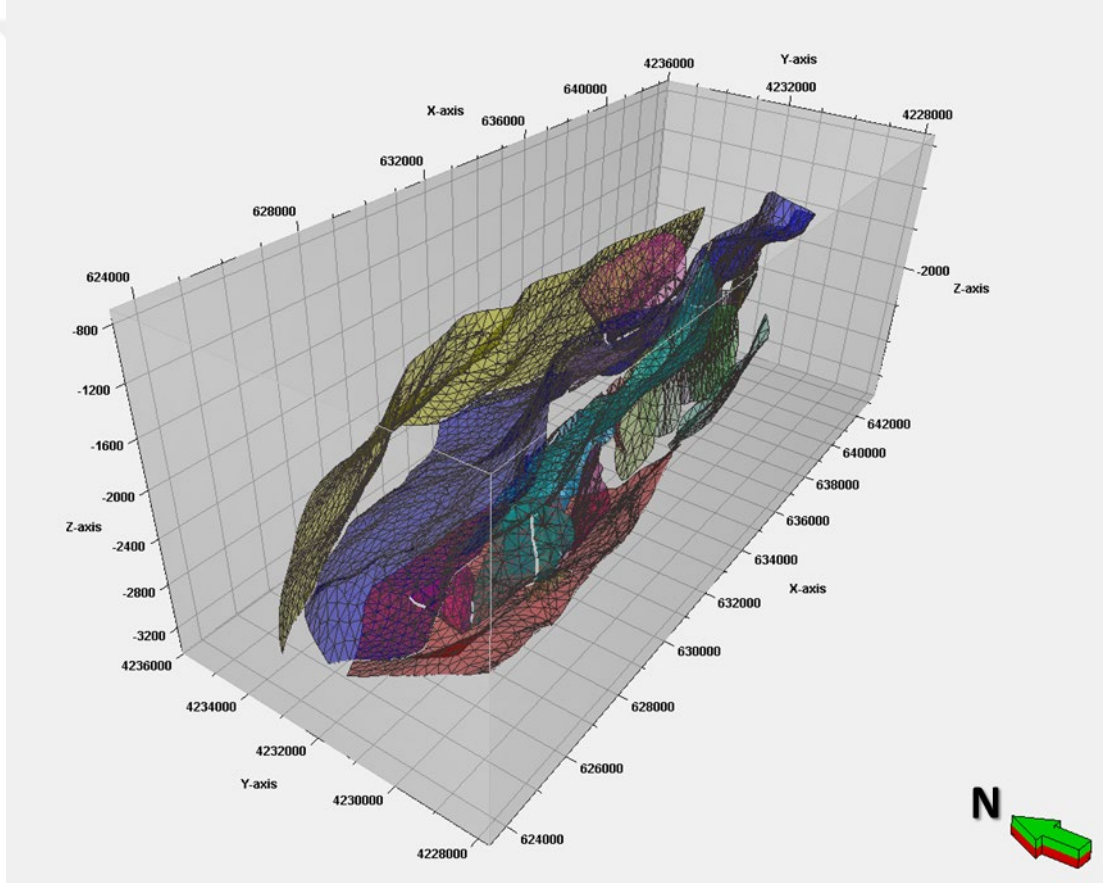
D-B uzanımlı 2 ters fay ile yapının geometrisinden dolayı üst üste binen Derdere Formasyonu' nda bindirmelerdeki hız değişimini elde edebilmek için yapı üç parçaya bölünerek model yapıp birleştirilmiş böylece, ters fay ile tekrar eden formasyon içindeki hızlar da hesaplamalara katılmıştır.



Şekil 5.22. Derinlik dönüşümünde kullanılan 3B hız modeli.

### 5.7. 3B fay modellemesi

Fay modellemesi yorum aşamasında atış hattına paralel şekilde, belirli aralıklarla elle pikleme yapıldıktan sonra tamamlanmıştır. Elle yapılan piklemelerde doğrudan fay düzlemlerinin oluşturulması sonucu uç noktalar ortaya çıkmıştır. Bu uç noktalardan yeniden örnekleme yapılarak faylardan temizlenmiş ve atımları hesaplanmıştır. Daha sonra birbirini kesen faylarda düzlemsel temizlik yapıp fay ilişkileri oturtularak ana faylar (major) ve tali (minor) faylar belirlenmiştir (Şekil 5.23).

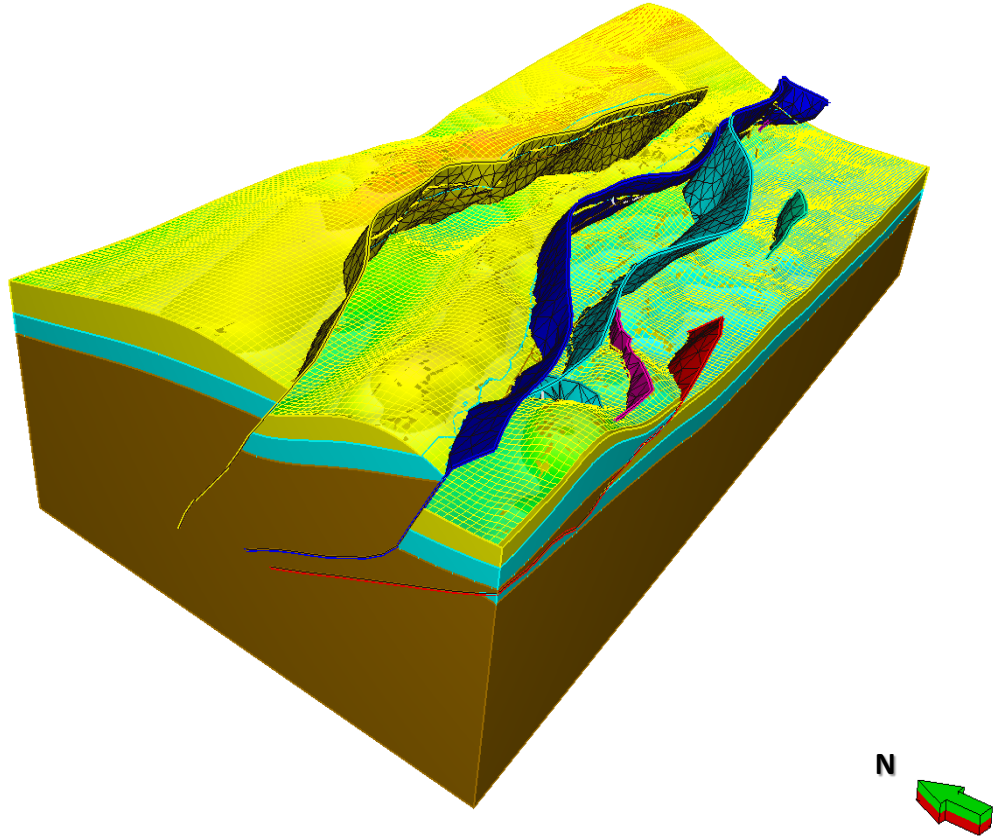


Şekil 5.23. 3B fay korelasyonu ve modellemesi (üçgen örüntü görünümü).

Fay modellemesi çalışması sonucunda Kretase yaşlı 2 ana fay ile bunların sentetikleriyle birlikte toplam 30 tane fay modele dahil edilmiştir.

## 5.8. Derdere Formasyonu 3B derinlik modellemesi

Derinlik düzleminde kuyu dokanaklarında az miktarda oynamalar düzeltilerek yapısal model oturtulmuştur. Bunun için hesaplamalarda 3B olarak oluşturulmuş hız modelleri değerleri kullanılmıştır. Modelde 3 adet yapısal seviye kullanılmıştır. Bunlar; Derdere Formasyonu Girişi, Sabunsuyu Formasyonu Girişi ve Sabunsuyu Formasyonu tabanıdır (Şekil 5.24).



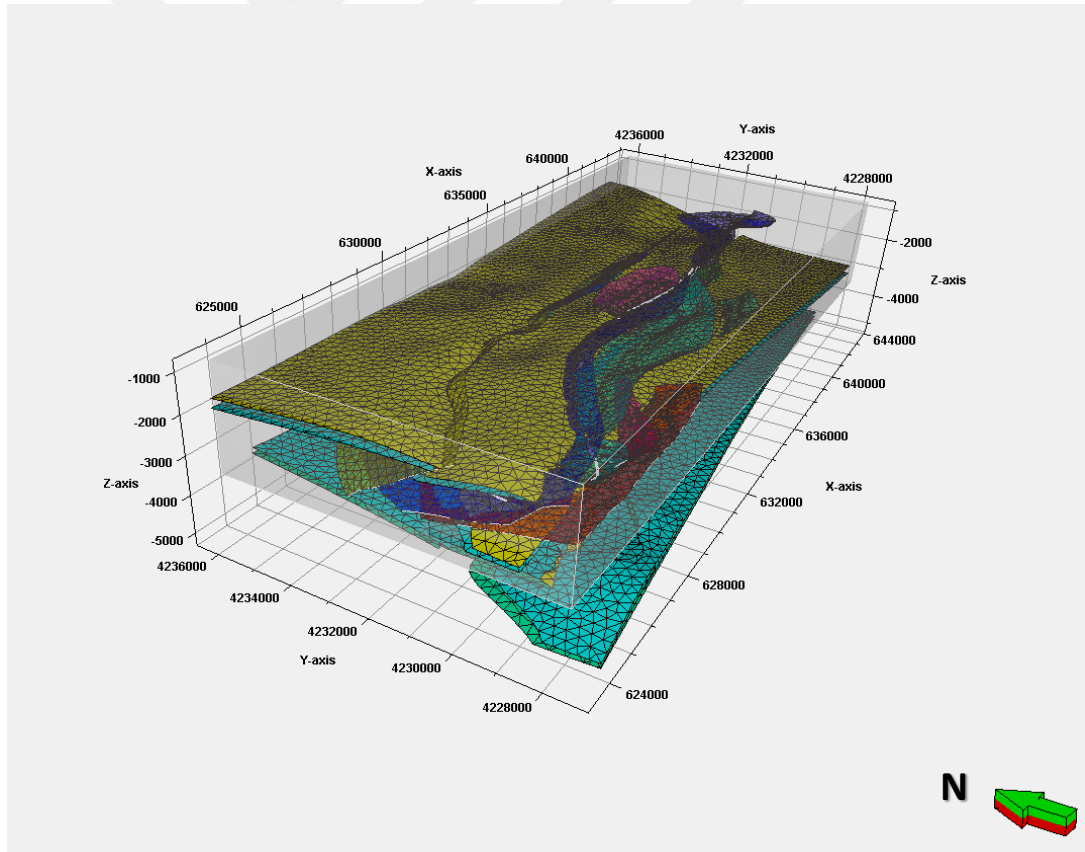
Şekil 5.24. 3B derinlik düzleminde tamamlanmış olan Derdere Formasyonu Girişi, Sabunsuyu Formasyonu Girişi ve Sabunsuyu Formasyonu Tabanı ile sonlanan yapısal grid.

Derdere Formasyonu ile Sabunsuyu Formasyonu böylece boydan boya bütün çalışma sahası için modellenmiştir. Model hücreleri, faylarla sonlandırılmış,

fauların eğimlerini, atım ve sınırlarını hesaba katacak şekilde oluşturulmuştur. Model hücreleri, yapının formuna ve geometrisine uyumlu şekilde yaklaşık olarak ortalama 5-10 m düşeyde ve 50x50 m yatayda olacak şekilde ölçeklenmiştir.

### 5.9. Derdere Formasyonu 3B hacim modellemesi

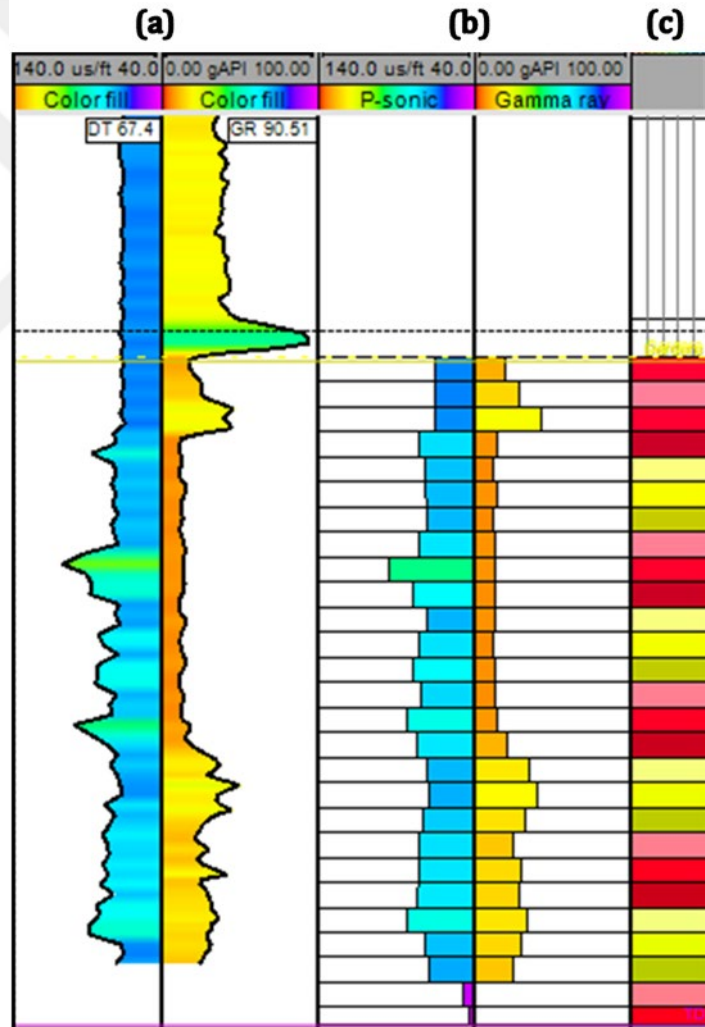
Model sınırları belirlendikten sonra, çökelim alanı (depospace) hesaplamaları yapıp özellikle fauların kalite kontrolü sağlanmıştır. Böylece modelde tabaka kalınlıkları ve fay atımları ilişkileri gözlenmiştir. Kalite kontrol analizi neticesinde piklemeleri yetersiz faular, tekrarlanan fay değerleri, birbirine çok yakın faular ve aralarındaki ilişkiler, süreksiz fay kesişimleri, ilerlemiş fay eksenleri düzeltilmiştir (Şekil 5.25).



Şekil 5.25. 3B çökelim alanı görünümü (üçgen örüntüsü).

### 5.10. Derdere Formasyonu 3B porozite modellemesi

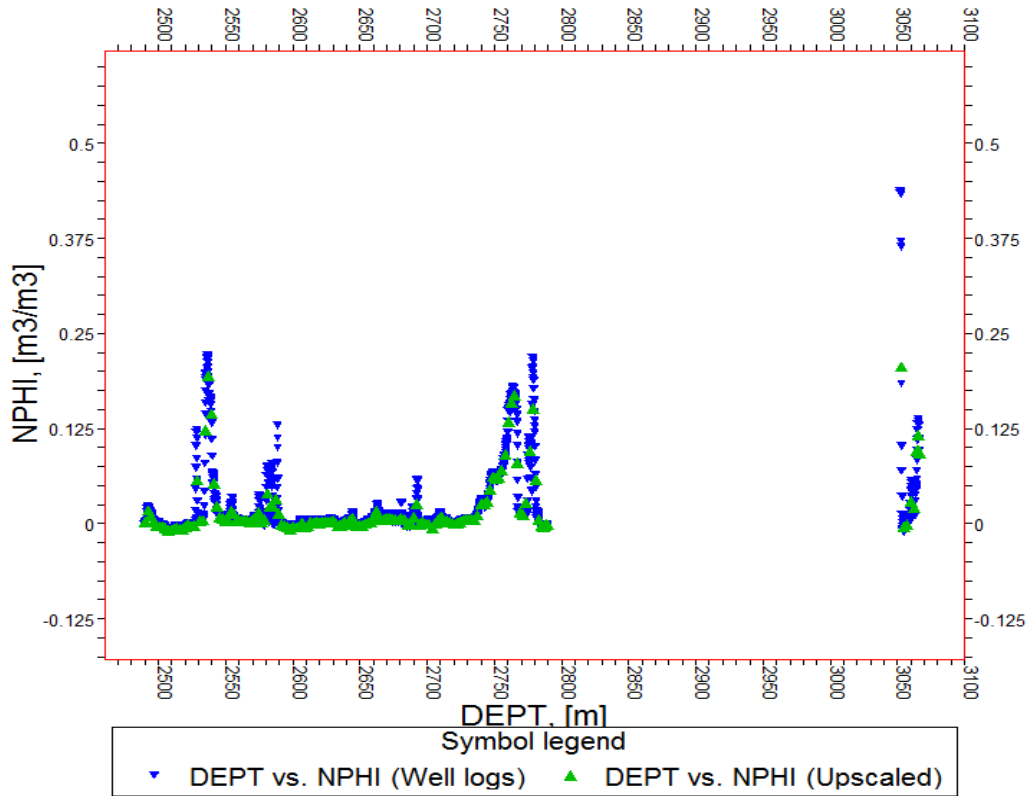
Yapısal çatı ve 3B yapısal model oluşturulmasından sonra model üzerinde noktasal verilerden alansal ve hacimsel dağılımları elde etmek mümkün olmuştur. Bunun için öncelikle kuyu loglarının yapısal model içine oturtulması sağlanmıştır. Kuyudan elde edilmiş logların çözünürlüğü ile modelin çözünürlüğü farklı olduğundan, bu uygulama yapılırken model sınırları içerisinde bulunan değerler aritmetik ortalama değerleri hesap edilip ham değerlerle kıyaslanarak model içine kuyu verileri boyunca 2B olarak dağıtılmıştır (Şekil 5.26).



Şekil 5.26. (a) Sonik (DT), Gamma-ray (GR) logları ham hali, (b) model içine oturtulmuş (ölçeklenmiş) DT(U) ve GR(U) değerleri (c) model içinde oluşturulmuş olan ince katmanlar.

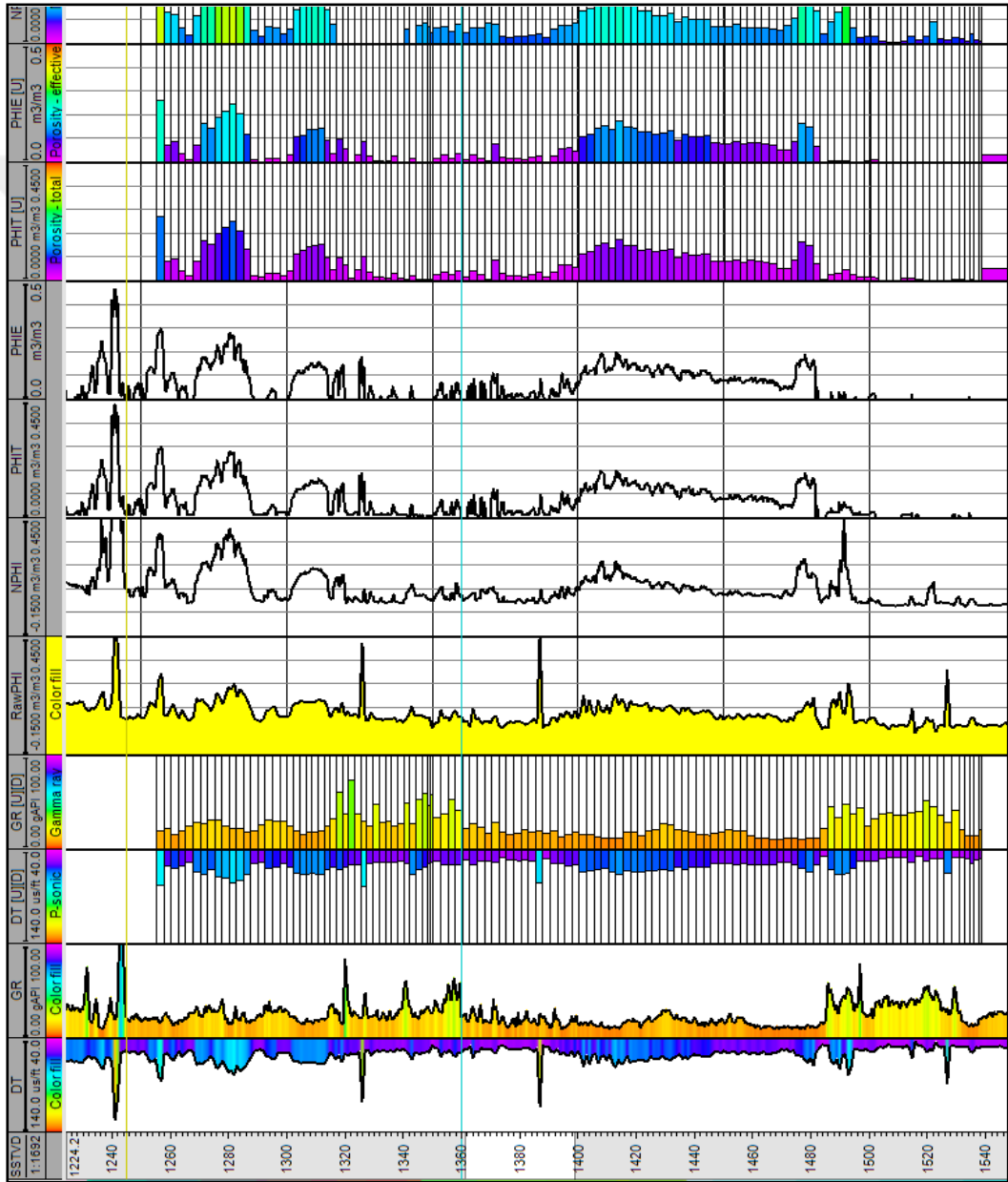
Sonik loglardan porozite hesaplaması tüm kuyular için oluşturularak elde edilmiştir. Burada, kuyudan poroziteyi ölçen bir başka yöntem olan nötron-porozite logundan (NPHI) elde edilmiş poroziteyle kıyaslama yaparak değerlerin kalite açısından doğruluğunu yorumlamak amaçlanmıştır.

Akışkan için sonik değerlerini oluşturan  $DT_{fl}$  değerleri çamur suyu tuzluluğuna bağlı olarak farklılık göstermektedir ve 183-189  $\mu\text{s}/\text{foot}$  arasında alınmıştır.  $DT_{matriks}$  değerleri ise gözenek hacmi bulunmayan litolojideki sonik değerleri temsil etmekte ve 50-55  $\mu\text{s}/\text{foot}$  arasında kabul edilmiştir. Elde edilen sonik porozite değerleri ile loglardan kayıt alınmış nötron porozite ( $\phi_{n\dot{t}ron}$ ) değerleri kıyaslanmıştır. Şekil 5.27' de bu kıyaslamamın fonksiyonu elde edilmiş ve değerlerin, dağılım açısından oldukça uyumlu olduğu gözlenmiştir.



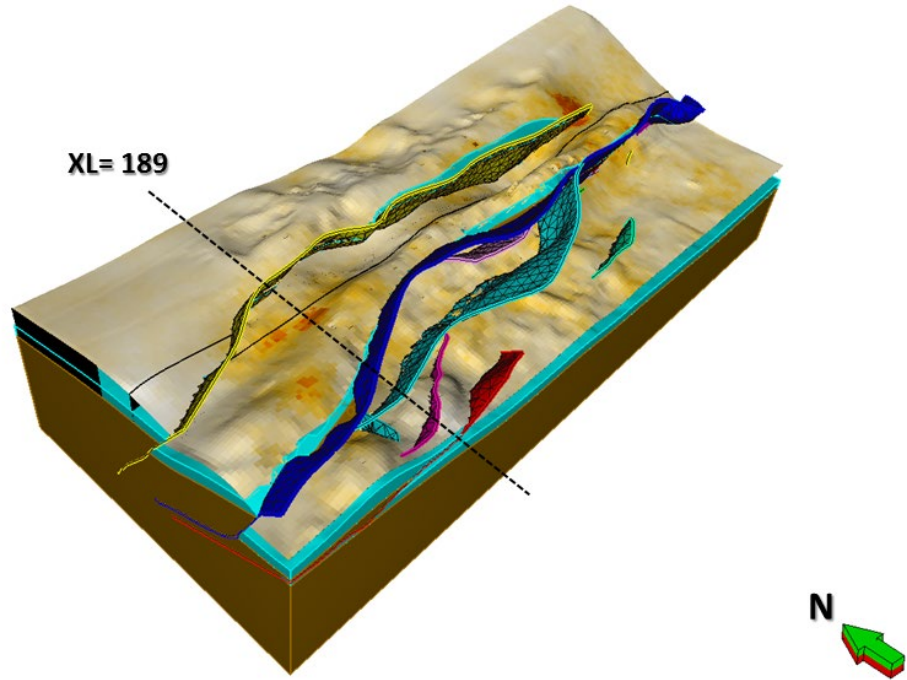
Şekil 5.27. Sonik porozite, nötron-porozite (NPHI) korelasyonu, model porozite dağılımı.

Derdere Formasyonu' nun yaklaşık 1250 m den itibaren ilk 60 m lik kısmı porozitesi yüksek, iyi rezervuar özelliğine sahiptir. Aynı şekilde Sabunsuyu Formasyonu için ise ortalarında, 1400-1450 m lerde porozite %13 lere kadar çıkmaktadır (Şekil 5.28). Poroziteler çalışma alanı boyunca dağıtılarak hacimsel porozite modeli elde edilmiştir (Şekil 5.29).

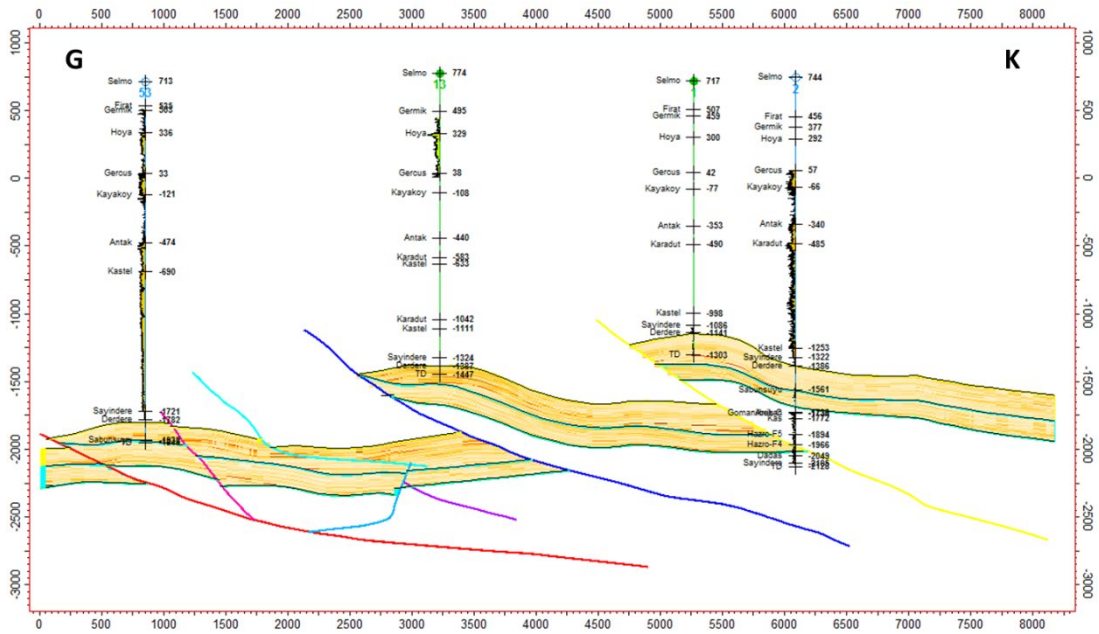


Şekil 5.28. Kuyu-31' deki örneklendirilmiş porozite dağılımı. Soldan sağa: DT, GR, DT(U), GR(U), RawNPHI, NPHI, PHIT, PHIE, PHIT(U), PHIE(U), NPHI(U)(D).

G



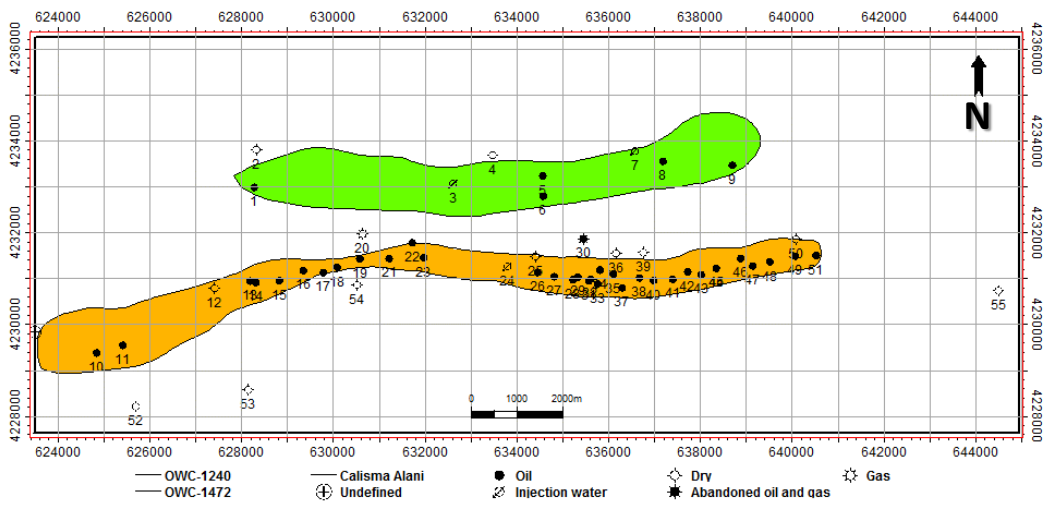
Şekil 5.29.a. 3B hacimsel sonik porozite modeli



Şekil 5.29.b. 3B hacimsel sonik porozite modeli XL 189.

### 5.11. Rezervuar hacim hesaplamaları

Bindirmenin yer aldığı her iki blok için petrol/su dokanağı farklı olarak alınmıştır. Kuzeydeki blok için petrol su dokanağı -1240 m iken ortada yer alan ve kuyuların ağırlıklı olarak sayılarının da çok bulunduğu blokta petrol/su dokanağı -1472 m sabit olarak kullanılmıştır. Şekil 5.30' da petrol/su dokanakları dikkate alınarak petrol üretmesi muhtemel olarak hesaplanmış iki yapının alanı görülmektedir.



Şekil 5.30. Rezervuar özelliklerine sahip üretilebilir petrol içeren alanlar. Yeşil alan üst blok, sarı alan ise orta bindirmenin yer aldığı blok olarak temsil edilmektedir.

Hacim hesaplamalarında aşağıdaki temel formüller kullanılmıştır;

$$V_N = V_B * N/G \quad (5.2)$$

$$V_\phi = V_B * N/G * \phi \quad (5.3)$$

$$HCPV_o = V_B * N/G * \phi * S_o \quad (5.4)$$

$$HCPV_g = V_B * N/G * \phi * S_g \quad (5.5)$$

$$STOOIP = \frac{HCPV_o}{B_o} + \left( \frac{HCPV_g}{B_g} \right) * R_v \quad (5.6)$$

$$GIIP = \frac{HCPV_g}{B_g} + \left( \frac{HCPV_o}{B_o} \right) * R_s \quad (5.7)$$

$$RecO = STOOIP * RF_o \quad (5.8)$$

$$RecG = GIIP * RF_g \quad (5.9)$$

**V<sub>B</sub>**: Kayaç kütle hacmi

**V<sub>N</sub>**: Kayaç içinde net/gross oranında bulunan hacim olarak net hacim

**V<sub>φ</sub>**: Kayacın içindeki maksimum doldurabilecek hacim olarak gözenek hacmi

**HCPV<sub>o</sub>**: Bu gözenekelerin içini doldurabilecek hidrokarbon hacmi

**OIP**: Yerinde petrol

**STOOIP**: Sağılan petrolün yüzeydeki hacmi

**GIIP**: Sağılan ve gazın stok tankındaki hacmi

**B<sub>o</sub>**: Petrol için formasyon hacim faktörü

**B<sub>g</sub>**: Gaz için formasyon hacim faktörü

**R<sub>s</sub>**: Solüsyon için gaz/petrol oranını

**R<sub>v</sub>**: Buharlaşmış petrol/gaz oranı

**RF<sub>o</sub>**: Petrol kurtarım faktörü

**RF<sub>g</sub>**: Gaz kurtarım faktörü

**RecO**: Üretilbilir petrol

**RecG**: Üretilbilir gaz

Yukarıdaki hacim hesaplamalarının sonucu m<sup>3</sup> olarak elde edilmektedir. Petrol aramacılığı mühendislik uygulamalarında çoğu zaman hacimler varil olarak kullanıldığı için bu sonucu da varile dönüştürmek hacim açısından fikir verebilir. Yaklaşık varil karşılığı;

$$RecO \text{ (varil)} = RecO * 6.28 \quad (5.10)$$

olarak alınabilir.

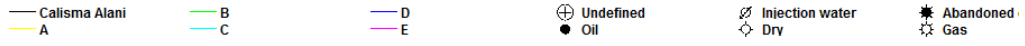
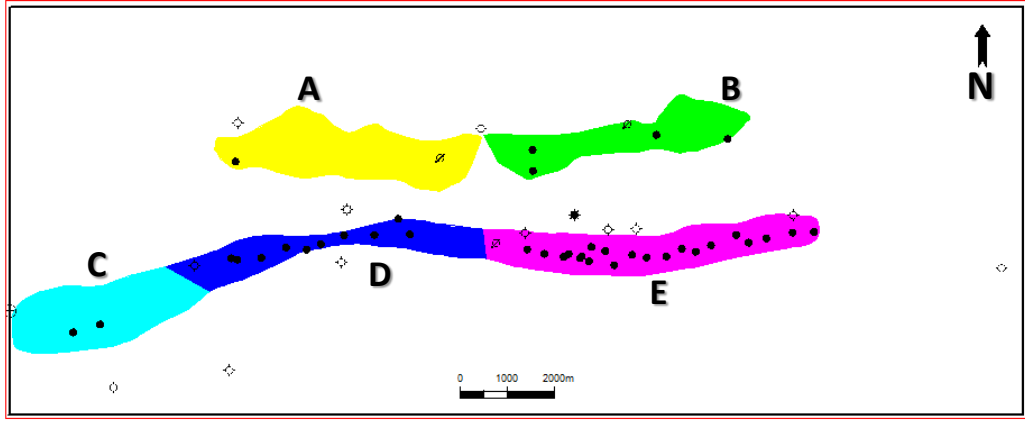
Çalışma kapsamında 2B yapı alanı, petrol/su dokanaklarına göre üst blok için 12.27 km<sup>2</sup>, kuyuların daha yoğun olduğu alt blok için 13.82 km<sup>2</sup> olarak hesaplanmıştır. Rezerv hesapları ise sabit porozite değeri alınarak ve porozite

modellemesi sonuçları göz önüne alınarak iki ayrı hesaplama şeklinde (Çizelge 5.3)'teki gibi yapılmıştır .

Çizelge 5.3. Yapısal gridden Petrol/Su dokanaklarına göre doğrudan hesaplanan rezervuar parametreleri.

<b>Rezervuar Parametreleri</b>	
<b>Kuzey Blok</b>	
Alan (km <sup>2</sup> )	12.27
N/G	0.46
Porozite	0.13
Su Saturasyonu (Sw)	0.8852
Bo	1.04
Rs	0.53
Rfo	0.7
<b>Orta Blok</b>	
Alan (km <sup>2</sup> )	13.82
N/G	0.46
Porozite	0.11
Su Saturasyonu (Sw)	0.4
Bo	1.04
Rs	0.53
Rfo	0.7

Şekil 5.30' daki iki yapının alanları beş ayrı bölgeye (kompartmana) ayrılmıştır. Böylece bölgesel olarak potansiyel alanların hesaplanması ve kıyaslanması amaçlanmıştır. Şekil 5.29' daki gibi yapısal gridde konumları ve performanslarına bakılarak beş ayrı bölge belirlenmiştir (Şekil 5.31). Buna göre elde edilen alanların büyüklüğü A alanında 5.6 km<sup>2</sup>, B alanında 4 km<sup>2</sup>, C alanında 4.7 km<sup>2</sup>, D alanında 3.6 km<sup>2</sup>, E alanında 5.5 km<sup>2</sup> olarak hesaplanmıştır. Toplamda ise bu alanlar 23.4 km<sup>2</sup> yi bulmaktadır. Bu bölgeler için iyi rezervuar potansiyeline sahip Derdere Formasyonu ve Sabunsuyu Formasyonu içindeki katmanlar ayrı ayrı olacak şekilde, bölgelerdeki toplam potansiyel ve tümü için olası hidrokarbon potansiyeli hesaplanmıştır (Çizelge 5.4).

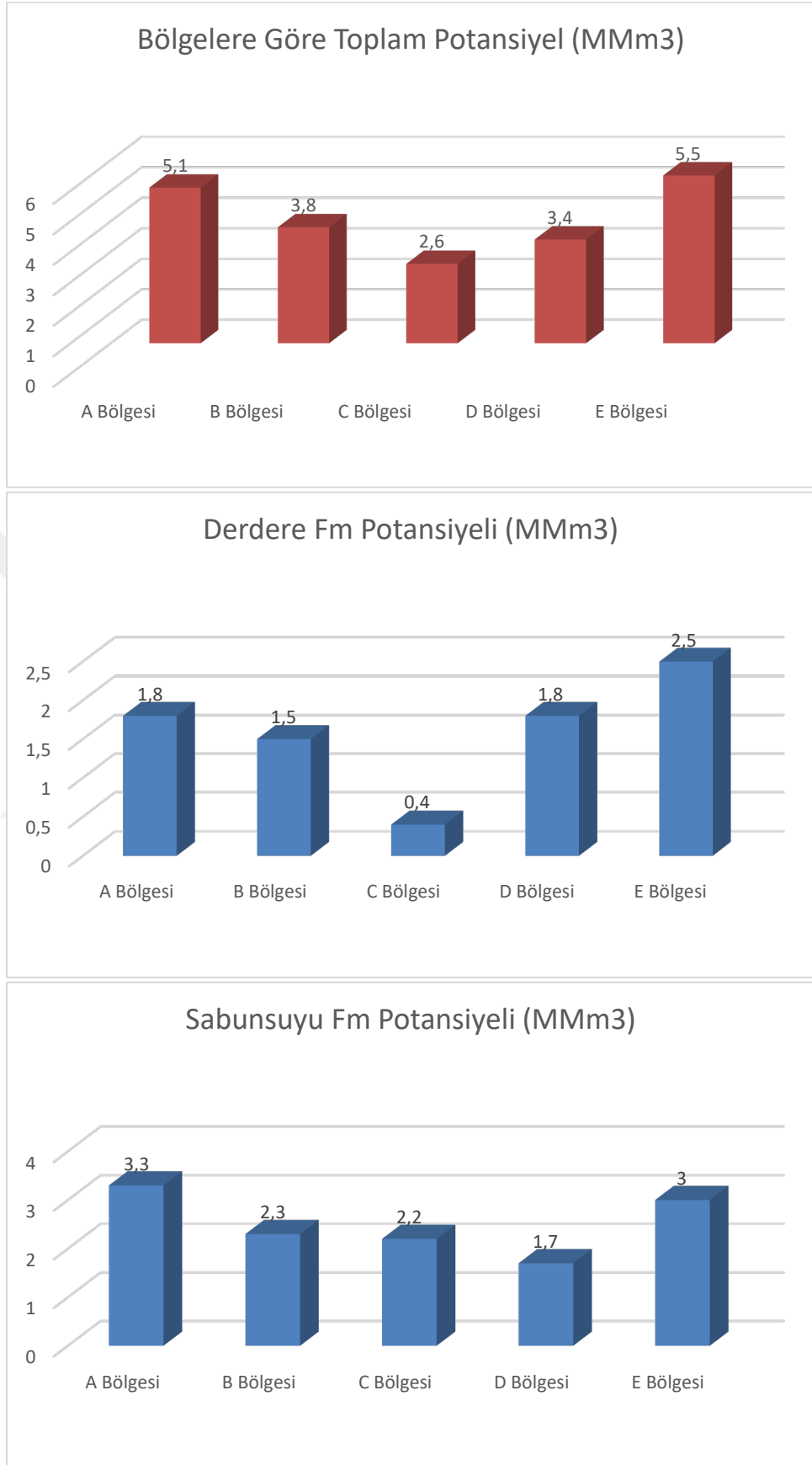


Şekil 5.31. Üretim potansiyeli olan bölgeler.

Petrol/su dokanağı değişken ve kuzey blok için -1240 m, güney blok için -1472 m olarak akışkan modeli oluşturulduğunda elde edilen sonuçların birbirine oldukça yakınlığı gözlenmiştir. Buna göre üretim potansiyeli olan bölgelerin dağılım grafiği de formasyonlara göre ve toplam olarak çıkarılmıştır (Şekil 5.32).

Çizelge 5.4. Formasyon ve bölgelere göre hesaplanmış rezerv değerleri.

Hacim (MM)		V (B) [m3]	V (N) [m3]	V(POR) [rm3]	HCPV pet[rm3]	HCPV gaz[rm3]	STOIIP (pet)[sm3]	STOIIP (gaz)[sm3]	STOIIP[sm3]	GIIP ( gaz)[sm3]	GIIP ( pet)[sm3]	GIIP[sm3]	Rec pet[sm3]	Rec gaz[sm3]
<b>Case-1</b>		3364.4	1547.6	170.2	20.4	0	19.6	0	19.6	0	10.4	10.4	14.7	8.8
<b>Toplam Katman Zonu</b>														
<b>Derdere</b>		1319.7	607	66.8	8	0	7.7	0	7.7	0	4.1	4.1	5.8	3.5
<b>Sabunsuyu</b>		2044.8	940.6	103.5	12.4	0	11.9	0	11.9	0	6.3	6.3	9	5.4
<b>Bölgeler</b>														
<b>A Bölgesi</b>		841.5	387.1	42.6	5.1	0	4.9	0	4.9	0	2.6	2.6	3.7	2.2
<b>B Bölgesi</b>		628.8	289.3	31.8	3.8	0	3.7	0	3.7	0	1.9	1.9	2.8	1.7
<b>C Bölgesi</b>		425.7	195.8	21.5	2.6	0	2.5	0	2.5	0	1.3	1.3	1.9	1.1
<b>D Bölgesi</b>		568	261.3	28.7	3.4	0	3.3	0	3.3	0	1.8	1.8	2.5	1.5
<b>E Bölgesi</b>		900.5	414.2	45.6	5.5	0	5.3	0	5.3	0	2.8	2.8	3.9	2.4
<b>Katman Zonları</b>														
<b>Derdere</b>	<b>A Bölgesi</b>	297	136.6	15	1.8	0	1.7	0	1.7	0	0.9	0.9	1.3	0.8
	<b>B Bölgesi</b>	253.6	116.7	12.8	1.5	0	1.5	0	1.5	0	0.8	0.8	1.1	0.7
	<b>C Bölgesi</b>	65.3	30.1	3.3	0.4	0	0.4	0	0.4	0	0.2	0.2	0.3	0.2
	<b>D Bölgesi</b>	295.8	136.1	15	1.8	0	1.7	0	1.7	0	0.9	0.9	1.3	0.8
	<b>E Bölgesi</b>	407.9	187.6	20.6	2.5	0	2.4	0	2.4	0	1.3	1.3	1.8	1.1
<b>Sabunsuyu</b>	<b>A Bölgesi</b>	544.5	250.5	27.6	3.3	0	3.2	0	3.2	0	1.7	1.7	2.4	1.4
	<b>B Bölgesi</b>	375.2	172.6	19	2.3	0	2.2	0	2.2	0	1.2	1.2	1.6	1
	<b>C Bölgesi</b>	360.3	165.7	18.2	2.2	0	2.1	0	2.1	0	1.1	1.1	1.6	0.9
	<b>D Bölgesi</b>	272.2	125.2	13.8	1.7	0	1.6	0	1.6	0	0.8	0.8	1.2	0.7
	<b>E Bölgesi</b>	492.6	226.6	24.9	3	0	2.9	0	2.9	0	1.5	1.5	2.2	1.3



Şekil 5.32. Üretim potansiyeli olan bölgelerin potansiyellerinin dağılım grafiği

## 6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Tez çalışması kapsamında sahada toplanmış olan jeolojik ve jeofizik veriler değerlendirilmiş, 3B jeolojik modeller oluşturulup hidrokarbon potansiyelinin araştırılması gerçekleştirilmiştir.

Öncelikle, kuyu verilerinden yararlanılarak stratigrafik yorumlamalar gerçekleştirilmiştir. Böylece hedef rezervuar özelliğine sahip olan Derdere Formasyonu ve Sabunsuyu Formasyonu'nun kuyular boyunca başlangıç ve bitiş derinlikleri tespit edilerek saha boyunca noktasal değişimleri gözlenmiştir. Daha sonra muhtelif yıllara ait TPAO tarafından toplanan 3B sismik ile 2013 yılı tekrar veri işlemi gerçekleştirilmiş Shell tarafından elde edilen 3B sismik kullanılarak yapısal yorum yapılmıştır. Horizon (seviye) yorumlamasında Shell-3B (Perenco 2013 proses) sismik verileri baz alınmıştır.

Tektonik değerlendirmede genel jeolojiden, yüzey jeolojisi ve Jeofizik gravite verileri ve Shell-3B verisinden yararlanılmış, horizon yorumunda ise TPAO-3B ve Shell-3B sismik verileri üzerinden birlikte gerçekleştirilmiştir. Bunun sebebi, her iki sismik verinin kendine göre sismik kalitenin yüksek olduğu yerlerin varlığıdır. Bir diğer sebebi de Shell-3B Jeofizik sismik verisinin kapsadığı alanın, çalışma alanı içerisinde daha küçük olmasındandır. Shell-3B verisinin bulunmadığı alanlar TPAO-3B üzerinden değerlendirme yapılarak çalışma alanının tamamı kapsama alınmıştır.

Takip edilen seviyelerin yorumları, üç adet kuyudan (Kuyu-21, Kuyu-23 ve Kuyu-32) elde edilen derinlik-zaman dönüşümü için gerekli kontrol atışları ve sonik log yardımıyla sismik verinin çakıştırılmasıyla elde edilmiştir. Yapılan yorumlama sonucunda sahada irili ufaklı 30 adet fay düzlemi belirlenmiştir. Bunlardan 3 tanesi Doğu-Batı uzanımlı olup kuvvetle muhtemel çalışma alanı dışında da devam eden faylardır. Diğer 27 fay ise bu fayların etkilediği tali yani ikincil faylardır. Sahadaki imbrike yapı, fayların tespit edilmesiyle ortaya çıkarılmıştır. Bu fayların bazen Derdere Formasyonu boyunca, bazen de Sabunsuyu, Sayındere vd formasyonları keserek dizilimin tekrarlanmasına sebep oldukları tespit

edilmiştir. Fayların zaman zaman farklı birimleri kesmesi ve bindirmeler şeklinde farklı aralıkların tekrarına sebep olması, yapısal yorum çalışmalarını zorlaştırır da kuyularla desteklendiği noktalardan hareketle yapısal unsurlar tanımlanabilmiştir. Ancak sismik kalite her yerde aynı derecede iyi olmadığından sahada bulunan diğer tali ve küçük fayların yorumu yapılamamıştır. Aynı sebeple çalışmadan elde edilmiş fayların trendlerinde şüphe olmasa da kestiği birimler ve bunların derinliklerinin teyit edilmesine ihtiyaç vardır.

Çalışmaların yapılabilmesi için kullanılan yazılım içinde formasyon yorumları, ters fay ve bindirmelerin modellenmesi tek bir aşamada gerçekleştirilememiştir. Her ne kadar yazılım buna müsaade etse de elde edilen sonuçlar modelin, özellikle bindirmelerin olduğu noktalarda, fay atımlarında eksik hesaplamalar yada atımların kaybolması gibi yanlış veya yanıltıcı sonuçlar üretmesine neden olmuştur. Bu nedenle 3B sismiklerden fay yorumu neticesinde ana yapı üç ayrı bloğa bölünerek yapılan horizon veya seviye yorumları, yapısal model oluşturulma aşamasında birleştirilmek suretiyle fay atımlarının daha hassas olarak tanımlanması sağlanmıştır.

3B hız modellemesinin elde edilmesinde fay atımlarının, bindirmeler hesaba katılarak yapılmasıyla yeraltını yansıtan derinlik modeli elde edilmiştir. Ancak hız modelinde Kretase üstü birimler detaylandırılmamıştır. Bunun nedeni ise check-shot (hız atışı) verilerinde derinlik noktalarının seçiminde daha çok rezervuara yönelik metrajların dikkate alınmış olması ve sığ seviyelerde ölçümlerin yeterli miktarda bulunmaması olarak görülmüştür.

3B derinlik modeli içinde loglardan yararlanarak porozite değerleri elde edilmiş ve bu değerler hacimsel olarak ölçeklendirilip model içine giydirilmiştir. Böylece, kaba kütle hacmine ilave olarak gözenek hacmi hesaplamaları yapılmıştır.

Derdere ve Sabunsuyu formasyonlarında önceden alınmış birincil akışkan parametreleri ortalamaları alınarak, kayaç kütle hacmi, net hacim, kayacın içindeki petrol ile doldurabilecek maksimum hacim, vb. hacimsel hesaplamalar gerçekleştirilmiştir. Bu hacimsel hesaplamalarda üretim senaryolarından yada

kuyuların üretim geçmişleri hakkındaki bilgiler kullanılmamıştır. Tüm fiziksel özellikleriyle yapısal model oluşturulup buradan yapılan hesaplamalarla bir sonuca gidilmiştir. Bu nedenle, elde edilen üretilebilir değerler ile gerçekleşenler arasında farklılık olabileceği düşünülmektedir.

Buna göre; güney blokta yer alan E bölgesinin toplamda  $5.5 \text{ MMm}^3$  ( $34.5 \text{ MMbbl}$ ) ile en çok hidrokarbon üretilebilir olan saha olduğu bulunmuştur. Diğer bölgelerin toplam üretim potansiyeli ise sırasıyla; A bölgesi  $5.1 \text{ MMm}^3$  ( $32 \text{ MMbbl}$ ), B bölgesi  $3.8 \text{ MMm}^3$  ( $23.9 \text{ MMbbl}$ ), D Bölgesi  $3.4 \text{ MMm}^3$  ( $21.3 \text{ MMbbl}$ ) ve C Bölgesi  $2.6 \text{ MMm}^3$  ( $16.3 \text{ MMbbl}$ ) olarak bulunmuştur.

Derdere Formasyonu'nun üretim potansiyeli ise sırayla, E Bölgesi  $2.5 \text{ MMm}^3$  ( $15.7 \text{ MMbbl}$ ), A ve D Bölgesi  $1.8 \text{ MMm}^3$  ( $11.3 \text{ MMbbl}$ ), B Bölgesi  $1.5 \text{ MMm}^3$  ( $9.4 \text{ MMbbl}$ ), en az üretim potansiyeli olan alan ise C Bölgesi  $0.4 \text{ MMm}^3$  ( $2.5 \text{ MMbbl}$ ) olarak bulunmuştur.

Sabunsuyu Formasyonu'nun hidrokarbon potansiyelinin en çok A bölgesinde olacağı bulunmuştur. Üretimin gerçekleşebileceği diğer bölgeler sırayla E Bölgesi  $3 \text{ MMm}^3$  ( $18.8 \text{ MMbbl}$ ), B bölgesi  $2.3 \text{ MMm}^3$  ( $14.4 \text{ MMbbl}$ ), C Bölgesi  $2.2 \text{ MMm}^3$  ( $13.8 \text{ MMbbl}$ ) ve D bölgesi  $1.7 \text{ MMm}^3$  ( $10.7 \text{ MMbbl}$ ) olarak hesaplanmıştır.

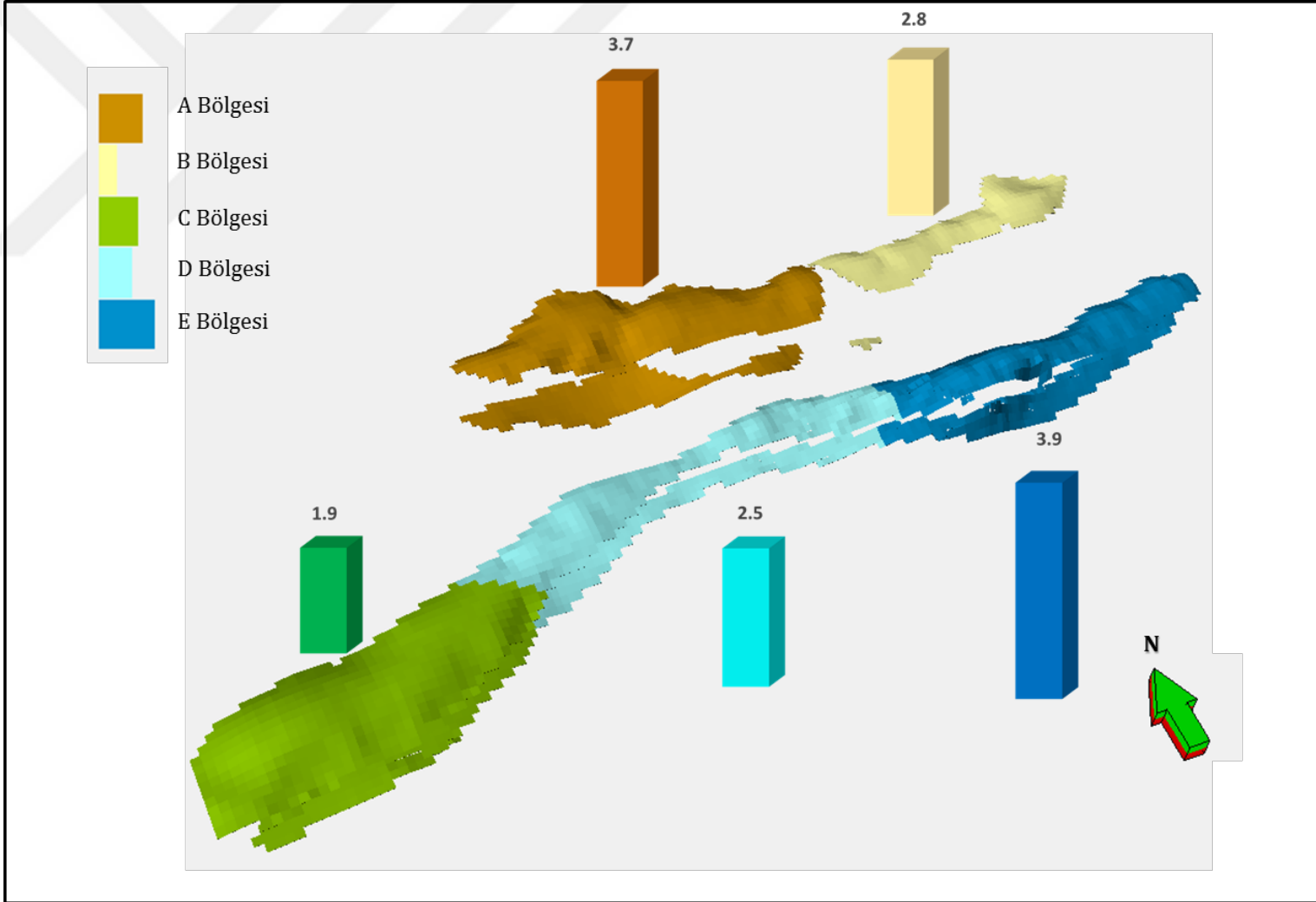
Tüm alanların hidrokarbon toplam hidrokarbon potansiyeli  $20.4 \text{ MMm}^3$ , üretilebilir petrolün ise  $14.7 \text{ MMm}^3$  ( $92.3 \text{ MMbbl}$ ) olduğu bulunmuştur. Kuzey blokta toplam üretilebilir petrol  $6.5 \text{ MMm}^3$  ( $40.8 \text{ MMbbl}$ ), güney blokta ise üretilebilir petrolün  $8.3 \text{ MMm}^3$  ( $52.1 \text{ MMbbl}$ ) olabileceği bulunmuştur (Şekil 5.33).

Bir diğer sonuç ise A bölgesinin üretim potansiyelinin oldukça yüksek olduğu ve sahanın açılacak kuyularla geliştirilmesi gerektiğidir.

Çalışma alanındaki hedeflerde, hedefler üzerindeki tektonik unsurlar, farklı eğimler ve hızlarla tekrarlanan tabakaların olmasını sağlamış ve sismik dalga yayılımını etkilemiştir. Burada kullanılan Shell-3B ve TPAO-3B verisinde en ileri

proses (veri işlem) olarak yığıma öncesi zaman göçü (PreSTM) prosesi mevcuttur. Dolayısıyla bu verilerin yeraltını görüntüleme konusunda oldukça yetersiz kaldığı noktalar olmuş, yorum çalışmalarını zorlaştırmıştır. Bu verilere yığıma öncesi derinlik migrasyonu (PreSDM) prosesinin yapılmasıyla ters fayların ve bükülen tabakaların görüntülenmesi sağlanabilir. Ayrıca yeraltını temsil edebilecek derinliğe bağlı hızların elde edilmesini de sağlayacağından PreSDM prosesi gerekliliği sonucuna varılmıştır.

Çalışma alanındaki sahaların tam olarak üretim modelinin doğrulanabilmesi için tezden elde edilen model üzerinde geçmiş yıllarda gerçekleşmiş olan üretim bilgileri kullanılarak üretim senaryosu oluşturulması ve üretim öykülerinin kullanılmasıyla çok daha hassas sonuçlar elde edilmesi mümkün olabilecektir. Yine vurgulamak gerekirse bu, üretim mühendisliği gibi bir başka uzmanlık alanına girdiğinden tezin sonuçları kullanılarak ilgili alandaki uzmanlarca yapılması gereken bir ileri çalışma olacaktır. Bu yönüyle ele alındığında bu tez en az iki ayrı lisansüstü tez çalışmasına kapı aralamakta ve onlara veri sağlaması açısından sağlam bir altyapı sunmaktadır.



Şekil 5.33. Üretim potansiyeli olan bölgeler üzerinde üretilebilir (RecO) petrol potansiyeli

## KAYNAKLAR

- Aksu, R., 1980. Hakkari-Çukurca, Harbol, Derik-Bedinan, Hazro bölgelerinin jeolojisi. TPAO Arama Gr. Rap. No. 1460.
- Akarsu, İ., 1968. V. Bölge Cizre-Şırnak-İdil-Midyat ve Nusaybin çevresinin petrol imkanları. TPAO Arama Gr., Rap. No. 396, Ankara.
- Allen, J.L., Peddy, C.P., 1993. Amplitude Variation with Offset Gulf Coast Case Studies. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK, 120 pp.
- Anstey, N.A., Geyer, R.L., 1987. Borehole measurements and the synthetic seismogram: Boston, MA, 355 pp.
- Aydemir, A., 2011. Comparison of Missisipian Barnett Shale, northern-central Texas, USA and Silurian Dadas Formation in Southeast Turkey, Journal of Petroleum Science and engineering, 80, 81-93.
- Ateş, A., Kearey, P., Tufan, S. 1999. New gravity and magnetic anomaly maps of Turkey, Geophysical Journal International, 136, 499-502
- Brown, A. R., 2012. Picking philosophy for 3-D stratigraphic interpretation, The Leading Edge, V19, 1198.
- Castagna, J.P., Backus, M., M., 1993. Offset dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis, Society of Exploration Geophysicists, 346 s.
- Chopra, S., Marfurt, K., 2007. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization, SEG Geophysical Developments Series no 11, 464s.
- Chopra, S., Herron D., A., 2010. Seismic interpretation. The Leading Edge, Modern 3-D Seismic Interpretation. The Leading Edge, 1018-1019.
- Chopra, S., Castagna, J., P., 2014. AVO. Investigations in Geophysics No.16. SEG. , Tulsa, USA.
- Chopra, S., Marfurt, K., 2010. Integration of coherence and volumetric curvature images. The Leading Edge, 29, 9, 1018-1019.
- Contreras, A., J., Latimer, R., B., 2010. Acoustic impedance as a sequence stratigraphic tool in structurally complex deepwater settings. The Leading Edge, 1072-1082.
- Çiftçi, C., Özer, Z., Kamacı, Z., 2009. Hidrokarbon aramacılığında bir sayısal jeolojik modelin açılıma bağlı reflektivite (AVO) analizi. 62. Jeoloji Kurultayı 13-17 Nisan, 564-565.

- Dorn, G., A., 1998. Modern 3-D Seismic Interpretation. The Leading Edge, 1177-1178.
- Dvorkin, J., 2020. Rock physics: Recent history and advances. IntechOpen, <https://www.intechopen.com/online-first/rock-physics-recent-history-and-advances>
- Erdoğan, K., Aktepe, S., 2017. Can New Seismic Imaging Technologies Reduce Exploration Risks? Paper presented at the 22nd World Petroleum Congress, İstanbul, Turkey.
- Gossage, D. W., 1959. Stratigraphic observations in the Tut area of District VI, Southeast Turkey. N.V. Turkse-Shell Report No. 18.
- Groot, P., Huck, A., Bruin, G., Hemstra, N., Bedford, J., 2010. The horizon cube: A step change in seismic interpretation, The Leading Edge, 29, 9, 1048-1055.
- Guerra, G., Poupon, M., 2010. Tracking regional seals: A novel sub-basin scale seismic attribute, The Leading Edge, 1066-1071.
- Günay, Y., Köylüoğlu, M., 1997. Güneydoğu Türkiye'deki otokton birimlerin stratigrafisi ve korelasyonu. TPAO Arama Gr. Rap. No. 3786.
- Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M. E., Çoruh, T., 1991. Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen otokton istifinin stratigrafisi. TPAO Arama Gr. Rap. No. 2828.
- Haas, J.C., Berkhout, A.J., 1988. On the information content of P-P, P-SV, SV-SV and SV-P reflections. 58th SEG meeting, Anaheim, California, USA, Expanded Abstracts, 1190-1194.
- Hanfield, R. W., Bryant, G.F., Keskin, C., 1959. Measured section, Korudağ (American Overseas Petroleum). TPAO Arama Gr. Arşiv No. 523.
- Hoek, T., Gesbert, S., Pickens, J., 2010. Geometric attributes for seismic stratigraphic interpretation. The Leading Edge, 29, 9, 1056-1065.
- İçke, B., 2017. Güneydoğu Anadolu Bindirme Kuşağının 3B Sismik Verilerle Yorumlanması. SDÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 96s. Isparta.
- Kearey, P., Brooks, M., Hill, I., 2002. An introduction to geophysical exploration. Blackwell Science. 262s.
- Knott, C. G., 1899. Reflexion and refraction of elastic waves with seismological applications: Philosophical Magazine, 5th series, 48, 64-97.

- Lindseth, R., O., 1979. Synthetic sonic logs; A process for stratigraphic interpretation, *Geophysics*, 44, 3-26.
- Martin, V., Neto, D., Cheyron, C., Thore, P., Apre, A., 2010. Well to seismic tie method in complex imaging areas: Examples in the deep offshore subsalt Angola domain, *The Leading Edge*, 29, 9, 1020-1026.
- Marfurt, K., J. Kirlin, R., L., 2001. Narrow-band spectral analysis and thin bed tuning, *Geophysics*, 66, 4, 1274-1283.
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 1998. *The rock physics handbook*. Cambridge University press.
- Okay, A. I., Tüysüz, O., 1999. Tethyan sutures of northern Turkey. *Geological Society, London, Special Publications* 156(1), 475-515.
- Ostrander, W.J., 1982. Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence: *Geophysics*, 49, 1637-1648.
- Önem, Y., 1968. Derik-Mardin ve Gercüş-Germav sahalarına ait jeoloji raporu. TPAO Arama Gr., Rap. No. 423, Ankara.
- Özdemir, H., Ronen, S., Olofsson, B., Goodway, W., Young, P., 2001. Simultaneous multicomponent AVO inversion. 71th SEG meeting. Expanded abstracts, 269-272.
- Özdemir, H., 2005. Reservoir characterization via pre-stack inversion of multicomponent seismic data. EAGE/SEG research workshop. Expanded Abstracts.
- Özdemir, H., Flanaagan, K., Tyler, E., 2010.. Lithology and hydrocarbon mapping from multicomponent seismic data, *Geophysical Prospecting*, EAGE, 58, 297-306.
- Özkanlı, M., 1990. Log yorumu, prensipler ve uygulamalar, TPAO Arama Grubu Başkanlığı, Ankara, 326s.
- Pekiner, Y., 2002. Kuyu logları tekniğiyle yeraltının keşfi, 516s. Ankara.
- Peksü, M., Güneydoğu Türkiye’de Mardin Formasyonu öncesinin stratigrafisi. TPAO Arama Gr., Rap. No. 341, Ankara.
- Perinçek, D., Duran, O., Bozdoğan, N. ve Çoruh, T., 1991. Stratigraphy and paleogeographical evolution of the autochthonous sedimentary rocks in the SE Turkey (Güneydoğu Türkiye’de otokton sedimanter kayaların stratigrafisi ve paleocoğrafik evrimi): Ozan Sungurlu Symposium proceedings, p. 274-305.

- Perinçek, D., 1980. IX. Bölge Hakkâri-Yüksekovaçukurca-Beytüşşebap-Uludere - Pervari dolayının jeolojisi: TPAO Arama Gr. Rapor, No. 1481, Ankara.
- Perinçek, D., 1980. Arabistan kıtası kuzeyindeki tektonik evrimin, kıta üzerinde çökeln istifteki etkileri. TPAO Arama Gr. Rapor, No. 1534, Ankara.
- Perinçek, D., Günay, Y., Kozlu, H., 1987. Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndeki yanal atımlı faylar ile ilgili yeni gözlemler. TPAO Arama Gr. Rapor No. 2285, Ankara.
- Randen, T., Pedersen, S.I., Sonneland, L. 2001. Automatic extraction of fault surfaces from three-dimensional seismic data, 71st Annual International Meeting SEG, Expanded Abstracts, 551-554.
- Rijks, E., J., H. ve Jauffred, J., C., E., M., 1991. Attribute extraction: An important application in any detailed 3D interpretation study: The Leading Edge, 10. no. 9, 11-19.
- Robertson, J. D. ve Nogami, H.H., 1984. Complex seismic trace analysis of thin beds: Geophysics. 49. 344-352.
- Russel, B., and Hampson, D., 1991. Comparison of poststack seismic inversion methods, SEG 61th Annual meeting Abstracts, 61, 876-878.
- Sinha, S., Partha S., R., Anno, P., D., Castagna, J., P., 2005. Spectral decomposition of seismic data with continuous-wavelet transform. Geophysics, 70, 6, 19-25.
- Şengör, A.M.C., Yılmaz, Y., 1981. Tethyan evolution of Turkey: A plate tectonic approach. Tectonophysics, 75: 181-241.
- Sungurlu, O., 1974. VI. Bölge kuzeyinin Jeolojisi ye petrol imkanları, Okay and Dileköz (Eds.), Türkiye ikinci petrol kongresi tebliğleri, Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bildiriler Kitabı, ss. 85- 107.
- Taner, M., T., Sheriff, R., E., 1977. Application of amplitude frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination: in applications to hydrocarbon exploration, AAPG Memoir 26, 301-327.
- Taner, M., T., Koehler, F., Sheriff, R., E., 1979. Complex trace analysis, Geophysics, 44, 6:1041-1063.
- Tarhan, N., 1984. Göksun-Afşin-Elbistan dolayının jeolojisi: Türkiye Jeoloji Mühendisliği Dergisi, 19, 3-9.
- Tuna, D., 1974. VI. Bölge litostratigrafi birimleri adlamasının açıklayıcı raporu: Türkiye İkinci Petrol Kongresi Tebliğleri, 183-192.

- Ursin, B., Tjaland, E., 1992. The information content of the reflection matrix. 62nd SEG meeting, New Orleans, Louisiana, USA, Expanded Abstracts, 796-799.
- Vanns, B., M., Fomel, S., Perz, M., 2010. Nonstationary phase estimation: A tool for seismic interpretation, *The Leading Edge*, 29, 9, 1018-1019.
- White, R., 1991. Properties of instantaneous attributes, *The Leading Edge*, 10, 26-32.
- Wilson, H. H., Krummenacher, R., 1959. Geology and oil prospects of the Gaziantep Region, Southeast Turkey (N.V. Turkse-Shell Report). TPAO Arama Rap. No. 839.
- Yılmaz, E., Duran, O., 1997. Güneydoğu Anadolu Bölgesi otokton ve allokton birimler stratigrafi adlama sözlüğü "Lexicon". TPAO Araştırma Merkezi Başkanlığı Eğitim Yayınları No: 31, 460s. Ankara.
- Zeng, H., 2010. Stratal slicing: Benefits and challenges, *The Leading Edge*, 29, 9, 1040-1047.
- Zoeppritz, K., 1919. Erdbebenwellen VII, VII B, Über Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen [On the reflection and transmission of seismic waves at surfaces of discontinuity]: Nachrichten von der Königlichen Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen, Mathematisch-physikalische Klasse, 66-84.

## **EKLER**

**EK A. TPAO Araştırma İzni “OLUR” u**



**EK A. TPAO Araştırma İzni “OLUR” u.**



**TÜRKİYE PETROLLERİ  
TÜRKİYE PETROLLERİ ANONİM ORTAKLIĞI GENEL MÜDÜRLÜĞÜ (TP)  
ARAMA DAİRE BAŞKANLIĞI  
RUHSATLAR VE EĞİTİM MÜDÜRLÜĞÜ**

Sayı : 32573851-020/E.15293  
Konu : Doktora Çalışması

07/03/2017

**Arama Daire Başkanlığına**

Başkanlığımız elemanlarından, Zafer Özer (Arama Bölge Sorumlusu) Süleyman Demirel Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeofizik Mühendisliği Bölümü Doç. Dr. Züheyr Kamacı danışmanlığında, Üretim Sahalarını Geliştirme Bölge Sorumluluğu kapsamında, Katin-Barbeş Projesi çalışma sahasını kapsayan alanda, paleozoyik ve kretase yaşlı rezervuar birimlerin jeomorfolojisinin tarifini ve haritalamasını, jeolojik ve jeofizik yorumlama çalışmaları yapıp hidrokarbon potansiyelini ortaya koymayı amaçlayan doktora çalışmasını yapmayı planladığını ekli dilekçesinde belirtmiştir.

Söz konusu çalışma alanları içerisinde bulunan 3B/2B sismik hatları ve kuyu bilgilerini Petrol Kanununun gizlilik hükümleri ve Ortaklığımız çalışma yönetmelik, usul, esas ve prensiplerine bağlı kalmak suretiyle kullanması hususunu, uygun görüşle, takdir ve tensiplerinize arz ederim.

 e-İmzalıdır

**Mehmet Salih Bülent SADIOĞLU**  
Daire Başkan Yardımcısı

**OLUR**  
07/03/2017

 e-İmzalıdır

**Erdal COŞKUN**  
Daire Başkanı

Ek : Dilekçe

**Not: 5070 Sayılı Elektronik İmza Kanunu uyarınca bu belge elektronik imza ile imzalanmıştır.**

**RUHSATLAR VE EĞİTİM MÜDÜRLÜĞÜ**

Bilgi için: Metin MUTLU  
Servis Sorumlusu (Tek Hiz)

**HİZMETE ÖZEL**