

**ANKARA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

DOKTORA TEZİ

**TRAKYA UMURCA DOĞAL GAZ SAHASI REZERVUAR ÖZELLİKLERİNİN
AKTİF VE PASİF SİSMİK YÖNTEMLERLE BELİRLENMESİ**

Burcu SELEK

JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**ANKARA
2018**


Her hakkı saklıdır

TEZ ONAYI

Burcu Selek tarafından hazırlanan “ Trakya Umurca Doğal Gaz Sahası Rezervuar Özelliklerinin Aktif ve Pasif Sismik Yöntemlerle Belirlenmesi’ adlı tez çalışması 09.03.2018 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği ile Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı’nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Danışman : Doç.Dr. Bülent KAYPAK 
Ankara Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı


Jüri Üyeleri :

Başkan : Prof. Dr. Ayşe KAŞLILAR ŞİŞMAN 
İstanbul Teknik Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı

Üye : Prof. Dr. Emin CANDANSAYAR 
Ankara Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı

Üye : Prof. Dr. Selma KADIOĞLU 
Ankara Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı

Üye : Prof. Dr. Günay ÇİFCİ 
Ankara Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı

Üye : Doç. Dr. Bülent KAYPAK 
Ankara Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Prof. Dr.Atila YETİŞEMİYEN
Enstitü Müdürü

ETİK

Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez içindeki bütün bilgilerin doğru ve tam olduğunu, bilgilerin üretilmesi aşamasında bilimsel etiğe uygun davrandığımı, yararlandığım bütün kaynakları atıf yaparak belirttiğimi beyan ederim.

09.03.2018



Burcu SELEK

ÖZET

Doktora Tezi

TRAKYA UMURCA DOĞAL GAZ SAHASI REZERVUAR ÖZELLİKLERİNİN AKTİF VE PASİF SİSMİK YÖNTEMLERLE BELİRLENMESİ

Burcu SELEK

Ankara Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Bülent KAYPAK

Ülkemizdeki gaz üretim sahalarından biri olan Trakya baseni-Umurca sahası, vibro kaynaklı toplanan üç boyutlu (3-B) sismik yansıma verisi ve çalışma sahasında açılan kuyuların kuyu logu verileri kullanılarak aktif sismik yöntemler kapsamında rezervuar jeofiziği çalışmaları ile detaylandırılmıştır. Diğer taraftan çalışma sahasında pasif sismik yöntemler kapsamında bir çeşit mikrotremor yöntemi olan ‘Düşük Frekanslı Pasif Sismik Yöntem’ (DF-PSY) mevcut rezervuar sınırlarını ve yeni potansiyel alanları belirlemek amacıyla uygulanmıştır. Yöntem, arka plan düşük frekanslı gürültülerin dinlenmesine dayanmaktadır ve gravite, manyetik, elektromanyetik gibi ön etüd yöntemlerinin yanısıra 2000’li yılların başından beri dünya genelinde hidrokarbon yataklarının aranmasında bir ön etüd yöntemi olarak yer almaya çalışmaktadır. Dünyanın farklı bölgelerinde uygulanan bu yöntem, TÜBİTAK Projesi desteğiyle ülkemizde de bu çalışma ile ilk kez uygulanmıştır. Bu tez kapsamında, Umurca gaz sahasında yapılan rezervuar jeofiziği yöntemleri ile mevcut rezervuar sınırları ve olası rezervuar alanları belirlenerek, DF-PSY sonuçları ile uyumlu olduğu saptanmıştır.

Mart 2018, 153 sayfa

Anahtar Kelimeler: Umurca gaz sahası, rezervuar jeofiziği, sismik ters çözüm, pasif sismik, hidrokarbon mikrotremoru

ABSTRACT

Ph. D. Thesis

DETERMINATION OF RESERVOIR PROPERTIES OF UMURCA GAS FIELD OF TRAKYA BY ACTIVE AND PASSIVE SEISMIC METHODS

Burcu SELEK

Ankara University
Graduate School of Natural and Applied Sciences
Seismology Department of Geophysical Engineering

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Bülent KAYPAK

This study intends to detailly map a reservoir level by application of active seismic methods using a 3-D seismic data and well logs in the selected Umurca production area in the Thrace Basin which has the most significant gas producing region in Turkey. On the other hand, lately, ‘Low Frequency Passive Seismic Method’ (DF-PSY) has applied in the same area for the determination of reservoir’s existence and properties. This method is based on the recording of background low frequency noise and seeks to use as a preliminary study method in the search of hydrocarbon deposits all over the world since the early 2000’s, such as gravity, magnetic and electromagnetic. Even though, this method is widely used in different regions of the world, this is the very first application in our country with the support of the TUBITAK project. As a result, the existing reservoir boundaries and possible reservoir areas are first succesfully determined by using the active seismic methods and then compared with the results obtained through the DF-PSY. Both results are compatible and indicates the same reservoir areas.

March 2018, 153pages

Key Words: Umurca field, Reservoir geophysics, seismic inversion, passive seismic, hydrocarbon microtremor

TEŞEKKÜR

Çalışmalarımı yönlendiren, akademik ortamda olduğu kadar beşeri ilişkilerde de fikirleriyle yetişme ve gelişmeye katkıda bulunan danışman hocam sayın Doç. Dr. Bülent KAYPAK'a (Ankara Üniversitesi, Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı) tezim içerisinde yaptığım sismik çalışmalarda bilgi ve birikim edinmemi sağlayan değerli hocam Dr. Hüseyin ÖZDEMİR'e, çalışmalarımda veri bilgisini sağladığım ve benim için bir okul olan Türkiye Petrolleri ile işe başladığımdan bu yana görev aldığım Rezervuar Jeofiziği Müdürlüğü'nde birlikte çalıştığım çalışma arkadaşlarıma, çalışmalarım için bana maddi katkı sağlayan ve arazide veri toplamama aracı olan TÜBİTAK'a ve proje kapsamında özellikle arazi faaliyetlerinde bana oldukça destek olan Sait BAYTOK, Can ÖREN, Mert GÜRSEL, Tolga ÜNLÜ, Erdi APATAY'a, çalışmalarım sırasında yaptıkları katkılardan dolayı Prof. Dr. Günay ÇİFÇİ'ye (Dokuz Eylül Üniversitesi, Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı) ve Prof. Dr. Selma KADIOĞLU'na (Ankara Üniversitesi, Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı) çalışmaların süresince birçok fedakarlıklar göstererek beni destekleyen eşim, canım ailem ve yakın arkadaşlarıma en derin duygularla teşekkür ederim.

Bu tez çalışması, 'TÜBİTAK 115Y686 nolu proje kapsamında; Trakya Bölgesi Umurca Doğal Gaz Sahası Rezervuar Özelliklerinin Düşük Frekanslı Pasif Sismik Yöntemle Araştırılması' konulu proje ile desteklenmiştir.

Burcu SELEK

Ankara, Mart 2018

İÇİNDEKİLER

TEZ ONAYI SAYFASI

ETİK.....	i
ÖZET.....	ii
ABSTRACT.....	iii
TEŞEKKÜR	iv
SİMGELER DİZİNİ	vii
ŞEKİLLER DİZİNİ	ix
1. GİRİŞ	1
2. TRAKYA BASENİ-UMURCA SAHASI JEOLJİSİ VE TEKTONİĞİ	5
2.1 Genel Jeoloji	5
2.1.1 Umurca sahası stratigrafisi	10
2.2 Trakya Baseni Tektonik Özellikleri	18
3. AKTİF SİSMİK YÖNTEMLER	21
3.1 Kayaç Fiziki Analizi	22
3.2 Sismik Veri İyileştirme	25
3.3 Sismik Niteleyiciler.....	27
3.3.1 Sismik iz zarflama	28
3.3.2 Anlık faz bilgisi.....	28
3.3.4 Anlık frekans bilgisi	29
3.3.5 Görünür polarite	29
3.3.6 Eğrilik bilgisi	29
3.3.7 Benzerlik nitelikleri.....	30
3.3.8 Karınca izi niteliği	31
3.4 AVO Analizi.....	31
3.4.1 AVO gradient analizi	37
3.4.2 AVO analizi nitelikleri	41
3.4.3 AVO modelleme	42
3.5 Sismik Ters Çözüm	44
3.5.1 Kuyu sismik korelasyonu ve sismik dalgacık kestirimi	46
3.5.2 Yığma sonrası sismik ters çözüm.....	48
3.5.3 Yığma öncesi sismik ters çözüm.....	54
3.6 Yapay Sinir Ağı Yöntemi ile Porozite Kestirimi	57
4. AKTİF SİSMİK YÖNTEM UYGULAMALARI.....	61

4.1 Kayaç Fiziği Analizi Uygulamaları	62
4.2 Sismik Veri- İyileştirme ve Sismik Niteliklere Ait Uygulamalar	72
4.3 AVO Analizi Uygulamaları	76
4.4 Sismik Ters Çözüm Uygulamaları.....	83
4.5 Yapay Sinir Ağı Uygulamaları.....	92
5. DÜŞÜK FREKANSLI PASİF SİSMİK YÖNTEM (DF-PSY)	95
5.1 Kuramsal Esas	95
5.2 Çeşitli Sahalarda Yapılmış Örnekler	96
5.3 Umurca Sahası DF-PSY Uygulamaları	101
5.3.1 Veri toplama	100
5.3.2 Veri işlem	106
6. AKTİF VE PASİF SİSMİK YÖNTEM SONUÇLARININ BİRLİKTE DEĞERLENDİRİLMESİ.....	116
7. TARTIŞMA VE SONUÇLAR	124
KAYNAKLAR	128
EKLER.....	140
EK 1 Kuyu Logları.....	141
EK 2 Elastik Parametreler	148
ÖZGEÇMİŞ.....	152

SİMGELER DİZİNİ

ρ	yoğunluk
K	Bulk Modulu
E	Young Modulu
μ	Kesme Modulu
V_p	Boyuna Dalga
V_s	Enine Dalga
Φ_c	Kritik Porozite
Φ	Porozite
K_{dry}	Kuru kayaç efektif bulk modulu
K_{sat}	Gözenekli kayaç efektif bulk modulu
K_m	Mineralli kayaç efektif bulk modulu
K_{fl}	Akışkan efektif bulk modulu
K_w	Su bulk modulu
K_{hc}	Hidrokarbon bulk modulu
μ_{dry}	Kuru kayaç efektif kesme modulu
μ_{sat}	Gözenekli kayaç efektif kesme modulu
S_w	Su saturasyonu
ρ_w	Formasyon suyu yoğunluğu
ρ_{hc}	Hidrokarbon yoğunluğu
p	0 ile 2 arasında değişen bir değer
t_x	x nolu ofset zaman değeri
T_0	Sıfır ofset gidiş-geliş zamanı
Δt	Parabol yerdeğişim
Z_p	P Emdedans
Z_s	S Empedans
V_p	P dalga hızı
V_s	S dalga hızı
Y	Kayıt edilen sismogram
W	Kaynak dalgacığı

R	Yansıma katsayıları
T	İletim Katsayısı
N	Gürültü
σ	Gürültü standart deviasyonu
k	Yavaşlık Operatörü
A	kesme zamanı parametresi
B	eğim parametresi
C	eğrilik (curvature)
ΔF	sıvı etkisi (fluid factor)
E(t)	sinyal zarflama parametresi
T(t)	sismik iz
H(t)	sismik iz hilbert transformu
$\Phi(t)$	faz bilgisi
F(t)	anlık frekans parametresi
Θ	gelen açı
x	ofset

Kısaltmalar

AVO	Genliğin ofsete bağlı değişimi
AVA	Açıya bağlı genlik değişimi
DF-PSY	Düşük Frekanslı Pasif Sismik Yöntem
S/G	Sinyal-gürültü oranı
GR	Gamma Ray Logu
CALI	Kaliper Logu
RHOB	Yoğunluk Logu
NPHI	Nötron Prozite Logu
RPT	Kayaç Fiziği Modelleri
NN	Yapay Sinir Ağı Yötemi (Neural Network)

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1 Delta lobları ve sellenme yüzeyleri ile tanımlanan parasekansların gösterimi	6
Şekil 2.2 Trakya Baseni jeolojik kesiti.....	8
Şekil 2.3 Trakya Havzası Genelleştirilmiş Stratiğrafi Kesiti.....	9
Şekil 2.4 Trakya jeoloji haritası	11
Şekil 2.5 Trakya Bölgesi ve dolayının yapısal haritası	20
Şekil 3.1 3B sismik veriye uygulanan aktif sismik yöntem aşamaları.....	22
Şekil 3.2 Poisson Oranı-Young Modulu ilişki grafiği	24
Şekil 3.3 Sismik veri-iyileştirme öncesi ve sonrası dalgaçık kestirimi, genlik ve faz spektrumları	27
Şekil 3.4 Sismik veri-iyileştirme öncesi ve sonrası Akustik Empedans Değişimi	27
Şekil 3.5 AVO analizi veri-işlem aşamaları.....	32
Şekil 3.6 Gaz tabakasının üst ve alt seviyesi.....	36
Şekil 3.7 Sismik verilerin ofsete ve açığa bağlı değişimi	36
Şekil 3.8 NMO düzeltmesi yapılmış CMP sismik veri için açığa bağlı genlik değişimi (AVA) analizi kesme zamanı ve eğim gösterimi.....	38
Şekil 3.9 AVO sınıflamalarına ait genliklerin kesme zamanı-eğim grafiğinde değişimi	39
Şekil 3.10 AVO sınıflamalarının genlikler ile ifade edilmesi.....	40
Şekil 3.11 Sulu lokasyon ve gazlı lokasyon için genlik değişimi kesme zamanı-eğim grafiğinde gösterimi	40
Şekil 3.12 Kayaç parametrelerinde gaz saturasyonu etkisi.....	42
Şekil 3.13 Lokal ve global minimum değişimini gösteren yanılğı enerjisi grafiği	46
Şekil 3.14 Sismik Ters Çözüm frekans bandı	46
Şekil 3.15 Sentetik sismogramın elde edilmesi	48
Şekil 3.16 Akustik empedans (AI) kestirimi akış düzeni.....	49
Şekil 3.17 Yığma sonrası sismik ters çözüm akış şeması	49
Şekil 3.18 Seçilen kuyuların log10 tabanında akustik empedans değişimi.....	51
Şekil 3.19 Renklendirilmiş sismik ters çözüm yöntemi.....	51
Şekil 3.20 Yığma öncesi sismik ters çözüm akış şeması	56
Şekil 3.21 Farklı litolojiler için Vp/Vs değişimi	56
Şekil 3.22 Yığma öncesi ters çözüm yöntemi ile elde edilen parametrelerin birlikte gösterimi	56
Şekil 3.23 Rezervuar parametreleri kestirimi için neural network yöntemi akış şeması.....	58

Şekil 3.24 İnsan vücudu sinir sistemine benzer olarak tek bir nöron için basitçe NN analizi algoritması.....	59
Şekil 4.1 a. Çalışma sahasının havadan görünümü (Google Earth) , b. kuyuların 3B sismik veri üzerinde gösterimi	61
Şekil 4.2 Üretim kuyusu için alınmış loglara ait değişimin ve rezervuar seviyenin gösterimi	64
Şekil 4.3 Analiz yapılan kuyuda Vp-Vs ilişkisi grafiği	65
Şekil 4.4 Analiz yapılan kuyuda AI-SI ilişkisi	66
Şekil 4.5 Analiz yapılan kuyuda AI-VpVs İlişkisi ve literatür ile uyumu	67
Şekil 4.6 Analiz yapılan kuyuda $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ İlişkisi.....	69
Şekil 4.7 Analiz yapılan kuyuda λ/μ ve $\lambda\rho$ ilişkisi.....	70
Şekil 4.8 Poisson Oranı-Young Modulu İlişkisi	71
Şekil 4.9 Çalışma sahası sismik veri CDP& Süper-Birlik gösterimi	72
Şekil 4.10 Sismik veri CDP-birlik A. & Radon Dönüşümü sonrası CDP birlik B. & Atılan Gürültü Gösterimi C.	73
Şekil 4.11 Sismik veri Radon dönüşümü sonrası A. & Törpüleme statik sonrası gösterimi B.	73
Şekil 4.12 Üretim kuyusu civarında görünür polarite A. sinyal zarflama, B. anlık frekans, C. ve anlık faz, D. değişimi nitelikleri değişimi	74
Şekil 4.13 Üretim zonu üzerinde sismik kesit ile eğrilik bilgisi niteliğinin birlikte gösterimi	75
Şekil 4.14 Üretim zonu civarında benzerlik niteliklerinin birlikte gösterimi; beyaz ok ile gösterilen kısım kuyulardan üretim yapılan rezervuara karşılık gelmektedir	75
Şekil 4.15 Sismik kesit ile karınca-izi niteliğinin birlikte gösterimi.....	76
Şekil 4.16 Çalışma sahasına ait sismik verinin açı değişimi ile birlikte gösterimi	77
Şekil 4.17 Üreten kuyu civarında rezervuar seviyenin Sınıf 3 AVO anomalisi olduğunu gösterir analiz A. AVO niteliği, B. genlik değişimine göre kesme zamanı-eğim ilişkisi	77
Şekil 4.18 Üretim kuyusu için mavi ile gösterilen rezervuar zonda gaz ve su modeli için kuyu log değerlerinin değişimi	78
Şekil 4.19 Üreten kuyu civarında farklı AVO niteliklerinin birlikte gösterimi	79
Şekil 4.20 Üreten kuyu civarında AVO çapraz ilişki grafiği ile rezervuar zona ait gazlı kum paket için giriş-çıkış paketlerinin gösterimi A. sismik üzerinde kum paketlerinin yayılımı B.	80
Şekil 4.21 Üreten kuyu civarında rezervuar seviyede AVO anomalisinin yakın ofsetlerden uzak ofsetlere gidildikçe artışının gösterimi	81
Şekil 4.22 Üreten kuyu ve kuru kuyu civarında (A+B) AVO Niteliği	81
Şekil 4.23 Rezervuar seviye sıvı etkisi AVO niteliğinin gösterimi	82

Şekil 4.24 Umurca sahasında 3B toplanan sismik veriye ait genlik spektrumu	83
Şekil 4.25 Genlik değişimini gösteren sismik veri A. renklendirilmiş sismik ters çözüm sonucu, B. birlikte gösterimi	84
Şekil 4.26 Akustik empedans değişimini gösteren band-limitli ters çözüm sonucu	85
Şekil 4.27 Akustik empedans değişimini gösteren model tabanlı sismik ters çözüm sonucu	85
Şekil 4.28 İğnecik sismik ters çözüm denkleştirme penceresi A. genlik değişimini gösteren sismik verinin, B. ile akustik empedans değişimini gösteren iğnecik sismik ters çözüm sonucu C.	86
Şekil 4.29 Rezervuar seviye için akustik empedans değişimini gösteren 2-B A. ve 3-B B. haritaların gösterimi	87
Şekil 4.30 Yığma öncesi sismik ters çözüm üreten kuyu civarı AI,SI ve VP/VS.....	88
Şekil 4.31 Üreten kuyu civarı $\lambda\rho$ (LR) , $\mu\rho$ (MR) ve yoğunluk değişimine göre gazlı kumların seçimi.....	88
Şekil 4.32 Yığma öncesi sismik ters çözüm üreten kuyu civarı LR (üstte) ,MR (ortada) ve üreten gazlı kumların gösterimi (altta).....	89
Şekil 4.33 Rezervuar seviye için V_p/V_s değişimini gösteren 2B A. ve 3B B. haritaların gösterimi	90
Şekil 4.34 Rezervuar seviye için Bulk Modülü değişimini gösteren 2B A. ve 3B B. haritaların gösterimi	91
Şekil 4.35 Çalışma kapsamında uygulanan NN analizi algoritması	92
Şekil 4.36 NN analizi için kullanılan farklı niteliklerin hata analizi.....	93
Şekil 4.37.A.NN analizi için kuyular bazında ölçülmüş-hesaplanmış porozite değerlerinin çapraz ilişkisi, B. tek bir kuyu için ölçülmüş porozite logu ile modellenmiş porozite logunun birlikte gösterimi	93
Şekil 4.38.A. Üreten kuyu civarında akustik empedans değişimi ile, B. NN analizi sonucu elde edilen porozite (sağda) değerlerinin birlikte gösterimi	94
Şekil 5.1 Hidrokarbon rezervuarı üzerinde pasif sismik çalışmaların mekanizması	96
Şekil 5.2 Sismometrelerin arazideki lokasyonlara yerleştirilmesi	102
Şekil 5.3 Bir ölçüm noktasının şematik görünümü.....	102
Şekil 5.4 A. Ölçüm çukuruna metal tablanın yerleştirilmesi, B. sismometrenin metal tabla üzerine konularak coğrafik kuzeye yönlendirilmesi, C. Son olarak sismometrenin yatay düzlemde denge konumuna getirilmesi	103
Şekil 5.5 Veri toplama ilk aşamasında veri toplanan 252 noktanın harita üzerinde gösterimi	104
Şekil 5.6 İlk ve ikinci aşamada veri toplanan noktaların harita üzerinde birlikte gösterimi	105

Şekil 5.7 G015q istasyonunda kayıt edilen deprem verisi	107
Şekil 5.8 Veri-işlem aşamasında uygulanan akış şeması ortalama eğim ve törpüleme	107
Şekil 5.9 Rezervuar alan üzerinde bulunan H008 istasyonuna ait 48 saatlik kaydın spektrogram görüntüsü	108
Şekil 5.10 Rezervuar üzerinde ve rezervuara uzak lokasyonlarda seçilen istasyonların düşey bileşenlerine ait saatlik dalga formları.....	109
Şekil 5.11 Rezervuardan uzak lokasyonda seçilen (M016, N004, O003, P008) istasyonlar için ve rezervuar üstünde seçilen (G007, H008, I006, J010) istasyonlar için düşey bileşenlerin PSD anomalileri	112
Şekil 5.12 Rezervuardan uzak lokasyonda seçilen (M016, N004, O003, P008) istasyonlar için ve rezervuar üstünde seçilen (G007, H008, I006, J010) istasyonlar için V/H oranı için PSD anomalileri	113
Şekil 5.13 J010 ve P008 istasyonlarında eğim hesabı yapılan doğruların seçimi ve eğim değerlerine karşılık gelen sayısal değerler kullanılarak oluşturulan balon görselleri gösterimi	115
Şekil 6.1 Rezervuar seviyeye ait sıvı etkisi haritası ile rezervuar üzerinde bulunan (G007, H008, I006, J010) ve rezervuar üzerinde bulunmayan (M016, N004, O003, P008) bazı istasyonlara ait sinyal analizlerinin birlikte gösterimi	117
Şekil 6.2 Rezervuar seviyeye ait akustik empedans haritası ile rezervuar üzerinde bulunan (G007, H008, I006, J010) ve rezervuar üzerinde bulunmayan (M016, N004, O003, P008) bazı istasyonlara ait sinyal analizlerinin birlikte gösterimi	118
Şekil 6.3 AVO analizi ile elde edilen sıvı etkisi haritası ile DF-PSY yöntemi ile ölçü alınan noktalara ait PSD-Z değerlerinin birlikte gösterildiği balon harita	120
Şekil 6.4 AVO analizi ile elde edilen fluid factor haritası ile DF-PSY yöntemi ile ölçü alınan noktalara ait PSD-V/H değerlerinin birlikte gösterildiği balon harita	121
Şekil 6.5 Yığma sonrası ters çözüm analizi ile elde edilen AI haritası ile DF-PSY yöntemi ile ölçü alınan noktalara ait PSD-Z değerlerinin birlikte gösterildiği balon harita	122
Şekil 6.6 Yığma sonrası ters çözüm analizi ile elde edilen AI haritası ile DF-PSY yöntemi ile ölçü alınan noktalara ait PSD-V/H değerlerinin birlikte gösterildiği balon harita	123

1. GİRİŞ

Petrol ve doğal gaz aramacılığında, hem jeolojik hem de jeofizik ön etütler ilk yapılan çalışmalar arasındadır. Gravite, manyetik, elektromanyetik veya sismik yöntemler jeofizik çalışmalar arasında yer alan ve ön etüt araştırmaları kapsamında uzun yıllardan beri kullanılan tekniklerdendir. Özellikle sismik yöntem, hidrokarbon rezervuarları ve jeolojik yapısal değişimleri belirlemek açısından daha çok tercih edilen jeofizik yöntemdir. Sismik yansıma yöntemi ile sismik genlikteki farklılıklar gözlemlenerek, formasyon değişimleri belirlenebilmektedir. Genlik, açılıma bağlı olarak değiştiğinden arayüze gelen sismik dalganın geliş açısı değiştikçe söz konusu süreksizliğin yansıma katsayıları da değişmektedir. Bu değişimler arayüzdeki P- ve S-dalga hızının değişimi ile meydana gelmektedir. Eğer bir tabaka gaz veya petrol içeriyorsa S-dalga hızı yayılmazken, P-dalga hızı azalmaktadır. Bu azalma da V_p/V_s değerlerinin petrolü-gazlı seviyeler için bir anomali olduğunu göstermektedir. Amaç, katman sınırları ile litolojik değişimler gösteren formasyon sınırlarını belirlemek ise bu işlem sismik ters çözüm yöntemleri ile yapılabilmektedir. Söz konusu sismik ters çözüm yöntemi ise tez kapsamında aktif sismik yöntemler başlığı altında incelenmiş ve çalışma sahası için sonuçlar ortaya konulmuştur.

Sismik ters çözüm özellikle son zamanlarda ülkemizde gaz ve petrol sahalarında arama ve üretim projelerinde özellikle risk faktörünü azaltmak amacıyla uygulanan bir teknik haline gelmiştir. Sismik ters çözüm sonuçları, kestirilen dalgacığa, oluşturulan sentetik izlere doğrudan bağlıdır ve bunların kestirimi yöntemi uygulayana bağlı olarak değişebilir. Bu nedenle sonuçlar tekil veya benzersiz değildir. Sismik ters çözümde, sismik veri ve kuyu logu veri kalitesi, sonuçları doğrudan etkilemektedir. Bu bakımdan sismik verinin genlik korunumuna dikkat edilerek veri-işlem aşamalarından geçirilmesi ve sinyal/gürültü oranının artırılması önemlidir. Gerekli görüldüğü durumlarda sismik veri-iyileştirme basamakları uygulanarak, kuyu logu verilerinde düzeltmeler yapılmalıdır. Sismik ters çözüm yöntemlerinde özellikle yığma öncesi ters çözümün uygulanmasıyla, litolojik ve petrofizik değerlendirme için oldukça fazla çıktı elde edilir. Bu sonuçlar kullanılarak rezervuar özellikleri (rezervuar kalınlığı, gözenek sıvısı dağılımı, gözeneklilik, geçirgenlik ve su saturasyonu değişimi vb.) belirlenebilmektedir.

Yöntemin uygulanmasına bir başlangıç modeli ile başlanır ve yinelemeli çözümler ile yeraltını ifade eden en iyi model bulunmaya çalışılır. Bu kapsamda geliştirilmiş doğrusal ters çözüm tekniği (Tarantola 1986, Mora 1987, Demirbag vd. 1993, Pan vd. 1990) veya son zamanlarda yaygın olarak kullanılan ve içeriğinde Monte-Carlo ile global optimizasyon yaklaşımları bulunan Genetik Algoritma kullanılmaktadır (Sen vd. 1992, Mallick 1995).

Trakya Basenine ait araştırma çalışmaları 1930'lu yıllarda başlamış olup petrol ve gaz araştırmaları için Hamitabat kumtaşları ve Soğucak kireçtaşları incelenmiştir. Sahadaki ilk ticari gaz keşfi Hamitabat-1 kuyusu ile Türkiye Petrolleri (TP) tarafından yapılmıştır. İlk petrol keşfi ise Devecatağı-1 kuyusu ile yine TP tarafından gerçekleştirilmiştir (Coşkun 1997). Tez kapsamında seçilmiş olan Umurca sahasında ise bu sefer Osmancık kumtaşları incelenerek, ilk kuyu 1980'li yıllarda açılarak gaz üretimine başlanmasıyla beraber üretim faaliyetlerini geliştirmek için gravite çalışmaları, 3B sismik ile jeolojik araştırmalar yapılmıştır (Banks 1997, Adatepe vd. 2002, Gürgey 2009, Çifçi vd. 2010, Azzurra vd. 2012). Söz konusu gravite verileri Maden Teknik Arama Enstitüsü (MTA) ve aracılığı ile toplanmıştır. Bölgeye ait rejyonel anomali haritası MTA tarafından yayınlanmıştır. Mevcut gravite verileri sismik veriler ile birlikte yorumlanarak (Ergün vd. 1995) bölgenin kabuk yapısının Marmara denizi ortalarına doğru incelendiği belirlenmiştir. Bu çalışmalar neticesinde tüm verilerin yorumlanmasıyla sahada kuyu sayısı artırılmıştır.

Çalışma sahası rezervuarına ait bilgilerin ayrıntılı olarak belirlenmesi amacıyla ilk kez rezervuar jeofiziği yöntemleri bu tez kapsamında uygulanmış ve mevcut rezervuar sınırları ile üretme potansiyeli olabilecek yeni alanların varlığı belirlenmeye çalışılmıştır. Bölüm 3 ve Bölüm 4 kapsamında yer alan Aktif Sismik Yöntemler başlığı altında rezervuar jeofiziğine yönelik yapılan işlemler ele alınmıştır. Bu işlemler sismik veriye uygulanan bir dizi ardışık teknikleri içermektedir. Bu amaçla, sismik ters çözüm sonuçlarının daha iyi yorumlanmasına olanak sağlamak ve sonuçların doğruluğunun desteklenmesine imkan vermek amacıyla öncelikli olarak kayaç fiziği çalışmaları, ofsete bağlı genlik değişimine ait (AVO) çalışmalar, sismik nicelikler ve sinir ağı yöntemi (Neural Network, NN) kullanılmıştır. Kayaç fiziği çalışmaları kapsamında, kuyu logu

verilerinden rezervuar seviyenin ayrımlılık derecesi ve elastik parametrelerin hesaplanmasıyla, bu bilgilerin literatür ile uyumuna bakılmıştır. Kayaç fiziği analizi, sismik ters çözüm öncesi uygulanan bir ön etüt yöntemidir. Bu aşamadan sonra sismik veri için veri-iyileştirme basamakları uygulanmıştır. Bu kapsamda, sismik yansıma verisinin sinyal/gürültü oranını arttırmak için sismik veriye radon dönüşümü ve artık (residüel) statik uygulamaları yapılmıştır. Sismik kalitesinin iyileştirilmesinden sonra sismikteki yapısal değişimleri belirlemek için sismik niceleyiciler hesaplanmış ve gerekli haritalamalar yapılmıştır. Rezervuar alanları belirlemek ve ters çözüm sonuçlarını desteklemek amacıyla Genliğin Ofsete Bağlı Değişimi (AVO) analizi yapılmıştır. Rezervuar jeofiziği yöntemleri kapsamında son olarak çalışma sahasına ait porozite kestirimi yapabilmek için Yapay Sinir Ağı (NN) analizi uygulanmıştır. Aktif Sismik Yöntemler başlığı altında yukarıda da özetlenmiş olan tüm bu teknikler, petrol veya gaz rezervuar özelliklerinin belirlenmesine yönelik olarak ülkemizde yeni yeni uygulanmaya başlanmıştır. Buradaki amaç, söz konusu tüm bu yöntemleri uygulayarak rezervuar seviyenin dağılımını ve sınırlarını belirlemektir. Ayrıca, rezervuar parametrelerine yaklaşım yaparak potansiyel rezervuar seviyelerin belirlenmesindeki kuru kuyu riskini ortadan kaldırmaktadır.

Bölüm 5'te Pasif Sismik Yöntem başlığı altında, yine ülkemizde hidrokarbon aramacılığına yönelik ilk kez uygulanan yeni bir yonteme ilişkin çalışmalar verilmektedir. Düşük Frekanslı Pasif Sismik Yöntem (DF-PSY) olarak bilinen bu yöntemle pilot saha seçilen Umurca gaz sahasında mevcut rezervuarın ve olası yeni rezervuar alanlarının tespitine ilişkin veri-toplama süreçlerinden ve verilere ilişkin sonuçlardan bahsedilmiştir. Ülkemizde henüz kullanılmayan bu yöntem, bugüne kadar dünyanın farklı bölgelerindeki birçok petrol ve doğal gaz sahasında başarıyla uygulanmıştır. Daha çok ön etüt araştırmalarında kullanılan bu yöntem bulguları ve düşük maliyeti açısından sektörel olarak önemli katkılar sağlamaktadır. Dolayısıyla tez kapsamında, yonteme ilişkin yapılan çalışmalar, yöntemin gelecekte ülkemizde kullanılmasına yönelik özgün ve örnek bir değer taşımaktadır.

Bölüm 6'da çalışma sahasına uygulanan aktif ve pasif kaynaklı yöntemlerin sonuçları hem kendi içerisinde hem de birbirleriyle karşılaştırılarak değerlendirilmiştir. Aktif

sismik yöntem sonuçları ile ayrıntılı rezervuar parametreleri elde edilerek yeni olası lokasyonlar da belirlenmiştir. Diğer taraftan pasif sismik yöntem sonuçlarında rezervuar sınırlarına yönelik elde edilen bulguların da aktif sismik yöntem sonuçları ile uyumlu olduğu görülmüştür.

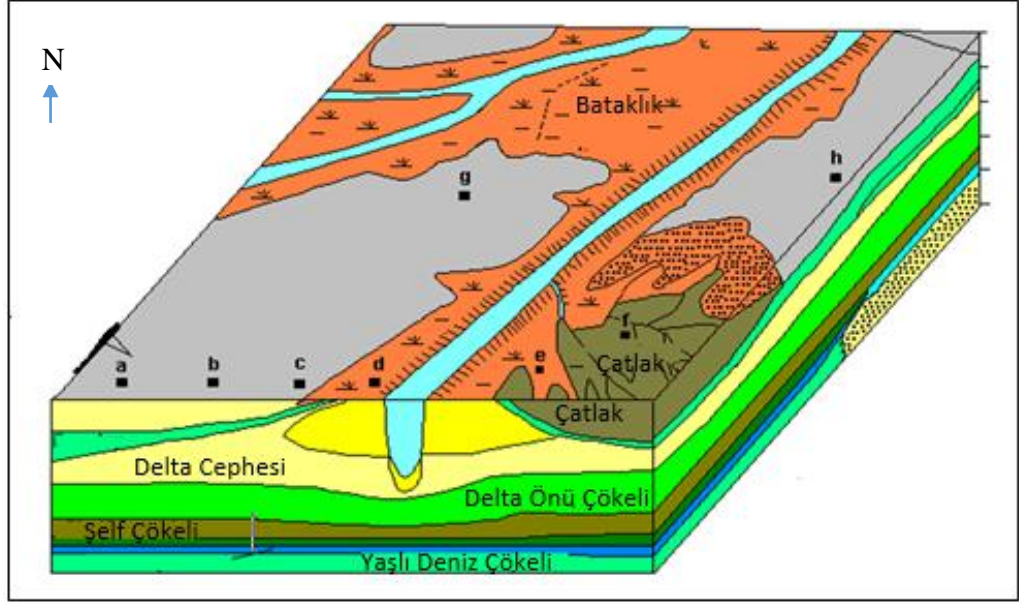


2. TRAKYA BASENİ-UMURCA SAHASI JEOLJİSİ VE TEKTONİĞİ

2.1 Genel Jeoloji

Trakya Baseni'nin tektonizması, sedimantasyonu ve hidrokarbon olasılığına dair çalışmalar 1930'lu yıllarda başlamıştır. Trakya Baseninde ilk ticari gaz keşifi Türkiye Petrolleri (TP) tarafından 1970 yılında açılan Hamitabat-1 kuyusunda yapılmıştır. Daha sonrada 350'den fazla kuyu açılmış olup, 2B ve 3B sismik veri toplanmıştır. Trakya Baseni büyük ve ince tersiyer sedimanter bir basen olup önemli hidrokarbon göstergelerine sahiptir (Turgut vd. 1991; Turgut ve Eseller 2000; Siyako ve Huvaz 2007). Trakya Baseni, Türkiye'deki en önemli gaz üretme potansiyeline sahip yaklaşık 25.000 km²'lik bir sahadır. Bugün 10 milyar m³ kanıtlanmış üretilebilir rezerv ile ülkemizin en önemli doğalgaz üreten havzasıdır. Basene ait gaz ve petrol rezervuarları Eosen ve Oligosen yaşlı kumtaşı ve karbonatlardır. Çalışma sahası olarak seçilen Umurca sahası kumtaşı rezervuarlardan üretim yapmaktadır. Yapılan birçok çalışmada kum ve kumtaşları için plaka tektoniği ve mineral içeriği incelenmiştir (Dickinson 1970, Crook 1974, Dickinson ve Suczek 1979, Valloni ve Maynard 1981, Dickinson vd. 1983, Mack 1984, Valloni ve Zuffa 1984, Garzanti vd. 2007). Basen boyunca sedimantasyon Eosen yaşlı karbonatlar ile devam eder, basenin merkezine doğru deltaik ilerleme Oligosen yaşlıdır (Sümengen vd. 1987).

Çalışma sahasının da yer aldığı kuzey kısım; metamorfik kayalar, orta-üst Eosen turbiditler ile Oligosen yaşlı shelf deltaik yapılar ile çevrelenmiş durumdadır. Çalışma sahasında hem yapısal ve hemde stratigrafik bir kapan oluşturan Osmancık Formasyonu; aralanmalı kumtaşı, şeyl ve silttaşlarından oluşmaktadır. Osmancık formasyonu delta ve delta önü ortamda ilerleyen delta lobları şeklinde çökelmiştir (Şekil 2.1). Farklı delta lobları sismik kesitlerde yüksek genlikli, devamlı ve eğimli yansımalar (klinofom) ile tanımlanır. Her bir eğimli yansıma paleocoğrafik olarak eğim yukarı denizelden karasal geçişi ifade ederken, eğim aşağı sahil yakını ortamdan açık denize geçişi ifade eder. Bu delta lobları, sellenme yüzeyleri ile karakterize edilen parasekanslardan oluşmuştur. Formasyonun tane boyu üste doğru giderek irileşen ve ilerleyen delta önü fasiyesinde çökelmiş bir istiftir (Bürkan 1985).



Şekil 2.1 Delta lobları ve sellenme yüzeyleri ile tanımlanan parasekansların gösterimi (Clomen ve Prior 1980)

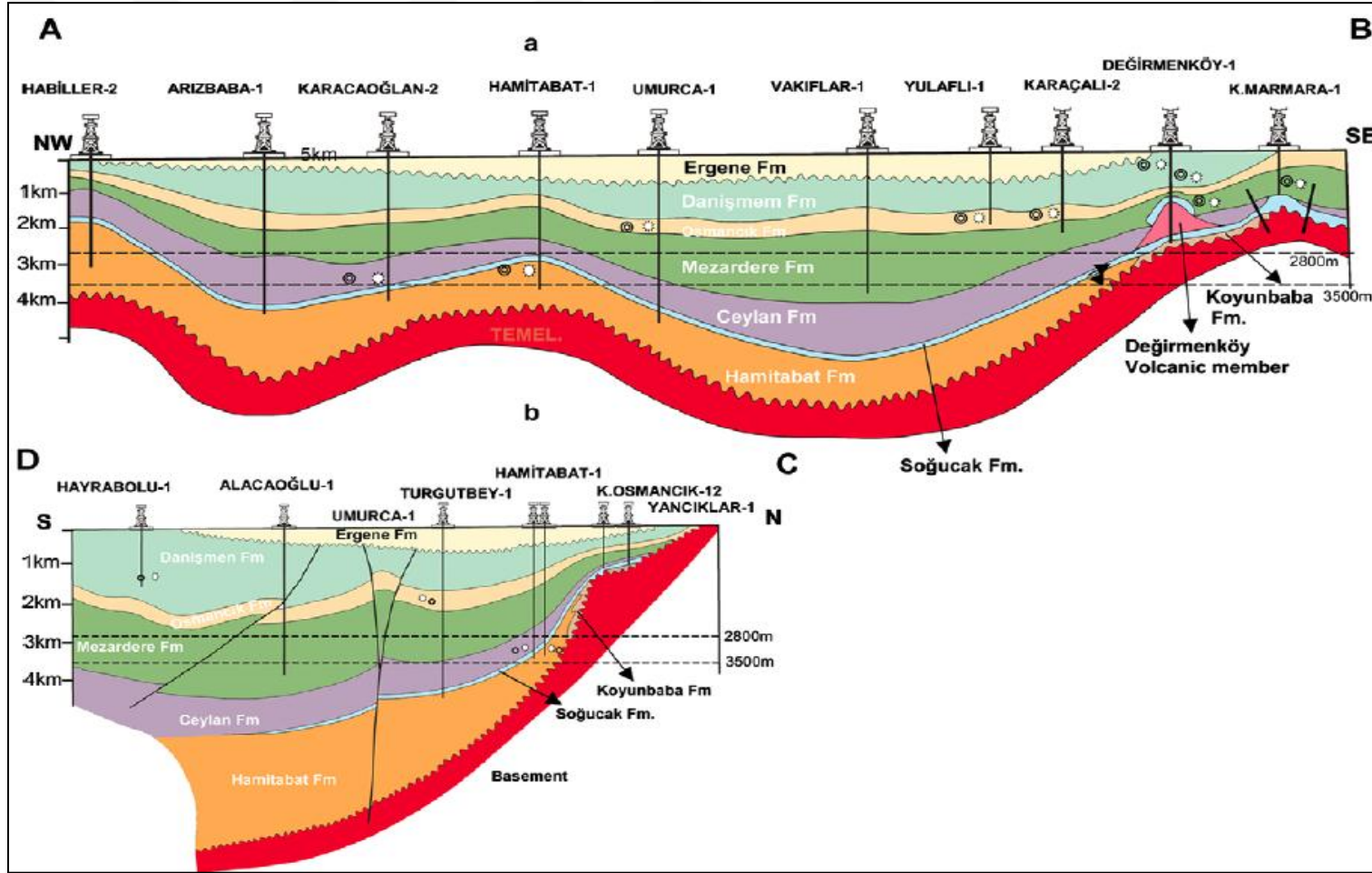
a, b, c, d, g, e, f, g, h lokasyonlarında karot analizi yapılarak model doğrulanmıştır.

Çalışma sahasındaki Hamitabat ve Ceylan Formasyonlarının tamamı ve Mezardere Formasyonunun ise alt kesimleri derin deniz çökellerinden oluşmaktadır. Hamitabat kumtaşları deltaik türbiditik ortamda depolanmış ve formasyon oldukça volkanik malzemeli, karbonat çimentolu, kötü boylanmalı, kumtaşı ve şeyl araldanmalıdır. Ceylan formasyonu orta-kaba taneli, bol mikalı, zayıf tane-arası porositeli tüfit ve kötü boylanmalı volkanik malzemeli, iyi çimentolu, zayıf tane arası porositeli kumtaşları ve şeyl araldanımlıdır. Ceylan Formasyonundaki çok ince taneli ve düşük poroziteli kumtaşları ve silisifiye tüflerin rezervuar özellikleri iyi değildir. Genellikle basenin tamamına yayılan bu tüfler Gamma-Ray (GR) loglarında açıkça belli olmaktadır. Volkanik aktivite ve ilişkili fay zonları tüf yapılarının depolanmasında etkilidir. Formasyondaki rezervuarı oluşturan kumtaşları çok ince taneli, yüksek poroziteli, fakat düşük permeabiliteli, orta boylanmalı, yarı köşeli ve bol kil matrislidirler. Kil matris, çoğunlukla su alınca şişebilen türde killerdir. Osmancık Formasyonu üzerine yine uyumlu olarak gölsel Danişmen Formasyonu gelir. En üstte ise açılı diskordanslı Ergene gurubu çökelleri bulunur. Osmancık kumlarının petrografik içeriği; ince-orta taneli, orta-kötü boylanmalı, %25-30 kuvars, %10-15 feldispat, %1-2 mika, %20-40 kil, %10-20 karbonat parçası ve çimentodur (Bürkan 1985).

Çalışma sahası stratigrafisi; Osmancık hedefli kuyularda kesilen birimler göz önünde bulundurularak en altta kumtaşı katkılı şeyllerden oluşan Mezardere Formasyonu, onun üzerinde kumtaşı, silttaşı ve şeyllerden oluşan Osmancık Formasyonu, bu formasyonunda üzerinde şeyl, kiltası, silttaşı ve yer yer kömür bantlarından oluşan Danişmen Formasyonu bulunmaktadır. Bu üç formasyon birbiri ile konkordan ve dereceli geçişlidir. Oligosen yaşlı bu birimleri, Plio-Kuvaterner yaşlı, çakıltaşı, kumtaşı, silttaşı, kiltası ve yer yer kömür katkılarından oluşan Ergene grubu çökelleri açısız bir diskordansla üzerlemektedir.

Osmancık Formasyonu yapısal bir kapanım şeklinde izlenmektedir. Her ne kadar yapısal bir kapanım oluşturmakta ise de; içerdiği rezervuar nitelikli kumtaşı seviyeleri, deltayık bir ortamın doğal sonucu olarak yanal yönde şeyllerle geçişli olup daha çok stratigrafik kapanlanma oluştururlar. Formasyon içerisindeki birden fazla olan bu kumtaşı seviyeleri birbirinden farklı rezervuarları oluştururlar. Osmancık Formasyonu jeolojik kesitlerde 810 m olarak ölçülmüştür (Temel ve Çifçi 2002). Osmancık Formasyonu mostralalarında görülen bir diğer sedimanter yapı da kum toplarıdır. Bu yapılar çevrelerine oranla daha iyi çimentolanmış ve yüksek rezistivite değerlerine sahiptir.

Eosen yaşlı Koyunbaba Formasyonu; konglemeralar, feldispatik kumtaşları ve silttaşlarından oluşur. Koyunbaba klastikleri üretken değildir. Soğucak formasyonu 50-100 m kalınlıklı %10- %15 poroziteli petrol üreten bir formasyondur. Mezardere Formasyonu şeyleri iyi bir kaynak kaya özelliği gösterir (Ünal 1967). Yine Eosen yaşlı Soğucak Formasyonu ise sığı denizel karbonatlar ve iyi boylanmalı kumtaşlarından meydana gelmektedir (Özcan vd. 2010). Söz konusu formasyonların dizilimini gösteren Trakya Baseni jeolojik kesiti şekil 2.2'de genelleştirilmiş stratigrafi kesiti ise şekil 2.3'de verilmiştir.



Şekil 2.2 Trakya Baseni jeolojik kesiti a) (A-B) Kuzeybatı ile Güneydoğu yönlü b) (D-C) Güney-Kuzey yönlü (Gürgey 2005)

KRONO-STRATİGRAFİ CHRONO-STRATIGRPHY	YAŞ (My) AGE (Ma)	BİRİM UNIT	KALINLIK THICKNESS (m)	LİTOLOJİ LITHOLOGY	ÇÖKELME ORTAMI SEDIMENTARY ENVIRONMENTS	REZERVUAR KAYA RESERVOIR ROCKS	ANA KAYA SOURCE ROCKS	ÖRTÜ KAYA CAP ROCKS	ÜRETİM SAHALARI PRODUCTION FIELDS	
PLİYÖSEN PLIOCENE	5,2	KIRCASALIH	500		AKARSU FLUVIAL					
MİYOSEN MIOCENE	5,2	ALÇITEPE ÇAMRAKDERE KIRAZLI GAZHANEDERE	100-1400		SAHİL YAĞINI, GÖL AKARSU NEAR SHORE LAKE FLUVIAL	Ø : % 10 - 25			Prinous Kavala } Yunanistan Greece	
		BAKIRKÖY GÜNGÖREN ÇUKURÇEŞME	100-1400							
OLİGOSEN OLIGOCENE	23,3	HİSARLIDAĞ	800		VOLKANİZMA VOLCANISM				Değirmenkoy, Karaçalı, Adatepe, D.Adatepe, Yulaflı, Kumrular, Musellim, Göçerler Vakıflar, Sevindik, G. Karaçalı	
		YENİMUHACIR GR	ARMUTBURNU Ü	100						
			DANIŞMEN	300-1000		DELTA DÜZLÜĞÜ GÖL DELTA PLAIN, LAKE	Ø : % 10 - 23 K : 0,2 - 10 md	TOC : 1,4 TIP : II, III		Umurca, Değirmenkoy, Karaçalı, Adatepe, Yulaflı, Silivri, Tekirdağ, Mesutlu, Vakıflar, G. Karaçalı, Hayrabolu
			OSMANCIK	400-800		DELTA ÖNÜ DELTA FRONT	Ø : % 10 - 25 K : 0,1 - 10 md			Terzili, Umurca
E O S E N EOCENE	35,4	MEZARDERE	600-2000		DELTA İLERİSİ PRO DELTA	Ø : % 10 - 15 K : 0,1 - 10 md	TOC : 0,5 - 1,6 TIP : II, III		G. Karaçalı	
		K E Ş A N	CEYLAN	400-1000		PROKSİMAL- DİSTAL TURBİDİT PROKSİMAL- DİSTAL TURBİDİT	Ø : % 10 - 18 Ø : % 10 - 30	TOC : 0,2 - 0,6 TIP : II		Kumrular, Turgutbey, Karacaoglan
SÖĞÜCAK	40-400			İN-DEĞİŞİM SHALLOW TO DEEP SHORE	Ø : K : 1 - 80 md			K. Osmancık, Deveçatağı, K. Marmara, Değirmenkoy		
KOYUNBABA	10-100			İN-DEĞİŞİM SHALLOW SHORE	Ø : % 10 - 15 K : 0,5 - 1 md			Hamitabat, Tatarkoy, Kavakdere		
FIÇITEPE HAMİTABAT	2000-3000			PROKSİMAL- DİSTAL TURBİDİT; DELTA; AKARSU PROKSİMAL- DİSTAL TURBİDİTES; DELTA; FLUVIAL		TOC : 0,5 - 2,5 TIP : I, II				
PALEOZOYİK-MESOZOYİK PALEOZOIC-MESOZOIC	55	TE MEL								

Şekil 2.3 Trakya Havzası Genelleştirilmiş Stratiğrafik Kesiti (Siyako 2005)

Umurca sahası, TP Trakya projesi tarafından Kuzey Trakya’da üç bölüme ayrılan havzanın ‘Derin Zon’ kısmında yer alır. Bu zon içinde yer alan Hamitabat ve Ceylan Formasyonlarının tamamı ve Mezardere Formasyonunun ise alt kesimleri derin deniz çökellerinden oluşur. Umurca sahasında hedeflerden birisi olan Oligosen yaşlı Osmancık Formasyonu, prodeltayik bir çökel olan Mezardere Formasyonu üzerinde uyumlu olarak çökelmiş sahil yakını delta ortamı çökellerinden oluşmaktadır.

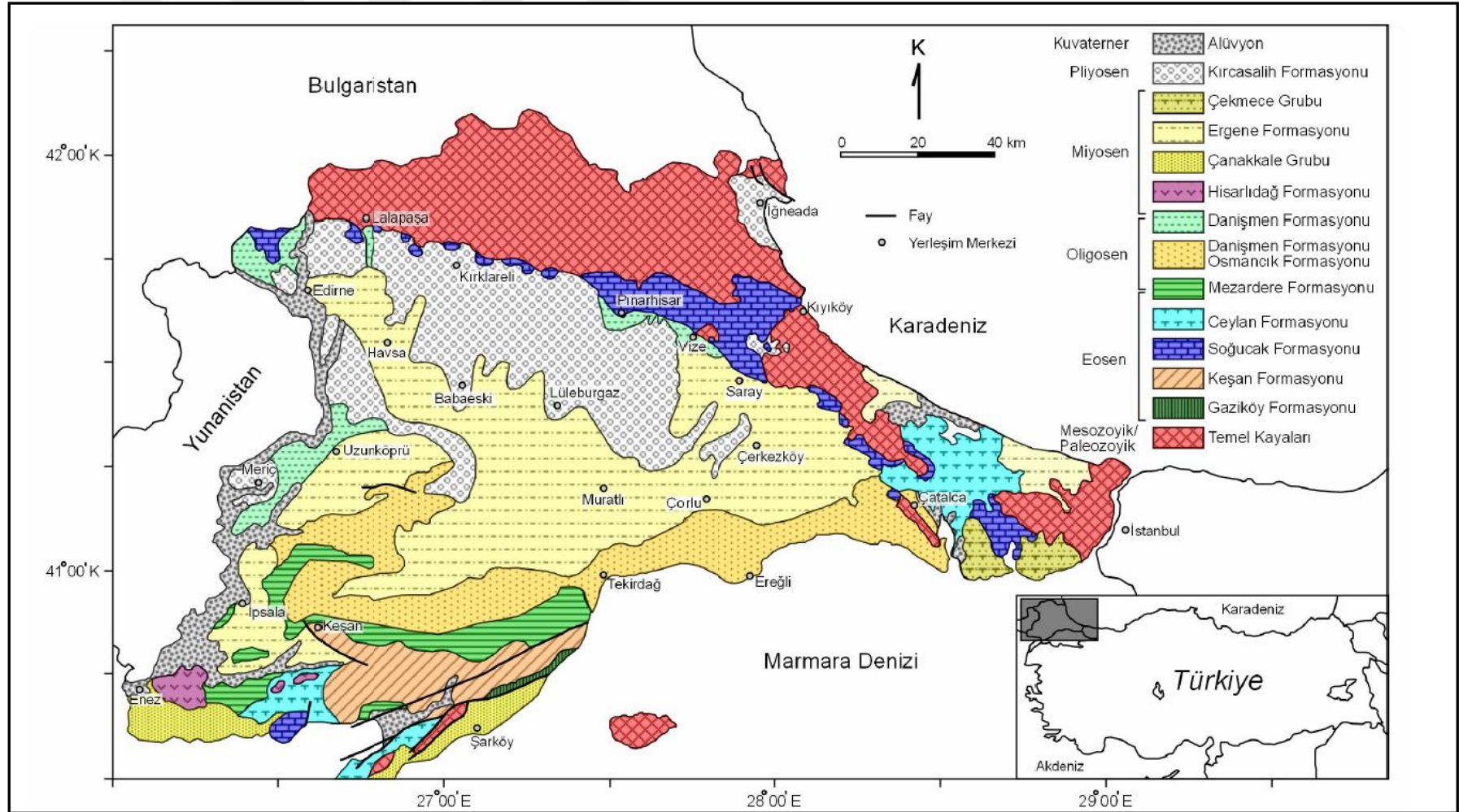
2.1.1 Umurca sahası stratigrafisi

Çalışma Sahası olarak seçilen gaz üretim sahası olan Umurca sahası formasyonları bireysel olarak ele alınarak, formasyon özellikleri sırasıyla detaylı olarak incelenmiştir. Formasyonların Trakya Baseni üzerindeki yayılımı şekil 2.4’te verilmiştir.

- **Hamitabat Formasyonu**

Sismik kesitler, kuyu kesintileri, karotlar ve kuyu loglarıyla tariflenebilmektedir. Kuzey Trakya’da sadece birkaç kuyuda, formasyonun tabanına kadar sondaj yapılmış olup, Istranca metamorfizmi üzerine uyumsuz geldiği görülmektedir. Üzerine ise, açılı uyumsuzlukla Soğucak Formasyonu’nun veya Ceylan Formasyonu’nun geldiği, sismik kesitlerde belirgindir. Litolojik olarak formasyon genellikle klastik fasiyeslerden oluşan bir birimdir (Sünnetçioğlu ve Siyako 2010).

Bu fasiyesler karasaldan derin denizele kadar değişen bir topluluktur. Havza ortalarındaki Hamitabat Formasyonu kalınlığının 2000 metreye kadar çıktığı tahmin edilmektedir. Yaş sınıflaması ise Erken-Orta Eosen ve Orta-Geç Eosen olarak verilmektedir (Ediger ve Batı 1987, Ediger ve Alişan 1989, Batı vd. 1993). Hamitabat Formasyonu, Kuzey Trakya’daki Eosen yaşlı paleoyükselim alanlarıyla çevrili yaygın çukurluklarda çökelmiştir. Istranca Dağları ve diğer yükselim alanlarına doğru, giderek incelik ve yok olur.



Şekil 2.4 Trakya jeoloji haritası (Kasar vd. 1983, Türkecan ve Yurtsever 2002)

- **Koyunbaba Formasyonu**

Koyunbaba Formasyonu, daha yaşlı birimler üzerinde uyumsuz olarak bulunur. Üstte ise Soğucak Formasyonu ile dereceli geçişlidir. Koyunbaba Formasyonu esas olarak çakıltaşı ve kumtaşlarından oluşmuştur. Yer yer marn, kil, kireçtaşı ve temele ait büyük blokları da kapsar. Bu litolojiler Orta-Geç Eosen deniz transgresyonunun ilk ürünleri olan taban klastiklerini temsil eder. Koyunbaba Formasyonu çukurlukları doldurduğundan, kalınlığı çok değişkendir. Kalınlık birkaç metreden 100 metreye kadar çıkar. Orta-Geç Eosen'in şelf alanlarında çökelmiştir, havzanın derin kesimlerinde yoktur. Yaşı Orta-Geç Eosen olarak tanımlanmıştır (Batı vd. 2002). Koyunbaba Formasyonu'nun özellikle Istranca Dağları'nın güneybatı eteklerinde, Soğucak Formasyonu'nun altında şerit şeklinde, yer yer de yaygın olarak haritalanmış yüzlekleri vardır.

- **Soğucak Formasyonu**

Soğucak Formasyonu, altındaki Koyunbaba Formasyonu ile dereceli geçişlidir. Koyunbaba'nın olmadığı alanlarda, daha yaşlı birimlerin üzerine uyumsuz olarak gelir. Üstte ise dereceli geçişle Ceylan Formasyonu, bu birimin olmadığı yerlerde ise Mezardere Formasyonu bulunur. Soğucak Formasyonu çoğunlukla şelf ortamında çökelmiş karbonatlardan oluşur. Kireçtaşları, beyaz, gri, sarımsı, orta-kalın tabakalı veya masif, sert, orta-iyi gözenekli, erime boşluklu, bol fosillidir. Yer yer görülen yama resifi fasiyesleri, Pınarhisar civarında daha fazladır. Tabaka aralarında marn ve kumtaşlarına da rastlanır. Havza derinliklerinde pelajik killi kireçtaşı özelliğinde olduğu, tuf ve tüfit seviyelerini de içerdiği kuyu verileriyle saptanmıştır. Bu tür fasiyesin yüzleği yoktur (Sümengen vd. 1987).

Soğucak Formasyonu, Istranca eteklerinde şeritler halinde veya yaygın alanlarda yüzlek verir. Güney Trakya, Gelibolu ve Biga Yarımadaı, Bozcaada ve Gökçeada'da ise, aşınmadan korunmuş küçük yüzlekleri vardır. Petrol kuyularından elde edilen verilere göre, şelf alanlarından havza derinliklerine doğru kil oranı giderek artar ve yok olur.

- **Ceylan Formasyonu**

Ceylan Formasyonu'nun alt dokanağı Soğucak Formasyonu ile çoğunlukla geçişlidir. Karadeniz kıyısında Karaburun çevresinde Ceylan Formasyonu'nun Soğucak Formasyonu üzerine uyumsuzlukla geldiği belirtilmiştir.

Ceylan Formasyonu pelajik şeyl, marn, killi kireçtaşı, türbiditik kumtaşı-şeyl ve kılavuz seviyeler olarak haritalanabilen ve yer yer silisifiye olan tüfitlerden oluşur. Güney Trakya'da, Gelibolu ve Biga Yarımadaalarında birimin özellikle tabana yakın kesimlerinde, Soğucak Formasyonu'na ait kireçtaşları ve Çetmi Ofiyolit Melanjı litolojileri (serpantinit, mavi_ist, diyabaz, bazalt) olistolit ve olistostrom olarak görülebilir. Trakya ortalarında açılan kuyularda Ceylan Formasyonu'nun kalınlığı 2000 metreye kadar ulaşır. Ancak bunun bir kısmı kıvrımlanma ve faylanma nedeniyle oluşan görünür kalınlıktır. Ortalama kalınlık 1000 m kadardır. Havza kenarlarına gidildikçe Ceylan Formasyonu'nun kalınlığı azalır (Ünal 1967).

- **Mezardere Formasyonu**

Soğucak Formasyonu ile dereceli geçişlidir. Üstüne ise, dereceli geçişli olarak Osmancık Formasyonu gelir. Mezardere Formasyonu'nun asıl litolojisini, delta ilerisi fasiyesindeki şeyl ve marnlar ile kılavuz seviye olarak ayrılabilen tüfitler oluşturur. Kumtaşı katkıları da sıkça gözlenir. Mezardere Formasyonu'nun tip kesitinde 1540 metre kalınlık ölçülmüştür. Mezardere Formasyonu en Geç Eosen yaşlıdır (Ünal 1967).

- **Osmancık Formasyonu**

Osmancık formasyonu kumtaşlarını içeren bir formasyondur. Altındaki Mezardere ve üstündeki Danişmen Formasyonları ile çoğunlukla geçişlidir. “Kömürlü seviyelerin tabanı” veya “intra Danişmen” olarak adlandırılan seviye bir sekans sınırı olup, işaretçi katman gibi, yeraltında çok uzun mesafelerde takip edilebilmekte ve Danişmen Formasyonu'nu ikiye ayırmaktadır. Bu ayrıma göre oluşan “Alt Danişmen”in

litolojileri, Osmancık Formasyonu litolojilerine benzemekte ve belirgin bir özellik olarak, “Üst Danişmen”in aksine, linyit içermemektedir. Bu nedenlerle, yeraltı değerlendirmelerinde “Alt Danişmen”in de Osmancık Formasyonu’na dahil edilerek, “intra Danişmen” seviyesinin iki formasyonun dokanağı olması kabul edilmiştir. Osmancık ve Danişmen Formasyonları bir çok bölgede Ergene ve Kırcasalih Formasyonları tarafından uyumsuzlukla örtülür.

Osmancık Formasyonu, tane boyu üste doğru giderek irileşen, ilerleyen delta önü fasiyesinde çökemiş regresif bir istifdir. Esas olarak kumtaşı, şeyl ve az miktarda çakıltaşı, kireçtaşı ve tuf seviyelerinden oluşmaktadır. Havzanın ani yükselme ve alçalma dönemleri arasında gelişen ve yüzleklerde seyrek olarak görülen linyit seviyelerinin dağılım ve kalınlıkları Danişmen Formasyonu’ndaki linyitler kadar büyük değildir.

- **Danişmen Formasyonu**

Yüzeylediği alanlarda alttaki Osmancık Formasyonu ile dereceli geçişli olan birimin yeraltı çalışmalarında bu formasyon ile Oligosen içerisindeki bir sekans sınırı ile ayrılması kabul edilmiştir. Danişmen Formasyonu üstten aşındırılmış olup, genç birimler tarafından uyumsuz olarak örtülmektedir. Litolojik açıdan, Mezardere Formasyonu ile başlayan regresif delta sisteminin en üst birimidir. Göl, bataklık, taşkın ovası ve akarsu çökellerinden oluşur. Yer yer var olan şeyller, kıltaşları, kumtaşı, çakıltaşı ve kömürler, birimi oluşturan ve havza ortalarında görülen asıl litolojilerdir. Kuzey Trakya’daki yüzleklerinde balık fosilleri, Güney Trakya’da ise silisifiye ağaç fosilleri yaygındır. Seyrek olarak tuf-tüfit ve kireçtaşı seviyeleri de görülür (Siyako 2005).

- **Çantaköy Formasyonu**

Çantaköy Formasyonu, Osmancık ve Çakıl Formasyonları üzerinde belirsiz uyumsuz dokanaktır (Çağlayan ve Yurtsever 1998). Birimin üzerine Kırcasalih Formasyonu

uyumsuz olarak gelmektedir. Çantaköy Formasyonu genellikle çakıl-kum seyrek olarak blok-iri çakıl boyunda tuf parçalarından oluşmuştur. Kirli beyaz rengiyle uzaktan kolayca tanınan birimde derecelenme ve çapraz tabakalanma görülür, taneler yuvarlanmıştır. Bazı yüzlelerde kıltaşı ve silttaşı seviyeleri de gözlenir. Tüfler gösel ortamda çökelmiştir.

- **Hisarlıdağ Formasyonu**

Hisarlıdağ Formasyonu, Mezardere Formasyonu üzerinde uyumsuzdur. Üstte ise Miyosen birimleri tarafından uyumsuz olarak örtülür. Hisarlıdağ Formasyonu altta riyodasitik tüfler, andezit, andezitik tüfler, kırmızımsı ve yeşil lahar akmaları ile başlar. Üste doğru sırasıyla beyaz riyolitik tuf, riyodasit, andezit, bazalt ve bazalt aglomerası, ignimbirit, aglomeralarla devam eder. Birim içerisinde, volkanizmanın durulma aşamalarında gelişen küçük göl havzalarında çökelmiş ince taneli kumtaşı, şeyl ve kömür seviyelerine de yer yer rastlanır.

- **Gazhanedere Formasyonu**

Gazhanedere Formasyonu altındaki yaşlı birimlerle uyumsuz, üstündeki Kirazlı Formasyonu ile dereceli geçişlidir. Gazhanedere Formasyonu alacalı çamurtaşı, kumtaşı, çakıltaşı, marn ve çok seyrek kireçtaşından oluşur. Bu litolojiler akarsu, taşkın ovası ve yer yer de göllerde çökelmiştir. Gazhanedere Formasyonu'nun yaşı Erken-Orta Miyosen olarak kabul edilmekle beraber stratigrafik konumuna göre birimin yaşı Orta-Geç Miyosen olmalıdır.

- **Kirazlı Formasyonu**

Kirazlı Formasyonu, sahil yakını ortamlarda çökelmiş, genellikle gevşek tutturulmuş sarımsı boz, gri, kalın tabakalı kumtaşlarından oluşur. Seyrek olarak kumtaşları içinde şeyl ve çakıltaşı arakatıkları da görülür. Kirazlı Formasyonu'nun stratigrafik konumuna göre yaşı Orta Miyosen-erken Geç Miyosen olmalıdır.

- **Çamrkdere Formasyonu**

Çamrkdere Formasyonu, Kirazlı Formasyonu üzerinde ve Alçitepe Formasyonu altında, bu birimlerle geçişli olarak bulunur. Formasyon, göl ve akarsu ortamlarında çökelmiş; miltaşı, kiltası, killi kireçtaşı, kumtaşı ve yer yer kömürleşme derecesi düşük linyit düzeylerinden oluşur.

- **Alçitepe Formasyonu**

Alçitepe Formasyonu, altındaki Çamrkdere ve Kirazlı formasyonları ile dereceli geçişlidir. Üstünde ise açılı uyumsuz olarak Kırçasalih Formasyonu bulunur. Alçitepe Formasyonu kumlu kireçtaşı, kumtaşı, siltaşı ve kiltası ardalanmasıyla başlar, üste doğru kireçtaşı, kumlu kireçtaşı, bol makro fosilli kireçtaşı, oolitle kireçtaşı, kiltası ve kumtaşının düzensiz ardalanması ile devam eder. Birim lagün, sahil ve sahil ötesi ortamlarda çökelmiştir. Alçitepe Formasyonu bol fosillidir.

- **Ergene Formasyonu**

Ergene Formasyonu, gevşek tutturulmuş litolojileri nedeniyle iyi yüzlek vermez. Alttan üste kesintisiz görülebileceği bir kesiti yoktur. Petrol arama kuyularında, ekonomik bir seviye olmadığı için, hızlı sondajla geçildiğinden yeterli veri alınamamıştır. Ergene Formasyonu'nun altındaki Çantaköy Formasyonu ile geçişli olduğunu belirtirler. Bunun dışında birim, daha yaşlı birimlerle ve üzerine gelen Kırçasalih Formasyonu ile uyumsuzdur. Ergene Formasyonu, akarsu ve göl ortamı ürünü, çapraz tabakalı çakıltaşı ve kumtaşlarıyla, bol bitki ve omurgalı fosili içeren kumtaşı, miltaşı ve kiltalarından oluşur. Ergene Formasyonu Trakya'nın ortasında, yaygın bir alanda en geniş yüzleğe sahip birimdir.

- **Çukurçeşme Formasyonu**

Çukurçeşme Formasyonu, Karbonifer yaşlı kumtaşı-silttaşı, Eosen yaşlı Soğucak Formasyonu ve Oligosen yaşlı Pınarhisar Üyesi'nin üzerine uyumsuz olarak gelir. Üzerine ise Güngören Formasyonu dereceli geçişli olarak gelir. Çukurçeşme Formasyonu, çapraz katmanlı, gevşek tuturulmuş, killi ve marnlı, omurgalı fosilli kumtaşı ve çakıltaşlarından oluşur. Birim karasal ortamda çökelmiştir. Bol miktarda omurgalı fosil içeren birimin yaşı Geç Miyosen'e karşılık gelen Turoliyen'dir.

- **Güngören Formasyonu**

Güngören Formasyonu, altındaki Çukurçeşme ve üstündeki Bakırköy Formasyonları ile dereceli geçişli olarak bulunur. Birim genellikle çamurtaşı ve marndan oluşur. Seyrek kumtaşı ve kireçtaşı tabakaları da kapsar. Birimin yaşı stratigrafik konumuna ve kapsadığı omurgalı fosillere göre Geç Miyosen (Turoliyen)'dir.

- **Bakırköy Formasyonu**

Bakırköy Formasyonu, altındaki Güngören Formasyonu ile dereceli geçişlidir. Üzerine ise Kuvaterner birimleri gelir. Bakırköy Formasyonu beyaz, marn katkılı ve merceksel kireçtaşlarından oluşur. Kireçtaşları lagün ve göl ortamında çökelmiştir. Bakırköy Formasyonu'nun yaşı stratigrafik konumuna, omurgalı fosillere ve ostrakodlara dayanarak Geç Miyosen olarak verilmiştir.

- **Kırcasalih Formasyonu**

Kırcasalih Formasyonu, Istranca masifi metamorfileri, Soğucak Formasyonu, Osmancık Formasyonu, Danişmen Formasyonu, Ergene Formasyonu dahil olmak üzere Trakya'daki hemen hemen daha yaşlı tüm birimler üzerine uyumsuz olarak gelmektedir. Kırcasalih Formasyonu üzerinde Kuvaterner çökelleri bulunur. Kırcasalih Formasyonu tutturulmamış çakıl, kaba taneli çakıltaşı ile kumtaşı ve seyrek kiltaşından oluşur.

Çakıllar genellikle kuvars, kuvarsit, nadiren şist, metagranit ve volkanitten oluşmuştur. Birim akarsu ortamında çökelmiştir. Kırcasalih Formasyonu'nun yaşı stratigrafik konumuna göre en Geç Miyosen-Pliyosen'dir.

- **Marmara Formasyonu**

Marmara Denizi ve çevresinde gelişen sedimantasyonun çeşitli sahil fasiyeslerini temsil ederler. Bu istifin, ilk defa bölgesel kapsamda tanımlanması ve Marmara Denizi içerisinde de devam etmesi nedenleriyle, Marmara Formasyonu olarak adlandırılmıştır. Marmara Formasyonu, karadaki tüm yüzleklerinde daha yaşlı birimlerin üzerinde açısız uyumsuz olarak bulunur. Marmara Denizi içerisinde, Pliyosen-Alt Pleyistosen çökel serisi üzerinde, derin kesimlerde uyumlu, şelf üzerinde ise açısız uyumsuz olarak bulunmaktadır. Yine deniz alanlarında üzerine gelen Holosen yaşlı birimler, derin kesimlerinde uyumlu, şelf alanlarında ise uyumsuzdurlar. Marmara Formasyonu, Marmara Denizi'nin kıyı fasiyesleri ve deniz içindeki yanal devamlarından oluşur. Kıyı fasiyeslerinde hakim birimler, gevşek tutturulmuş karbonatlı kumtaşları, Ostrea bankları ve yalıtışlarıdır. Tektonik yükselme nedeniyle taraça görünümündeki yüzleklerin büyük bir kısmı aşınma süreçleriyle yok olmuştur.

2.2 Trakya Baseni Tektonik Özellikleri

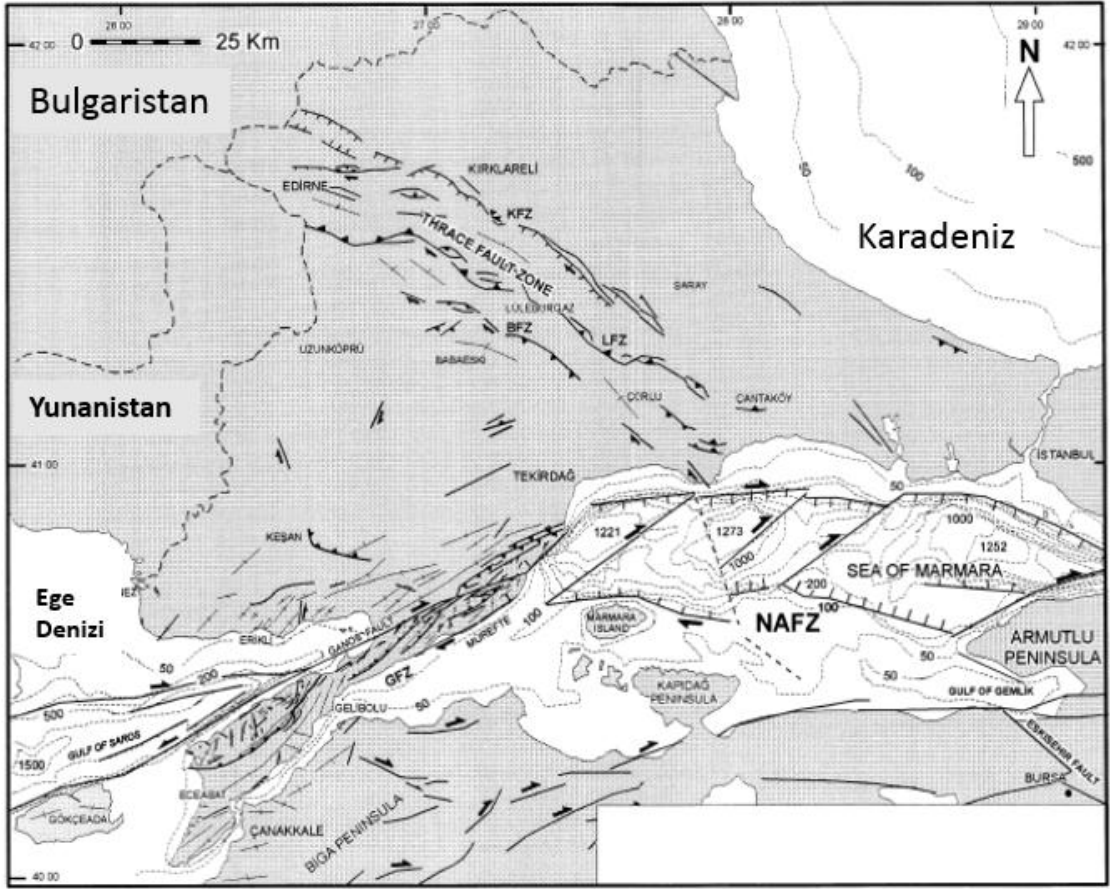
Trakya Baseni kuzeyde İstıranca masifi, batıda Rodop masifi ile güneyde Sakarya kıtası arasında kalan bir depresyon alanı ile tanımlanmaktadır (Yılmaz vd. 1998). Doğu-batı uzanımlı orojenik kuşak olan Pontidler tekno-yapısal sisteme göre batı Pontidler, merkez Pontidler ve doğu Pontidler olarak üçe ayrılmaktadır. Batı Pontidler; İstıranca-Rodop Masifi, İstanbul-Zonguldak zon, Armutlu-Almacık Zonu ile Sakarya kıtası olarak ayrılmaktadır. Merkez Pontidler; kuzeyde İstıranca-Rodop masifinden güneyde Sakarya zonuna uzanmaktadır. Pontidler geç kretease döneminde Sakarya kıtası ile Pontidler arasındaki çarpışmaya maruz kalmışlardır. Bazı araştırmacılar (Doust vd. 1974, Perinçek 1991) ise Trakya Baseninin bir dağ arası yapısı olduğunu belirtmişlerdir.

Trakya Havzası'nın tektonik gelişimi, bölgedeki makro levhalar arasındaki hareketler sonucu başlamaktadır. Tektonik gelişim Geç Kretase ve Miyosen sırasında Afrika, Anadolu ve Avrasya Plakalarının birbirleriyle olan ilişkileri sonucu gerçekleşmektedirler (Şengör ve Yılmaz 1981). Doğu Anadolu'da sıkışma, Batı Anadolu'da grabenlerle ifade edilen açılma olayı ile Trakya Havzası bu dönemde yükselerek aşınmaya uğramış ve tüm Oligosen istifini örten Ergene Grubu oluşmuştur. İntra-Pontit Kenet Kuşağı'nda bu hareketlerden etkilenerek KAF (Kuzey Anadolu Fayı) halini almıştır. Trakya Havzası, güneyde, Marmara Denizi içinde kalan kesimde, genç Kuzey Anadolu Fayı ile kesilmiştir. KAF, Anadolu ve Avrasya Plakaları arasında bulunan doğrultudüsey atımlı bir faydır (Şengör 1979). Fayın aktivitesi sonucunda havzada yapısal kapan tipleri ve rezervuar birimleri içinde gözeneklilik, geçirgenlik ve dolomitleşme gelişmeleri izlenmektedir (Perinçek 1987, Coşkun 1998). Kuzey Anadolu Fayı (KAF) ve devam eden plaka hareketleri sonucunda, Trakya Havzası'na Istranca ve Rodop Masifleri'nden bol miktarda klastik malzeme aşınma ve taşınma neticesinde gelmektedir (Erten ve Çubukçu 1998).

Bölgenin genel tektonik rejimi, şekil 2.5'te görüldüğü gibi KB-GD yönlü normal faylar ile tarif edilmektedir (Turgut vd. 1991). Kuzey Osmancık fay zonu bölgede fasiyes dağılımını sağlayan önemli bir fay zonudur. Doğrultu atımlı tektonik rejim Orta Miyosen döneminde ortaya çıkmaktadır (Perinçek 1991). Basenin ortasında Terzili fay zonunda en büyük yerdeğişim meydana gelmiştir. Bu fay zonu sismik verilerde pozitif ve negatif çiçek yapıları ile tanımlanan doğrultu atımlı fayların özelliklerini yansıtmaktadır. Bu fay zonu Hamitabat sahası güneyinden Türkiye-Yunanistan çizgisine doğru uzanmaktadır.

Sismik kesitler ve yer altı verileri kullanılarak yapılmış olan çalışmalar sonucunda havzayı kat eden doğrultu-düsey atımlı fay zonları belirlenmiştir. Bunlar; Kırklareli Fay Zonu, Lüleburgaz Fay Zonu ve Babaeski Fay Zonu'dur. Trakya Havzası'nda gelişen bu faylar, havza içindeki rezervuar nitelikli Osmancık Kumtaşı ve Soğucak Kireçtaşları'nın rezervuar özelliklerinde iyileştirici gelişmelere sebep olmuştur. Bu faylara bağlı olarak oluşmuş olan çiçeksi yapılar ve fay kapanları havza içinde hidrokarbon birikmesini sağlayan önemli jeolojik yapılardır.

Şekil 2.5'te Trakya Basenine ait tektonik harita verilmiştir.



Şekil 2.5 Trakya Bölgesi ve dolayının yapısal haritası (Sakinç vd.1999)

NAFZ: Kuzey Anadolu Fay Zonu; KFZ: Kırklareli Fay Zonu; LFZ: Lüleburgaz Fay Zonu; BFZ: Babaeski Fay Zonu; GFZ: Ganos Fay Zonu

3. AKTİF SİSMİK YÖNTEMLER

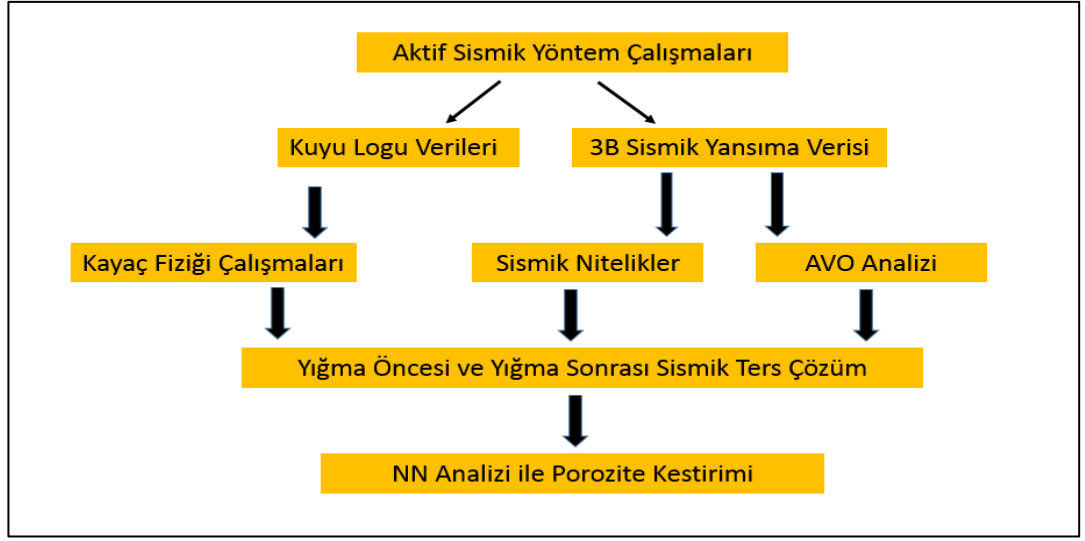
Rezervuar parametrelerini belirlemek ve rezervuar sınırlarına ilişkin detaylı sonuçlar elde etmek amacıyla, aktif kaynakla (vibro) toplanan 3B sismik yansıma verileri üzerine rezervuar jeofiziği yöntemleri uygulanmıştır. Bu nedendir ki tez içerisinde geçen aktif sismik yöntemler olarak rezervuar jeofiziğine ilişkin uygulama teknikleri ifade edilmektedir.

Aktif sismik yöntemler ile amaç gözeneklilik ve geçirgenliği olan gaz-petrol zonu için (kumtaşı ve karbonatlar) rezervuar belirsizliklerini ortadan kaldırmaktır.

Rezervuar belirsizliklerinin başlıca nedenleri;

- ✓ Jeofizik Belirsizlikler; migrasyon, zaman-derinlik dönüşümü, picking, fay pozisyonları ve kuyu korelasyonu
- ✓ Jeolojik Belirsizlikler; Hidrokarbon yapısı yeri, sedimanter depolanma çevresi, kayaç tipi ve heterojen yapı
- ✓ Petrofizik Belirsizlikler; Net rezervuar kalınlığı, Porozite, Permeabilite, Su Saturasyonu, Fluid Lokasyonu
- ✓ Dinamik Belirsizlikler; absolute-relative permeabilite, termodinamik yapı, üretibilirlik indeksi

Söz konusu belirsizlikleri ortadan kaldırmak amacıyla sismik veri üzerine genelde uygulanan rezervuar jeofiziği yöntemleri şekil 3.1'de verilen akış diyagramına uygundur. Belirtilen tüm bu yöntemler ayrıntılı olarak izleyen alt başlıklar içerisinde açıklanmıştır.



Şekil 3.1 3B sismik veriye uygulanan aktif sismik yöntem aşamaları

3.1 Kayaç Fiziği Analizi

Kayaç fiziği yıllarca dalga yayılımı üzerine odaklanmış ve laboratuvar koşullarında akustik analog loglar üretilmesi, belli tanecik boy ve boşluk koşullarında belirli sıvı içeriklerinde sismik hızların nasıl davrandığı üzerine çalışmıştır. Kuyuda alınan loglar ışığında litoloji, gözeneklilik, geçirgenlik ve sıvı içeriği belirlenmektedir. Cevaplanması gereken soru ise bu özelliklerin kuyudan uzaklaştıkça nasıl değiştiğidir. Kayaç fiziği sismik nicelikler ile rezervuar özellikleri arasındaki bağlantıyı tanımlamaktadır. Kayaç fiziğinin temeli elastik özelliklere dayanmaktadır. Elastik parametreler olarak tanımlanan parametreler, maddenin veya kayacın belirli bir gerilim altında gösterdiği şekil değişikliği ve bu şekil değişikliğinin uygulanan kuvvetle olan ilişkilerini tanımlamaktadır.

Kayaç fiziği analizi; kayaç parametreleri ile rezervuar parametreleri arasında ölçülmüş kuyu loglarını kullanarak bir bağlantı kurmaktadır. Bunlardan hız-derinlik değişimlerini belirlemek için kayaç fiziği modelleri kullanılır. Gassmann teorisi (Gassmann 1951), litolojik modeller ve derinlik değişim modellerinin bir araya getirilmesiyle Kayaç Fiziği Modelleme (RPT) yorumları yapılır. RPT uygulamaları ilk olarak Kuzey denizinde

açılan kuyular için uygulanmıştır ve RPT çizimleri ile litolojik farklılıklar belirlenerek formasyonlar sıvı muhtevasına göre ayrılandırılmıştır.

Gevşek kum ve killer için Hertz-Mindlin yöntemi (Mindlin 1949) uygulanır. Yöntemde, 2 km derinliğe kadar kumlar gevşek olarak bulunurken, bu derinlikten sonra killeşmenin arttığı ve dolayısıyla P dalga hızı ve empedans değerlerinin kum ve şeyller için benzer değerler verdiği ortaya konulmuştur. V_p/V_s değeri ise kumlarda killere göre düşük değerler vermektedir. Teoriye göre, kritik porozite değerinin belirlenmesinde boylanma etkisi ihmal edilir fakat mekanik sıkışma dikkate alınır. Killi kumlar için hız değişimi kil modeli ile tanımlanır (Dvorkin ve Nur 1996). Modelde kil tabakalarının düzenli depolanması nedeniyle kritik porozite değerinden itibaren porozite değerleri azalır. Log değerlerindeki saçılmalar göstermiştir ki; sıkışma değişimi boylanma ve killenme ile ilişkilidir fakat derinliğe bağlı değildir (Avseth vd. 2000).

Cosse (1993) çalışmasında, rezervuarı gözeneklilik ve geçirgenliği olan gaz-petrol zonu olarak tanımlanmaktadır. Genellikle rezervuar kayaçlar kumtaşı ve karbonatlardan oluşmaktadır. Rezervuarı tanımlamak için kuyu loglarından yararlanılır. Söz konusu rezervuar zonda gözeneklilik ve geçirgenlik log değerleri artarken , su saturasyonu değerinde azalma buna karşılık rezistivite değerlerinde artma gözlenir. Gamma ray logu radyoaktifliğin ölçüldüğü log olarak bilinir. Şeyl, marn gibi seviyelerde değerlerde artma görülürken kumtaşı ve kireçtaşlarında yani rezervuar birimlerde bu log değerleri düşme eğilimindedir. Dolayısıyla kuyu logu ölçümleri rezervuar zonu tanımlamamız oldukça önemlidir.

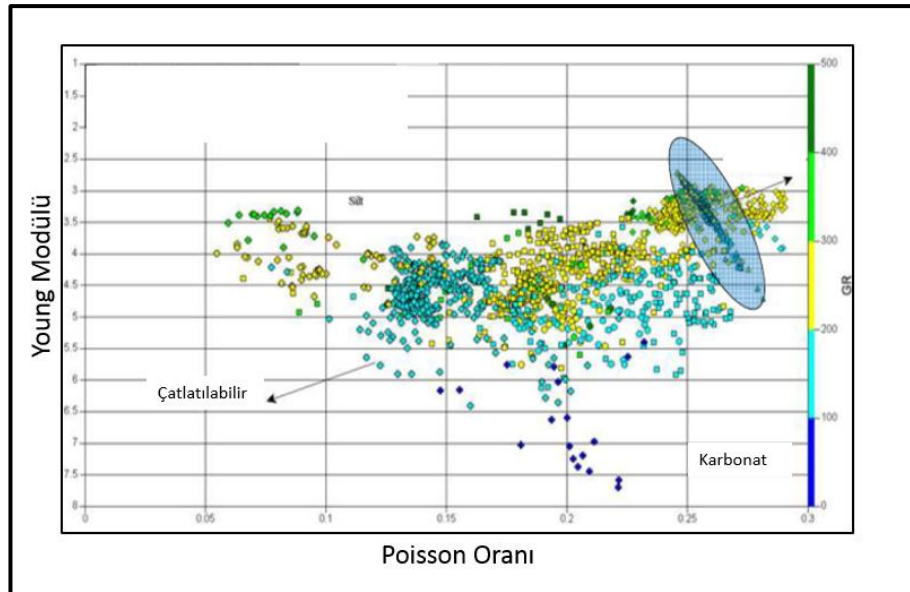
Kayaç fiziği çalışmalarında, çalışma sahasında açılmış olan kuyuların log verilerinden yararlanılarak ve loglar arasında ilişki kurularak rezervuar seviyesinin kuyu loglarında ayrışma gösterip göstermediğine bakılır. Aslında bu yöntem sismik ters çözüm çalışmaları için bir ön etüt yöntemidir (Gregory ve Gardner 1956, Pickett 1963, Toksöz vd. 1976, Timoshenko ve Goodier 1934, Fjær vd. 1992, Mavko vd. 1998, Avseth vd. 2005). Eğer loglarda bir ayrışma görülürse sismik ters çözüm sonuçlarında da rezervuar seviye ayrılabilir.

Diğer taraftan loglar arasında ilişki kurulması ve belirli kestirimlerin yapılabilmesi için S- dalgası kuyu logu alınmış bir kuyu bilgisine ihtiyaç vardır. Castanga (1985) ve Greenberg ile Castagna (1992) çalışmalarında birçok kuyudaki P- ve S- logu ilişkileri kullanılarak doğrusal bir denklem elde edilmiş ve bu denklemin Meksika körfezinde diğer açılacak kuyularda S- dalgası logu kestirimi yapılmasında kullanılabileceği belirtilmiştir. Değınildiğı üzere söz konusu denklem Meksika körfezi litolojilerine bağımlı olan ampirik bir denklemdir. Diğer çalışma sahalarında bu denklemin kullanılması gerçek sonuçlar üretmeyebilir. Öte yandan eğer çalışma sahasında açılan kuyularda S kuyu logu alınmaz ise kestirim için (3.1)'de belirtilen Castanga denklemi kullanılmaktadır.

$$V_s = 1.16 V_p + 1.36 \quad (3.1)$$

Goodway (1997) çalışmasında Lamé sabitlerinin (λ , μ) akışkan hakkında önemli bilgi içerdiğini belirtmiştir. Bu bağlamda yeni birer sismik niteleyici olan $\lambda\rho - \mu\rho$ üzerinde çalışmıştır. **Düşük λ + Yüksek μ = Gazlı Kum** eşitliği tanımlanmıştır.

Poisson oranı ile Young Modülü ilişkisine bakıldığında ise çatlatma yapılabilecek zonlar belirlenir (Şekil 3.2).



Şekil 3.2 Poisson Oranı-Young Modülü ilişki grafiği (Weatherford 2012)

3.2 Sismik Veri İyileştirme

Sismik veri gürültü içeriği sismik veri analizinde oldukça önemlidir. Sismik verideki gürültüleri sistematik ve rastgele gürültüler olarak ikiye ayırabiliriz. Sistematik gürültüler yüzey dalgalarının ve tekrarlı arayüz sismik yansıma ile kırılmaların neden olduğu belli sismik izlerde sürekli gözlemlenen gürültülerdir. Rastgele gürültüler ise jeofon civarında rüzgarın veya herangi bir kişinin yürümesine denk gelen tekrarlılığı olmayan gürültülerdir. Bu iki gürültü tipinde sismik veri frekans spektrumunda gözlemleyebiliriz; örneğin sistematik gürültüler sismik veri düşük frekans bandında görülebileceği gibi, rastgele gürültüler ise sismik veri yüksek frekans bandında görülmektedir.

Sismik veri-işlem başarısı ise sismik veri kalitesine oldukça bağlıdır. Sismik veri gürültü içeriğini gösteren sinyal gürültü oranı (S/G), sinyal ile arka plan gürültüsü arasındaki ilişkiyi tanımlar. Gürültü içeriğinin az olduğu sismik kayıtlar yüksek S/G değeri verirken, gürültü içeriği fazla olan sismik kayıtlar ise düşük S/G oranı vermektedir. Söz konusu bu oran (3.2) eşitliği ile tanımlanır. Eşitlikteki d giriş verisini, df ise filtrelenmiş veriyi göstermektedir.

$$\frac{S}{G} = \frac{\|df\|}{\|df-d\|} \quad (3.2)$$

Aktif sismik yöntemlerin uygulanacağı sismik veri üzerinde sismik verinin sinyal gürültü oranını arttırmak ve sismik ters çözüm ile AVO çalışmaları sonuçlarını da iyileştirmek üzere veri iyileştirme basamakları uygulanmaktadır. Sismik veri iyileştirme aşamalarında; süper birlik (süper-gather) yöntemi, radon dönüşümü ve törpüleme (trim) statik uygulaması yapılır.

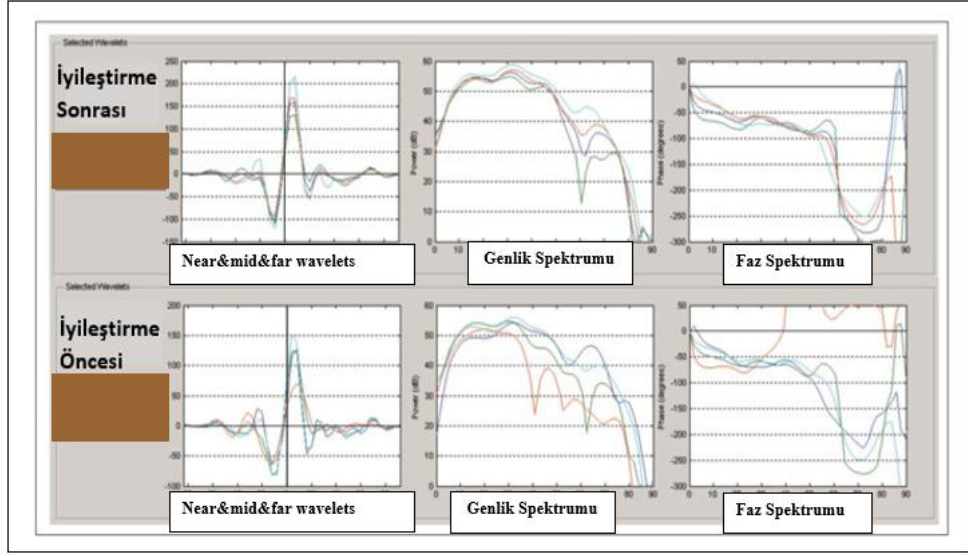
Süper birlik oluşturmak için; belli ofsetlere karşılık gelen verilerin toplanmasıyla S/G oranını arttırarak tabaka arayüzeylerini daha net belirleyebiliriz. Bu işlem ile verinin ofset bilgisi korunarak bir kaç iz bir araya getirilerek yığma işlemi yapılmaktadır.

Radon dönüşümü ile yakın ve uzak ofsetlerde dalgacık korunumu sağlanarak uzun periyotlu tekrarlı yansımaların ve gürültülü verilerin sinyalden ayrıştırılması sağlanmıştır. Verideki rastgele gürültüler kaldırılarak sismik seviyeler daha iyi takip edilebilmektedir. Sismik verinin (3.3) eşitliği ile radon ortamına taşınmasıyla ilk gelen yansımalar ile tekrarlanan yansımalar ayrımlanabilir. X ofset bilgisini, T sıfır ofsete karşılık gelen zaman değerini, t X ofsete karşılık gelen zaman değerini ve p ise dönüşüm parametresini ifade etmektedir ve bu dönüşüm parametresi tabaka hızına göre seçilir.

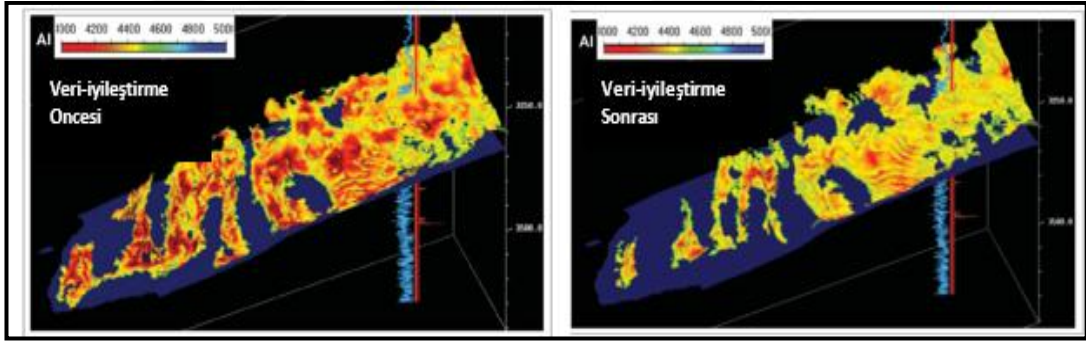
$$t = T + p X \quad (3.3)$$

En son aşamada ise migrasyon kaynaklı sismik izler arasındaki düzensizliklerin giderilmesi için törpüleme statik işlemi uygulanır. Sismik izler uygun parametreler ile aynı zamana denk getirilir ve sismik izlerden bir tanesi referans alınarak her iz için çapraz ilişki (cros-korelasyon) uygulanır.

Singleton (2009) tarafından yapılan çalışmada sismik veriye uygulanan veri-iyileştirme işlemleri sonrası rezervuar seviyedeki iyileşme görülmüştür. S/G oranının arttarken genlik değişimlerinin korunduğu gözlenmiştir. Yakın ve uzak ofsetler için dalgacık kestirimi, genlik ve faz spektrumları veri-iyileştirme öncesi ve sonrası yapılmıştır (Şekil 3.3). Diğer taraftan sentetik veri ile sismik veri arasındaki RMS genlik farkının veri-iyileştirme sonrası azaldığıda görülmüştür. Akustik empedans değişiminde de veri-iyileştirme uygulamasının etkisi görülür (Şekil 3.4).



Şekil 3.3 Sismik veri-iyileştirme öncesi ve sonrası dalgacık kestirimi, genlik ve faz spektrumları (Singleton 2009)



Şekil 3.4 Sismik veri-iyileştirme öncesi ve sonrası Akustik Empedans Değişimi (Singleton 2009)

3.3 Sismik Niteleyiciler

1970'li yıllarda gelişmeye başlayan sismik nitelikler rezervuar karakterizasyonunda ve kalite kontrol çalışmalarında önemli bir teknik olarak kullanılmıştır. Jeolojik ve rezervuara ait özellikleri, yapısal veya depolama çevresini belirlemeye yönelik olarak sismik nitelikler uygulanmaktadır.

Sismik nitelikler fiziksel ve geometrik niteleyiciler olarak iki başlık altında sınıflandırılır. Fiziksel nitelikler dalga yayılımı ve litolojik değişimler ile ilişkilidir

(genlik, faz, frekans). Daha çok sismik ters çözüm başlığı elde edilen sonuçlar fiziksel nitelikler kapsamındadır. Geometrik nitelikler ise dip, azimut ve süreksizlik ile tanımlanır.

Sismik sinyal, kaydedilen kinetik enerji ve onun karmaşık eşleniği olan potansiyel enerji ile orantılıdır. Dolayısıyla sinyal ve eşleniği zamana bağlı karmaşık bir sinyal olarak tanımlanabilir. Bu durumda kaydedilen sinyalin karmaşık eşleniği Hilbert dönüşümü ile bulunur. Kaydedilen sismik iz analitik sinyalin gerçek bileşeni, bunun Hilbert dönüşümü ise analitik sinyalin sanal bileşenidir ve gerçek bileşenin fazının 90° kaydırılmış halidir. Karmaşık iz analizi sismik verideki genlik ve faz bilgisinin birbirinden ayrılmasını sağlayan temel işlemdir. Bu ayırım, anlık genlik ve anlık faz olmak üzere iki temel niteliğin elde edilmesini sağlar ve diğer tüm nitelikler bu ikisinden hesaplanır. Genlik, faz, frekans, ve polarite değerlerinin karmaşık izden hesaplanması, yığma izlerden hesaplanmasına göre çok daha doğru ve güvenilirdir.

3.3.1 Sismik iz zarflama (signal envelope or reflection strength)

Düşük frekanslı pozitif genlikleri görünür duruma getirir. Başlıca sismik özellikleri belirginleştirir. Litolojik süreksizliklerdeki değişimlerin, fayların, depolanma kaynaklı değişimlerin, girişim etkisi (tunning), parlak noktaların, sekans sınırlarının belirlenmesini sağlar. (3.4)'deki eşitlik ile fazdan bağımsız olarak nitelik hesaplanır. T ve H parametreleri sismik izin gerçek ve sanal bileşenlerini ifade etmektedir.

$$E(t)=\sqrt{T^2(t) + H^2(t)} \quad (3.4)$$

3.3.2 Anlık faz bilgisi (instantaneous phase)

(3.5) eşitliği ile hesaplanan nitelik, genlikten bağımsız çalışır ve sürekli süreksiz olayların görüntülenmesini sağlar. Tabaka sınırlarının devamlılığının belirlenmesi, faz hızı hesabı, sekans sınırlarının görüntülenmesini sağlar. Faz nitelikleri, yanal ayırım

gücünün zayıf olduğu durumlarda sismik yoruma yardımcı olmaktadır. Anlık faz sismik izi en büyük değerine ulaştırmak için gereken faz değişimi miktarıdır.

$$\Phi(t)=\arctan|H(t)/T(t)| \quad (3.5)$$

3.3.4 Anlık frekans bilgisi (instantaneous frequency)

(3.6) eşitliği ile hesaplanan nitelik; faz bilgisinin (ϕ) zaman türevini ifade eder. Bu nitelik tabaka kalınlıklarını ve litolojik parametreleri içerir. Düşük frekanslı ince tabakaların kenarlarını görüntüleyebilir ve düşük frekans için hidrokarbon belirleyicidir. Çatlatma zonlarını görüntüler. Sismikte görünemeyen karmaşık yansımaları görünür hale getirir. Kum- şeyl oranı belirteçidir.

$$F(t) = d(\phi(t))/dt \quad (3.6)$$

3.3.5 Görünür polarite (apparent polarity)

Polarite ölçümleri de benzer olarak veri kalitesine duyarlıdır. Görünür polaritenin analizinde, tek bir yansıtıcı olduğu, sıfır fazlı dalgacık kullanıldığı ve faz terslenmesinden kaynaklanan belirsizliğin olmadığı varsayılır, bu nedenle “görünür polarite” olarak adlandırılır ve zarf izinin tepe noktalarının polaritelerini vermektedir. Polarite, değişik türden olan parlak noktaları (bright spots) ayırmak için de kullanılır. Parlak nokta gaz birikimleri çevresindeki tortullara göre genellikle düşük akustik empedansa sahiptir. Bu negatif polarite hazne kayanın girişini, pozitif yansımalar ise gaz-petrol yada gaz-su kontağını göstermektedir.

3.3.6 Eğrilik bilgisi (curvature attribute)

Fay, çatlak ve kanal gibi jeolojik yapıların belirlenmesini sağlamaktadır (Chopra vd. 2006). En büyük pozitif (most-positive curvature) ve en küçük negatif (most-negative curvature) eğrilik bilgisinin hesaplanması jeolojik yapısal yorumlar için en kullanışlı

niteleyicilerdir (Chopra vd. 2007). Bu niteliklere ait en iyi sonucu almak için sismik veri iyileştirme yapılmalı diğer bir değişle S/G oranı arttırılmalıdır. Öncelikli olarak doğrusal olmayan veya kenar yapıları korumaya yönelik dizayn edilmiş filteler (mean-median filters) kullanılarak S/G oranı arttırılır. Sismik yorumu zorlaştıran en önemli problem sismik veri band genişliğidir. Veri-işlem aşamalarında verinin frekans içeriği oldukça zenginleştirilmeye çalışılır, diğer taraftan eğrilik bilgisi veren bu nitelik ile de bu işlem yapılmaktadır (Chopra ve Marfurt 2010).

Eğrilik niteliği (3.7)'deki eşitlikte de gösterildiği üzere yerdeğişimin ikinci türevi ile hesaplanır. Eşitlikte k eğrilik bilgisini ifade etmektedir.

$$k = d^2y/dx^2 \quad (3.7)$$

3.3.7 Benzerlik nitelikleri (variance-coherence-sweetness attributes)

Bu nitelikler 1990'ların ortalarında sismik verideki süreksizlikleri belirlemeye ve fayları yorumlamaya yönelik geliştirilmiştir (Rummerfeld 1954). Diğer taraftan yansıtıcı boyunca dalga şeklinin benzerliğini ölçer. Benzerlik niteliklerinin, sismik dalga şeklinin komşu izlerdeki benzerliğini araştırmakta ve genelde yanal değişimler hakkında nitel bilgiler vermektedir. Benzerlik niteliklerinin kullanım amacı, jeolojik süreksizliklerin (faylar, kanallar ve yanal stratigrafik sınırlar) en iyi şekilde belirlenmesini sağlamaktır (Pigott vd. 2013). Söz konusu nitelikler dalga cephesinin değişimine oldukça duyarlıdır dolayısıyla bu nitelikleri uygulamadan önce sismik veriye genlik düzeltmeye yönelik iyileştirmeler yapılmaktadır (filtre uygulaması, yumuşatma (smooth)).

Uyum niteliği (coherence attribute) dalga cephesi ile sismik iz arasındaki benzerliği ölçer. Dalga cephesi değişimi jeolojiye bağlı olarak sismik dalgacığın arayüzlerdeki genlik, frekans, faz, akustik empedans kontrastı, tabakaların kalınlığı ile değişimi ile orantılıdır. Birbirleriyle uyumlu sismik dalga cephesi devamlılığı olan litolojik seviyeleri tanımlarken, dalga cephesindeki ani değişimler kırık, fay gibi yapısal

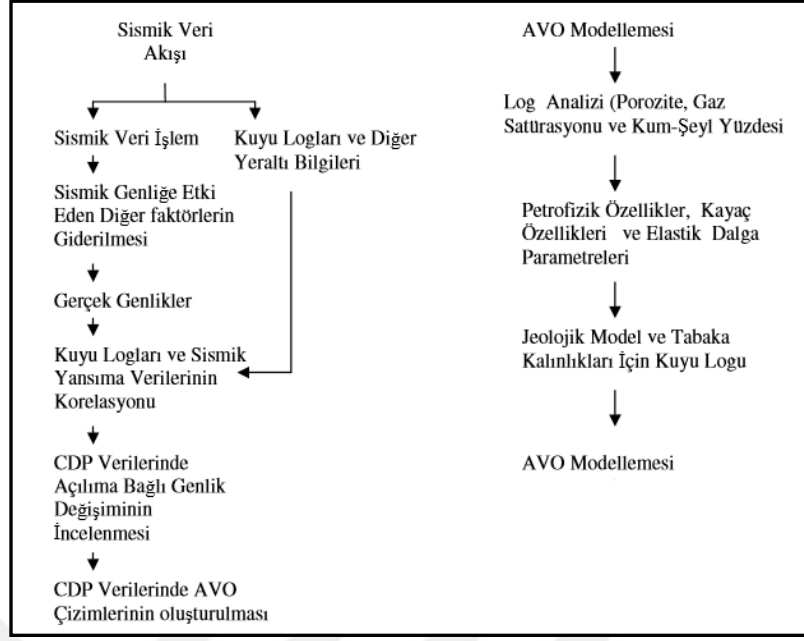
değişimleri ifade eder. Sapma niteliği (variance attribute) uyum niteliği ile aynı hesaplama dayandır fakat bu niteliğin PETREL yazılımındaki adı farklı isimlendirilir çünkü renk kodlaması uyum niteliğinden farklıdır. Benzerlik niteleyicilerinden en çok kullanılan kil ve kumlu birimlerin ayrımında da bir belirteç olan yumuşatıcı nitelik (sweetness attribute) belli bir frekansa karşılık gelen genlik değerinin frekans kareköküne oranlanmasıyla hesaplanır. Klastik seviyelerde nitelik; yüksek genlik değerleri ve düşük frekanslar ile tanımlanır.

3.3.8 Karınca izi niteliği (ant-tracker attribute)

Bu niteliğin kullandığı algoritma karıncaların yemek ile yuva arasındaki en kısa yolu buluşlarını tariflediği için bu şekilde isimlendirilmiştir (Pedersen vd., 2002). Fay uzanımlarının doğru bir şekilde belirlenmesi hidrokarbon birikiminin anlaşılması ve göç yollarının tayini açısından oldukça önemlidir. Bu nitelik ile fay uzanımı gibi büyük yapısal değişimler belirlenebileceği gibi küçük çatlak-kırık sistemlerde parametrelerin uygun seçimi ile mümkündür. Bu nitelik, benzerlik niteliği üzerine uygulanarak söz konusu yapısal unsurların takibinin daha iyi yapılmasını sağlamaktadır. Gürültü ve kanal yapıları gibi yapısal olmayan değişimler algoritmanın dışında bırakılır (Jansen 2005).

3.4 AVO Analizi

AVO analizi sismik yansıma genliklerinin atış noktasından alıcılara kadar olan ofset mesafesindeki genlik değişimi olarak tanımlanabilir. Rezervuar olabilecek alanları belirlenmesinde kullanılan önemli bir yöntemdir. Hidrokarbon yapısının sismikteki görüntüsü; farklı litolojilerin farklı sıkışma trendlerine maruz kalması nedeniyle değişiklik göstermektedir. Bu nedenle özellikle AVO analizi yaparken derinliğin bir parametre olması oldukça önemlidir. AVO analizinde jeofizikçinin dikkat etmesi gereken en önemli husus, veri-işlem aşamasında gürültüyü sinyalden ayırırken genliğin açılımla olan değişimini etkilememektir. Ostrander (1984), Chiburis (1984), Yu (1985), Todd (1986) gibi araştırmacılar, AVO analizinde uygulanabilecek değişik veri-işlem aşamalarını sıralamışlardır (Şekil 3.5).



Şekil 3.5 AVO analizi veri-işlem aşamaları (Thapar 2003)

Zoeppritz (1919), farklı hızlara ve yoğunluklara sahip ortamlar arasındaki sınır koşullarına bağlı olan yansıma ve iletim katsayılarını elde etmek amacıyla yansıtıcı arayüzeydeki gerilme kuvvetini, geliş açısının ve ortamların elastik sabitlerinin bir fonksiyonu biçiminde göstermiştir. Karmaşık bu denklemlere, çeşitli ihmallerle yapılan yaklaşımlar ise yansıma katsayısı serisinin, genliğin açı bağımlı değişimi (AVA) analizinde kullanımının bir başlangıcı olmuştur. AVO anomalisi ile poisson oranı değişimi arasındaki ilişki incelenmiştir (Knott 1899, Zoeppritz 1919). Koefoed (1955) ve Shuey (1985), AVO analizi ile litoloji tayini üzerine çalışmışlardır. Günümüzde AVO analizi hidrokarbonların belirlenmesinde, litolojik tayin yapılmasında, akışkan parametresi analizinde oldukça kullanılmaktadır. Öte yandan AVO anomalilerinin yorumlanması oldukça önemlidir. Ancak bazen AVO analizi sonucu litolojik değişikliklerde hidrokarbon yapısı olarak yorumlanabilmektedir. Örneğin killi veya kömürlü seviyeler gazlı kumlara benzer AVO anomalileri verebilir. Bu nedenle söz konusu yöntem tek başına uygulanmamalı diğer aktif sismik yöntemlere yardımcı olarak uygulanmalıdır. Castagna (1993) yaptığı çalışmada girişim (tuning) etkisi, veri kalitesindeki problemler (S/G oranı, sismik katlama sayısı (fold) yetersizliği, tekrarlı yansımalar, sismik saçılmalar), geometrik etkiler, yakın yüzey etkisi, basınç etkisi, çeşitli veri-işlem problemleri (polarite, NMO düzeltmesi ve migrasyon kaynaklı

problemler) gibi AVO analizi limitasyonlarından bahsetmiştir. Öte yandan AVO analizinde kuyu gereksinimi duyulmaması yöntemi kolay uygulanabilir duruma getirmektedir.

Gassaway vd. (1986) yapmış oldukları 500 AVO projesi ile, AVO analizindeki kaynaklı dizilimi etkileri, veri-işlem etkileri ve jeolojik şartlardan kaynaklı bazı limitasyonları gözlemlemişlerdir. Yaptıkları çalışmalarda derinlerdeki gazların sıgı gazlı kumlar tarafından maskelendiği ve sıgı yüksek hızlı karbonatlarında ofsetle artan genlik değişimi nedeniyle AVO etkisi görüldüğünü belirlemişlerdir.

Yansıma genlikleri açı bağımlıdır. Arayüze açı ile gelen sismik dalgalar dönüşmüş sismik dalgalar oluşturur. Denklemlerin tanımlanmasında açılar ve arayüz hızlarının kullanıldığı Snell Kanunundan yararlanır. Yansıma katsayıları (R) ve iletim katsayıları(T) (3.8) ve (3.9)'da verilen eşitlikteki gibi tabakaların hız (V) ve yoğunluğuna (ρ) bağlı empedans parametresi (Z) üzerinden hesaplanır.

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (3.8)$$

$$T = 1 - R = \frac{2(Z_1)}{Z_2 + Z_1} \quad (3.9)$$

Zoeppritz denklemleri, katı-katı ve izotrop bir ortamda arayüzeyde sismik yansıma ve kırılma özelliklerini tarif eden denklemlerdir. Bu denklemler ile açının bir fonksiyonu olan yansıyan P dalgası genliği hesaplanır, fakat bu genliklerin değişen fiziksel parametrelerle ilişkisini yansıtmaz. P ve S dalgalarına ait sırasıyla R_p ve R_s katsayıları kullanılarak (3.10) eşitliğinde gösterildiği gibi Zoeppritz denklemleri hesaplanır. Yansıma katsayıları ve kırılma katsayılarının çözümünde yansıma yüzeyinde gerilme ve yer değiştirmenin sürekliliğini sınır şartı olarak kabul edilmiştir.

$$R_p(\theta) = \frac{1}{2} (1 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{1}{2} (1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta) \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (3.10)$$

Zoeppritz denklemleri doğrusal olmadığından sismik parametrelerin çözümü zor olmaktadır. Aki ve Richards (1980) ara yüzeydeki elastik özellik farklılıkları cinsinden bu denklemleri doğrusal hale getirmek için bir yaklaşım yapmıştır. Bu yaklaşımlar özellikle P-P ve P-S yansımaları olmak üzere sismik kesitlerde ofsete bağlı genlik yorumlamalarında kullanılmıştır. Zoeppritz eşitliklerine yaklaşım yapıldığında;

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (3.11)$$

$$A \text{ (kesme zamanı)} = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (3.12)$$

$$B \text{ (eğim)} = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (3.13)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (3.14)$$

Zoeppritz eşitlikleri dizey denklemleri ile (3.15) eşitliğindeki gibi ifade edilir.

$$\begin{bmatrix} Rp \\ Rs \\ Tp \\ Ts \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \theta_1 & \sin \theta_2 & \cos \theta_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \theta_1 & \cos \theta_2 & -\sin \theta_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos 2\theta_1 & \frac{\rho_2 V_{s2}^2 V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2 V_{p2}} \cos 2\theta_1 & \frac{\rho_2 V_{s2} V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2} \cos 2\theta_2 \\ -\cos 2\theta_1 & \frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\theta_1 & \frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{p1}} \cos 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 V_{s2}}{\rho_1 V_{p1}} \sin 2\theta_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\theta_1 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Shuey (1985) tarafından ise P dalgası yansıma katsayıları doğrusal hale getirilmiş ve S dalga hızı Poisson oranı cinsinden ifade edilerek denkleme yaklaşım yapılmıştır. Fakat bu yaklaşım, normal geliş açısının 30 dereceden büyük olması ve kritik açıya yakın olması durumunda iyi sonuç vermemiştir.

$$R(\theta) = R_p + \left[A_0 R_p + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{\Delta V_p}{2V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (3.16)$$

$$\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1} \quad V_p = (V_{p1} + V_{p2})/2 \quad (3.17)$$

$$p = (p_1 + p_2)/2, \Delta p = p_2 - p_1 \quad (3.18)$$

$$A_0 = B_0 - 2(1 + B_0) \left[\frac{1-2\sigma}{1-\alpha} \right] \quad (3.19)$$

$$B_0 = (\Delta V_p/V_p) / \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta p}{p} \right] \quad (3.20)$$

Eğer açı 30 dereceden küçük ise;

$$R(\Theta) = R_p + B \sin^2 \theta, B (\text{eğim}) = A_0 R_p + \Delta \sigma / (1 - \sigma)^2 \quad (3.21)$$

Fatti vd. (1994) çalışmasında, Aki-Richards denklemlerini üçüncü dereceden sıfır ofset yansımalar için tekrar formüle ederek denklemleri akustik empedans cinsinden yazmış ve küçük açılar için kabuller yaparak yoğunluğa bağlı bazı terimleri ihmal etmiştir;

$$R_{pp}(\Theta) = c_1 R_p + c_2 R_s + c_3 R_d \quad (3.22)$$

$$c_1 = 1 + \tan^2 \theta, c_2 = -8\gamma^2 + \sin^2 \theta, c_3 = -\frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2\gamma^2, \gamma = \frac{V_s}{V_p} \quad (3.23)$$

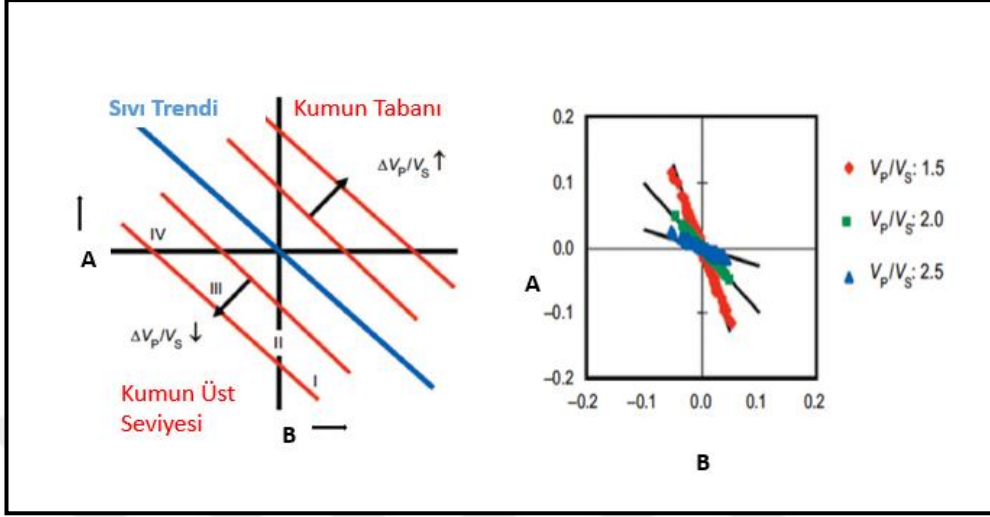
$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta p}{p} \right], R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta p}{p} \right], R_d = \frac{\Delta p}{p} \quad (3.24)$$

Tüm bu yaklaşımlar sonucu elde edilen; kesme-zamanı (kırılan dalganın ilk varış zamanı) ve eğim (genliğin ofsete bağlı değişimi) parametreleridir. Kesme zamanı ile eğim değerlerinin V_p/V_s 'e bağlı değişimi şekil 3.6'da verilmiştir.

Zoeppritz ve Shuey denklemleri açı bağımlı denklemlerdir. Fakat toplanan sismik veri ofset bağımlıdır. Sismik verilerin ofsete ve açığa bağlı değişimi şekil 3.7'de verilmiştir.

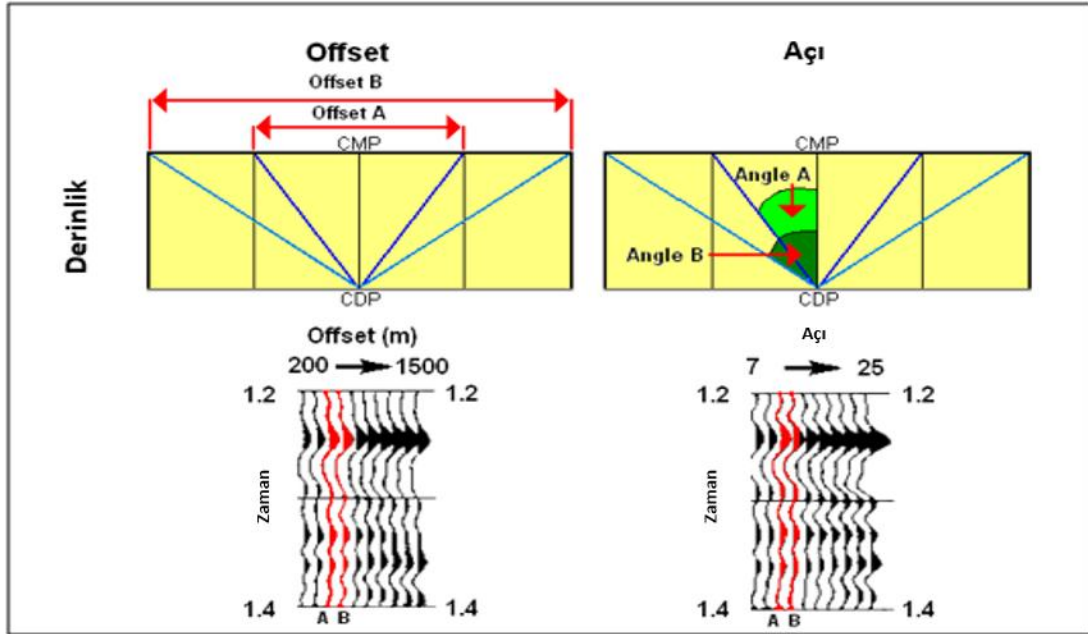
Offset ile açı bilgisi genel olarak benzerdir; aralarında doğrusal olmayan bir ilişki vardır. Dolayısıyla bu denklemleri uygulamak için (3.25) eşitliği kullanarak bir dönüşüm yapılır;

$$\sin\theta^2 = \frac{X^2}{(V_{rms}^2 T_0^2 + X^2)} \frac{V_i^2}{V_{rms}^2} \quad (3.25)$$



Şekil 3.6 Gaz tabakasının üst ve alt seviyesi (Foster vd. 2010)

(kil/gaz) için kesme zamanı-eğim değişimi (solda) ve V_p/V_s 'e bağlı sıvı trendine ilişkin kesme zamanı-eğim karşılıklı çizimi (sağda)



Şekil 3.7 Sismik verilerin ofsete ve açığa bağlı değişimi

Gerekli dönüşüm yapıldıktan sonra açı bağımlı yığılma işlemi yapılır. AVO analizinin yapılabilmesi için maksimum açı bilgisinin en az 30 dereceye ulaşması gerekmektedir.

Ters çözüm için ise özellikle litolojilerin yoğunluğunu belirlemek amacıyla sismik verinin izin verdiği kadarıyla uzak açılara kadar kullanılması faydalı olacaktır. Ne yazık ki uzak ofsetlere gidildikçe S/G oranının azalması ve hız çekmesi (Normal Move Out (NMO)) nedeniyle sismik verinin kalitesi azalmaktadır. Sismik hız bilgisi AVO analizi için önemlidir. Hız bilgisi NMO düzeltilmesi ve açı hesabı için kullanılır.

AVO analizi için kesme ve eğim parametreleri hesabı için, model parametreleri (m) olan kesme zamanı ile eğim ve yansıma katsayıları (d) gibi ölçülen parametreler kullanılarak (3.26) eşitliğindeki ters çözüm işlemi uygulanır ve (3.27) eşitliği ile açık haliyle yazılır. G ise ağırlık düzeyini ifade etmektedir.

$$\mathbf{D}=\mathbf{Gm}+\mathbf{n} \quad (3.26)$$

$$\begin{pmatrix} R_p(\theta_1) \\ \vdots \\ R_p(\theta_m) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \sin^2_{\theta_1} \\ \vdots & \vdots \\ 1 & \sin^2_{\theta_m} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} A \\ B \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} n_1 \\ \vdots \\ n_m \end{pmatrix} \quad (3.27)$$

(3.28) eşitliğinde model parametrelerini bulmaya yönelik en küçük kareler çözümü yapılır, λ ise ağırlık düzeyine eklenen gürültüdür.

$$\mathbf{M}=(\mathbf{G}^T\mathbf{G})^{-1}\mathbf{G}^T\mathbf{d} \quad (3.28)$$

$$\begin{pmatrix} A \\ B \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \sin^2_{\theta} \\ \sin^2_{\theta} & \sin^4_{\theta} + \lambda \end{bmatrix}^{-1} \cdot \mathbf{G}^T\mathbf{d} \quad (3.29)$$

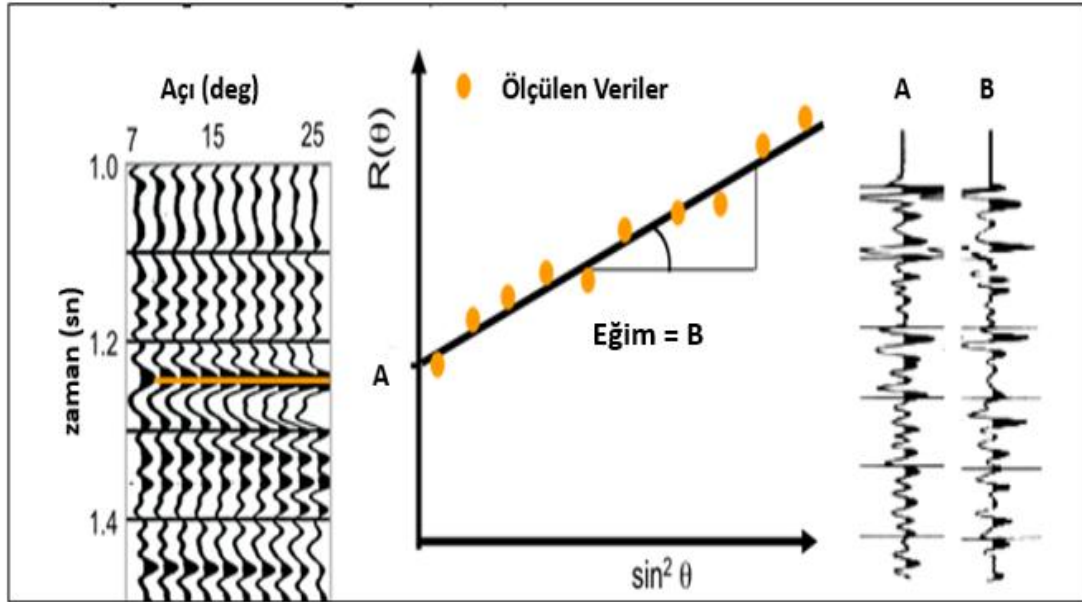
3.4.1 AVO gradient analizi

AVO gradient analizinde, tüm ofsetler için her seyahat zamanına ait genlik değerlerinin dağılımını temsil eden en uygun doğru seçilir ve geliş açısının fonksiyonu cinsinden çizdirilir. Böylece sismik parametreler ile doğrusal AVO ilişkisi kurulmuş olur. Analizler için yapılan AVO yaklaşımlarında P dalga hız modeli, V_p/V_s oranı ve ofset

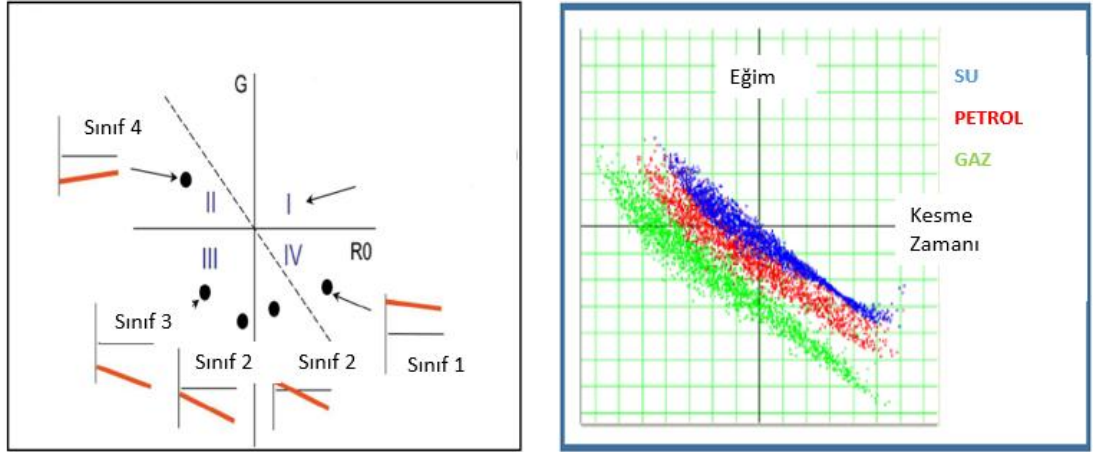
bilgilerinden yararlanılır. NMO düzeltmesi yapılmış ortak orta nokta (CMP) sismik veri için açığa bağlı genlik değişimi şekil 3.8’de verilmiştir.

İkinci dereceden Zoepritz denklemleri kullanılarak, gözenek sıvısı ve litolojik ayrımlılığı belirlemek için kesme (sıfır ofsete karşılık gelen genlik değeri) ve eğim (eğim bilgisi) parametreleri hesaplanır. Rezervuar ve rezervuar olmayan fasiyesler için gözenek sıvısı tipi ve litolojik farklılıkların belirlenmesi için çapraz ilişki grafikleri ile yorumlamalar yapılır. AVO anomalilerinde su dolu kayaçları temsil eden $V_p/V_s=2$ oranını tanımlayan teorik trende göre belirlenen kesme ve eğim parametreleri ile AVO sınıfları tanımlanır.

Rutherford ve Williams (1989), yansıma katsayıları eğrisinin sınıflandırılmasında bir standart oluşturmuştur (Şekil 3.9) ve parlak nokta (bright spot), faz terslenmesi ve genlik azalımı (dim spot) belirlenmesinde halen 1970’lerde oluşturulan bu sınıflama kullanılmaktadır.



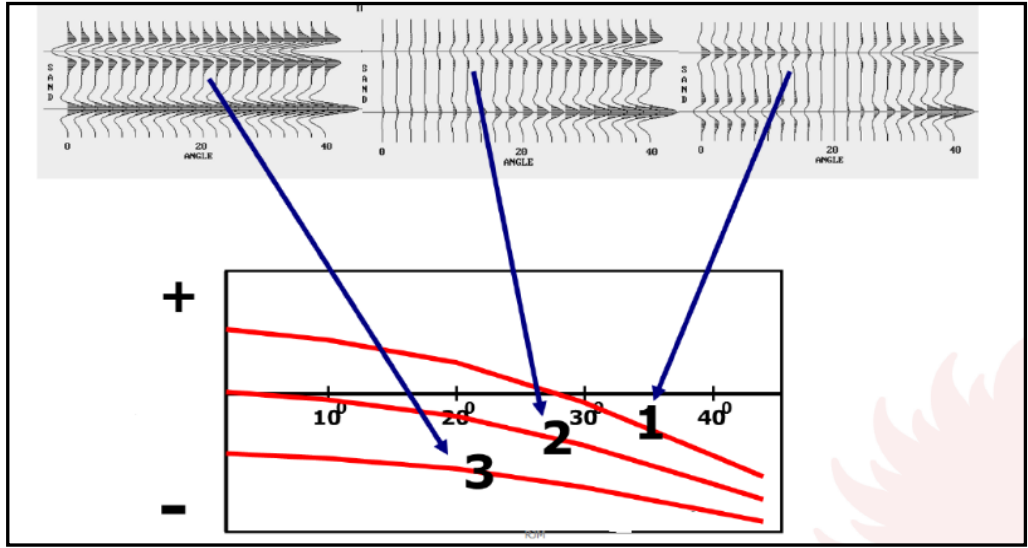
Şekil 3.8 NMO düzeltmesi yapılmış CMP sismik veri için açığa bağlı genlik değişimi (AVA) analizi kesme zamanı ve eğim gösterimi



Şekil 3.9 AVO sınıflamalarına ait genliklerin kesme zamanı-eğim grafiğinde değişimi (Rutherford ve Williams 1989)

- ✓ **Sınıf 1** ; Kesme zamanı değerleri pozitif, eğim değerleri negatiftir. Pozitif genlikler uzak ofsetlere gidildikçe azalır. Yığma sonrası genliklerin azaldığı (dim spot) anomalilerin belirlenmesini sağlar.
- ✓ **Sınıf 2**; Kesme zamanı ve eğim değerleri negatiftir. Negatif genlikler uzak ofsetlere gidildikçe azalır. Pozitif genlikler uzak ofsetlere gidildikçe negatif genliklere dönüşür. Faz terslenmesi görülür.
- ✓ **Sınıf 3**; Kesme zamanı ve eğim değerleri sınıf 2'deki gibi negatiftir ve negatif genlikler uzak ofsetlere gidildikçe azalır fakat rezervuar zon ile rezervuar zonun altındaki üstündeki birimler arasındaki akustik empedans farkı daha yüksek olduğu için sınıf 2 ye göre daha belirgin bir AVO sınıflamasıdır. Parlak noktaların belirlenmesini sağlar.
- ✓ **Sınıf 4**; Castanga (1998) çalışmasında gaz anomalisi üzerinde genliklerin ofsetle oldukça yavaş azaldığı sınıf 3 AVO anomalisine benzer bir sınıflama yaparak sınıf-4 AVO anomalisi olarak isimlendirmiştir. Kesme zamanı değerleri negatif iken, eğim değerleri pozitifdir. Negatif genlikler uzak ofsetlere gidildikçe artar.

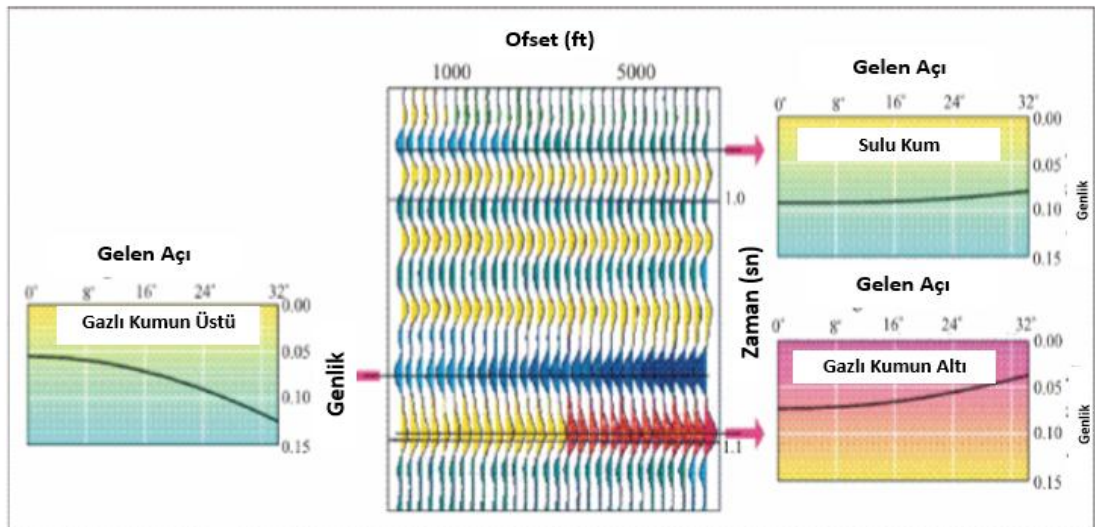
Farklı AVO sınıflarına ait genliklerin değişimi ise şekil 3.10'da verilmiştir.



Şekil 3.10 AVO sınıflamalarının genlikler ile ifade edilmesi

(1, 2 ve 3 ile ifade edilen eğrilen farklı AVO sınıflarına ait genlik değişimlerini kesme zamanı-eğim grafiğinde göstermektedir)

Şekil 3.11’de de görüldüğü üzere sulu lokasyon üzerinde genlikler değişmezken gazlı lokasyon üzerinde negatif genlikler ofsetle artar. Bu durum sınıf-3 AVO anomalisine uygundur. Genliklerde ardışık şekilde gözlemlenen ters değişim ile gaz girişi ve çıkışını kolaylıkla belirlenebilmektedir.



Şekil 3.11 Sulu lokasyon ve gazlı lokasyon için genlik değişimi kesme zamanı-eğim grafiğinde gösterimi

3.4.2 AVO analizi nitelikleri

Rezervuar olabilecek alanları belirleyebilmek için kesme-zamanı ve eğim değerleri kullanılarak AVO niteleyicileri hesaplanmaktadır. Yaygın olarak kullanılan AVO nitelikleri aşağıda sıralanmıştır.

✓ **A*B** (AVO Product)

Bu niteleyici eğer Sınıf-3 AVO anomolisi mevcut ise iyi sonuçlar üretir çünkü hem kesme zamanı hem eğim değerleri aynı şekilde değişim gösterir ve büyük değerler verir.

✓ **A+B** (Scaled Poisson's Ratio)

Bu niteleyici Sınıf-2 ve Sınıf-3 için iyi sonuçlar verir.

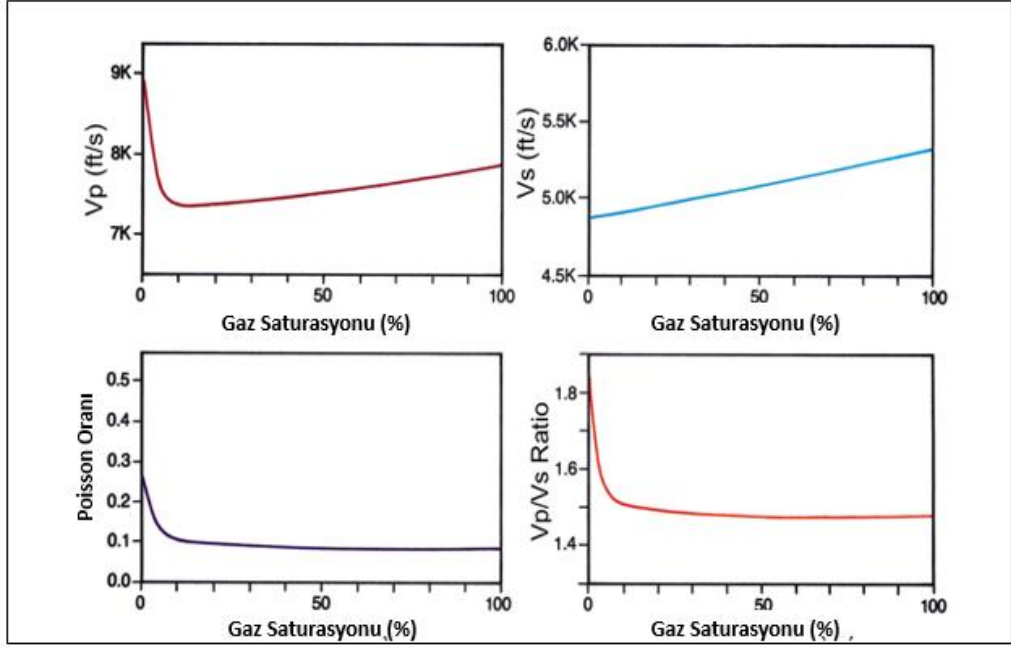
✓ **A-B** (Scaled S-wave Reflectivity)

Bu niteleyici ilişkin hesaplamalar genellikle Fatti (1994) eşitlikleri kullanılarak yapılır.

✓ **Sıvı Etkisi** (Fluid Factor) : Gazlı zonların belirlenmesinde iyi sonuçlar üreten bir niteleyicidir. Smith ve Gidlow (1987) tarafından sıvı etkisi (3.30) eşitliği ile tanımlanır.

$$\Delta F = \frac{\Delta V_p}{V_p} - 1.16 \frac{V_s}{V_p} \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (3.30)$$

Aktif yöntemlerle yapılan çalışmalarda gazlı zonun belirlenmesinde; belirlenen gazın üretime değer olup olmadığının anlaşılması oldukça güçtür çünkü V_p değerlerinde %10'a kadar doygun gazlı lokasyonda ciddi bir değişim görülürken %10 ile %100 arasındaki değişim stabildir. Kayaç parametrelerinde gaz saturasyonu etkisi şekil 3.12'de verilmiştir.



Şekil 3.12 Kayaç parametrelerinde gaz saturasyonu etkisi (Ostrander 1984)

3.4.3 AVO modelleme

AVO anomalileri, V_p/V_s veya yoğunluk değişimi görülen ve litolojik farklılıkların olduğu kesimlerde saptanır. Bu nedenle anomaliler, gözeneklerdeki gaz veya petrol içeriğinden olabileceği gibi litolojik değişimlerden de kaynaklanabilmektedir. AVO modellemesinin yapılması bu noktada AVO analizinin doğru bir şekilde yorumlanmasına olanak vermektedir. Fakat modellemede; yığma öncesi sismik ters çözüm çalışmalarında olduğu gibi V_p ve ρ kuyu 42oğu değişimlerinin yanısıra V_s kuyu 42oğu değişimine de ihtiyaç vardır.

AVO modelleme ile yapılan sentetik sismogram üretilmesinde ışın izleme ve dalga denklemleri yaklaşımlarından yararlanılarak birçok algoritma oluşturulmuştur. Yapılan modelleme çalışmalarında ise Gassmann teorisi kullanılmaktadır (Domenico 1976, Gregory 1977). Böylece boşluklu kayaçlarda farklı sıvı doygunluk koşullarında sismik hız değişimi modellenmiştir. Kuram, temiz kuvarın elastik parametrelerinin hesaplanmasına dayanır. Ancak, bu denklemlerin uygulanabilmesi için bazı şartların gerçekleşmesi gerekmektedir. Bunlar; kayaç gözeneklerinin makroskobik yapıda

homojen olması, kayaçların taneli yapıda sıvı içeriği ile doymun olması, kayaçtaki boşlukların birbirlerine bağlı olması, sıvı basıncının kayacın her tarafına eşit dağılması, kayaçtan hiçbir şekilde içeri veya dışarı sıvı akışı olmaması şeklinde sıralanabilir. Dolayısıyla bulk modülü akışkan tipine bağlı olarak eşitlik (3.31) deki gibi hesaplanmaktadır.

K_{dry} ; kuru kayacın efektif bulk modülü, K_{sat} ; suya doymun kayacın efektif bulk modülü, K_m ; mineralin dolgusunun efektif bulk modülü, K_{fl} ; gözenek sıvısı efektif bulk modülü, μ_{sat} ; suya doymun kayacın efektif kesme modülü, μ_{dry} ; kuru kayacın efektif kesme modülü

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{(1 - \frac{K_{dry}}{K_m})^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{(1-\phi)}{K_m} + \frac{K_{dry}}{K_m^2}} \quad (3.31)$$

$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi (K_m - K_{fl})^2} \quad (3.32)$$

Porozitenin sıfır olma koşulu ile;

$$\mu_{sat} = \mu_{dry} V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + 1.33\mu_{sat}}{\rho}} \quad (3.33)$$

Su yoğunluğu ve bulk modülü değerleri sıcaklık, basınç ve tuzluluğun fonksiyonlarıdır. Hidrokarbonların, petrol ve gazların özellikleri oldukça değişken olup sıcaklık ve basınç koşullarına bağlıdır (Murphy 1993).

Akışkan yoğunluğu (3.34) eşitliği ile hesaplanmaktadır. S_w su doymunluğu, ρ_w formasyon suyu yoğunluğu, ρ_{hc} ise hidrokarbon yoğunluğunu ifade etmektedir.

$$\rho_{fl} = S_w \rho_w + (1 - S_w) \rho_{hc} \quad (3.34)$$

Akışkan modülü Wood denklemleri ile tanımlanır.

$$K_{fl} = \left(\frac{S_w}{K_w} + \frac{(1-S_w)}{K_{hc}} \right)^{-1} \quad (3.35)$$

Kuyudaki mevcut üretilebilirlik koşullarında bulk ve makaslama modulu (3.33) ve (3.36) eşitlikleri ile hesaplanır.

$$K_{sat} = \rho_b \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right), \mu_{sat} = \rho_b V_s^2 \quad (3.36)$$

Modelleme işlemi esasen AVO analizi öncesi uygulanarak kuyu 44oğu verilerinin ve sismik verinin yapılacak çalışmalar için doğruluğunu test etme amaçlı uygulanır. Modelleme aşamasında AVO sentetik veriler oluşturularak rezervuar zon farklı sıvı ve tabaka kalınlıkları için denemeler yapılır. Sentetik verilerin oluşturulmasında Zoeppritz ve Aki-Richards denklemleri kullanılmaktadır.

3.5 Sismik Ters Çözüm

Jeofizikte ters çözüm birçok yöntem kapsamında yaygın bir şekilde uygulanır. Yeraltına ait homejen bir yeraltı modeli oluşturulmasıyla başlayarak yeraltını temsil eden gerçek parametreleri bulmayı amaçlar. Ters çözüm yöntemleri Marquardt-Levenberg (Levenberg 1944, Marquardt 1963) yöntemi kapsamında en küçük kareler yaklaşımının yapılmasıyla geliştirilmiştir. Sismik ters çözüm yöntemleri tanımsal ve olasılıksal olarak ayrılarak; yığma sonrası (post-stack) ve yığma öncesi (pre-stack) olarak çeşitlenmektedir.

Duboz (1998) çalışmasında; sismik ters çözüm işleminin uygulanmasıyla kuyu lokasyonlarının belirlenmesinin sismik genlik değişimlerine bakılarak yapılan yorumlamalara (AVO analizi) göre daha az riskli olduğuna, akustik empedans değişimlerinin gözetilmesinin avantajlarına değinilmiştir.

Yer altı modelini temsil edecek bir başlangıç modeli oluşturulur, düz çözüm fonksiyonu ile model parametreleri (arayüzeylerin akustik empedansları ve kalınlıkları) belirlenir. Ölçülen veriler ile model parametreleri arasındaki farkı (yanılgı enerjisi) en küçük yapacak şekilde iterasyon yapılarak global minimum değerine yaklaştırmaya çalışılır ki böylece yeraltı doğru bir şekilde modellenmiş olur. Gauss– Newton algoritması kullanılarak yeraltını temsil edecek en iyi modele yaklaşım yapılır.

Model parametreleri m ve başlangıç modeli f^0 ile tanımlanırsa kuramsal veri olarak tanımlanan düz çözüm fonksiyonu f ile (3.37) eşitliğinde tanımlanırsa;

$$f = f^0 + \sum_{j=1}^M \left. \frac{\partial f}{\partial m_j} \right|_{m=m_0} (m_j - m_j^0) \quad (3.37)$$

$Z_{ij} = \frac{\partial f_i}{\partial m_j}$; $N \times M$ boyutlu jakobiyen matris ve $\delta = m - m_0$ parametre değişimin ifade etmektedir.

'y' ölçülen veriyi ve 'f' kuramsal veriyi ifade ederse yanılgı enerjisi (3.38) eşitliği ile tanımlanır.

$$E = y - f \quad (3.38)$$

$$e = y - (f^0 + Z \delta) \quad (3.39)$$

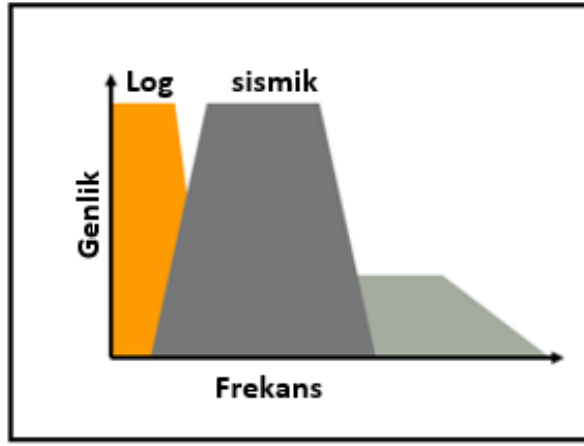
$$g = y - f_0 \quad (3.40)$$

$$S = e^T e = (g - Z\delta)^T (g - Z\delta) \quad (3.41)$$

$$\delta = (Z^T Z)^{-1} Z^T g \quad (3.42)$$

Özdemir (2009) çalışmasında, sismik ters çözümün uygulanmasında düşük frekans içeriği önemi vurgulanmıştır. Mevcut olmayan düşük frekanslar ters çözüm sonuçlarını

doğrudan etkiler, bulunmayan düşük frekanslar şekil 3.13'deki gibi kuyu verileri ile karşılanır. Francis (1997) ve Hansen (2008) çalışmalarında kayıp düşük frekans bilgisi üzerine tartışılmıştır. Aslında modelleme aşamasında düşük frekansların kuyu verileri ile doldurulması bir önyargı oluşturmaktadır, o nedenle bu kısmın veri toplama aşamasında atış ve alıcıların frekans düzeylerini ayarlanmasıyla yapılmasında fayda vardır.



Şekil 3.13 Sismik Ters Çözüm frekans bandı (Özdemir 2009)

3.5.1 Kuyu sismik korelasyonu ve sismik dalgacık kestirimi

Kuyu bilgilerine ait kuyu log verileri için gerekli düzeltmeler yapıldıktan ve kuyu atış (checkshot) ve VSP kalibrasyonu ile zaman-derinlik dönüşümü yapıldıktan sonra, kuyu için akustik emepedans değeri hesaplandıktan sonra kuyu-sismik korelasyonuna geçilmektedir. Kuyu-sismik korelasyonu yorumlamalar için kuyu bilgisi ile sismik veriyi aynı zamana denk getirdiğimiz için oldukça önemlidir (White ve Simm 2003). Kuyu-sismik korelasyonunda kullanılan yöntemler genlik değişimine dayanan faz bağımsız yöntemleri içerir. Söz konusu yöntem (Backus-upscale) ile ince tabakalanmış formasyonların ters çözüm sonuçlarında görünebilir hale gelmesi sağlanır. Öte yandan korelasyonda sündürme-sıkıştırma (stretch or squeeze) kaçınmak gerekir ki bunun uygulanması korelasyonun doğruluğunu etkiler ve farklı kuyularda kestirilen dalgacıkların uyumlu olmamasına neden olur. Dalgacık kestiriminde kullanılan üç yöntem aşağıda listelenmiştir. Bu yöntemler kullanılarak yapılan dalgacık kestiriminde,

kuyu lokasyonlarında sentetik ile sismik iz arasında çapraz ilişki yapılır veya yansıma katsayılarını sismik ize dönüştürecek bir filtre düzenlenir.

- Sabit faz yaklaşımı-CP (constant phase)
- Wiener-Levinson tüm faz yaklaşımı-FP
- Roy White yaklaşımı –RW (White, 1980; Walden ve White, 1984)

Dalgacık şekli, seçilen pencere aralığına bağlıdır aynı zamanda kuyu verisi kullanılarak yapılan kestirimlerde kuyu datasının doğruluğu oldukça önemlidir. Başarılı bir dalgacık kestirimi yapabilmek için, kuyu logları ile iyi ilişkilendirme yapılabilmesi, ince tabakaların çözünürlüğünün artırılması, fay yapılarının tanımlanabilmesi, yakın yüzey etkisinin giderilmesi gerekmektedir.

Sismik ters çözümün ilk aşaması belirtildiği üzere kuyu-sismik korelasyonu ile başlamaktadır ve kuyu verileri kullanılarak modeli en iyi temsil edecek sismik dalgacık kestirimi ile devam etmektedir. Sentetik sismik iz (s); yansıma katsayıları ® ile sismik dalgacığın evrişimi (3.43) eşitliği ile hesaplanmaktadır ve gürültü (n) eklenir.

$$S(t) = r(t) * w(t) + n(t) \quad (3.43)$$

(3.43) eşitliğinde modellenen sismik veriye filtre uygulanarak (3.44) eşitliği elde edilir.

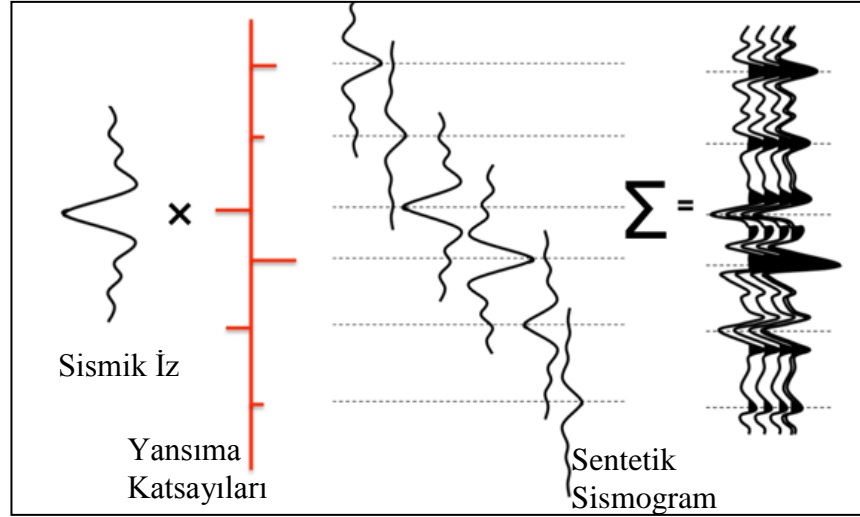
$$S(t) * f(t) = f(t) * r(t) * w(t) + f(t) * n(t) \quad (3.44)$$

Kullanılan filtre ile başarılı şekilde yansıma katsayıları kestirilmeye çalışılır.

$$F(t) * w(t) \approx \delta(t), f(t) * n(t) \approx 0 \quad (3.45)$$

$$s(t) * f(t) = r(t) \quad (3.46)$$

Sismik iz ile yansıma katsayılarının evrişiminin gösterimi şekil 3.14’de verilmiştir.

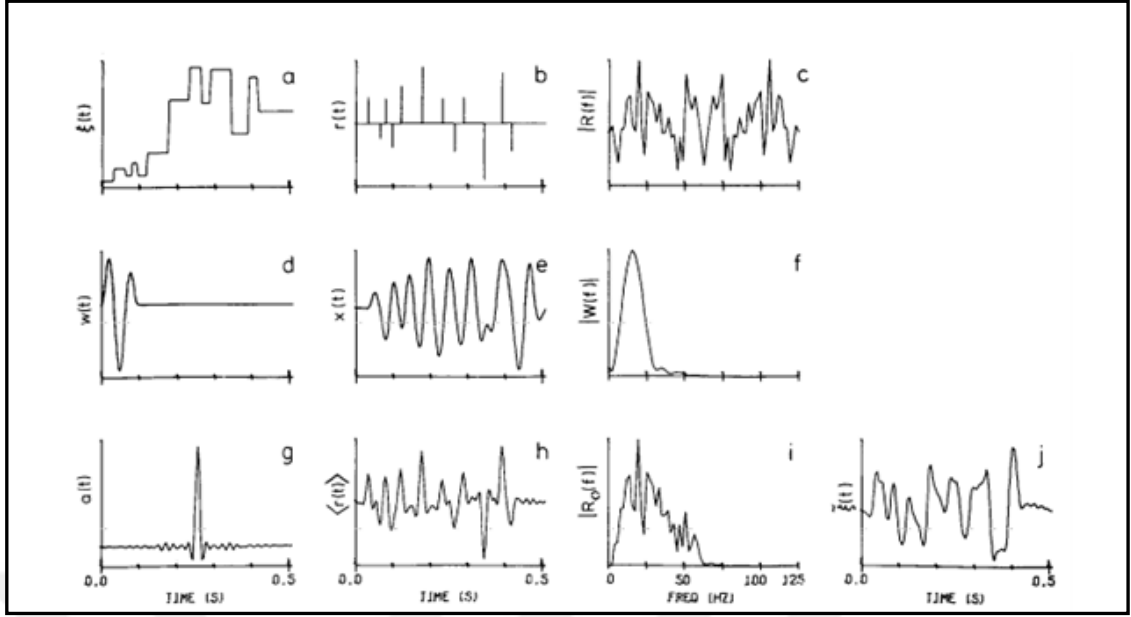


Şekil 3.14 Sentetik sismogramın elde edilmesi

3.5.2 Yığma sonrası sismik ters çözüm (post-stack seismic inversion)

Yığma sonrası sismik ters çözüm işlemi için yığma yapılmış sismik veriler kullanılmaktadır. Diğer bir deyişle yeraltından aynı noktadan gelen veriler aynı zamana denk getirilip toplanarak yığma işlemi yapılmış olan sismik veriler üzerinde çalışılır. Yığma edilen yığma kesit veriler kullanıldığı için yansım katsayılarını bu veri seti ile tamamen doğru elde edilemeyebilmektedir. Yorumlanmış seviyeler, kuyu logları da kullanılarak başlangıç akustik empedans modeli oluşturulur. Sismik dalgacık ile kuyu-sismik ilişkisi belirlenerek sadece akustik empedans değişimini gösteren 3B küp elde edilmektedir. Çalışma sahasında jeolojik değişime göre düşük akustik empedans değerleri rezervuar sınırlarını göstermektedir.

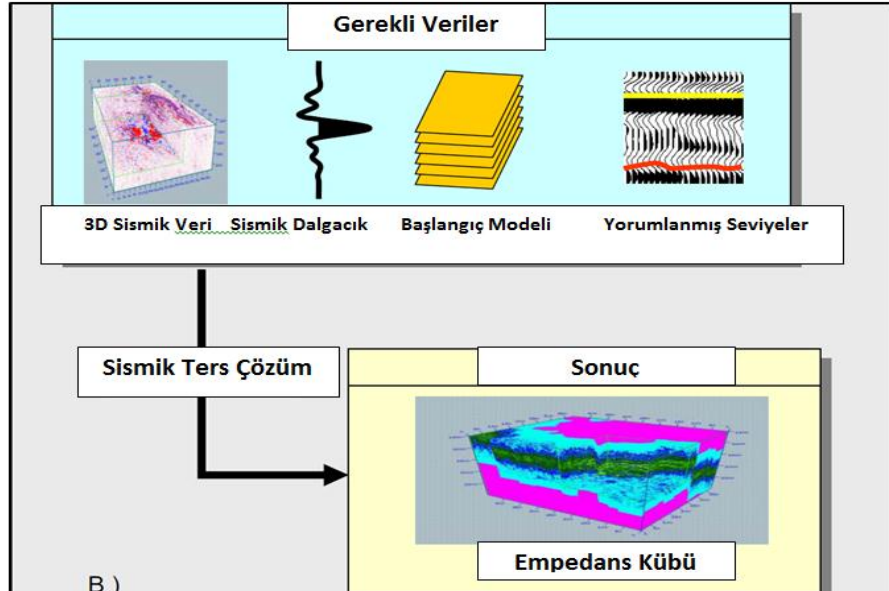
Sismik veri arayüz özelliklerini yansıtırken, akustik empedans tabaka özelliklerini yansıtır. Bu nedenle yığma sonrası sismik ters çözüm ile empedans değişimini belirlenebilmekte ve bu veri üzerinden stratigrafik yorumlamaların yapılması kolaylaşabilmektedir. Şekil 3.15’de AI kestirimi akış düzeni verilmiştir.



Şekil 3.15 Akustik empedans (AI) kestirimi akış düzeni (Oldenburg vd.1983)

a. AI başlangıç modeli, b. yansımaya katsayıları, c. yansımaya katsayıları genlik spektrumu, d. dalgacık e.sentetik sismogram b*d, f.dalgacık genlik spektrumu, g. ters evrişim operatörü, h. ters evrişim uygulanmış sismogram, i. ters evrişim edilmiş sismogram genlik spektrumu, j. hesaplanan akustik empedans

Şekil 3.16'da ise yağma sonrası sismik ters çözüm akış şeması verilmiştir.



Şekil 3.16 Yağma sonrası sismik ters çözüm akış şeması

Yığma sonrası ters çözüm yönteminde kullanılan kuyular için sonik log (P dalga hızı) ve yoğunluk logu mutlaka olmalıdır. Ölçülmüş yoğunluk logu olmayan kuyular için yoğunluk değeri sonik log değerleri kullanılarak (3.47) eşitliği ile hesaplanabilir (Gardner vd. 1974).

$$\text{Yoğunluk} = 0.31 (hız_p)^{1/4} \quad (3.47)$$

Yansıma katsayısı (R) alt ve üst litolojik birimler arasındaki empedans farklılıkları ile hesaplanır. Yansıma katsayılarının kaynak dalgacığı (W) ile evrişimi ve gürültünün (n) eklenmesiyle sentetik sismogram (3.49) eşitliği ile hesaplanır.

$$Z_p = V_p * \rho, Z_s = V_s * \rho, R_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3.48)$$

$$U_i = \sum_k R_k W_{i-k} + n_i \quad (3.49)$$

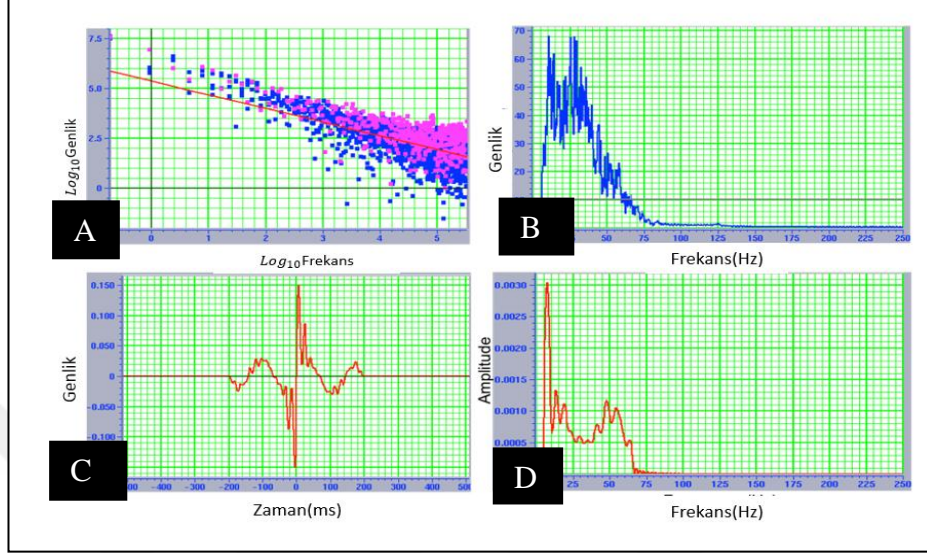
- **Renklendirilmiş sismik ters çözüm (coloured seismic inversion)**

Yöntem, özel bir filtreleme tekniğine dayanır. Ters çözüm penceresinde kuyu logu genlik spektrumu ile sismik veri denkleştirilir. Sismik genliklerin kuyular ile uyum sağlayacak şekilde genlikler ile frekans ilişkisine bakılarak işleç düzenlenir ve bu operator tüm sismik kübe uygulanır ve bu filtre ile sismik iz akustik empedans eşitliğine dönüştürülür. Dalgacık kestirimi ve başlangıç modellemesi gerektirmez (Lancaster ve Whitcombe 2000, Rahmani vd. 2006, Brown vd. 2008). Düşük frekans bilgisi içermediğinden elde edilen empedans değerleri göreceli (relative) değerlerlerdir. Hızlıca yapılabilir ters çözüm yöntemidir. Yansıma yüzeylerini ortaya çıkaran bir yöntemdir.

Sıfır fazlı sismik veri (x) ile kuyu logları akustik empedans ortalamasıyla belirlenen operatörün (o) evrişimiyle (3.50) nolu eşitlikteki gibi göreceli akustik empedans değerleri hesaplanır.

$$\text{RAI}(t) = x(t) * o(t) \quad (3.50)$$

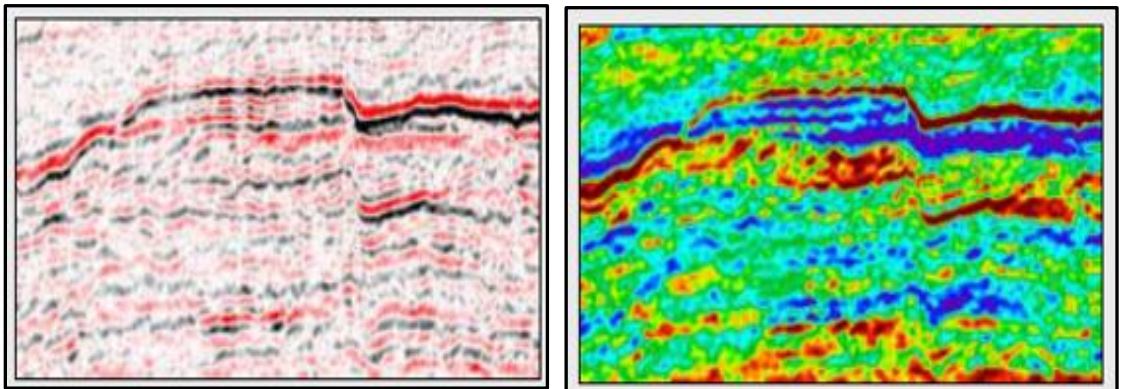
Renklendirilmiş sismik ters çözüm aşamasında kullanılan işlem basamaklarına ait gösterim şekil 3.17’de verilmiştir.



Şekil 3.17 Seçilen kuyuların \log_{10} tabanında akustik empedans değişimi

A. sismik genlik spektrumu, B. seçilen operatörün zaman ortamında gösterimi, C. renklendirilmiş sismik ters çözüm operatörünün frekans ortamında görünümü D

Veeken (2004) çalışmasında, renklendirilmiş (coloured) sismik ters çözüm yapılmıştır (Şekil 3.18). Renklendirilmiş ters çözüm basit bir algoritma ile çalışan sismiğe benzer şekilde arayüzleri tanımlayacak şekilde çalışan tanımsal sismik ters çözüm yöntemidir.



Şekil 3.18 Renklendirilmiş sismik ters çözüm yöntemi (Veeken 2004)

- **Band limitli sismik ters çözüm (band-limited seismic inversion)**

Bu teknikte kullanıcı tarafından oluşturulmuş tüm yorumlar algoritma dışında bırakılır. Sıfır fazlı sismik veri ile yansımaya katsayıları belirlenir ve katsayılar akustik empedansa dönüştürülür. (Lavergne 1975, Lavergne ve Willm 1977, Bacquey vd. 1979). Akustik empedans (Z) ve yansımaya katsayılarının (r) kullanıldığı dönüşüm denklemi (3.51) ve (3.52)'daki gibidir.

Başlangıç modelinin oluşturulmasında kuyuların P dalga logu ve RMS hız bilgisi kullanılır. Bu ters çözüm yönteminde adından da anlaşılacağı üzere akustik empedans spectral band genişliği sismik veri ile aynıdır. Dolayısıyla çözünürlüğü düşüktür. Dalgacık etkisi ters çözüm sonuçlarından çıkarılmaz.

$$Z_{i+1} = Z_i \left(\frac{1+r_i}{1-r_i} \right) \quad (3.51)$$

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3.52)$$

- **Modele dayalı sismik ters çözüm**

Bu teknikte, başlangıç akustik empedans modeli oluşturulur ve sismik dalgacık kullanılarak sentetik iz elde edilir. Sentetik iz ile gerçek sismik iz arasındaki fark belirlenir. Farkın minimize edilmesinde optimizasyon algoritması kullanılır. Modelin başlangıç elastik özelliklerine ait genliklerin ve tabaka kalınlıklarının değiştirilmesiyle sentetik iz değişir ve gerçek sismik iz ile uyum sağlanıncaya kadar model yinelenir. Yöntem, kuyu bilgisi yetersiz olduğunda veya sismik kalite düşük olduğunda dahi güzel sonuçlar üretebilir. Başlangıç modelinin doğruluğu sonuçlar açısından oldukça önemlidir. Tabakalar arası girişim etkisini giderir.

(3.53) nolu eşitlikte r_{pi} i nolu arayüzey için sıfır ofsetli P dalgası yansımaya katsayılarını, I_{pi} ise akustik empedans değerini ifade etmektedir.

$$r_{pi} = \frac{I_{pi+1} - I_{pi}}{I_{pi+1} + I_{pi}} = \frac{\Delta I_{pi}}{2I_{pi}} \quad (3.53)$$

$$r_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], \quad \frac{\Delta V_p}{V_p} = \Delta \ln V_p \quad (3.54)$$

$$r_{pi} = \frac{1}{2} \Delta \ln I_{pi} = \frac{1}{2} (\ln I_{pi+1} - \ln I_{pi}) \quad (3.55)$$

$$\begin{bmatrix} r_{p1} \\ r_{p2} \\ r_{pn} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{p1} \\ L_{p2} \\ L_{pn} \end{bmatrix}, \quad L_{pi} = \ln(I_{pi}) \quad (3.56)$$

Özetle modele dayalı sismik ters çözüm basamakları aşağıda sıralandığı gibidir;

- Kuyu korelasyonu ve sismik veriden dalgacık kestirimi
- Kuyu log verileri ve sismik yorumlar kullanılarak elde edilen başlangıç modeli
- Oluşturulan başlangıç modelinin bloklanması
- Kestirilen dalgacık ile bloklanmış modelden elde edilen yansıma katsayıları serisinin evrişimi ile sentetik izin oluşturulması
- Gerçek sismik iz ile sentetik iz arasındaki farkın optimizasyon algoritmasıyla minimize edilmesi

(3.57) nolu eşitlikte S sismik izi, W sismik dalgacığı, R yansıma katsayıları serisini, M ise başlangıç akustik empedans modelini temsil eder. H operatör ve w_1 ile w_2 ağırlık katsayılarıdır.

$$O = w_1[S - (W * R)] + w_2[M - (H * R)] \quad (3.57)$$

Cole (2003) tarafından Suudi Arabistan gaz rezervuarında çalışılmıştır. Bölgedeki log verileri ile akustik empedans ve rezervuar porositesi arasında iyi bir ilişki mevcuttur. Model bazlı yığma sonrası ters çözüm yöntemi uygulanmıştır. Çalışma sahasına ait porosite kübü kestirimi yapılmıştır.

- **İğnecik sismik ters çözüm (maksimum likelihood sparse spike seismic inversion)**

Sismik iz, akustik empedans değişimini yaratan arayüzler ile tanımlanır. Yansıma iğnecik sayısının jeolojik arayüzlerle uyumlu olması gerekmez, söz konusu iğnecik sayısı kullanıcı tarafından belirlenir. Algoritma düşük frekanlar için güzel sonuçlar üretir (Debeye ve Van Riel 1990).

(3.58) nolu eşitlikte r yansıma katsayılarını, t_n n nolu tabaka için gidiş-geliş zamanını ve δ delta fonksiyonunu tanımlamaktadır.

$$r(t) = \sum_{n=0}^{N-1} r_n \delta(t - t_n), t_n = n\Delta t \quad (3.58)$$

(3.58) eşitliği frekans ortamında tanımlanırsa;

$$R(\omega) = \left(\frac{1}{N}\right)^{1/2} \sum_{n=0}^{N-1} r_n \exp(-i\omega t_n) \quad (3.59)$$

(3.59) nolu eşitlik iki ayrı bileşene ayrılırsa;

$$Re \{R_j\} = \left(\frac{1}{N}\right)^{1/2} \sum_{n=0}^{N-1} r_n \cos(\omega_j t_n) \quad (3.60)$$

$$Im \{R_j\} = \left(\frac{1}{N}\right)^{1/2} \sum_{n=0}^{N-1} r_n \sin(\omega_j t_n) \quad (3.61)$$

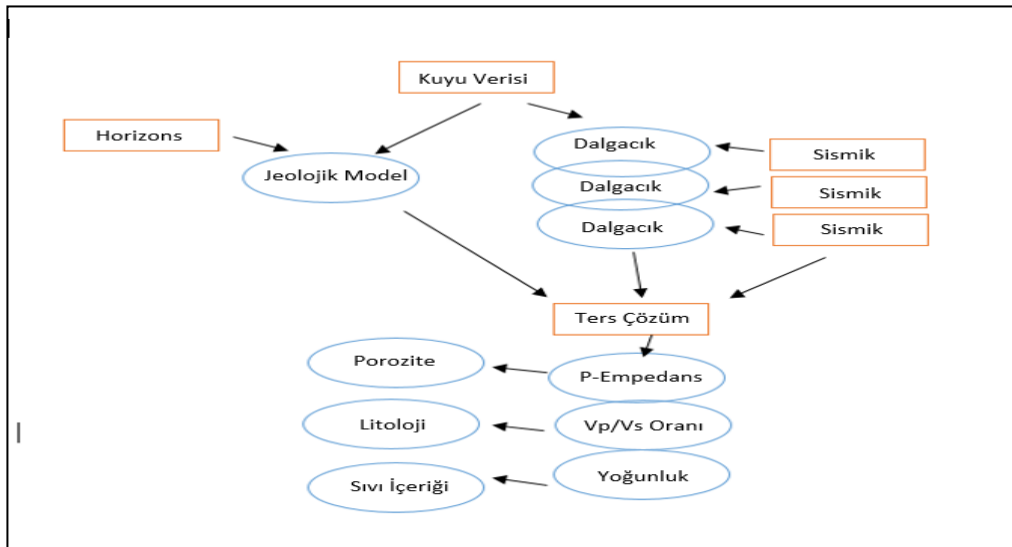
3.5.3 Yığma öncesi sismik ters çözüm (simultaneous prestack seismic inversion)

Farklı ofset mesafelerinden farklı açılarla aynı noktadan bilgi getiren sismik sinyaller toplanarak CMP-birlik elde edilir. Yığma öncesi sismik ters çözüm işleminde ofset bilgisinin korunduğu sismik birlikler üzerinde çalışılır. Farklı açılarla gelen sismik izler toplanarak elde edilen farklı yığma kesitler için ayrı ayrı dalgacık kestirimi yapılır. Yığma öncesi sismik ters çözüm çalışmalarında ise ayrımlılığı arttırmak için birden fazla dalgacık ile işlemler yapılır. Özellikle uzak açılar sıvı içeriği hakkında detaylı bilgi

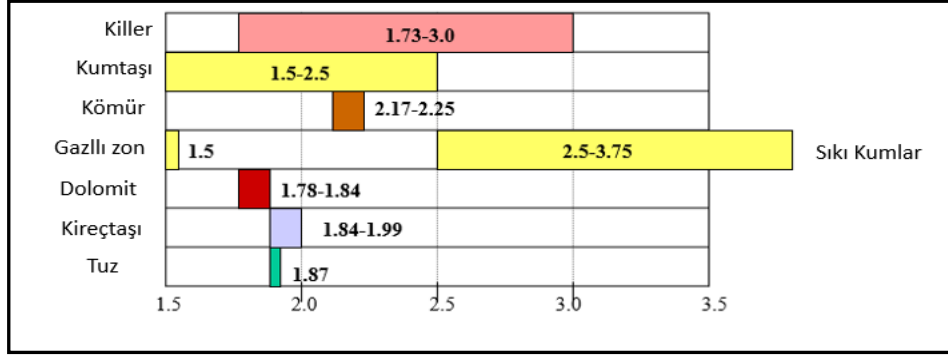
edinmeyi sağlar. Yığma öncesi ters çözüm ile akustik empedans değişiminin yanısıra S dalgası empedans değişimi, yoğunluk değişimi, gözeneklerdeki sıvı içeriği ve litoloji ile ilgili bilgi edinmemizi sağlayan Lambda-Rho, Mu-Rho, Vp/Vs Ratio, Bulk Modulu ve Poisson oranı gibi birçok elastik parametreye ulaşabiliriz. Yığma öncesi sismik ters çözüm akış şeması şekil 3.19’da verilmiştir.

Yığma sonrası sismik ters çözümün uygulanması için P dalgası kuyu logu ve yoğunluk kuyu logu gerekli iken yığma öncesi sismik ters çözüm çalışmaları için ise S logu da olmalıdır. Sonuçların güvenilirliği açısından ölçülmüş kuyu log değerleri ile çalışmak oldukça önemlidir fakat eğer ölçülmüş log değerleri yok ise bu loglar hesaplanarak sonuçlar açısından en azından yaklaşım yapılabilir.

P dalgaları litoloji ve gözenek sıvısı hakkında bilgi edinmeyi sağlarken, S dalgası akışkan birimlerde ilerleyemediğinden gözenek sıvısı hakkında bilgi vermez. Bu nedenle yığma öncesi ters çözüm ile akustik empedans değişimini ve S dalgası empedans değişimini elde edebildiğimiz için bu sonuçları karşılaştırabiliriz. Diğer bir değişle Vp/Vs oranı iyi bir rezervuar belirleyici parametredir. Farklı litolojiler için Vp/Vs değişimi şekil 3.20’de verilmiştir.

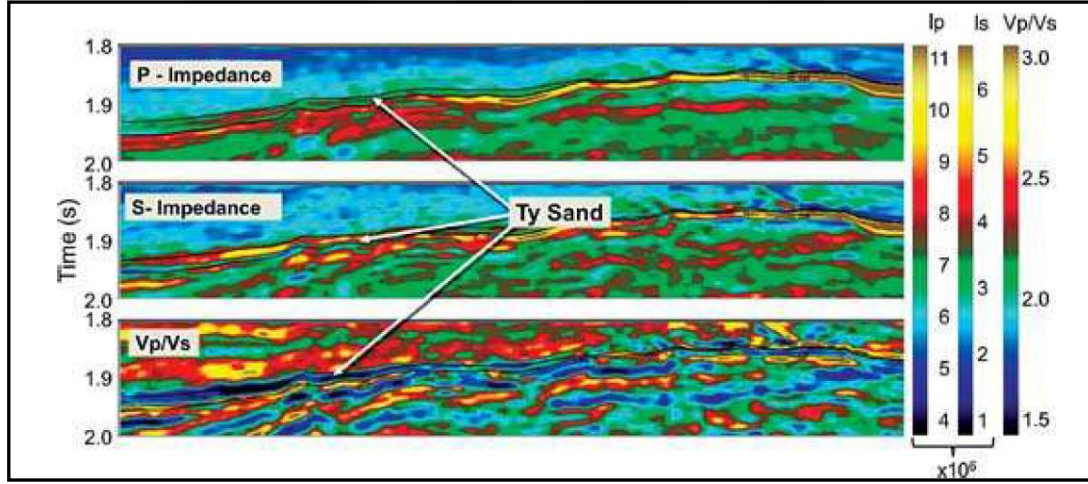


Şekil 3.19 Yığma öncesi sismik ters çözüm akış şeması



Şekil 3.20 Farklı litolojiler için Vp/Vs değişimi

Johnston vd. (2012) çalışmasında, yağma öncesi ters çözüm çalışması yapılmasıyla, P-dalgası empedans, S-dalgası empedans ve Vp/Vs oranı kestirimleri yapılmış ve ince rezervuar zonda P-empedans değerleri düşerken, S-empedans değerlerinin yüksek değerler verdiği görülmüş dolayısıyla Vp/Vs değerlerinde ciddi bir düşüş görülmüş böylece rezervuar zon kolayca ayrımlandırılmıştır (Şekil 3.21).



Şekil 3.21 Yağma öncesi ters çözüm yöntemi ile elde edilen parametrelerin birlikte gösterimi (Johnston ve Laughner 2012)

Aki-Richards (1980) eşitliklerinden yararlanılarak;

$$R(\Theta) = \underbrace{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta p}{p} \right)}_A + \underbrace{\left[\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta p}{p} \right]}_B \sin^2 \theta + \underbrace{\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} [\tan^2 \theta - \sin^2 \theta]}_C \quad (3.62)$$

Fatti (1994) tarafından (3.62) denklem yeniden düzenlenerek;

$$R(\Theta) = (1 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta Z_p}{2Z_p} - 8 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \tan^2 \theta \frac{\Delta Z_s}{2Z_s} + \left(-\frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta p}{p} \quad (3.63)$$

P dalgası yansıma parametresi, S dalgası yansıma parametresi ve yoğunluk yaklaşımı yapılır. En son aşamada yansıma parametrelerinden empedans hesabına geçilir.

$$r_p = \frac{\Delta Z_p}{2Z_p}, r_s = \frac{\Delta Z_s}{2Z_s}, r_p = \frac{\Delta p}{p} \quad (3.64)$$

$$r_p^j = \frac{1}{2} \Delta \ln Z_p^j = \frac{1}{2} (\ln Z_p^{j+\frac{1}{2}} - \ln Z_p^{j-1/2}) \quad (3.65)$$

(3.64) ve (3.65) eşitlikleri kullanılarak AVO teorisindeki şekilde P ve S dalgası için yansıma katsayıları hesaplandıktan sonra bu katsayılar empedans değerlerine dönüştürülür. Bundan sonra başlangıç modeli oluşturulur bir sonraki parametre ile bir sonraki model elde edilir ve böylece aradaki farkı en küçükleyecek modele yaklaşım yapılması sağlanır (Goffe vd. 1994) .

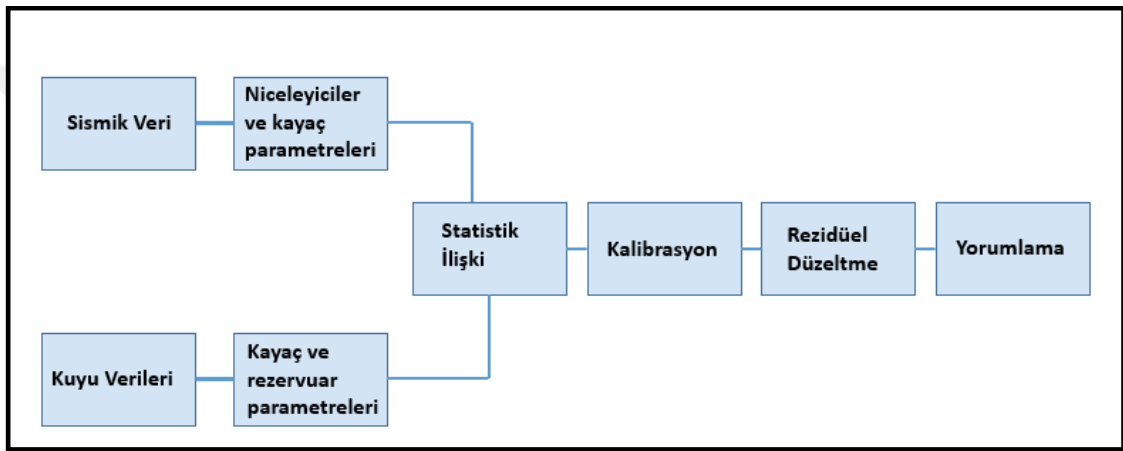
3.6 Yapay Sinir Ağı Yöntemi ile Porozite Kestirimi

Yapay sinir ağı yöntemi (NN), dalga cephesinin tanımlanması, sismikte ilk gelen dalga okumaları, elektromanyetik ve manyetotellürik yöntemde, sismik ters çözümde, kesme dalgası ayrımlandırılmasında, kuyu logu verisi analizinde, sismik dekonvolüsyon uygulaması gibi pek çok jeofizik yöntemde kullanılmaktadır.

NN analizi insan beyninin işlevselliğine benzetilmektedir. Farklı tip bilgiler paralel veri-işlem tekniklerinden geçirilerek tek bir sonuca ulaşılır. Röth ve Tarantola (1994), Liu ve Liu (1998), Baan ve Jutten (2000), Leiphart ve Hart (2001), Hampson vd. (2001) ile Sandham ve Leggett (2003) gibi pekçok çalışmada NN analizine değinilmiştir. NN analizinde daha çok Olasılıksal Sinir Ağı (PNN) yaklaşımı tercih edilir. NN yöntemi

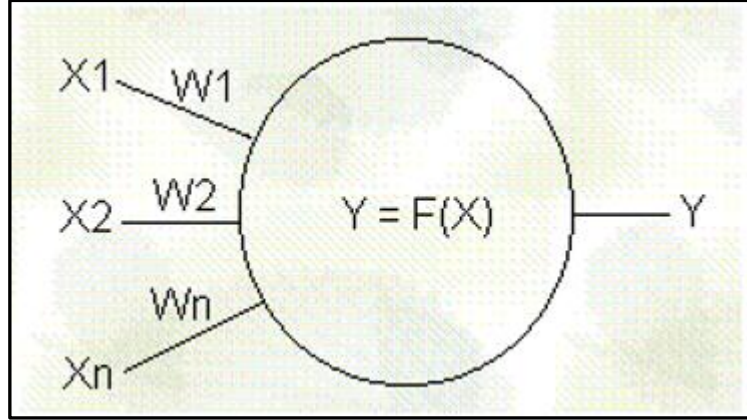
akış şeması şekil 3.22’de verilmiştir. NN analizinde doğruluğu için kuyu sayısı oldukça önemlidir.

Gözeneklilik kestirimi ise özellikle kumtaşı rezervuarlar için oldukça önemlidir. Gözeneklilik kestirimi için akustik empedans-porozite arasındaki doğrusal değişimden yararlanılarak kestirim yapılabileceği gibi, daha doğru bir yaklaşım yapabilmek için mevcut ilişkinin doğrusal olmayan şekilde de değişeceğini de düşünerek NN analizi yapılmaktadır.



Şekil 3.22 Rezervuar parametreleri kestirimi için neural network yöntemi akış şeması

Şekil 3.23’de görüldüğü üzere X ile temsil edilen giriş verisinin ölçülmüş kuyu loglarından (sonik log, yoğunluk logu, GR logu..) biri olduğunu, Y ile temsil edilen çıkış verisinin ise ölçülmüş S dalgası kuyu logu olduğunu kabul edersek W ile gösterilen ağırlık katsayıları ilk aşamada ölçülmüş bilinen log verileri kullanılarak ölçülmüş S dalgası verisini elde etmek için hesaplanır. Daha sonra hesaplanan bu ağırlıklar kullanılarak ölçülmüş S dalga logu olmayan diğer kuyular için hesaplama yapılır. Birden fazla çıkış verisinin olması durumunda da aynı hesaplama yapılacaktır.



Şekil 3.23 İnsan vücudu sinir sistemine benzer olarak tek bir nöron için basitçe NN analizi algoritması

(3.66) nolu eşitlikte X_{ij} ($i = 1,2,3,\dots,n$ ve $j = 1,2,3,\dots,m$) n adet giriş verisi m adet ölçülmüş veri kullanılarak , bilinen ölçülmüş çıkış verisi Y_i ($i = 1,2,3,\dots,n$) ile tanımlanmıştır.

$$\bar{Y}(x) = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i e^{-D(x,x_i)}}{\sum_{i=1}^n e^{-D(x,x_i)}} \quad (3.66)$$

(3.67) nolu eşitlikte $D(x, x_i)$ x nolu veri ile x_{ij} nolu veri arasındaki mesafeyi tanımlamaktadır. σ_j ağırlıklandırma operatörü ise;

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^m \left(\frac{x_i - x_{ij}}{\sigma_j} \right) \quad (3.67)$$

$$\bar{Y}_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n Y_i e^{-D(x_m, x_i)}}{\sum_{i \neq m}^n e^{-D(x_m, x_i)}} \quad (3.68)$$

Bilinen Y çıkışı için hata enerjisi (3.69) nolu eşitlikte verilmiştir.

$$e_m = (Y_m - \bar{Y}_m)^2 = \sum_{i=1}^n (Y_m - \bar{Y}_m)^2 \quad (3.69)$$

Farklı her giriş parametresi için farklı ağırlıklandırma operatörü kullanılarak hata enerjisi (3.68) nolu eşitlikteki gibi tekrar verilirse;

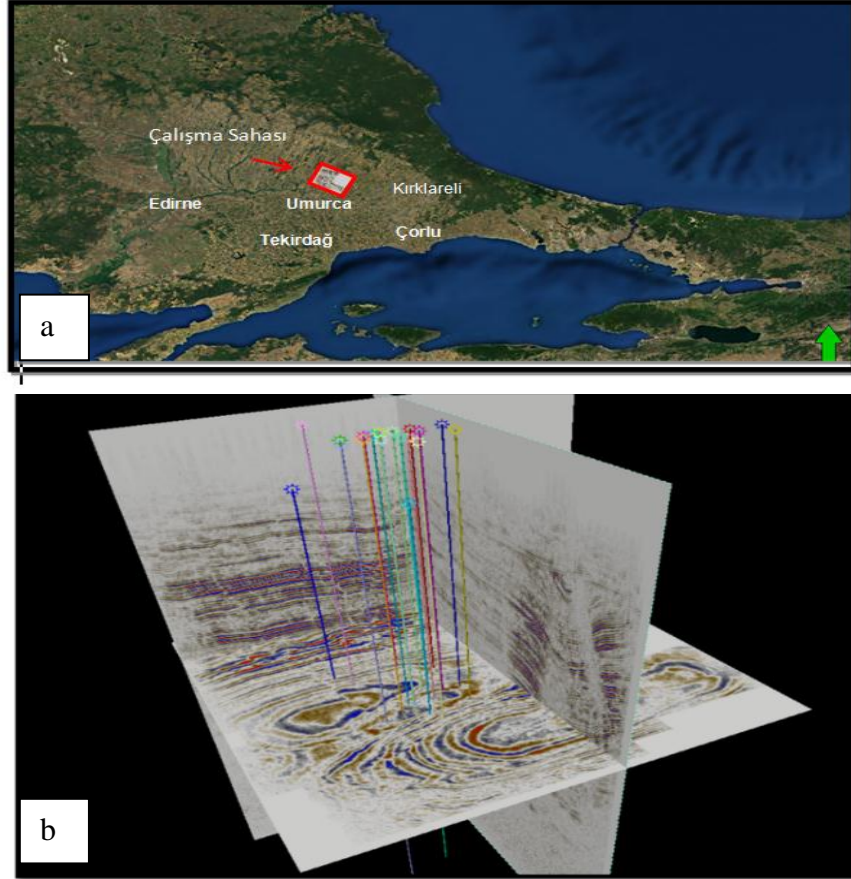
$$E(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, \dots, \sigma_N) = \sum_{i=1}^N (Y_i - \overline{Y_i})^2 \quad (3.70)$$

Hesaplama, (3.66) nolu eşitliği ağırlıklandırma operatörünü değiştirerek en küçük yapmaya yöneliktir. Optimum değere karar vermek için kullanılması için seçilen nitelik sayısı oldukça önemlidir. Hesaplamalara yeni bir nitelik eklemek sonuçları iyileştirebileceği gibi sonuçları kötü de etkileyebilir.



4. AKTİF SİSMİK YÖNTEM UYGULAMALARI

Çalışma sahası olarak belirlenen kısım Trakya-Umurca sahasıdır. Rezervuar jeofiziği yöntemlerinin uygulanmasında yaklaşık 230 km²'lik alanda vibro kaynaklı toplanan sismik yansıma verisinden ve çalışma sahasında açılmış olan 18 kuyunun log verilerinden yararlanılmıştır. Bu kuyulardan 5 tanesi kuru kuyu olarak belirlenmiş, diğer kuyular gazlı kuyulardır. Şu an üretim oldukça azalmış olup yaklaşık 3 kuyuda üretim halen devam etmektedir. Üç boyutlu (3B) sismik verinin toplanmış olduğu alan ve derinlikleri 1700 m ile 4500 m arasında değişen kuyuların gösterildiği sismik veri şekil 4.1'de verilmiştir.



Şekil 4.1 a. Çalışma sahasının havadan görünümü (<https://earth.google.com/web/>)
b. kuyuların 3B sismik veri üzerinde gösterimi (Petrel)

3B sismik veri ve bölgede açılan kuyulara ait kuyu logu verileri kullanılarak rezervuar jeofiziğine ait yapılan çalışmalar alt başlıklar halinde verilmiştir. Yapılan bu çalışmalar ile rezervuar olabilecek alanların sınırları belirlenmiş olup rezervuar özellikleri üzerine detaylı çalışılmıştır. Rezervuar jeofiziği yöntemlerinin uygulanmasında HAMPSON RUSSELL programı kullanılmış, rezervuar seviyeye ait yapılan haritalamalarda ise PETREL programı kullanılmıştır.

4.1 Kayaç Fiziği Analizi Uygulamaları

Çalışma sahasında açılmış S dalgası kuyu logu alınan tek bir kuyu mevcuttur ve bu kuyuda kuyu logları ve elastik parametreleri içeren çapraz ilişki grafikleri yapılmıştır. Rezervuar seviyenin grafiklerde ayrımlılık gösteriyor olması yapılması planlanan sismik ters çözüm çalışmaları sonuçlarında rezervuarın aynı şekilde ayrımlılık göstericeğine dair yol gösterici olmaktadır. Dolayısıyla ilk aşamada yapılan kayaç fiziği analizi sismik ters çözüm öncesi uygulanan bir ön-etüd niteliğindedir.

Şekil 4.2’de kayaç fiziği analizi yapılan kuyu için alınan log verileri ve kuyu civarındaki AVO sıvı etkisi niceleyici birlikte gösterilmiştir. Sarı renk ile seçili alan rezervuar olan üreten seviyeye karşılık gelmektedir. Şekil üzerindeki loglar sırasıyla GR (gamma ray logu) , RHOB (yoğunluk logu) –NPHI (nötron porozite logu), SUWI (su saturasyonu logu), PHIT (porozite logu), DT (sonik logu) , DTS (S dalgası logu) , LLD-MSFL (elektrik logları) loglarına karşılık gelmektedir. Görüldüğü üzere sarı renkle seçilen üretim zonunda GR, RHOB, SUWI değerleri beklenildiği üzere düşerken, NPHI ve PHIT değerleri burada gözeneklilik arttığı için yükselmektedir. Sonik logu değerleri de P dalga hızı değerleri düşeceği için azalmaktadır. Elektrik logları ise porozitenin arttığı kısımlarda beklenildiği gibi birbirlerinden ayrılmaktadırlar. Şeklin AVO-sıvı ekkisine karşılık gelen bölümünde sarı renkler anomalinin olduğu üreten yapan kumları ifade etmektedir ve log değişimleri de anomaliler ile örtüşmektedir.

Şekil 4.3’da ölçülmüş S dalgası kuyu logu olan kuyuda V_p - V_s ilişkisi çizdirilmiş böylece gaz içerebilecek kumlu seviyeler kuyu log verisi üzerinde ayırt edilebilmiştir. S ve P logu değerleri ilişkilendirildiğinde Castanga vd. (1985) çalışmasında da olduğu

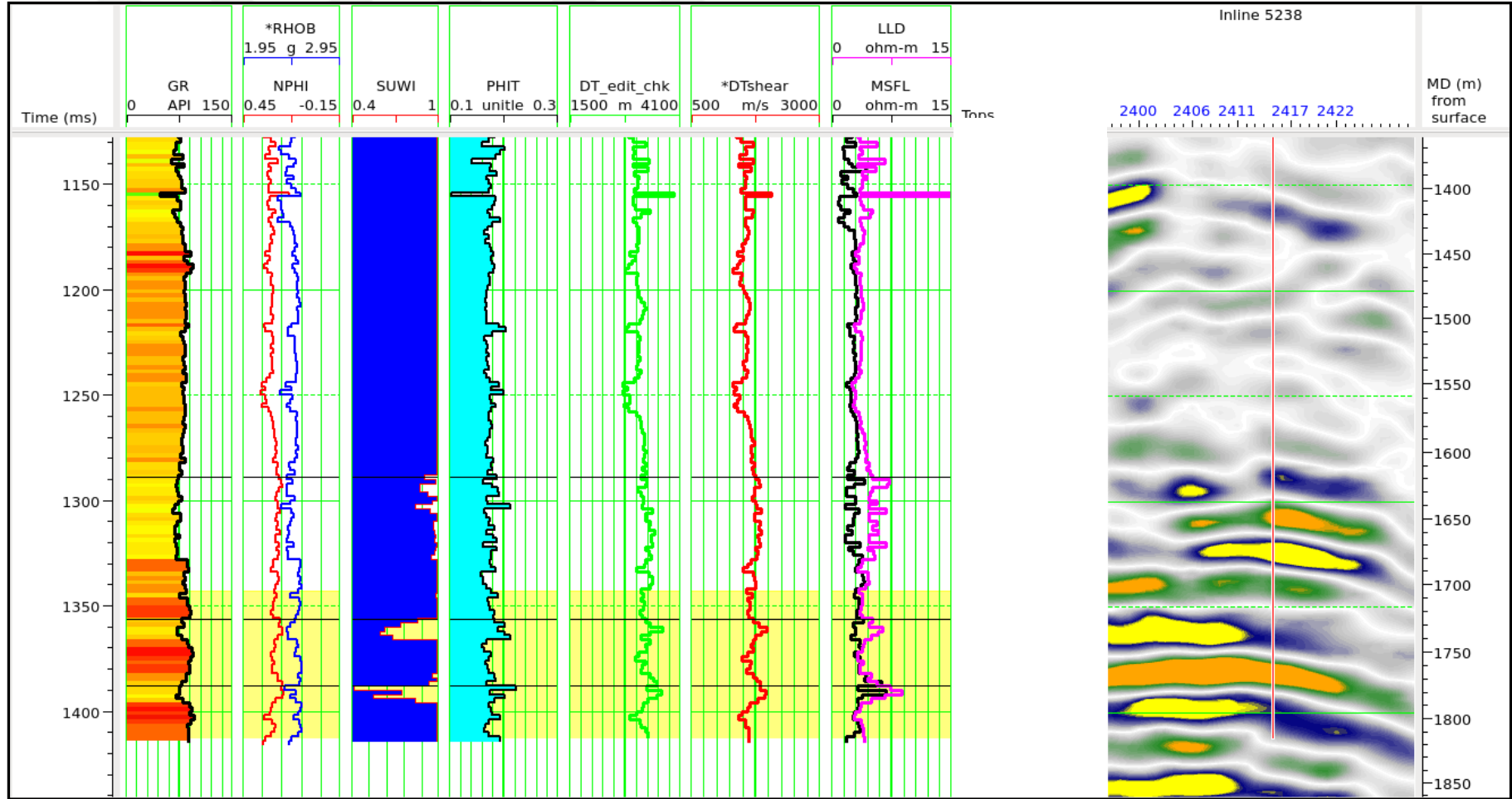
gibi gazlı seviyeler belirlenen değişimin üstünde kalmış ve seçilen bölgede su saturasyon değerleri de düşmüş ve perfore edilen zonlara denk geldiği görülmüştür bu durumda log değerleri üzerinden rezervuar alan ayrılabilir.

Çalışma sahasında açılmış kuyuların sadece bir tanesinde S dalgası kuyu logu alınmıştır dolayısıyla kayaç fiziği analizleri bu kuyu bilgisi kullanılarak yapılmıştır. Fakat diğer kuyular için de sismik ters çözüm uygulamaları için S dalgası hız değişimi gerekmektedir. Diğer kuyularda ölçülmüş S dalgası kuyu logu olmadığından hesaplama yolu ile S dalga hızı değişimi elde edilmiştir. Castanga denklemi yerine çalışma sahası litolojisini tanımlayacak (4.1) eşitliği ile diğer kuyular için de S dalga hızı değeri hesaplanılabilecek ve böylece elastik parametrelere ulaşılarak rezervuara ilişkin detaylı bilgi elde edilecektir.

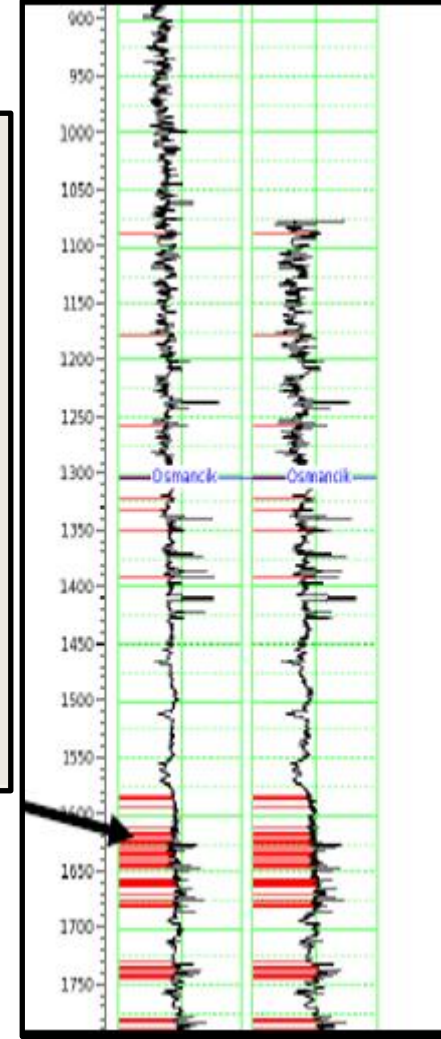
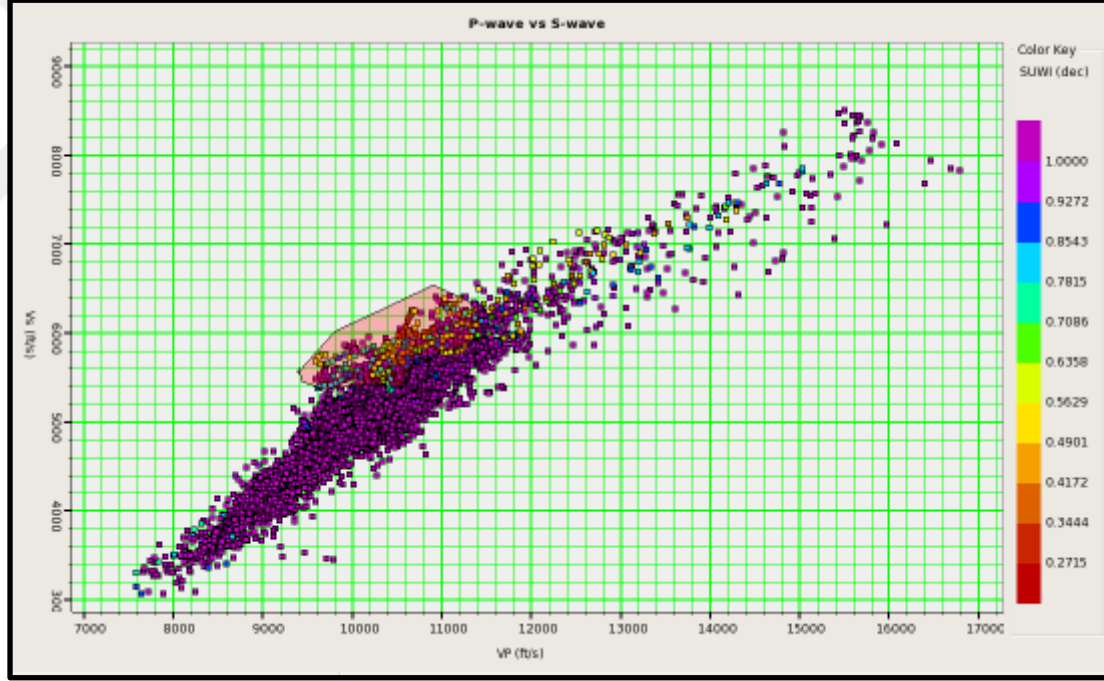
$$V_s = 0.7262 * V_p - 2416.8 \quad (4.1)$$

şekil 4.4’de AI-SI ilişkisi verilmiştir. AI-SI grafiğinde solda yer alan kırmızı ile seçili alan genel değişimin üstünde kalarak su saturasyon değerlerinin de düştüğü alana geldiği için genel log değerlerinden ayrılmaktadır. Bu seçili alanı sağdaki bölümde yer alan AI, SI, SUWI log değişimi üzerinde gözlemlediğimizde kuyudaki üreten kum seviyelerine karşılık gelmektedir. Log değerlerinde ise sarı renk ile gösterilen bu kumlu seviyelerde log değerleride beklenildiği üzere düşmektedir.

şekil 4.5’da AI ile Vp/Vs değişimine ait grafik görülmektedir. AI ve Vp/Vs log değerleri grafik üzerine aktarıldığında log değerlerinde görülen saçılımın yönü farklı anlamlar içermektedir (kil içeriği artışı, porozite artışı, basınç azalımı ve gaz artışı gibi..). şekilde de görüldüğü üzere gaz artışı olabilecek yönde seçilen alanda beklenildiği gibi su saturasyonu değerleride düşmektedir. Seçilen alandaki bu değerler sağ bölümdeki sırasıyla AI, Vp/Vs ve SUWI log değerleri üzerine aktarıldığında üreten kumlara denk gelmektedir.

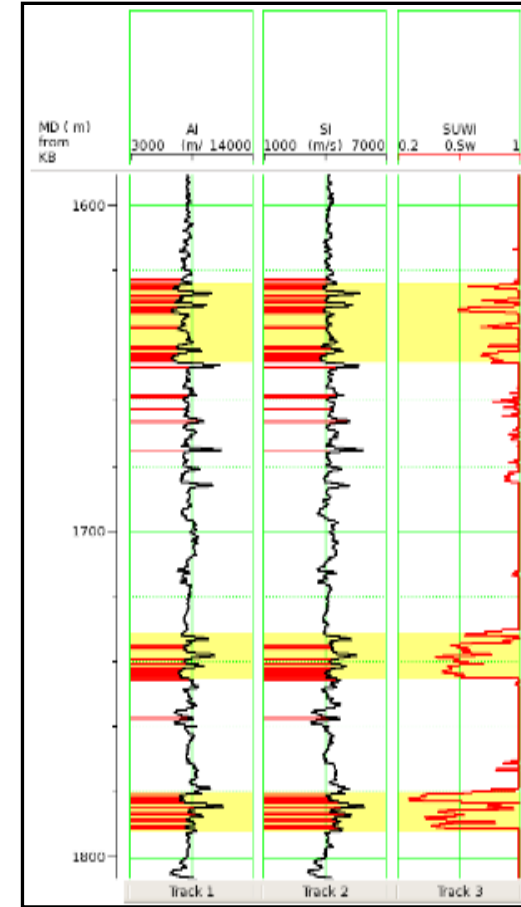
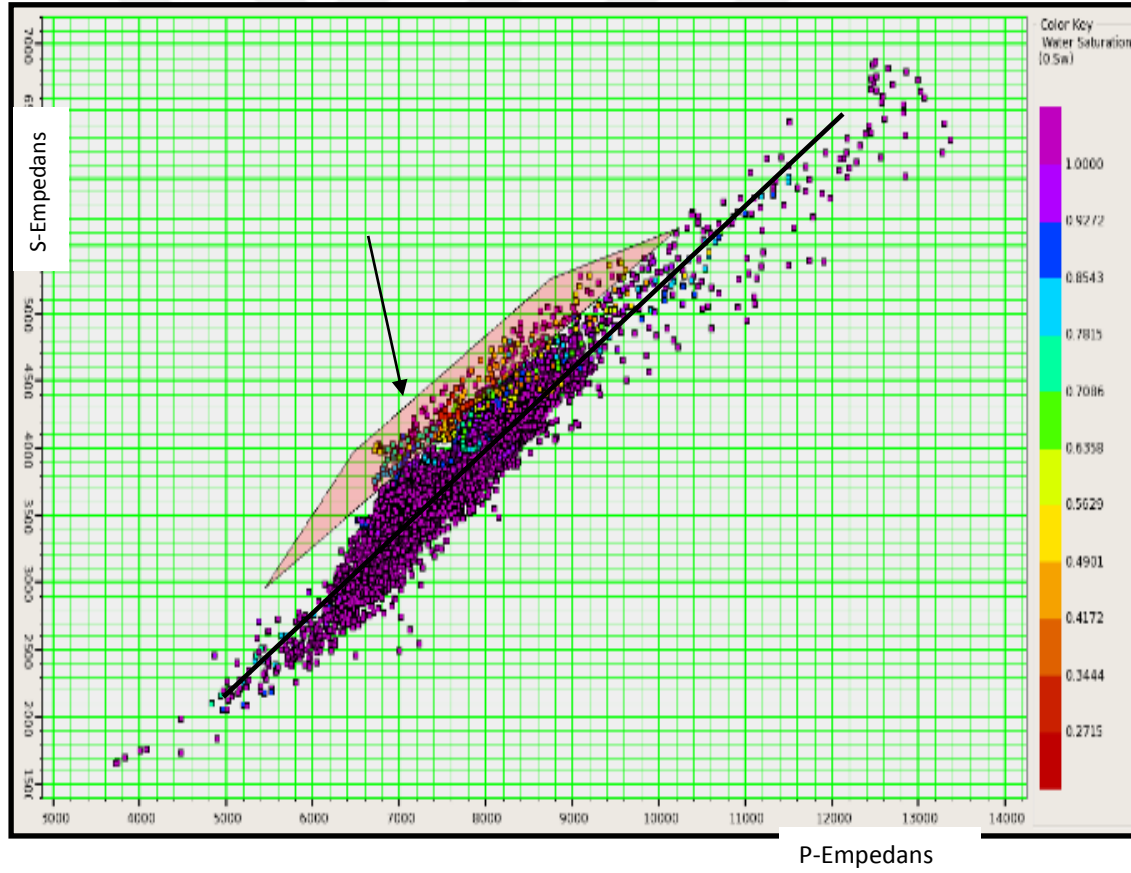


Şekil 4.2 Üretim kuyusu için alınmış loglara ait değişimin ve rezervuar seviyenin gösterimi
rezervuar seviye sarı renk ile gösterilmiştir



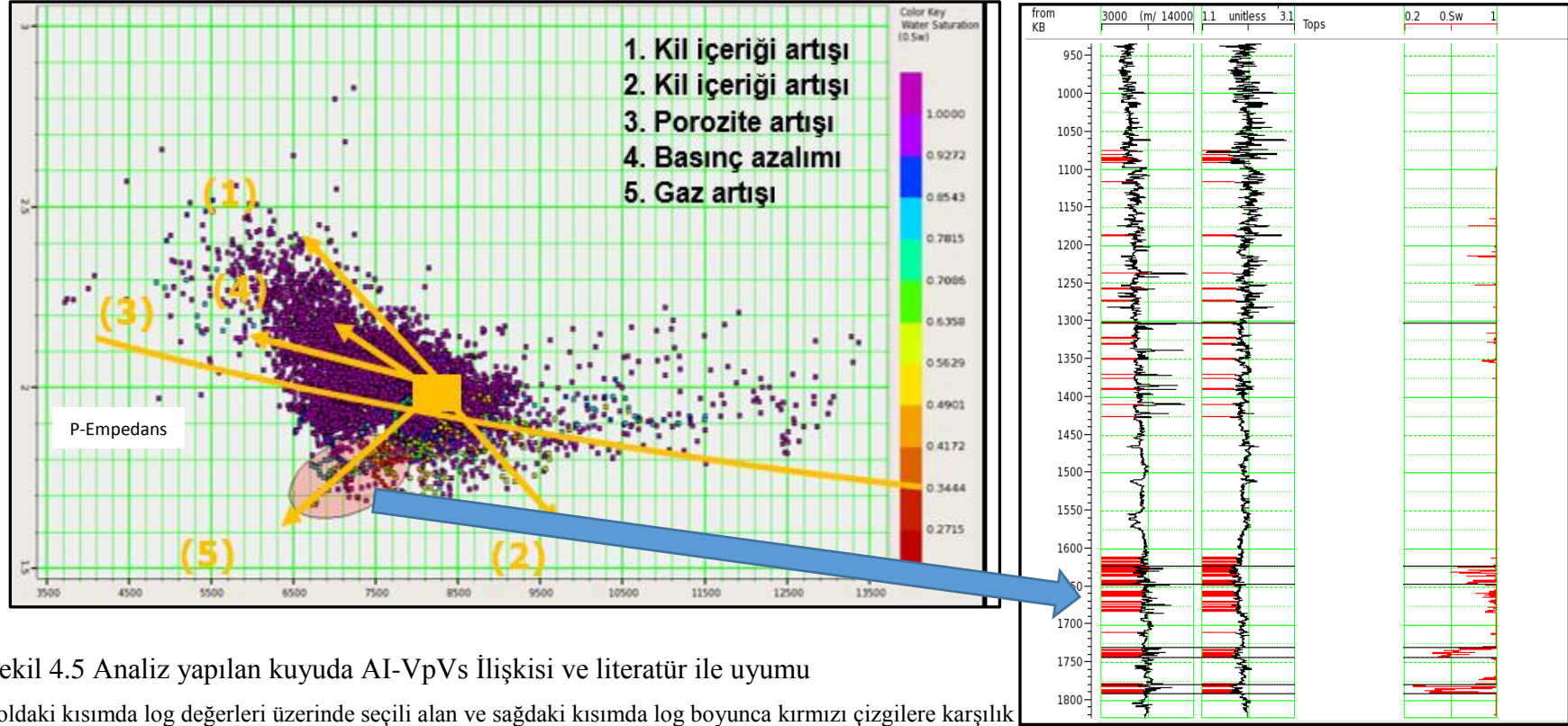
Şekil 4.3 Analiz yapılan kuyuda Vp-Vs ilişkisi grafiği

Sağdaki bölümde log değerleri üzerinde seçili alan ile soldaki bölümde log boyunca kırmızı çizgilere karşılık gelen lokasyonlar gazlı kumları tespit etmektedir



Şekil 4.4 Analiz yapılan kuyuda AI-SI ilişkisi

Soldaki kısımda log değerleri üzerinde seçili alan ile sağdaki kısımda log boyunca kırmızı çizgilere karşılık gelen lokasyonlar gazlı kumları tespit etmektedir



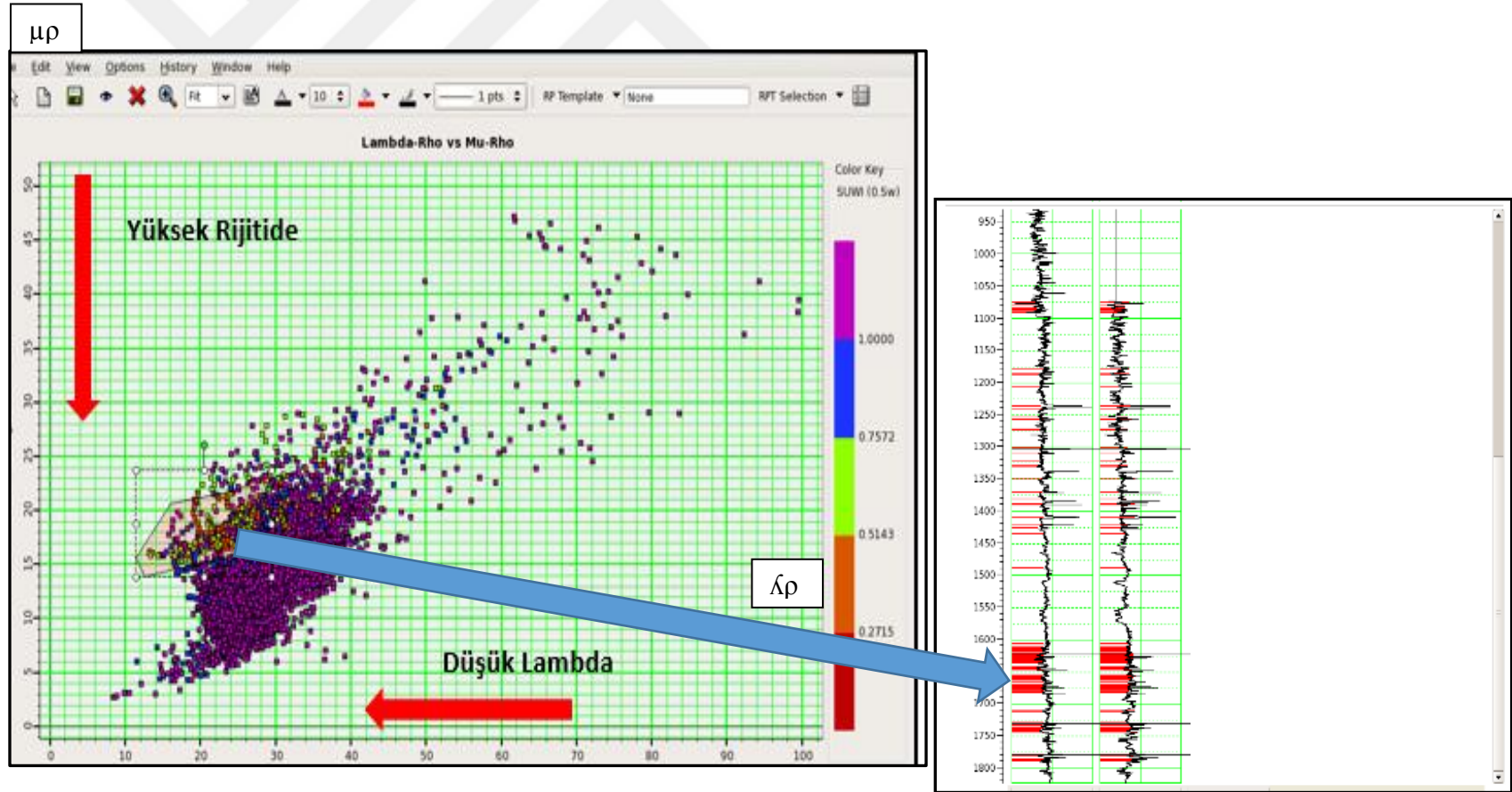
$\lambda\rho$ - $\mu\rho$ ilişkisinde düşük λ ile yüksek μ değerleri daha öncede açıklandığı üzere gazlı kumları işaret etmektedir (Perez 2011). Şekil 4.6'da işaretlenmiş olan düşük λ ve yüksek μ değerlerine karşılık gelen ve su saturasyonu değerlerinin düşük olduğu zon, $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ ilişkisinde şeklin sol bölümünde kırmızı ile seçilmiş log değerlerine karşılık gelmektedir. Ayrıca bu bölümde SUWI değerleride düşmektedir. Kırmızı ile seçilen bu alandaki değerleri şeklin sağ bölümündeki hesaplamanın yapıldığı kuyudaki $\lambda\rho$ ile $\mu\rho$ değerleri üzerine aktardığımızda üretim yapan kumlara karşılık gelmektedir.

Şekil 4.7'de λ/μ ve $\lambda\rho$ ilişkisine bakılmış ve düşük λ/μ ve $\lambda\rho$ değerleri seçilerek Özdemir (2010) çalışmasında olduğu gibi gazlı kumlar belirlenmeye çalışılmıştır. Soldaki bölümde seçilen kırmızı alan analiz yapılan kuyudaki DT ve DTS değerlerinden hesaplanarak üretilen λ/μ ve $\lambda\rho$ log değişimleri üzerine aktarıldığında üreten kumlara karşılık gelmektedir.

Şekil 4.8'da Young Modulu ile Poisson oranı ilişkisine bakıldığında çatlatma için uygun zonlar artan young modulu ve azalan poisson oranına denk gelecektir ve söz konusu kum paketlerine birebir karşılık gelmektedir.

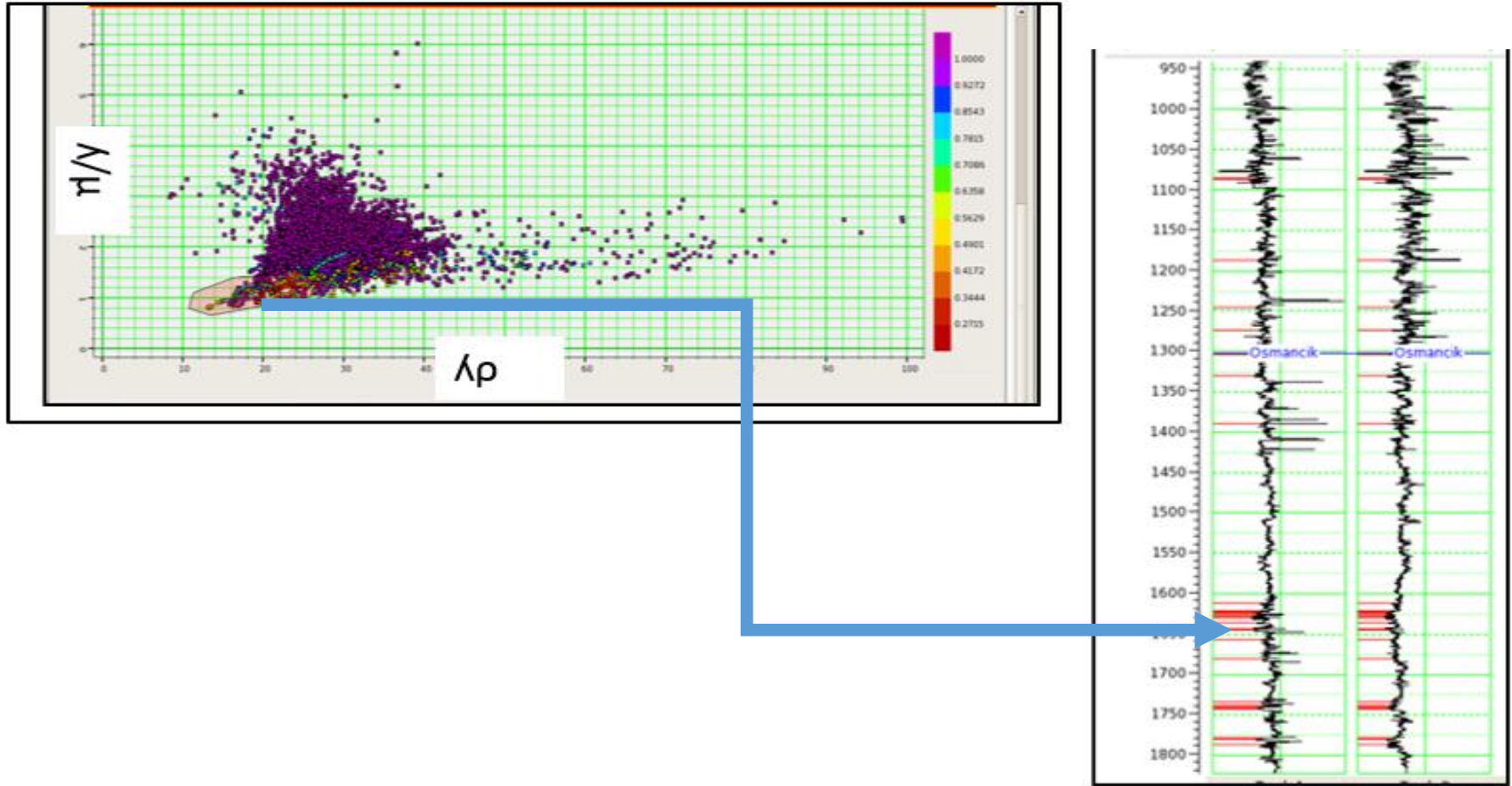
Analiz yapılan kuyuda tespit edilmiş üretimin gerçekleştiği üç adet kum paketi belirlenmiştir. Bunlar;

- ✓ **İlk kum paketi**, 1624-1648 m'ler arasında gözlenmekte olup ortalama etken porozite; %9-12 arasındadır, gaz okumaları %3-18 arasındadır.
- ✓ **İkinci kum paketi**; 1731-1745 m'ler arasındadır. Ortalama etken porozite %7-10 arasında olup gaz okumaları %2-3 arasındadır.
- ✓ **Son kum paketi**; 1780-1792 metreler arasında olup porozite %11 civarında, gaz okumaları %5-15 arasındadır.



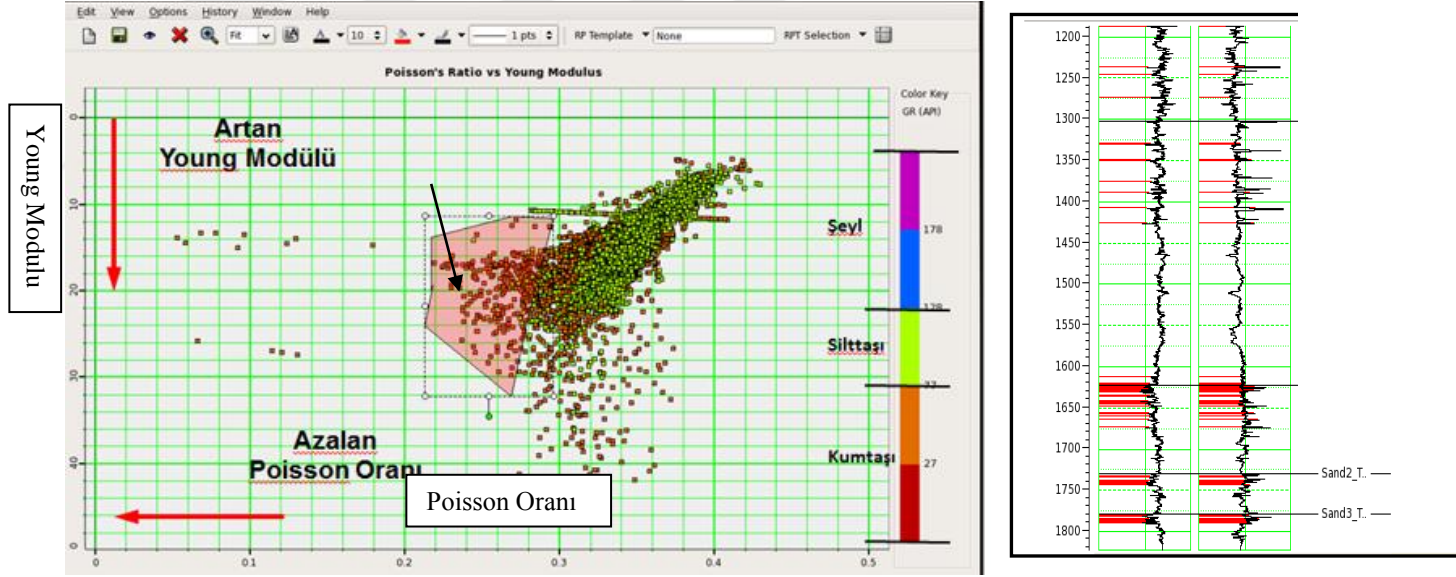
Şekil 4.6 Analiz yapılan kuyuda $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ İlişkisi

Soldaki kısımda log değerleri üzerinde seçili alan ve sağdaki kısımda log boyunca kırmızı çizgilere karşılık gelen lokasyonlar gazlı kumları tespit etmektedir



Şekil 4.7 Analiz yapılan kuyuda λ/μ ve $\lambda\rho$ ilişkisi

Sağdaki bölümde log değerleri üzerinde seçili alan ile soldaki bölümde log boyunca kırmızı çizgilere karşılık gelen lokasyonlar gazlı kumları tespit etmektedir

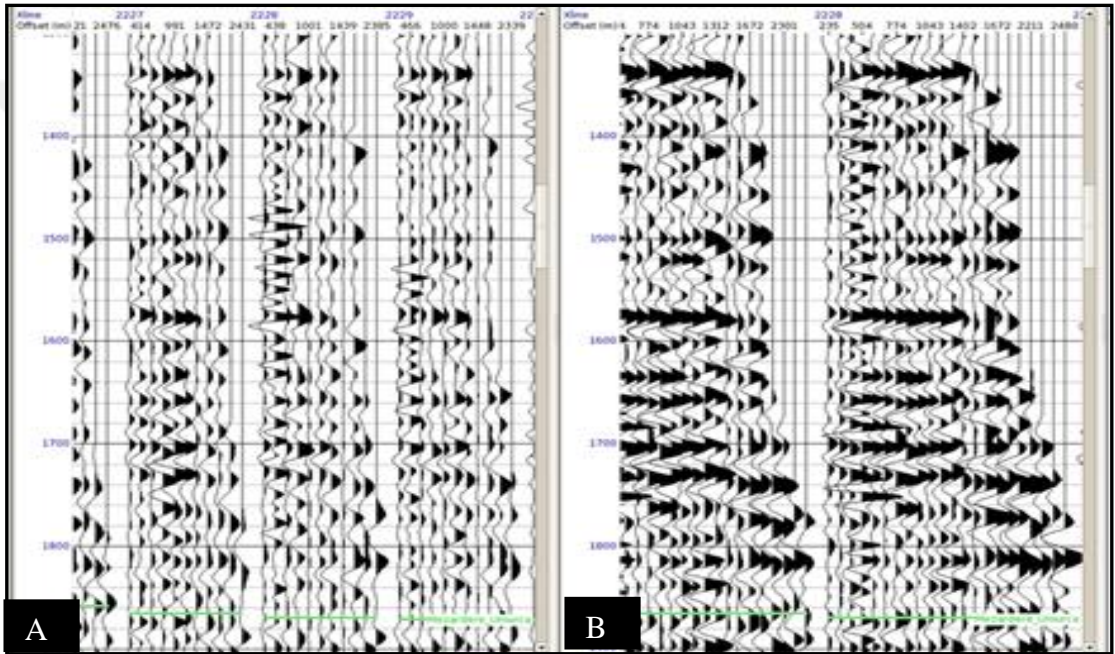


Şekil 4.8 Poisson Oranı-Young Modulu İlişkisi

Solda kırmızı çerçeve ile seçili alan su saturasyonunda düştüğü kumtaşlarını işaret etmektedir, sağda ise seçili alana karşılık gelen kum paketleri log üzerinde görülmektedir

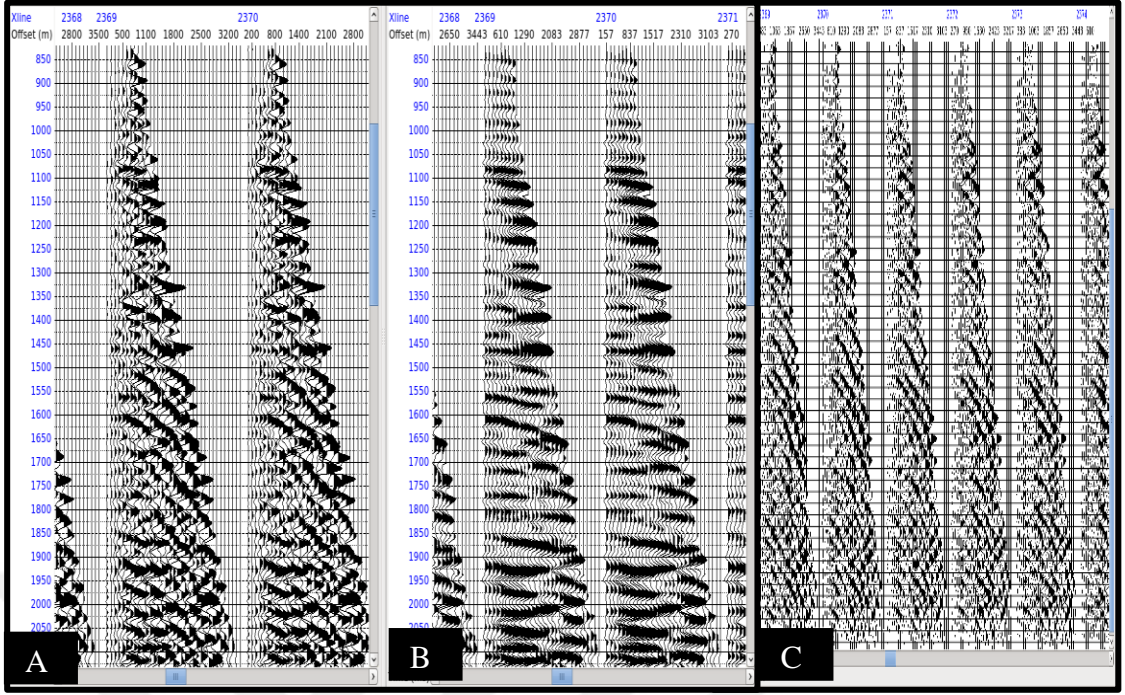
4.2 Sismik Veri- İyileştirme ve Sismik Niteliklere Ait Uygulamalar

Sismik veriyi iyileştirme amacıyla sırasıyla super-birlik (supergather), radon dönüşümü ve törpüleme (trim) statik işlemleri uygulanmıştır. Bu uygulamanın ilk aşamasını Şekil 4.9'de gösterildiği gibi süper-birlik (super-gather) oluşturma işlemi oluşturur. İkinci aşamada, şekil 4.10'da gösterildiği üzere radon dönüşümü yapılmıştır. Şekil 4.11'de ise törpüleme statik işlemi uygulanmıştır.

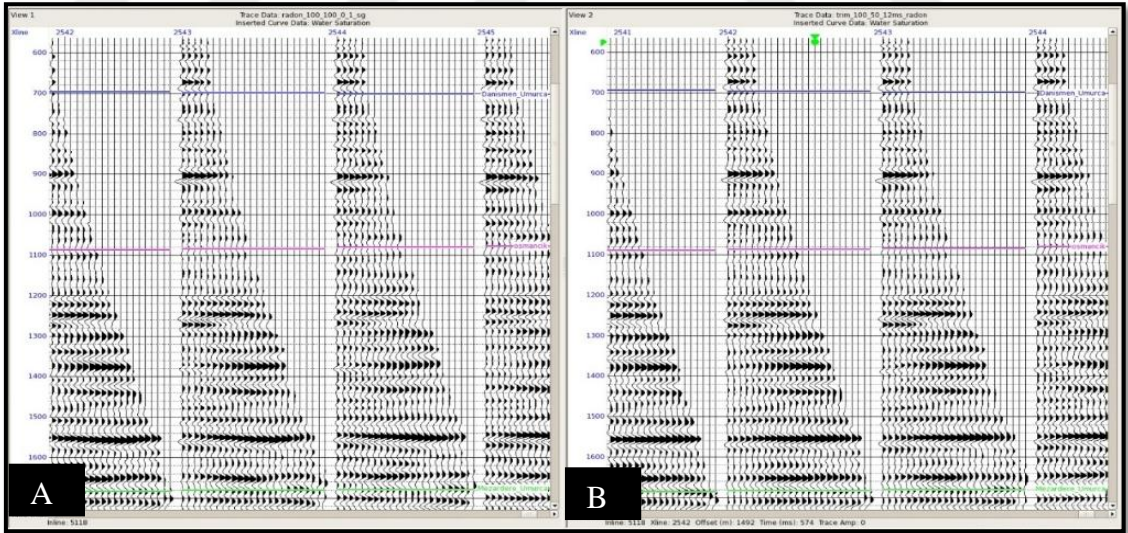


Şekil 4.9 Çalışma sahası sismik veri CDP& Süper-Birlik gösterimi

A. CDP birlik, B. süper-birlik yer almaktadır



Şekil 4.10 A. Sismik veri CDP-birlik B. Radon Dönüşümü sonrası CDP birlik C. Atılan Gürültü Gösterimi



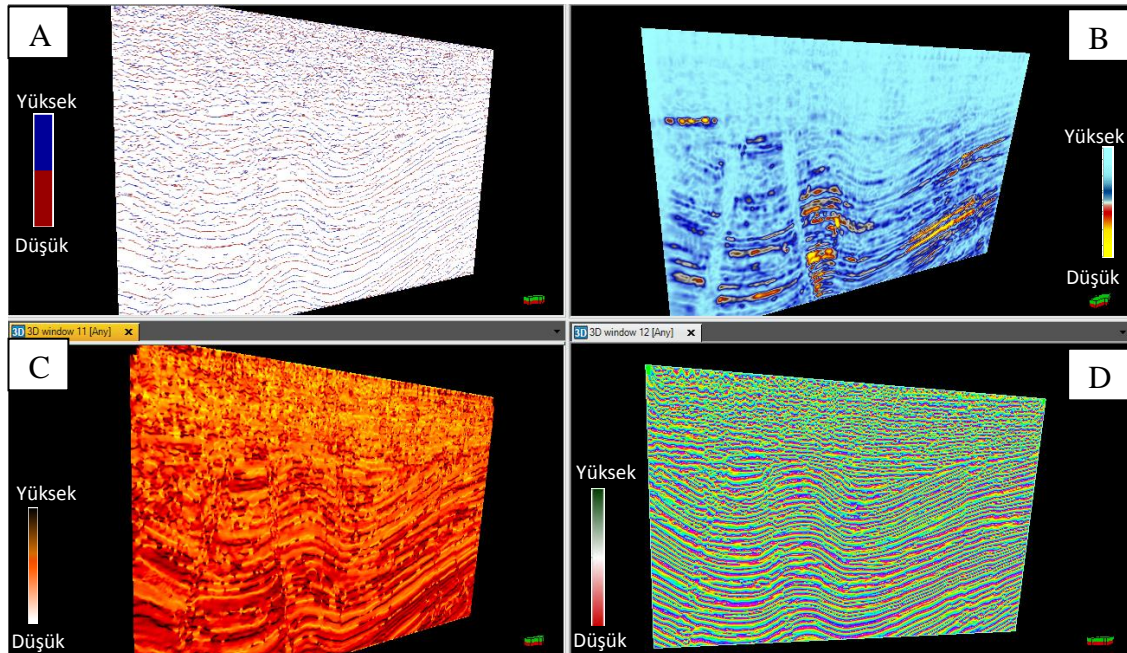
Şekil 4.11 A. Sismik veri Radon dönüşümü sonrası B. Törpüleme statik sonrası gösterimi

Sismik veri kalitesinin artırılması sonrası yapısal unsurları belirlemek adına sismik nitelikler 3B sismik veriye uygulanmıştır. Görünür polarite, sinyal zarflama, anlık

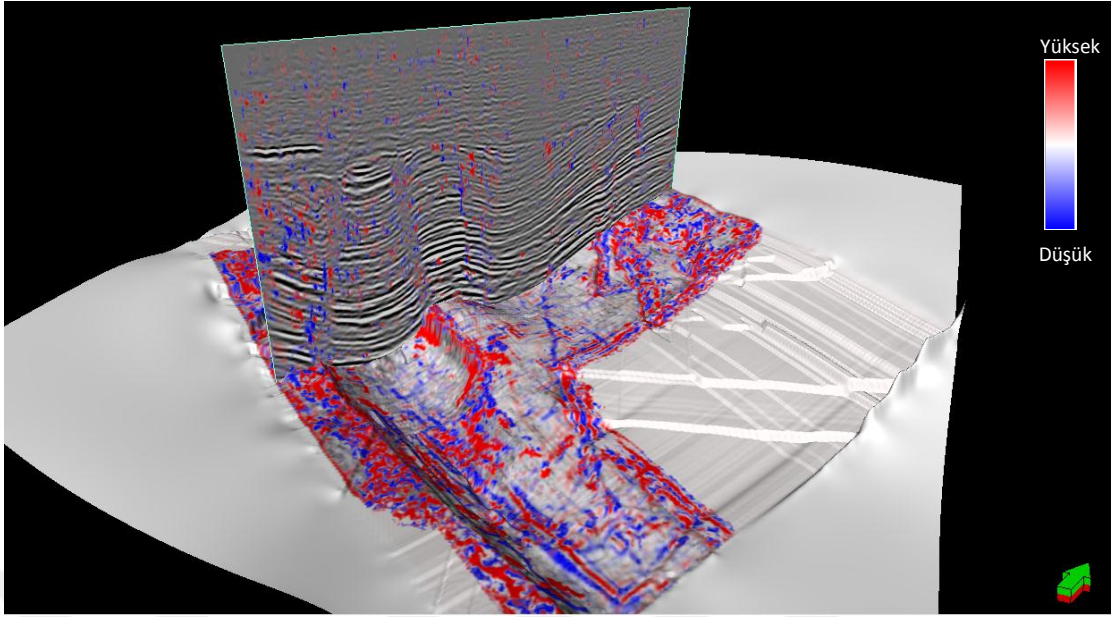
frekans ve anlık faz değişimini gösteren niteliklerin sismik veri üzerinde gösterimi Şekil 4.12’de verilmiştir. Bu sismik nitelikler ile litolojik sınırları gösteren arayüzler ve yapısal unsurlar özellikle fay yapıları belirlenebilmiştir.

Şekil 4.13’te ise pozitif genlikler kırmızı renk ile negatif genlikler mavi renk ile gösterilecek şekilde eğrilik bilgisi niteliği hesaplanmıştır. Eğrilik bilgisi niteliği ile yapısal değişimlere ait yükselen ve alçalan uzanımlar belirlenebilmektedir. Antiklinal ve seklinal yapılarına ait değişimler daha net gözlemlenebilmiştir.

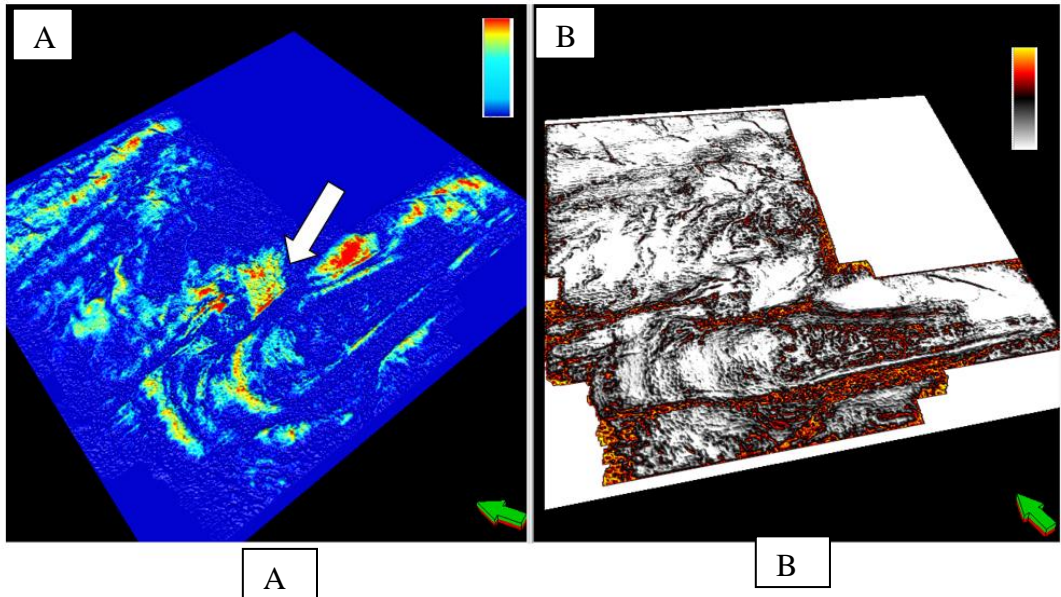
Üretim zonuna ait benzerlik niteliği gösterimi şekil 4.14’de verilmiştir. Özellikle şekilde verilen yumuşatıcı nitelik ile rezervuar olan üretim zonu kırmızı genlik değerleri ile gösterilerek diğer alanlardan belirgin bir şekilde ayrılmıştır. Diğer bir değişle rezervuar olan alanları ayırmada oldukça yol gösterici olmaktadır. Karınca-izi niteliği ise şekil 4.15’de gösterilmiştir böylece fay uzanımları ve çatlak yönlerine ait yaklaşım yapılabilmektedir.



Şekil 4.12 A. Üretim kuyusu civarında görünür polarite sinyal zarflama B. anlık frekans C. ve anlık faz D. değişimi nitelikleri değişimi

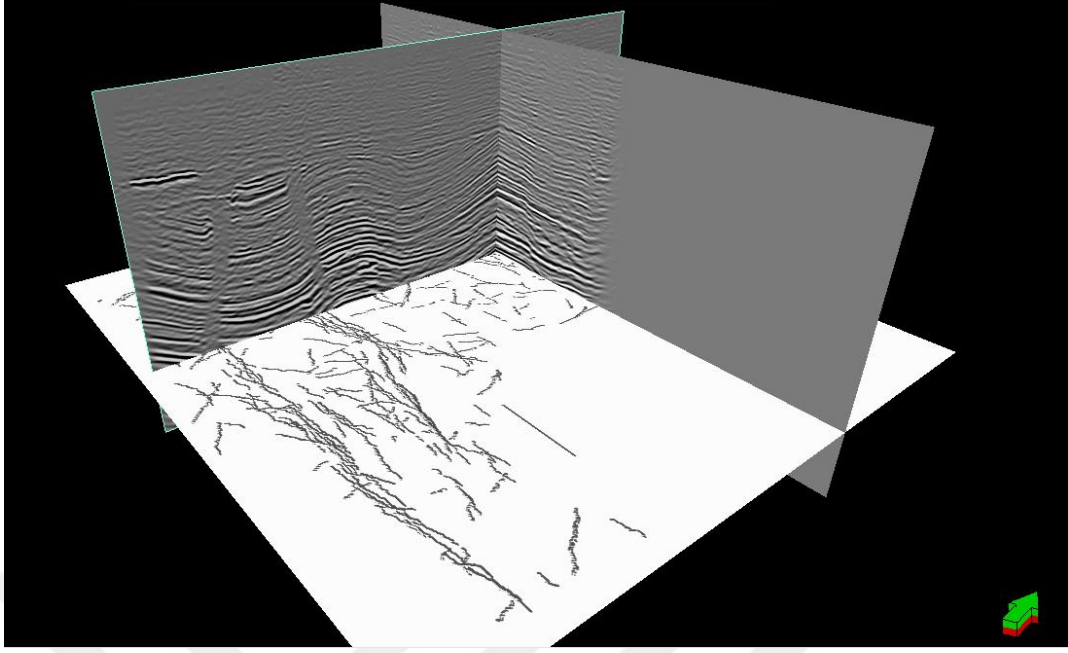


Şekil 4.13 Üretim zonu üzerinde sismik kesit ile eğrilik bilgisi niteliğinin birlikte gösterimi



Şekil 4.14 Üretim zonu civarında benzerlik niteliklerinin birlikte gösterimi; beyaz ok ile gösterilen kısım kuyulardan üretim yapılan rezervuara karşılık gelmektedir

A. Yumuşatıcı nitelik, B. sapma niteliği



Şekil 4.15 Sismik kesit ile kırınca-izi niteliğinin birlikte gösterimi

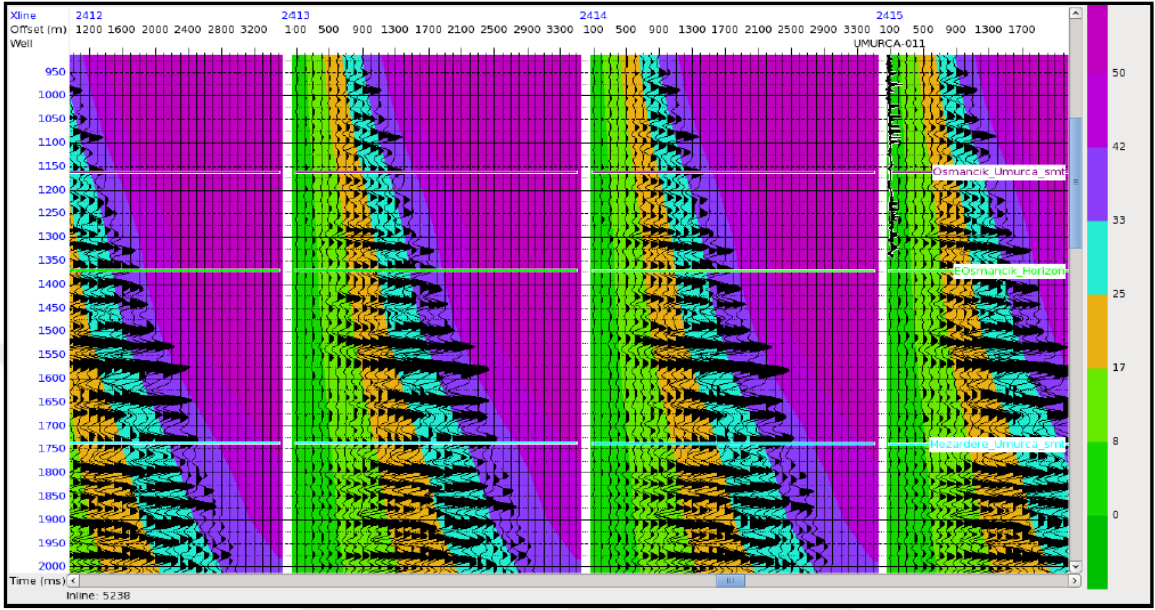
4.3 AVO Analizi Uygulamaları

AVO analizi kapsamında, üreten kuyulara karşılık gelen yerlerde cdp-birlikler incelenmiş olup genliğin ofsetle değişimine bakılarak gradient analiz yapılmıştır. AVO niteliklerinin hesaplanmasıyla AVO anomalileri belirlenmiştir. Son olarak da üreten bir kuyu civarında AVO modellemesi yapılarak analizlerin doğruluğuna yönelik QC yapılmıştır.

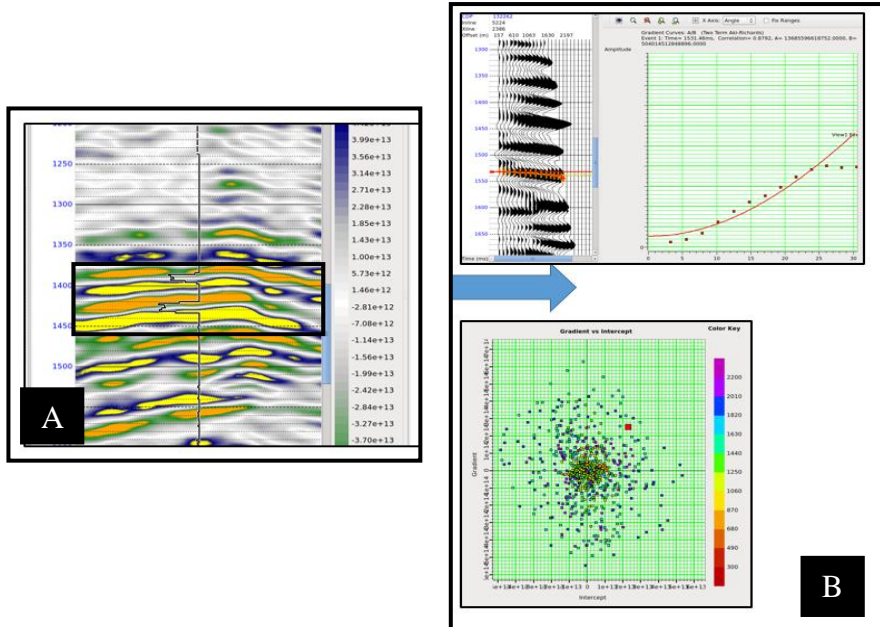
Veri-iyileştirme basamakları uygulanmış olan belli CDPler için sismik-birlik ile açı değişiminin birlikte görüntülenmiş durumu şekil 4.16'da verilmiştir. Şekilden de görüldüğü üzere 45 dereceye kadar sismik sinyallerin varlığı söz konusudur. Bu durum AVO analizin uygulanabilmesi için yeterli veri setine sahip olduğumuzu göstermektedir.

3B sismik veri incelendiğinde veri polaritesinin ters polarite olduğu görülmüştür ve o nedenle rezervuar seviyenin litolojik olarak tanımlanan AVO sınıf 3 olarak belirlenen sınıflaması intercept-gradient analizinde ters olarak görülmektedir. Çalışma sahasındaki gazlı rezervuar seviyelere ait anomaliler AVO sınıf 3 gurubuna girmesi nedeniyle yakın

ofsetlerden uzak ofsetlere gidildikçe rezervuar seviye belirginlik gösterir. Şekil 4.17’de üreten kuyu civarında sıvı etkisi AVO niteliği ile rezervuar seviyeye ait lokasyonda genliğin ofsetle değişimi görülmektedir.



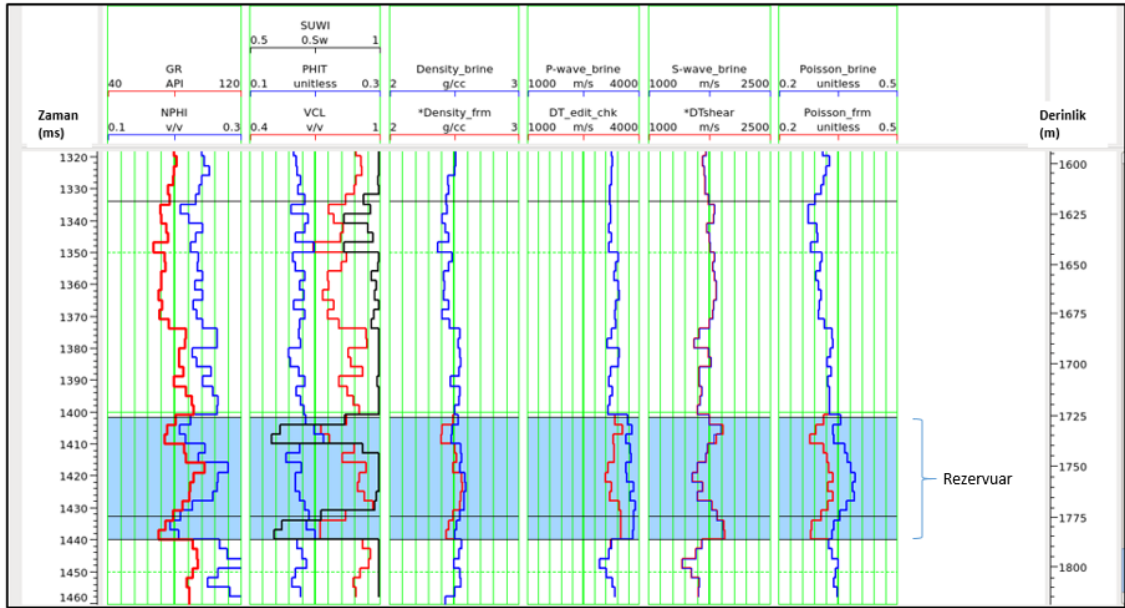
Şekil 4.16 Çalışma sahasına ait sismik verinin açı değişimi ile birlikte gösterimi



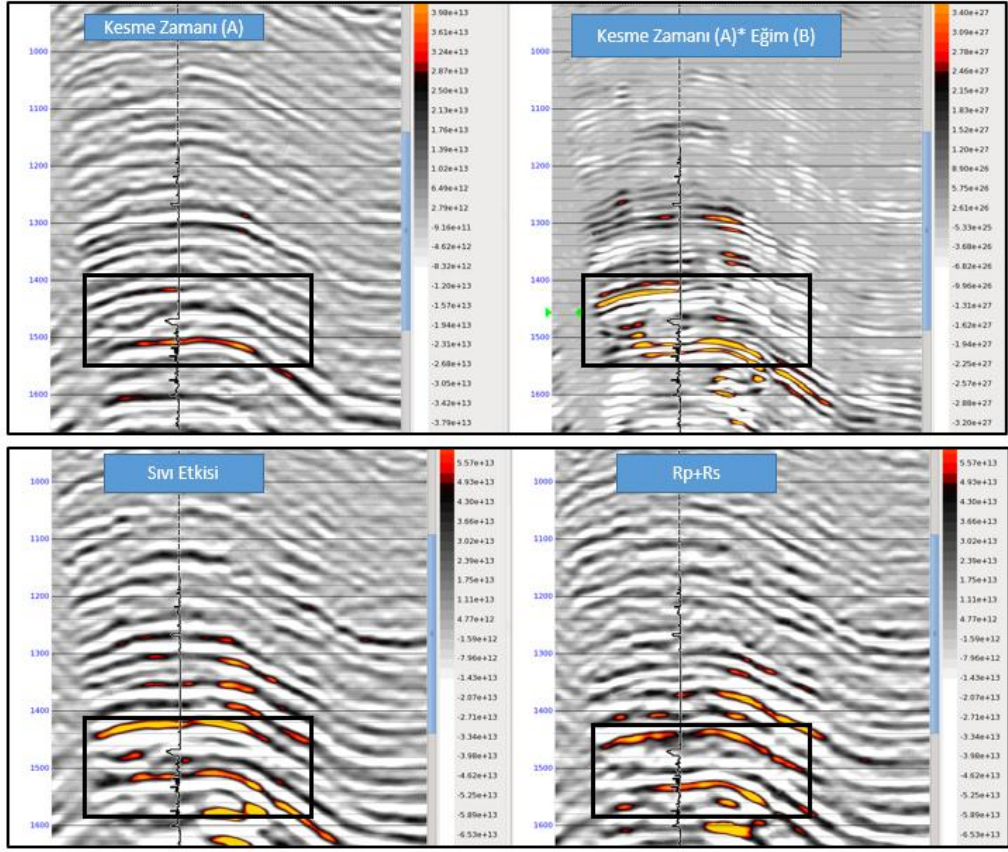
Şekil 4.17 Üreten kuyu civarında rezervuar seviyenin Sınıf 3 AVO anomali olduğunu gösterir analiz A. AVO niteliği B. genlik değişimine göre kesme zamanı-eğim ilişkisi

Şekil 4.18’de görüldüğü üzere AVO modelleme yapılmış ve kuyu logu verileri kuyunun gaz olması durumu (yani kendi durumu) ve kuyuda gaz yerine su olması durumuna göre modellenmiştir. Buna göre yoğunluk, P dalga hızı ve Poisson Oranının log verilerinde farklı davranışlar gösterdiği görülmektedir. Fakat S dalga hızı beklenildiği üzere rezervuarda gaz veya su olmasına bakılmaksızın yaklaşık olarak aynı değerleri vermektedir.

Şekil 4.19’da farklı AVO niteliklerine ait gösterimler mevcuttur. Şekilden de görüleceği üzere üreten kuyu civarında siyah dikdörtgen alan içerisindeki rezervuar seviye kesme zamanı (A) niteliği ve (A)*(B) niteliğinde açık bir şekilde gözlemlenemezken; Rp, Rs katsayıları ile hesaplanan sıvı etkisi niteliği ile (Rp)+(Rs) niteliği üzerinde rezervuar olan kum seviyeler daha net bir şekilde gözlemlenebilmektedir. Rezervuar seviyeyi tanımlayan niteliklerin değişimi sarı ile kırmızı renklerle gösterilen pozitif genlik artışı ile tanımlanmaktadır.



Şekil 4.18 Üretim kuyusu için mavi ile gösterilen rezervuar zonda gaz ve su modeli için kuyu log değerlerinin değişimi

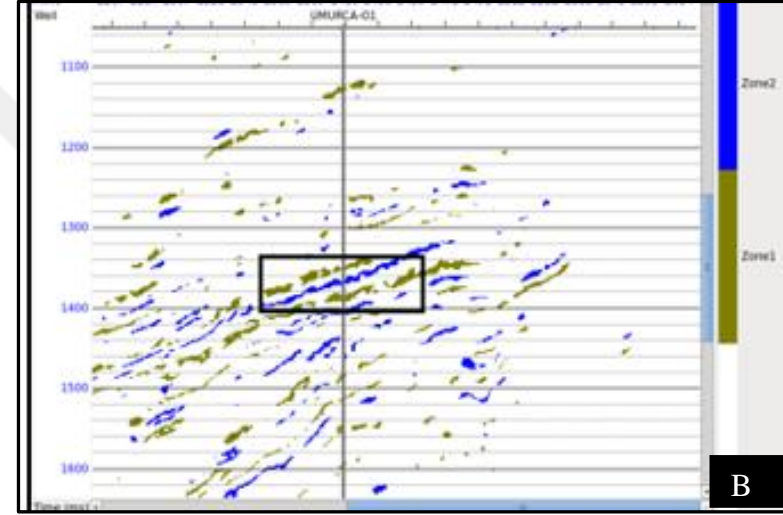
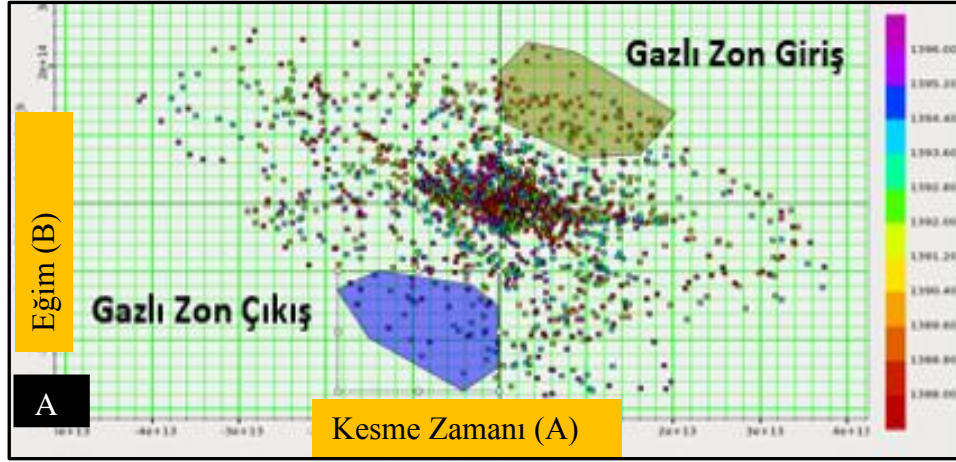


Şekil 4.19 Üreten kuyu civarında farklı AVO niteliklerinin birlikte gösterimi

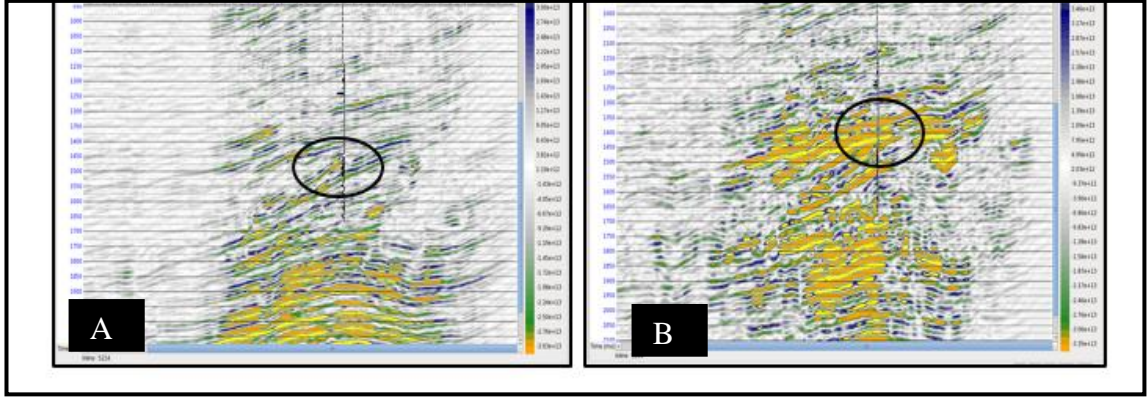
Şekil 4.20’de üreten kuyu civarında gazlı seviye için giriş ve çıkış kısımları seçilerek seviyenin yayılımı haritalanmıştır.

Şekil 4.21’ de rezervuar seviyeye ait anomalilerin Sınıf-3 AVO anomalisine uygun olarak yakın ofsetlerden uzak ofsetlere gidildikçe arttığı görülmektedir.

Şekil 4.22’de (A)+(B) (kesme zamanı ile eğimin toplanmasıyla elde edilen nitelik) AVO niteliğine bakıldığında, üreten kuyu civarında anomaliler görülürken, kuru kuyu civarında anomaliler görülmemektedir.

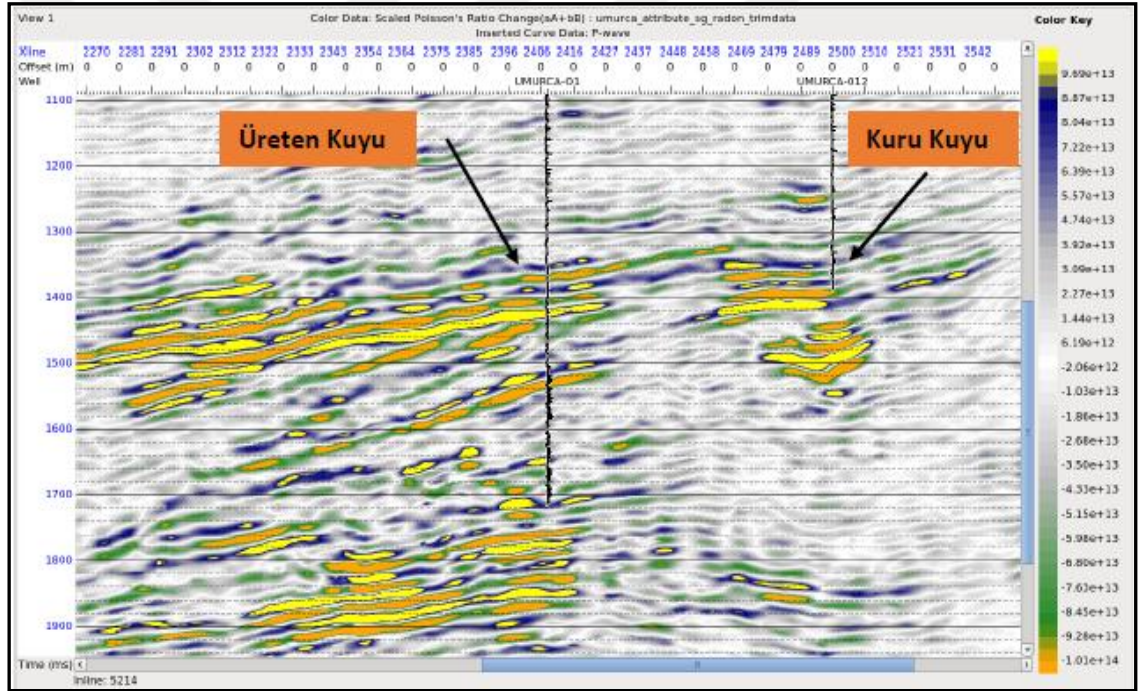


Şekil 4.20 A. Üreten kuyu civarında AVO çapraz ilişki grafiği ile rezervuar zona ait gazlı kum paket için giriş-çıkış paketlerinin gösterimi
B.sismik üzerinde kum paketlerinin yayılımı



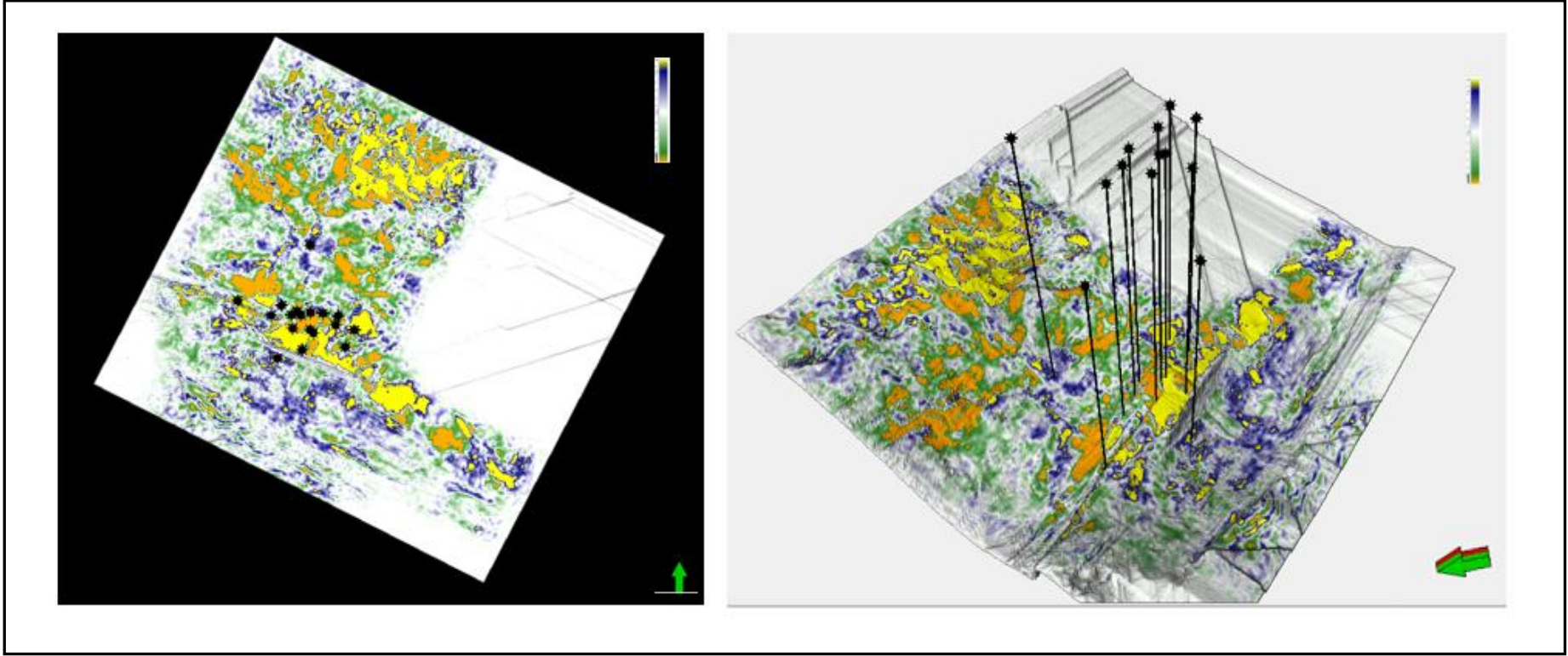
Şekil 4.21 Üreten kuyu civarında rezervuar seviyede AVO anomalisinin yakın ofsetlerden uzak ofsetlere gidildikçe artışının gösterimi

A. yakın-açı yığma kesit, B. uzak-açı yığma kesit yer almaktadır.



Şekil 4.22 Üreten kuyu ve kuru kuyu civarında (A+B) AVO Niteliği

Şekil 4.23'de rezervuar seviyeye ait sıvı etkisi niteleyicisine ait 2B ve 3B haritalar görülmektedir. Sarı renkler ile gösterilen pozitif AVO anomaliler üreten kuyu konumları ile örtüşmektedir.

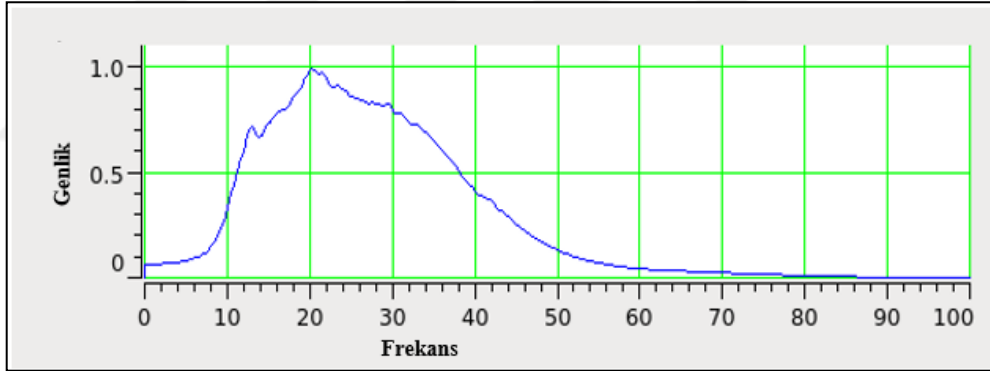


Şekil 4.23 Rezervuar seviye sıvı etkisi AVO niteliğinin gösterimi

4.4 Sismik Ters Çözüm Uygulamaları

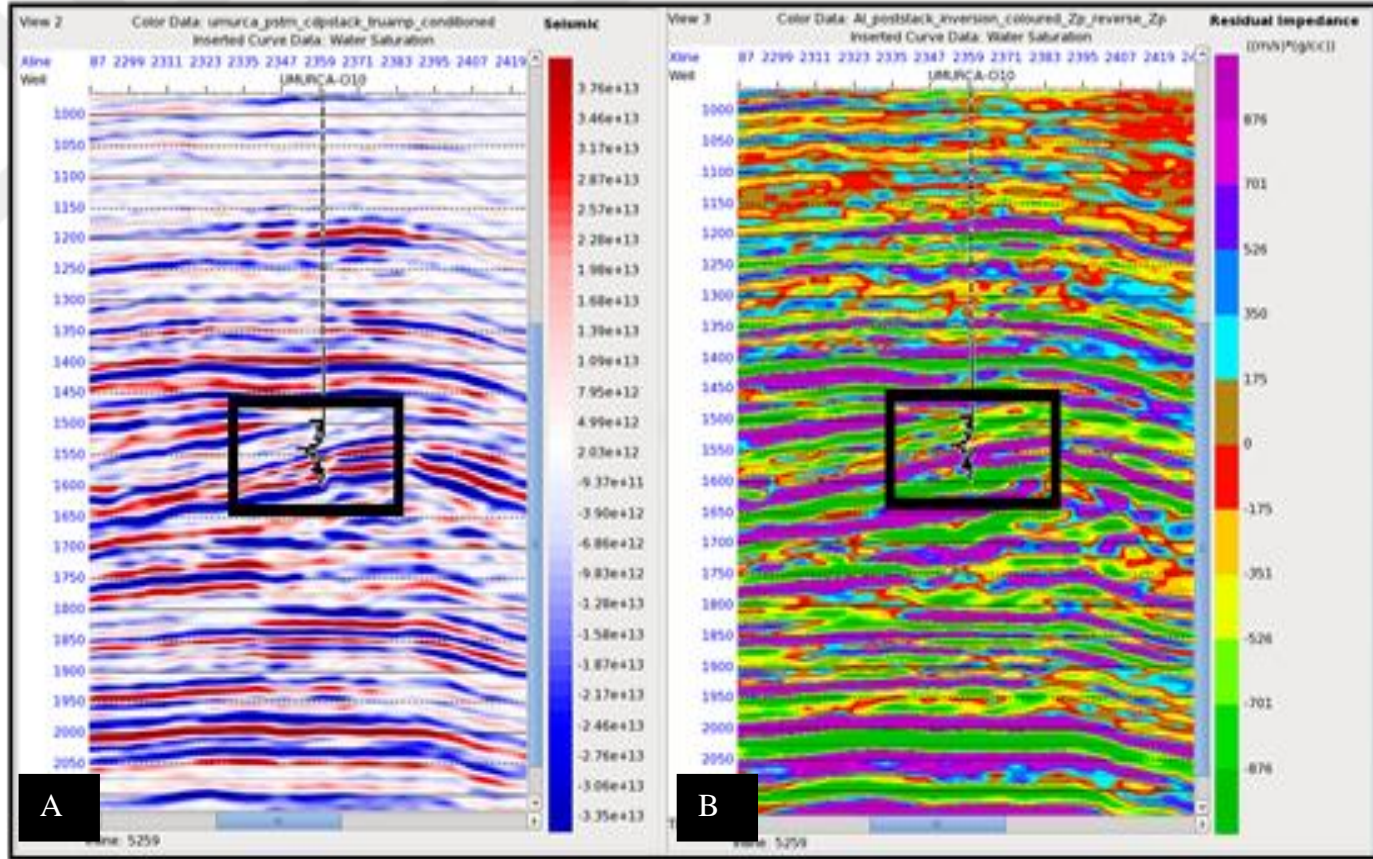
Sismik ters çözüm kapsamında öncelikli olarak yığma edilmiş 3B sismik veri kullanılarak farklı yığma sonrası ters çözüm teknikleri uygulanmıştır. Yığma sonrası sismik ters çözüm ile yeraltı tabakalarına ait sadece akustik empedans değişimi belirlenebilmişken, yığma öncesi sismik ters çözüm ile tabakaları tüm elastik parametrelerine ait değişimler gözlemlenerek detaylı analizler yapılabilmektedir.

Toplanan sismik veriye ilişkin genlik spektrumu şekil 4.24’de verilmiştir. Görüldüğü üzere başlangıçta düşük frekans bilgisi veri toplama aşamasında kullanılan jeofon ve vibro frekanslarının yetersizliğinden ötürü elde edilememiştir. Bu nedenle sismik ters çözüm modelleme aşamasında mevcut olmayan düşük frekanslar kuyu verileri ile tamamlanmıştır.

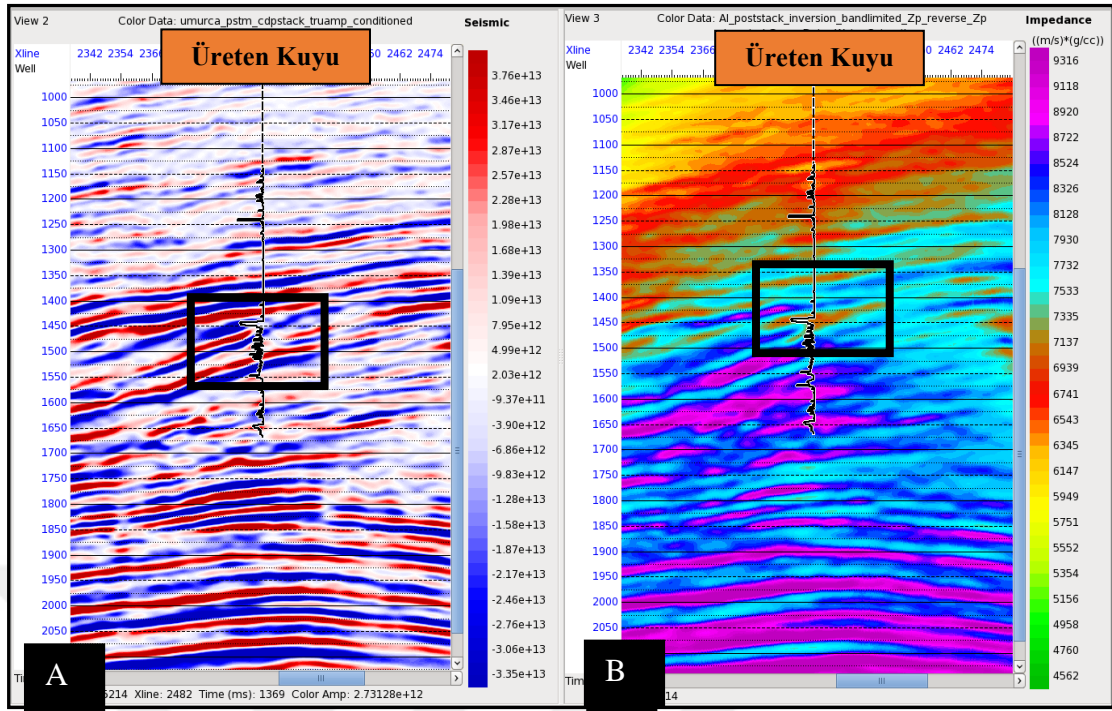


Şekil 4.24 Umurca sahasında 3B toplanan sismik veriye ait genlik spektrumu

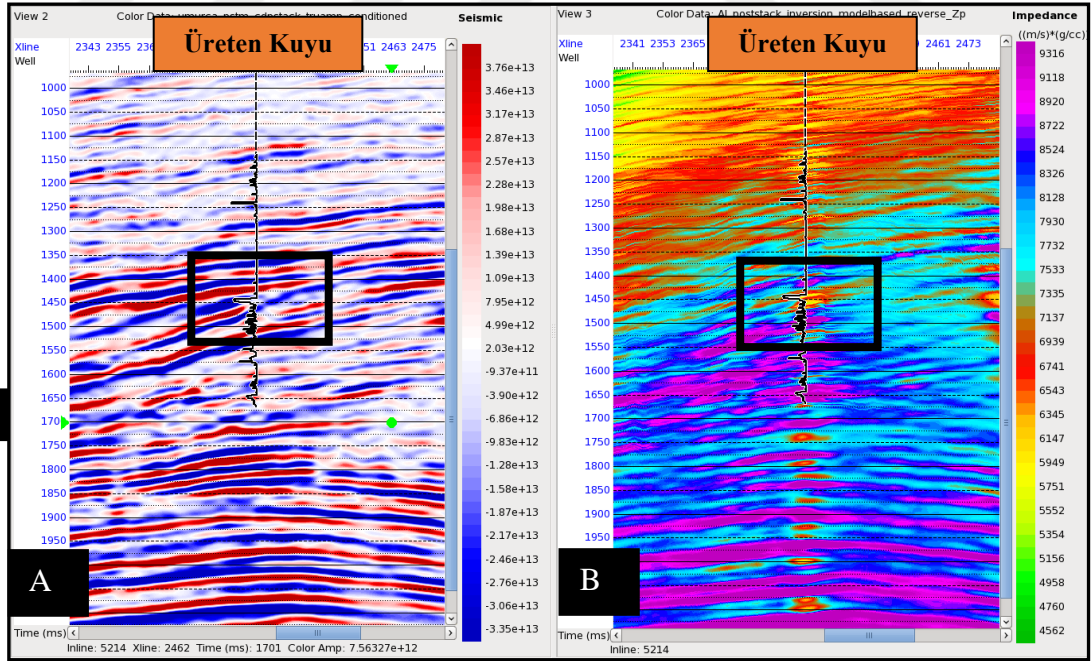
Öncelikli olarak renklendirilmiş sismik ters çözüm uygulanmıştır (Şekil 4.25). Şekil 4.26’da band limitli ters çözüm sonucu verilmiştir. Şekil 4.27’de ise üreten kuyu civarında model tabanlı sismik ters çözüm sonucu verilmiştir. Şekil 4.28’de iğnecik sismik ters çözüm denkleştirme penceresi ve sonuçları verilmiştir. Siyah dikdörtgen alan içerisinde yer alan rezervuar seviyede iğnecik sismik ters çözümünün diğer ters çözüm yöntemlerine nazaran daha iyi bir ayrımlılık verdiği görülmektedir. Yeraltı jeolojik modeli daha iyi temsil etmiş olup, kumtaşı-şeyl ardalması ve delta-önü ve delta-arkası loplara oldukça iyi tanımlanabilmektedir.



Şekil 4.25 A. Genlik değişimini gösteren sismik veri B. renklendirilmiş sismik ters çözüm sonucu
Kare ile gösterilen alan üretim zonedir

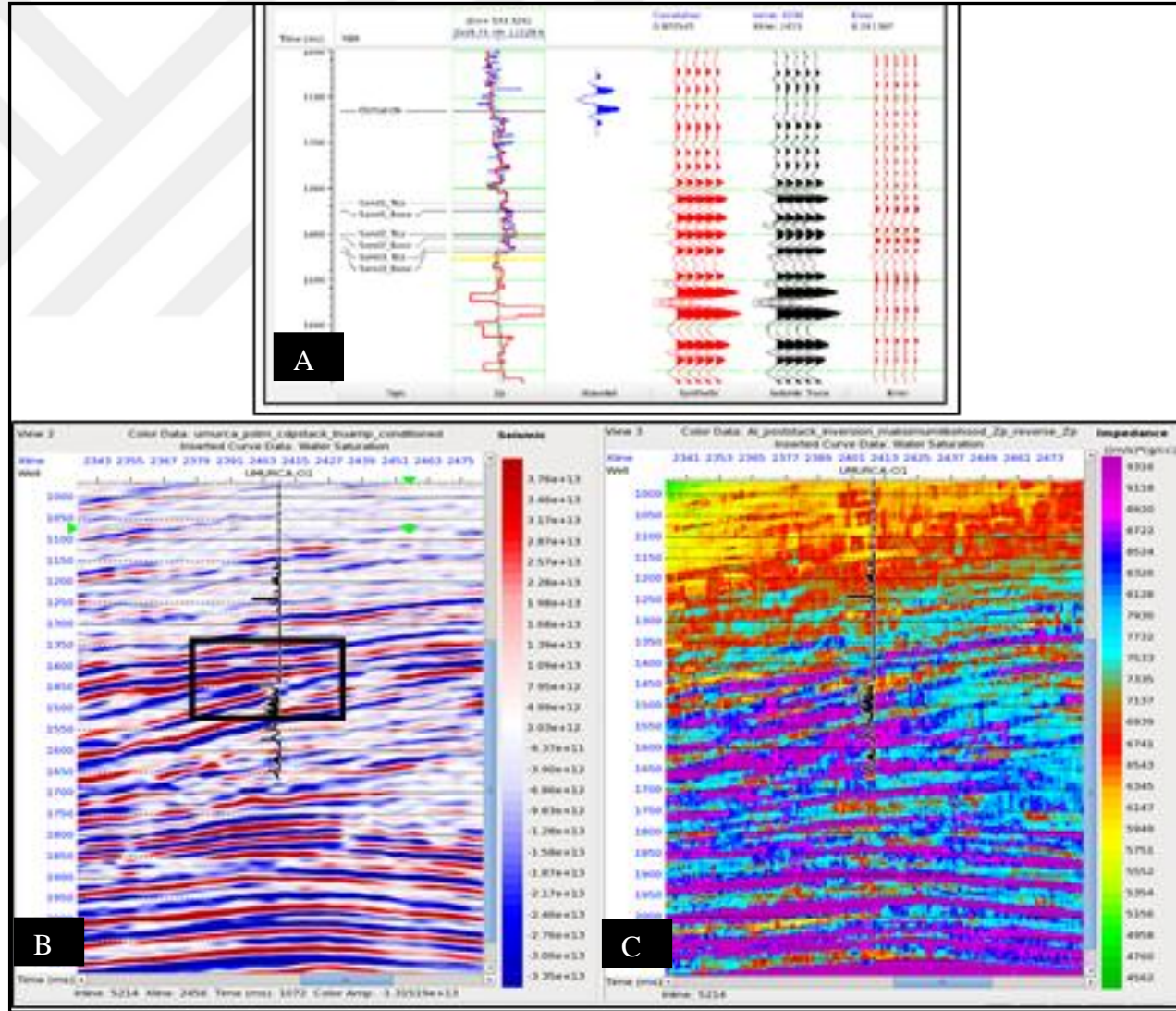


Şekil 4.26 Akustik empedans değişimini gösteren band-limitli ters çözüm sonucu
A. genlik değişimini gösteren sismik veri B. ters çözüm sonucu



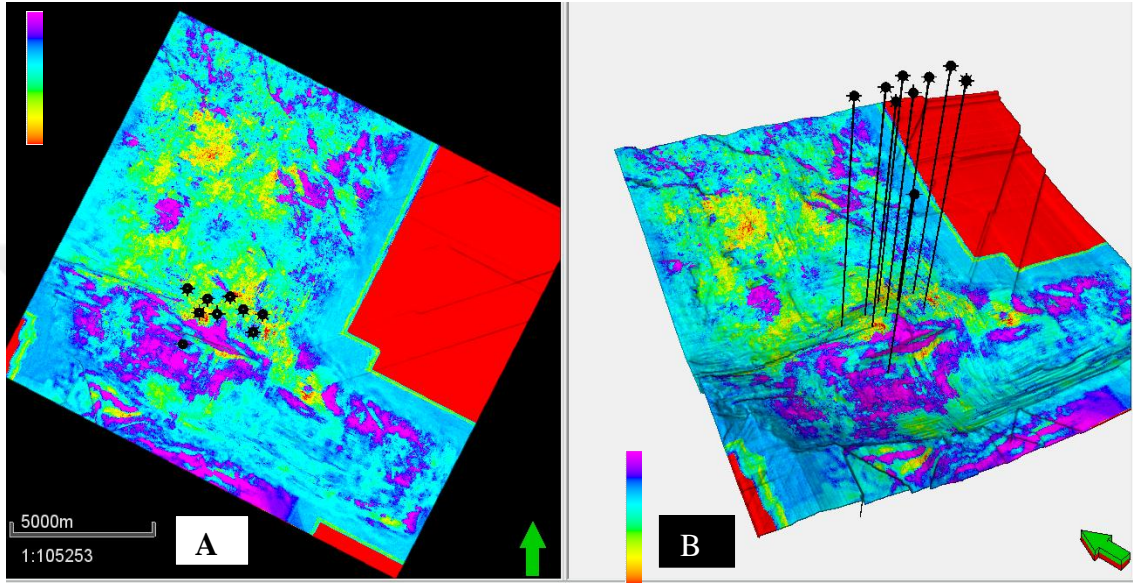
Şekil 4.27 Akustik empedans değişimini gösteren model tabanlı sismik ters çözüm sonucu

A. genlik değişimini gösteren sismik veri B. ters çözüm sonucu



Şekil 4.28 A. İğnecik sismik ters çözüm denkleştirme penceresi B. genlik değişimini gösteren sismik veri C. akustik empedans değişimini gösteren iğnecik sismik ters çözüm sonucu.

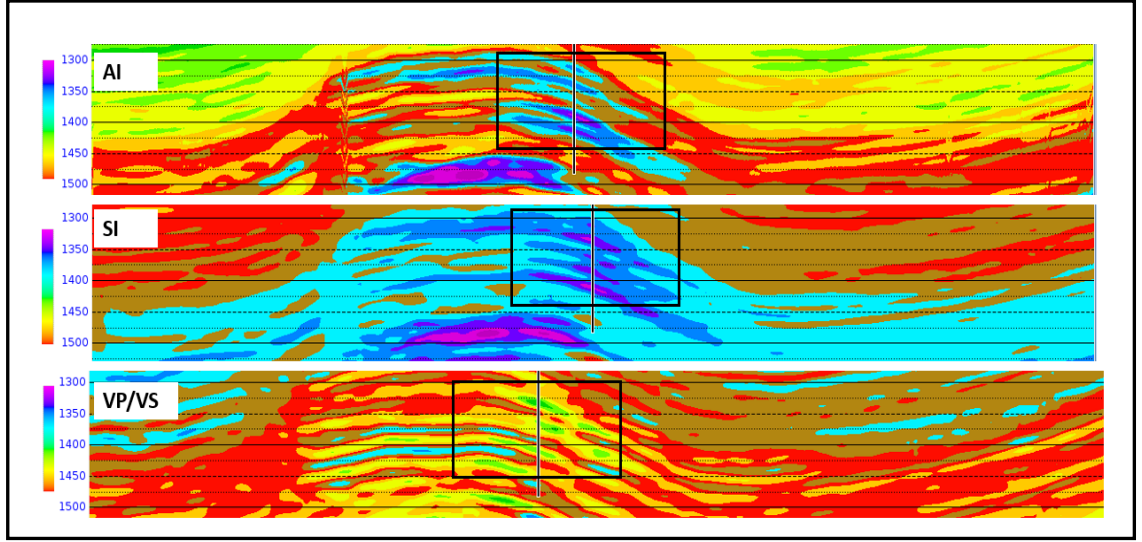
Uygulanan farklı sismik ters çözüm sonuçlarında iğnecik ters çözüm sonuçları diğer yöntemlere nazaran kum seviyelerine ait daha iyi ayrımlılık verdiği için bu sonuçlar rezervuar seviyede AI değişimi olarak şekil 4.29’da haritalanmıştır. Sarı ile kırmızı renklere karşılık gelen düşük akustik empedans değerleri üretim yapan kuyu konumları ile uyumludur.



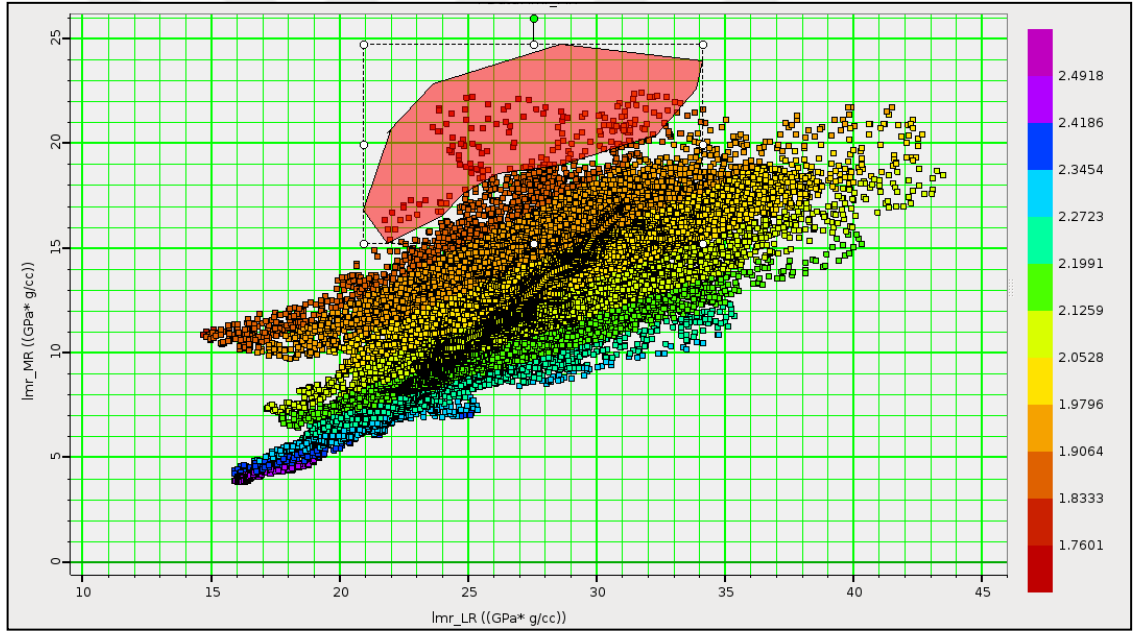
Şekil 4.29 A. Rezervuar seviye için akustik empedans değişimini 2-B gösterimi
B. Rezervuar seviye için akustik empedans değişimini 3-B gösterimi

Şekil 4.30’ta AI, SI ve V_p/V_s değişimini gösteren kuyu civarına ait görseller gösterilmektedir. Siyah dikdörtgen ile çevrelenmiş rezervuar alanda P-empedans değerlerinin azaldığı, S-empedans değerlerinde ciddi bir değişim görülmediği diğer taraftan ise V_p/V_s oranında düşük değerlere karşılık gelen yeşil renkler ile ifade edilen kum bantlarına karşılık geldiği görülmüştür.

Şekil 4.31’de düşük $\lambda\rho$ yüksek $\mu\rho$ değerlerine karşılık gelecek şekilde çapraz ilişki grafiği hazırlanmıştır. Çapraz ilişki grafiğinde gazlı kum bantları olarak seçilen alan renk skalasında gösterilen kırmızı değerler ile ifade edilen düşük yoğunluk değerlerine karşılık gelmektedir.

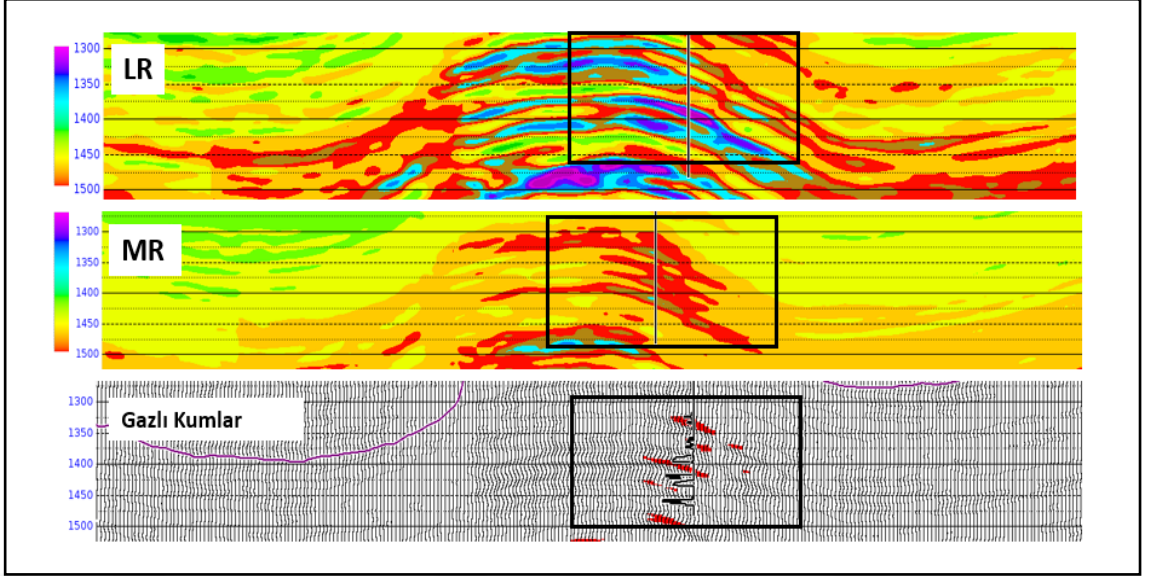


Şekil 4.30 Yığma öncesi sismik ters çözüm üreten kuyu civarı AI,SI ve VP/VS



Şekil 4.31 Üreten kuyu civarı $\lambda\rho$ (LR) , $\mu\rho$ (MR) ve yoğunluk değişimine göre gazlı kumların seçimi

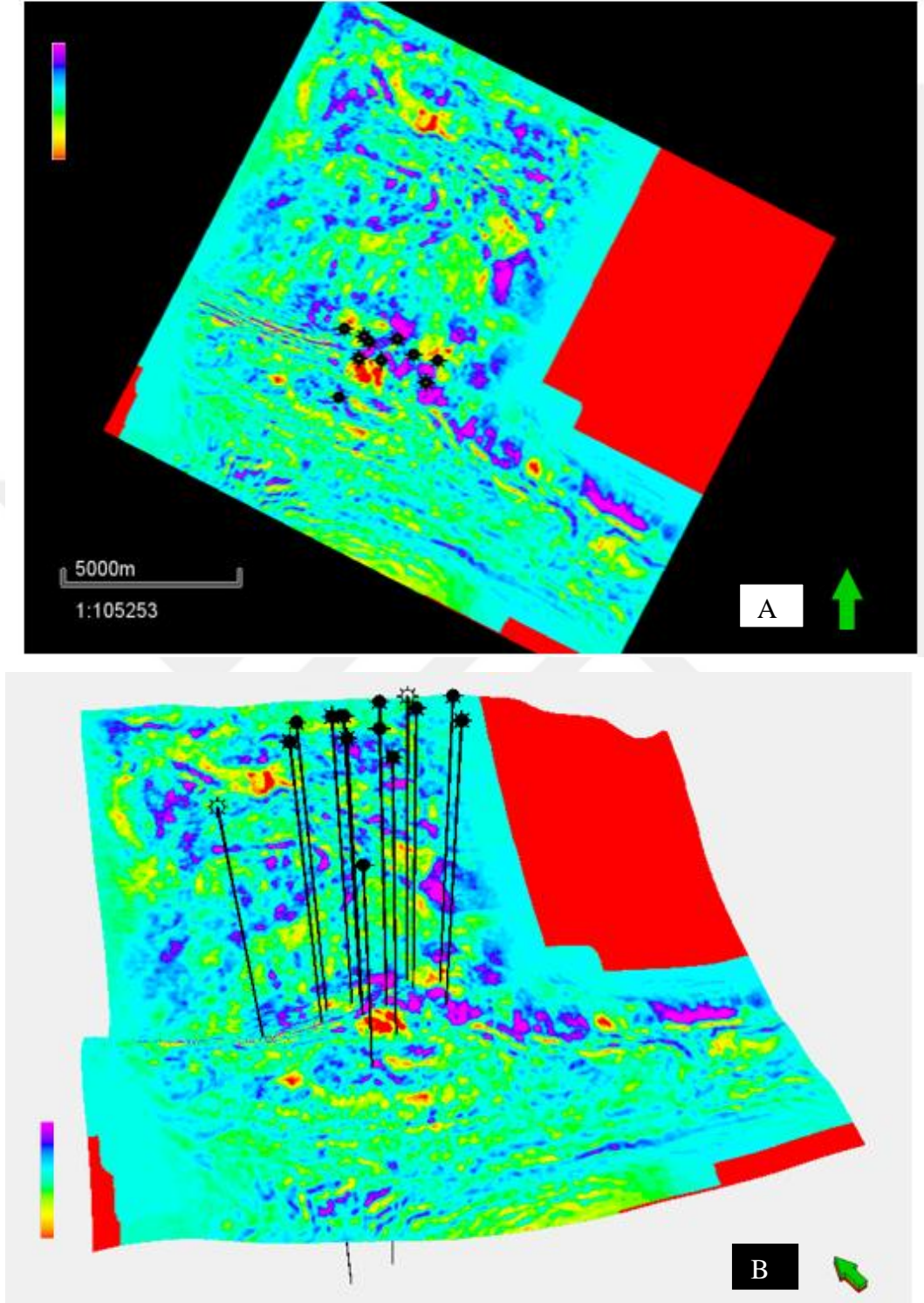
Şekil 4.32'de ise çapraz ilişki grafğinde seçilen alan sismik veri üzerine düşürülerek gazlı kum bantlarının yayılımı gözlemlenebilmiştir.



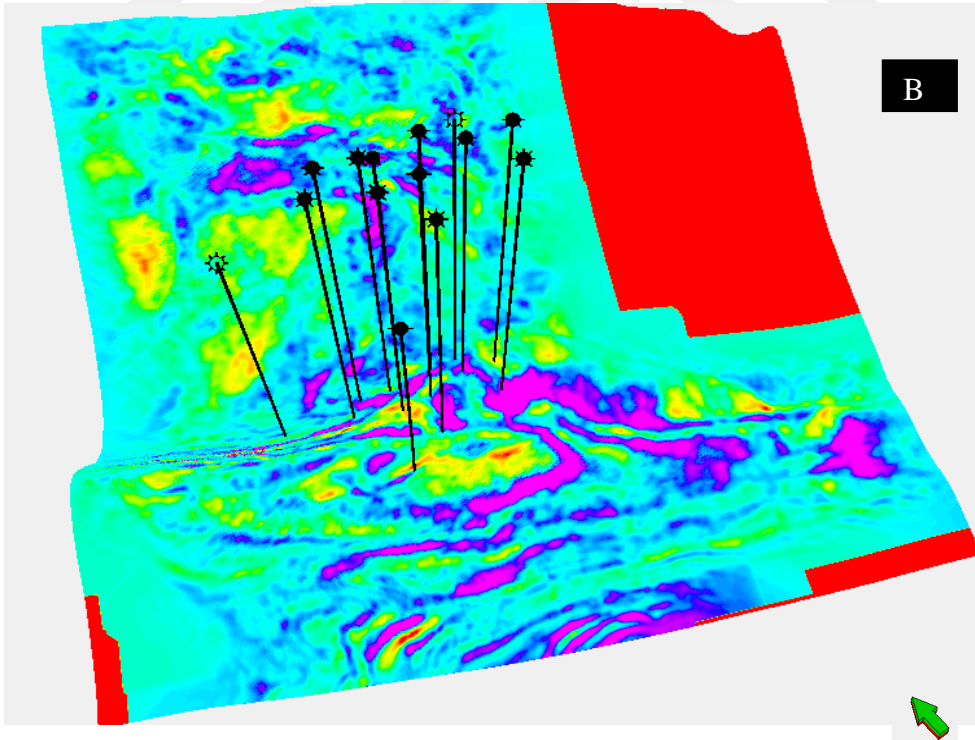
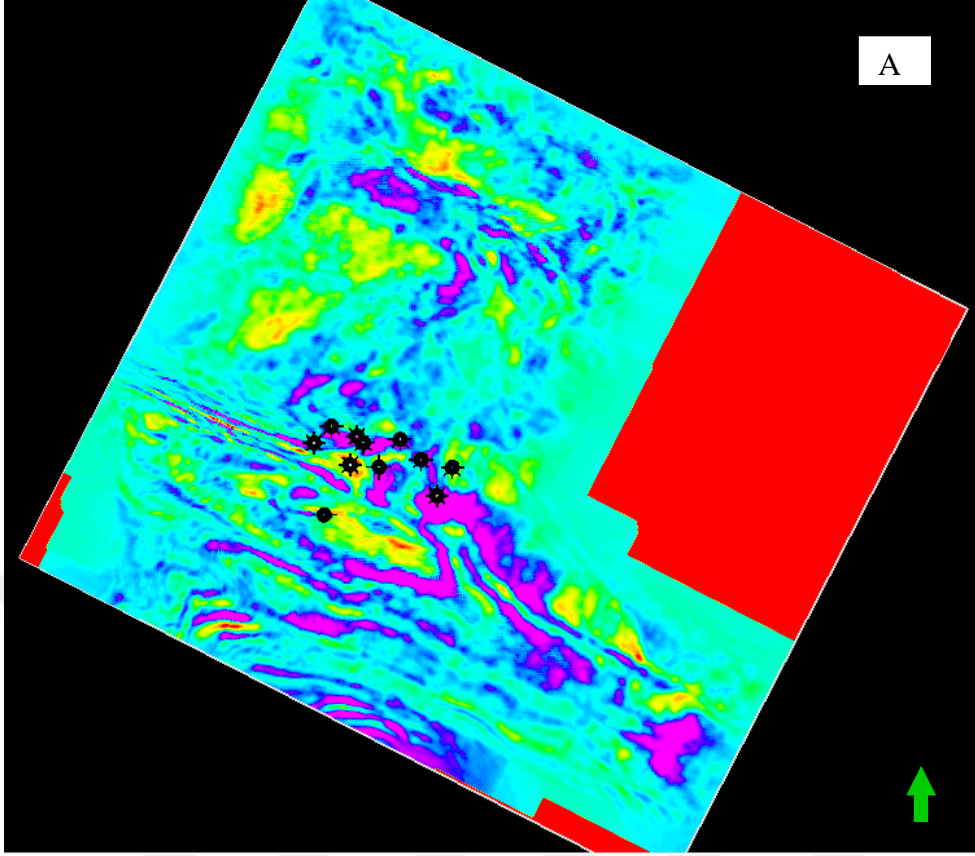
Şekil 4.32 Yığma öncesi sismik ters çözüm üreten kuyu civarı LR (üstte) ,MR (ortada) ve üreten gazlı kumların gösterimi (altta)

Şekil 4.33'te iyi bir rezervuar parametresi olan 2B ve 3B V_p/V_s haritaları görülmektedir. Rezervuar olan alanda düşmesi beklenen bu değerler kırmızı ile ifade edilmektedir ve görüldüğü üzere üreten kuyulara karşılık gelmektedir.

Şekil 4.34'de ise rezervuar parametresi olan BulkRho değişimi gösterilmektedir. Rezervuar olan alana ait çözünürlük biraz daha artmış ve düşük BulkRho değerleri kırmızı-sarı renkler ile ifade edilmiştir.



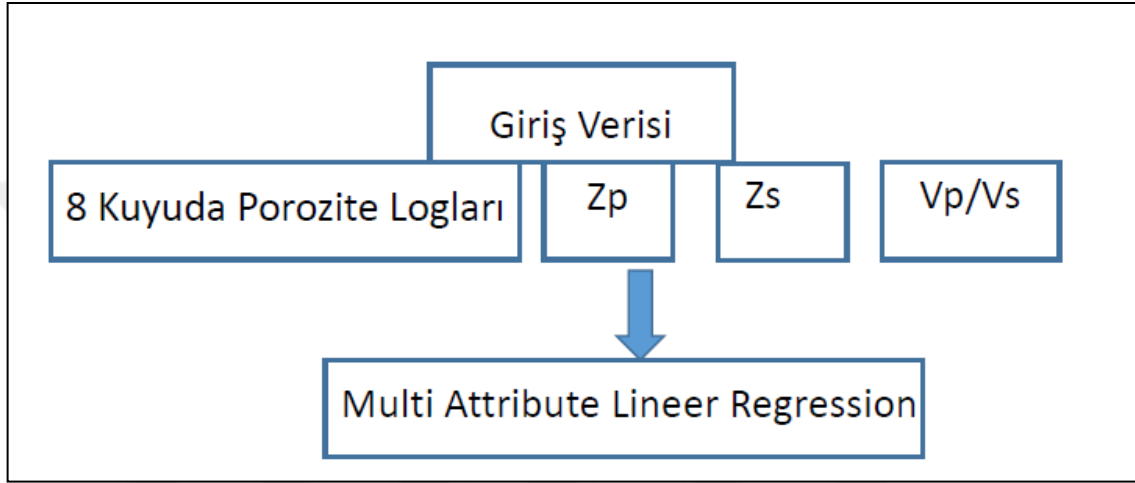
Şekil 4.33 A. Rezervuar seviye için V_p/V_s değişimi 2B gösterimi B. Rezervuar seviye için V_p/V_s değişimi 3B gösterimi



Şekil 4.34 A. Rezervuar seviye için Bulk Modülü değişimini gösteren 2B gösterim
B. Rezervuar seviye için Bulk Modülü değişimini gösteren B gösterim

4.5 Yapay Sinir Ağı Uygulamaları

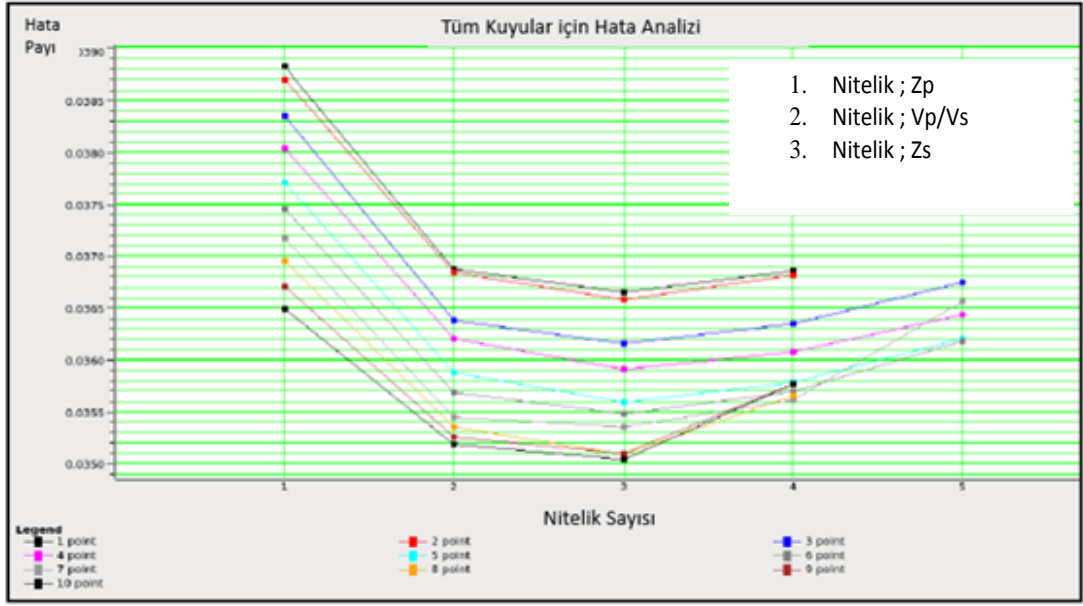
NN analizi ile porozite kestirimi için şekil 4.35’da görüldüğü üzere 8 ayrı kuyudaki porozite logları, yığma öncesi ters çözüm sonuçlarından elde edilen Z_p , Z_s ve V_p/V_s küpleride kullanılarak tüm rezervuar seviyeyi temsil edecek bir porozite kestirimi yapılarak porozite kübü elde edilmiştir.



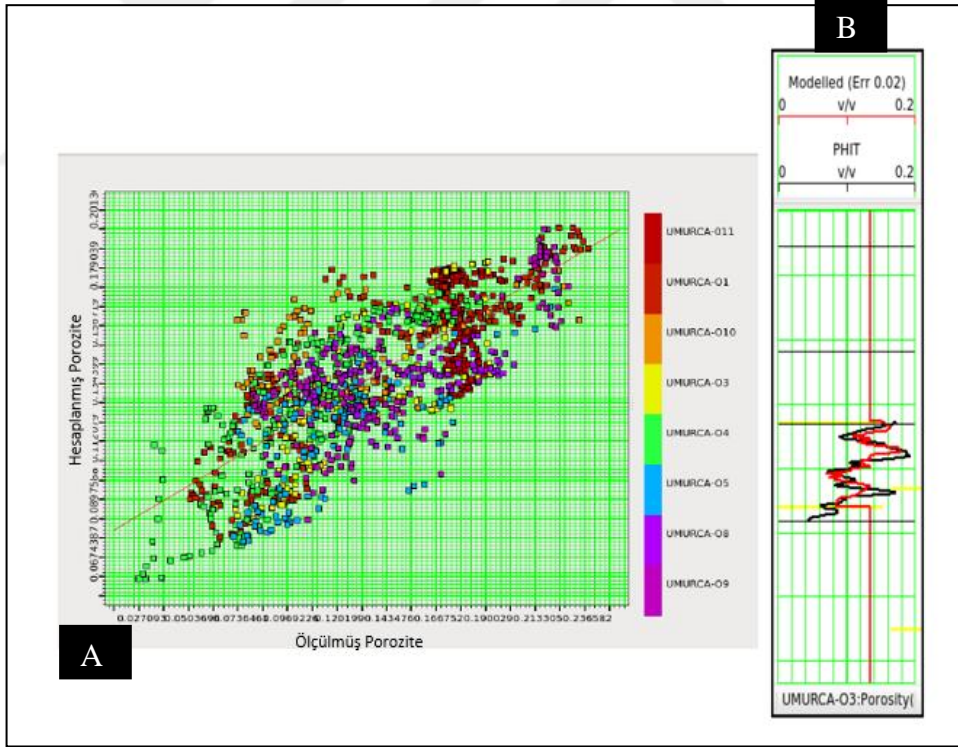
Şekil 4.35 Çalışma kapsamında uygulanan NN analizi algoritması

Şekil 4.36’da kullanılan kuyuların hata analizlerine bakıldığında analiz için birçok nitelik kullanılmıştır. Burada 3 nolu nitelikten sonra hata payı artmaktadır bu nedenle kestirimde sadece şekilde ismi yazılı olan nitelikler kullanılmıştır.

Şekil 4.37’de kuyular bazında ölçülmüş ve hesaplanmış porozite değerlerine ait çapraz ilişki grafiği ve tek bir kuyu için ölçülmüş kuyu logu değeri ile hesaplanmış kuyu logu değeri birlikte verilmiştir.

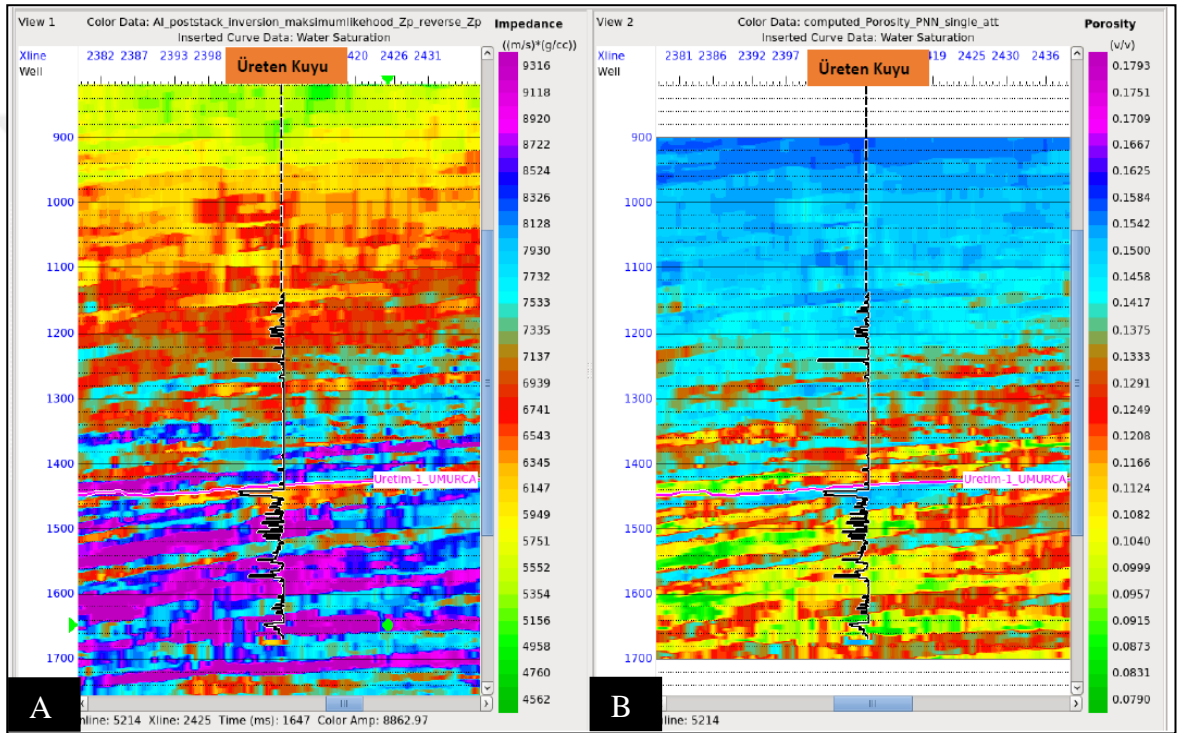


Şekil 4.36 NN analizi için kullanılan farklı niteliklerin hata analizi



Şekil 4.37 A. NN analizi için kuyular bazında ölçülmüş-hesaplanmış porozite değerlerinin çapraz ilişkisi, B. tek bir kuyu için ölçülmüş porozite logu ile modellenmiş porozite logunun birlikte gösterimi

Şekil 4.38'de üreten kuyu civarında sismik ters çözüm sonucu ile NN analizi sonucu elde edilen porozite kestirimi birlikte verilmiştir. Rezervuar seviyede düşen akustik empedans değerleri kırmızı-sarı renklere karşılık gelirken, yine aynı seviye NN analizi ile hesaplanan yüksek porozite değerlerini mavi renkler ile göstermektedir. Rezervuar seviye içinde gazlı kumtaşlarının neden olduğu hız ve yoğunluk değerlerindeki düşüş akustik empedans değerlerinde de düşmeye neden olacağı gibi, gazın birikimine neden olacak olan gözeneklilikte de artışa neden olacaktır.



Şekil 4.38. A. Üreten kuyu civarında akustik empedans değişimi B. NN analizi sonucu elde edilen porozite değişimi

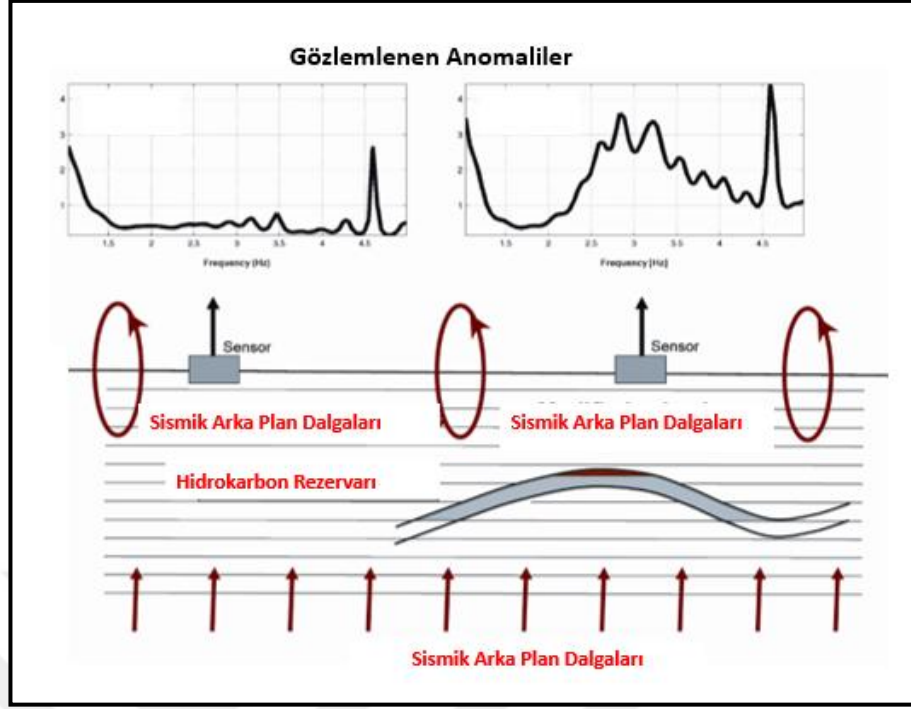
5. DÜŞÜK FREKANSLI PASİF SİSMİK YÖNTEM (DF-PSY)

Ülkemizde gaz arama faaliyetlerinin yapıldığı, gaz üretme potansiyelinin yüksek olduğu ve ayrıca gaz depolama sistemlerinin kurulması açısından da değerlendirilen bir bölge olan Trakya Bölgesi'nde DF-PSY'nin ilk pilot uygulaması 115Y686 TÜBİTAK projesi kapsamında Umurca sahasında yapılmıştır. Söz konusu yöntemin kullanılmasıyla potansiyel rezervuar olabilecek alanlarının haritalanması yapılarak Bölüm 4'te verilen yöntemlerin sonuçları ile birlikte değerlendirilmesi ve yorumlanması amaçlanmıştır.

5.1 Kuramsal Esas

Yöntemin kullandığı kaynak, doğal ve yapay nedenlerle rezervuarda oluşan salınım hareketleridir. Bu yöntemde rezervuar içerisindeki hidrokarbonun neden olduğu doğal titreşimlerin spektral özellikleri incelenir. Arazi verilerini toplamak amacıyla belirlenen lokasyonlarda üç bileşenli geniş bantlı sismometreler kullanılmakta olup 1-6 Hz gibi dar bir frekans bandındaki düşük frekanslı spektral anomalilerin varlığı ve özellikleri araştırılır. Yöntemin uygulanmasında genel olarak; ölçü alınacak noktaların düzenli bir grid ağı içerisinde seçilmesi önemlidir. Ölçü aralıkları çalışma sahasının genişliğine bağlı olarak 250-1000 m olacak şekilde belirlenebilmektedir. Belirlenen istasyonlarda sismometrelerle yaklaşık 24 saate kadar kayıtlar alınabilmektedir.

Yöntemde, birincil kaynak rezervuar dışındadır. Bu durumda, rezervuarın kendisi hem yansıtıcı, hem saçıcı, hem de soğurucu bir ortam olarak pasif bir görev yapmaktadır. İkincil kaynak ise rezervuarın kendisidir ve sinyal üreten ortam olarak aktif bir görev üstlenmektedir (Şekil 5.1). Burada titreşimler gözenek ölçeğinde oluşmaktadır. Rezervuarda hapis olan sismik enerjinin titreşimi büyütücü yönde rol alması olarak düşünülmektedir.



Şekil 5.1 Hidrokarbon rezervuarı üzerinde pasif sismik çalışmaların mekanizması (Steiner vd. 2008)

5.2 Çeşitli Sahalarda Yapılmış Örnekler

Yerkürenin düşük frekanslı titreşimleri, sismolojik olarak uzun yıllardır beri bilinen ve gözlenen dalga türlerindedir. Özellikle frekans içeriği 10 Hz ve altında kalan bu tür sismik sinyaller, düşük frekanslı titreşimler olarak sınıflandırılırlar. İnfrasonik dalgalar olarak da bilinen bu titreşimler, 1990'lı yıllarda petrol ve doğal gaz sahalarındaki mikrosismik çalışmalarda kullanılmıştır (Arutyunov vd. 1998, Suntsov vd. 2006). ANCHAR olarak isimlendirdikleri bu teknik için 1992 yılının başında ilk patent, sonraki ise 1998 yılında alınmıştır. İlk endüstriyel çalışmaları 1994 yılında Rusya'da başlamış ve sonra Kazakistan, Fas ve Bulgaristan sahalarında devam etmiştir.

Hidrokarbon sahası üzerinde, düşük frekanslı sinyallerin dar bir frekans aralığında bir pik yaptığını ve bunun hidrokarbon yatakları için bir gösterge olabileceğini ayrıntılı inceleyen çalışmalardan biri de Dangel vd. (2003)'ne aittir. "Hidrokarbon tremoru" olarak adlandırdıkları bu sinyallerin varlığını, dünya genelindeki hem üretim yapılan hem de üretime geçilmemiş 15 farklı hidrokarbon sahasında yaptıkları çalışmalarla

onaylamışlardır. Bütün çalışmalarda rezervuar kenarında veya dışındaki noktalarda bu tür karakteristik sinyallerin olmadığını ya da çok küçük genlikler şeklinde gözlediklerini açıklamışlardır. Ortadoğu ve Avrupa'nın çeşitli bölgelerinde (İtalya, Ukrayna, Abu Dabi, Fas, İsviçre, Dubai) farklı jeolojik yapı ve derinlikteki rezervuarları belirleyebilmek için, farklı ölçüm aralıklarıyla yerleştirilen sismometreler ile veri toplamışlardır. Yapılan çalışmada elde edilen veriler göstermiştir ki ölçüme ilişkin parametreler değişse bile hem petrol hem gaz sahası için rezervuarı tanımlayan spektral anomaliler benzerlik göstermektedir.

Birleşik Arap Emirlikleri'ndeki bir hidrokarbon sahasında, yüzeye yerleştirdikleri 4-8 sensörden oluşan küçük ağlarla eş-zamanlı olarak ölçüm alınmıştır. Her bir noktada 100 Hz örnekleme aralığında 40 dakikalık kayıtlar alınmıştır. Sonuçta, jeolojik özellikleri, rezervuar tipleri ve arka plan gürültü türleri çok farklı olsa da dar band içerisinde gözlenen düşük frekans sinyallerinin benzer karakteristik özellikler taşıdığı saptanmıştır (Dangel vd. 2003).

Hidrokarbon sahalarında gözlenen 1-B doğrusal ve doğrusal olmayan titreşimlerin neden olduğu düşük frekanslı sinyallerin spektral özellikleri; Holzner vd. (2005, 2009) tarafından modellenmiştir. Titreşimler için temel gereklilik (gözenek ölçeğinde kuvvetlerin sürekliliği), Navier-Stokes eşitlikleri kullanılarak elde edilmiştir. Ampirik sayısal modelleme sonuçlarıyla gözlemsel veriler arasında bir uyum olduğu gözlenmiştir.

Sonraki yıllarda DF-PSY'nin dünyanın farklı bölgelerinde hidrokarbonca zengin rezervuarların belirlenmesinde kullanımı yaygınlaşmaya başlamıştır. Örneğin Arap Yarımadası (Akrawi ve Bloch 2006), Tataristan (Birialtsev vd. 2006), Kuveyt (Rached 2006), Kazakistan (Suntsov vd. 2006), Avusturya (Lambert vd. 2008, Steiner vd. 2008, Lambert vd. 2011), Meksika (Saenger vd. 2009), Hindistan (Rode vd 2010, Roy vd. 2012), İran (Saadatmand vd. 2013) gibi ülkelerdeki petrol ve doğal gaz sahalarına uygulanarak olumlu sonuçlar alınmıştır.

Steiner vd. (2008), hidrokarbon rezervuarından kaynaklanan spektral anomalilerin varlığını kanıtlamak amacı ile Voitsdorf (Avusturya) yakınlarındaki rezervuarlar üzerinde alınan mikrotremor ölçümleri üzerinde zaman-tersleme tekniğiyle (Fink, 1999) modelleme çalışmaları yapmıştır. 2-B sonlu farklar yöntemiyle elastik dalga yayılımını modelleyerek yapay mikrotremorlar üretmişler ve bunları sayısal zaman-tersleme modellemesi için kullanılmışlardır. Yaptıkları çalışma sonucu, zaman-tersleme modellemesinin hidrokarbon rezervuarından yayılan düşük frekanslı mikrotremor sinyallerinin varlığını belirlediğini ve bunun rezervuar aramalarında olası bir yöntem olarak kullanılabileceğini ifade etmişlerdir.

Saenger vd. (2009), DF-PSY ile hidrokarbon sahalarında yapılan araştırmalar sonucu elde edilen anomalilerin bütün rezervuar alanlar için mi, birçoğu mu yoksa sadece birkaç tanesi için mi geçerli olup olmadığını belirlemek için daha ayrıntılı bir çalışma yapmışlardır. Bunun için Meksika'nın Burgos bölgesindeki 200 km²'lik doğal gaz sahasında 20 adet üç bileşenli geniş bantlı sismometre ile yüzlerce noktada ölçümler yapmışlardır. Üç ay boyunca yaptıkları ölçümlerde iki ölçü ağı kullanmışlardır. İlkinde noktalar arası mesafe 1000 m. iken, ikincisinde ise birinci ölçü noktasının aralarına gelecek şekilde 700 m lik mesafelerde kayıtlar alınmıştır. Ölçümlerin geneli 09:00-19:00 saatleri arasında yapılmıştır. Analiz çalışmalarında çeşitli spektral yöntemler kullanmışlar ve bu sonuçlara göre spektral anomaliler ile rezervuar varlığına ilişkin korelasyonlar saptamışlardır. Hatta merkeze yakın noktalarda elde edilen anomalileri, o civardaki en az kuyu bilgisi de desteklemiştir.

DF-PSY uygulanmasında; Güç Spektrumu Yoğunluğu (PSD) yöntemi ile rezervuar olabilecek alanlar tespit edilebileceği gibi deprem öncesi ve sonrası da PSD değerleri hesaplanarak rezervuar olabilecek alana dair tespitler yapılabilmektedir. Nguyen vd. (2008) çalışmasında deprem öncesi PSD değerleri rezervuar üzerinde belirgin bir anomali göstermezken deprem sonrası rezervuar üzerindeki PSD değerlerinde bir yükselme gözlemlenmiştir.

Lopes ve Nunes (2010), DF-PSY'yi Brezilya'nın kuzeydoğusunda yer alan Potiguar petrol havzasında uygulamışlardır. Birbirini dik kesen 48 km ve 33 km uzunluğunda iki

hat boyunca yerleştirilmiş 18 adet geniş bantlı sismometre ile 2-6 saat arası sürelerde kayıt almışlardır. Verileri belirli aralıklarda pencereleyerek, maksimum entropi, güç yoğunluğu spektrumu, maksimum benzerlik gibi spektral yöntemleri kullanmışlardır. Ancak, yeterli spektral anomali bulunmadığından hidrokarbon rezervuarı ile mikrotremor sinyallerini tam olarak ilişkilendirememişlerdir. Bunu, i) petrol pompalarının hidrokarbon mikrotremoruna neden olan fiziksel mekanizmayı değiştirdiğine, ii) mikrotremorların geçici olduğuna ve 2-4 saatlik ölçümlerin yeterli süreler olmadığına bağlamışlardır.

West vd. (2010), arama kuyularının açılacağı gaz sahasında DF-PSY ile veri toplama ve değerlendirme çalışmaları yapmışlardır. Arazide 2045 ölçüm noktasında 24 saatlik yapılan ölçümlerle toplanan verilerden, üretim kaynaklı ve yakın yüzey etkisinden doğan gürültüler elemine edilerek analiz yapılmıştır. Yorumlama aşamasında PSD-Z niteleyicisi ile kuyu sonuçlarının önemli ölçüde örtüştüğü görülmüştür bununla beraber kuyu açılmamış olan çalışma sahasının batı kısmında bu değerler artmaktadır. Çalışma, söz konusu alanların rezervuar alanlar olabileceği konusunda yol göstermektedir.

Lambert vd. (2011), petrol ve doğal gaz sahalarında arka plan yer titreşimlerinin spektral analiz yöntemlerini geliştirmeyi amaçlamışlardır ve bunun için Voitsdorf (Avusturya) petrol ve gaz sahasında topladıkları verileri kullanmışlardır. 50 adet üç bileşenli geniş bantlı sismometre, gün içerisindeki insan kaynaklı gürültüleri indirgemek amacıyla eş-zamanlı olarak geceleri çalıştırılmıştır. Her biri yaklaşık 11.5 km uzunluğunda ve ölçüm noktaları arası mesafenin de 250 m olduğu birbirine paralel iki profil belirlenmiştir. Buna ek olarak aynı alanda 11x 3 kmlik dikdörtgen şeklinde bir ölçüm ağı da oluşturmuşlardır. Çalışma sonucunda dört farklı gürültü azaltıcı teknik ile insan kaynaklı gürültüleri bastırarak veri kalitesini arttırmışlardır.

Katebi vd. (2011), İranın güneybatısındaki hidrokarbon yatakları üzerinde DF-PSY ile yaptıkları çalışma sonucu, rezervuar üzerinde 2-4 Hz frekans aralığında hidrokarbon rezervinin varlığına işaret eden pikler görmüşlerdir. Veri toplama çalışmalarında birbirlerinden yaklaşık 5-10 km arasında değişen mesafelerde sabit konumda beş adet geniş-bantlı sismometre kullanmışlardır. Analiz yöntemi olarak ise Düşey Bileşen

Spektral Genliği (SA), Düşey Bileşen Spektral Genlik Alanı (SA-IZ), Düşey/Yatay Spektral Genlik Oranı (H/V) gibi teknikler kullanılmıştır.

Martini vd. (2012), Nisan-Mayıs 2010 tarihlerinde, Uganda'nın Albertine grabeni bölgesinde, hidrokarbon izlerini bulabilmek için DF-PSY ile arama çalışmaları yapmışlardır. Kayıtlar rezervuarın hemen üzerinde alınmıştır. Sedimanter havza üzerinde düzensiz bir geometride dizilmiş 12 adet geniş bantlı sismometreyle en az bir gece olmak üzere bir kaç gün boyunca 35 noktada ölçümler alınmıştır. Analizler için farklı spektral teknikler kullanılmış ve elde ettikleri sonuçların rezervuardan çok bölgenin jeolojik yapısı ile ilişkili olduğunu belirlemişlerdir.

5.3 Umurca Sahası DF-PSY Uygulamaları

5.3.1 Veri toplama

Bilinen ve üretim yapılan ya da hidrokarbon potansiyeli açısından olası bir doğal gaz sahası üzerinde, rezervuarın varlığını, sınırlarını, derinliğini saptayabilmek amacıyla düzenli/düzensiz aralıklarda belirlenmiş noktalarda yüzeyden ölçümler alınarak bu yöntemin veri-toplama işi gerçekleştirilmektedir.

- ✓ **Saha ve rezervuar içeriği:** Hidrokarbon içeriğinin petrol ya da doğal gaz benzeri bir akışkan içermesi, yöntemin çalışmasında etkili olmaktadır. Özellikle gaz içerikli sahalarda belirgin mikrotremor sinyalleri gözlemlendiği çeşitli araştırmacılar tarafından ortaya konulmuştur.
- ✓ **Ölçüm alanı/uzunluğu:** Ölçümler çizgisel yada alansal arazi düzeni içinde alınabilir. Genellikle bu tür çalışmalarda hidrokarbon sahalarının yüzölçümleri 100 – 1000 km² arasında değişebilmektedir. Benzer şekilde çizgisel ölçüm türlerinde ise profil uzunlukları 1-100 km arasında yer almaktadır.
- ✓ **Ölçüm aralığı ve dağılımı:** Ölçüm aralıkları, sahanın genişliğine, zamana ve maliyet hesaplarına bağlı olmaktadır. Uygun ölçüm aralıkları 500 – 1000 m arasında değişebilmektedir. Çok geniş sahalarda için önce büyük ölçüm aralıkları

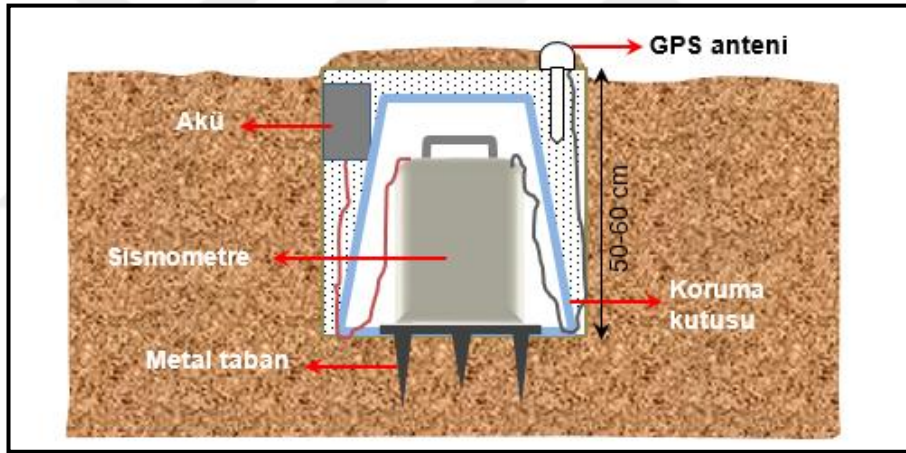
ile ölçümlere başlanıp daha sonra yöntemin yanıt verdiği noktalarda daha sık ölçü aralıklarına geçilebilmektedir. Bir hat boyunca çizgisel veya noktasal ölçüm türlerinde de benzer teknik kullanılabilir. Ölçü noktalarının konumu, arazi/saha koşullarına göre düzenli veya düzensiz bir dağılım gösterebilmektedir.

- ✓ **Nokta sayısı:** Sahanın boyutlarına ve ölçüm aralığına bağlı olarak değişkenlik gösteren bir değerdir. Ölçü noktası sayısındaki artış, ölçüm zamanını ve dolayısıyla maliyeti doğrudan etkilemektedir.
- ✓ **Ölçüm şekli:** Pasif dinleme yöntemine göre ve cihaz sayısına bağlı olarak ölçüm alma şekli alansal, çizgisel veya noktasal olarak değişmektedir. Çok sayıdaki kayıtçılarla, eş-zamanlı alansal ve çizgisel veri toplama işlemi yapılırken, tek cihazla ancak noktasal bazda ölçümler yapılabilmektedir.
- ✓ **Ölçüm aleti ve sayısı:** Genellikle geniş frekans aralığına sahip (0.03-50 Hz), oldukça hassas üç bileşenli sismometreler kullanılmaktadır. Örnekleme aralığı için 100 Hz değeri çoğunlukla yeterlidir. Ayrıca, bu cihazların taşınabilir nitelikte olması ise genellikle tercih edilen bir durumdur. Yüzey gürültülerinden ve meteorolojik olaylardan etkilenmemek için cihazlar yüzeyin yaklaşık 0.5-1.0 m arası derinliklere gömülmektedir. Çok sayıda cihazın eş-zamanlı olarak çalışması, hem zamansal olarak tasarruf sağlamak hem de toplanan arka plan gürültü üzerine farklı analiz yöntemlerinin (f-k filtreleme, SPAC yöntemi, vb) uygulanmasına olanak vermektedir.
- ✓ **Ölçüm süresi:** Amaca, bölgeye, dışsal etkilere (trafik, güvenlik, vb.) bağlı olarak değişse de bir noktada 24 saat dilimini kapsayacak şekilde dinleme yapılması uygun bir veri toplama tekniğidir. Özellikle insan etkisinden arındırılmış, örneğin gece saatleri boyunca ölçüm almak birçok çalışmada tercih edilen bir veri-toplama zamanıdır.

Her ölçü noktasında sismometre ve diğer ekipmanlar kayıt kalitesini yükseltmek ve yüzey gürültüsünden, atmosferik şartlardan ve tarım araçları ile insanların verebileceği zararlardan kaçınmak için yüzeyin yaklaşık 50-60 cm altına şekil 5.2’de gösterildiği gibi gömülmüş ve üstü toprakla kapatılmıştır. Şekil 5.3’te bir ölçüm noktasının şematik gösterimi verilmiştir.



Şekil 5.2 Sismometrelerin arazideki lokasyonlara yerleştirilmesi



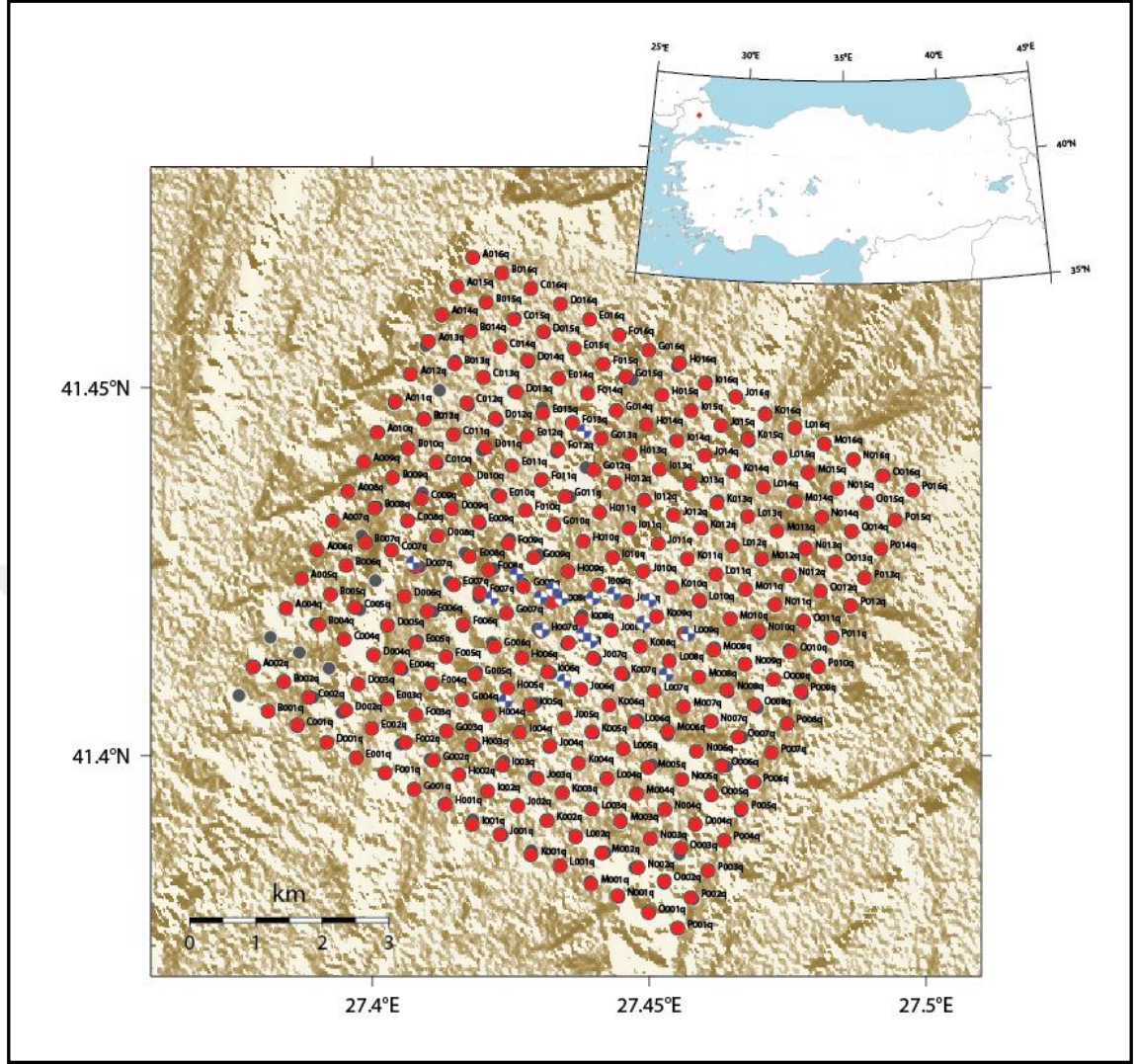
Şekil 5.3 Bir ölçüm noktasının şematik görünümü

Ölçüm çukuru açıldıktan sonra sismometrenin çukur tabanı ile tam bir temas halinde olması ve sismometrenin denge ayarının daha rahat yapılabilmesi için çukur tabanına üç ayaklı metal bir tabla yerleştirilmektedir. Daha sonra sismometre, bu tabla üzerine konularak hem coğrafik kuzeye yönlendirilmekte hem de yatay düzlemde denge konumuna getirilmektedir (Şekil 5.4).



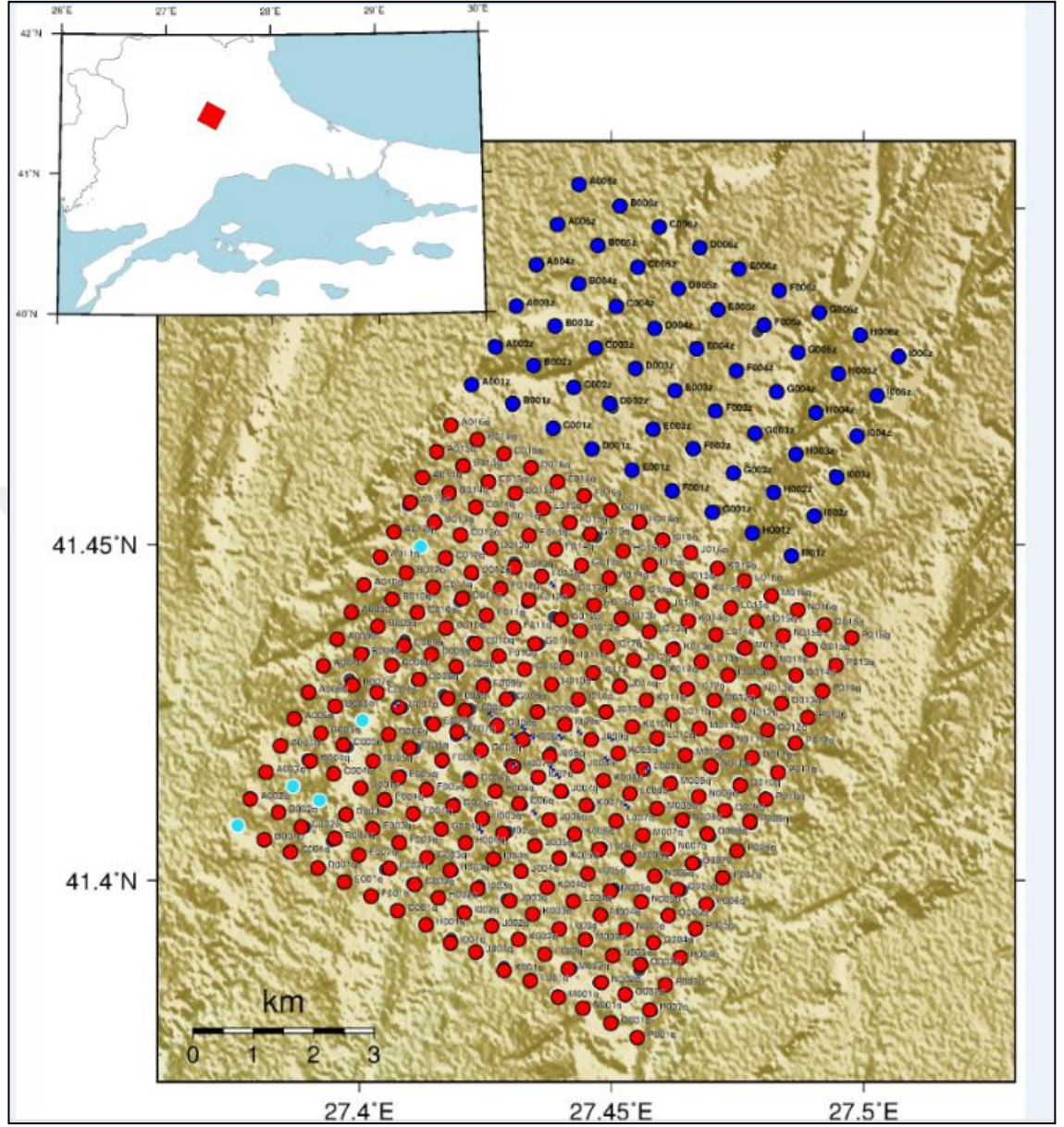
Şekil 5.4.A. Ölçüm çukuruna metal tablanın yerleştirilmesi, B. sismometrenin metal tabla üzerine konularak coğrafik kuzeye yönlendirilmesi, C. Son olarak sismometrenin yatay düzlemde denge konumuna getirilmesi

Umurca sahasında veri toplama çalışmaları iki aşamalı olarak gerçekleştirilmiştir. İlk aşamada, mevcut üretim zonunun rezervuar sınırlarını ortaya çıkarma amaçlı olarak özellikle kuyu lokasyonları dikkate alınarak bir grid alanı belirlenmiştir. 9 adet Guralp CMG-6TD marka üç bileçenli geniş bantlı sismometre ile belirlenen lokasyonlarda sismometrelerin taşınması suretiyle 252 noktada yaklaşık 24 veya 48 saatlik kayıtlar alınmıştır. Verilerin toplanmasında düzenli bir grid ağı oluşturulmuş ve o suretle veriler toplanmıştır. İstasyon aralıkları yaklaşık 500 m olarak belirlenmiştir ve 7.5 x 7.5 km'lik bir alan da ölçüler alınmıştır (Şekil 5.5). İkinci aşamada, grid alanı biraz daha genişletilmiş ve nokta aralıkları 750 m olacak şekilde 54 noktada daha ölçüler alınmıştır (Şekil 5.6). Ölçüm alanının genişletilerek çalışma sahasının kuzey alanında yeni ölçüler almış olmanın amacı aktif sismik çalışmalar kapsamında anomali görülen kısımların pasif sismik yöntem sonuçları ile de değerlendirilmesini sağlamaktır.



Şekil 5.5 Veri toplama ilk aşamasında veri toplanan 252 noktanın harita üzerinde gösterimi

Kırmızı noktalar ölçü alım noktalarını, mavi daireler ise kuyuları göstermektedir.



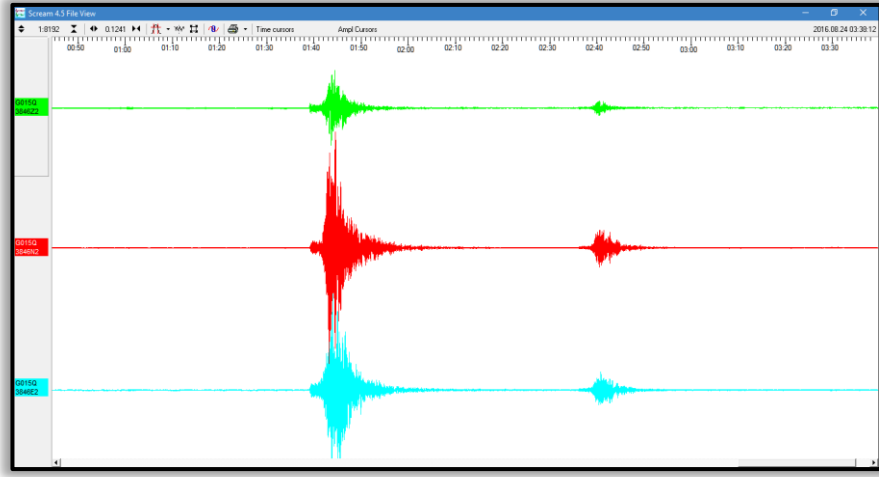
Şekil 5.6 İlk ve ikinci aşamada veri toplanan noktaların harita üzerinde birlikte gösterimi

Kırmızı noktalar birinci aşama ölçü alım noktalarını, lacivert noktalar ikinci aşama ölçü alım noktalarını ve açık mavi noktalar ölçü alınmayan noktaları göstermektedir.

5.3.2 Veri işlem

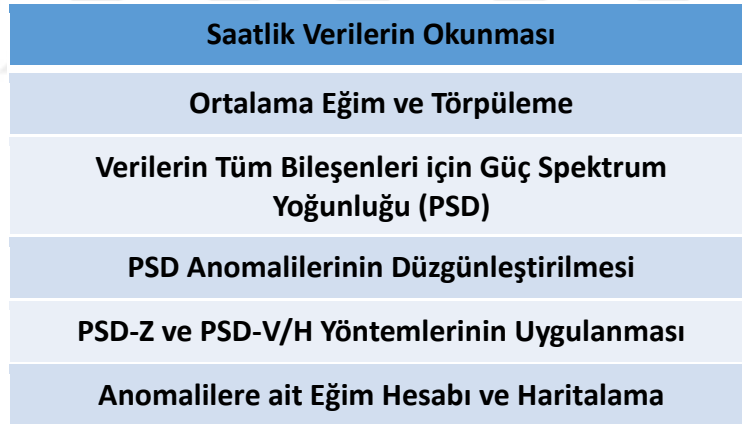
DF-PSY verilerinin spektrumlarında gözlemlenen baskın enerji, okyanus dalgalarına ait 0.14 Hz'de bulunan pozitif genliklerdir (peak) (Ewing 1957, Berger vd. 2004, Friedrich vd. 1998, Bromirski ve Duennebier 2002, Gerstoft vd. 2006, Gerstoft ve Tanimoto 2007). Taşıt, yol veya tarım araçlarına ait gürültüler ve vibratör gürültüleri de (1-10 Hz) frekans bandındadır. McNamara (2004) çalışmasında da belirtildiği üzere rüzgar gürültüsü nedeniyle ağaç köklerinin yeraltında meydana getirdiği hareketler de yüksek frekanslı gürültüler yaratmaktadır. Diğer taraftan elektrik ve telefon direkleri de uzun periyotlu gürültülere neden olmaktadır. Yeraltı suyu hareketleri, volkanik ve jeotermal aktiviteler de diğer gürültü kaynaklarıdır.

Rezervuar kaynaklı spektral anomaliler ise 1-6 Hz aralığında kaydedilir. Pasif sismik yöntemler aktif sismik yöntemlere göre daha düşük bir frekans bandında çalıştığından, gürültü içeriği daha yüksek veriler toplamamıza neden olmaktadır. Bu tip gürültüler yüzey dalgaları gibi yayılır fakat yayılım derinliği küçük olduğundan rezervuar seviyeye ulaşmamaktadır. Diğer bir gürültü kaynağı depremlerdir ki depremler geniş bir frekans bandında tüm sismik dalgaları yaratır özellikle bu nedenle veri setinin analizinde deprem verilerinin atılması oldukça önemlidir. Örneğin 24.08.2016 tarihinde İtalya'da $M = 6.2$ büyüklüğündeki deprem şekil 5.7'de de gösterildiği üzere G015q numaralı istasyonda kayıt edilmiştir. Gürültü kaynağı olan deprem verilerini seçilen saatlik verilerden ayırma işleminde malesef veri kaybı mümkündür. Bu nedenle tez kapsamında toplanan veriler için deprem verilerinin ayıklanmasında günün sessiz saatlerinin seçilmesi dışında filtre gibi başka bir yöntem uygulanamamıştır. Sadece seçilen saatlik verilerde deprem etkisi var mı diye göz ile kontrolü yapılabilmektedir.



Şekil 5.7 G015q istasyonunda kayıt edilen deprem verisi

Toplanan verilere ilişkin veri-işlem basamakları geliştirilen MATLAB programı ile yapılarak gerekli haritalamalar PETREL programı ile yapılmıştır. Geliştirilen program ile veriler Şekil 5.8’de akış şemasına göre işlenmiştir.

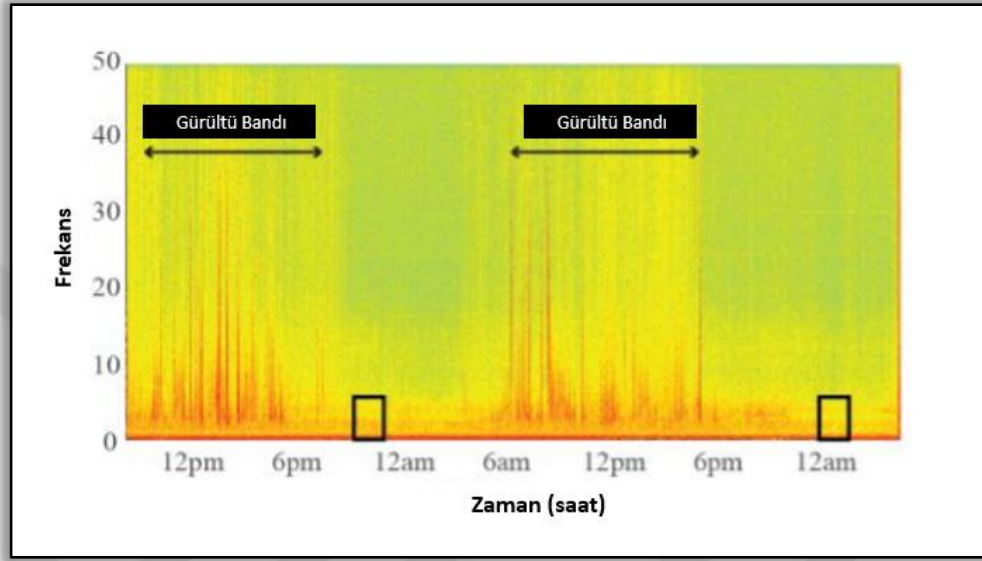


Şekil 5.8 Veri-işlem aşamasında uygulanan akış şeması

- **Veri seçimi**

Tez kapsamında ise toplanan verilerin analizinde, dış gürültü içeriği düşük olan gece saatleri referans alınarak bir saatlik veriler üzerinde çalışmalar yapılmıştır. Ölçüm yapılan istasyonlara ait spektrogram incelendiğinde yol kenarına denk gelen ölçüm noktalarının ve yerleşim merkezlerine yakın istasyonların oldukça gürültülü olduğu

görülmüştür. Bu nedenle mümkün olduğunca gürültü içeriğinin az olduğu istasyon kayıtları kullanılarak gürültülü istasyonlar ihmal edilmiştir. Şekil 5.9’de gösterildiği üzere H008q istasyonundaki 60 dakikalık verinin seçimi gürültü içeriğinin az olduğu gece saatlerinden yapılmıştır. Diğer istasyonlardaki veri seçimi de benzer şekilde yapılmıştır.



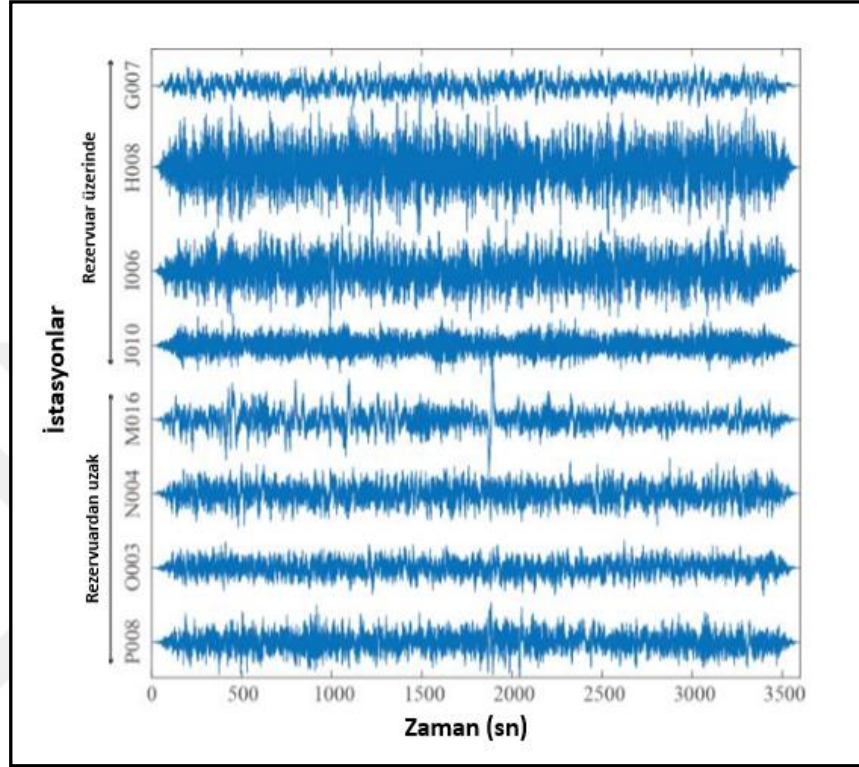
Şekil 5.9 Rezervuar alan üzerinde bulunan H008 istasyonuna ait 48 saatlik kaydın spektrogram görüntüsü

Kare ile gösterilen alanlar ise PSD analizinin yapıldığı gürültü içeriğinin az olduğu saat dilimleridir.

Şekil 5.10’da rezervuar alan üzerine kurulan istasyonlara ait 60 dakikalık kayıtlar ile rezervuardan uzak lokasyonlarda seçilen istasyonlara ait yine 60 dakikalık kayıtlar birlikte gösterilmiştir. Şekilde de görüldüğü üzere kuyuların açılmış olduğu rezervuar zon üzerinde olan istasyon kayıtlarının daha gürültülü olduğu görülmüş fakat diğer taraftan rezervuar zondan uzak olan lokasyonlarda kayıtların daha sakin olduğu belirlenmiştir.

Proje kapsamında toplanan aynı veriler, bölgenin zemin hakim titreşim periyodunun araştırıldığı başka bir çalışmada da (Ünlü vd. 2017) kullanılmıştır. Bu çalışma sonuçlarına göre, inceleme alanında üretim kuyularını da kapsayan güney kesimlere ait hakim titreşim periyotlarının kuzey kesimine göre daha düşük olduğu belirlenmiştir. Bu

da o bölgedeki sedimanter çökel kalınlıklarının kuzey kesimlere göre daha ince olabileceği şeklinde yorumlanmıştır. Bu sonuç üretim kuyuları civarında belirlenen anomalilerin sediman kalınlıklarına bağlı olmadığını göstermektedir.



Şekil 5.10 Rezervuar üzerinde ve rezervuara uzak lokasyonlarda seçilen istasyonların düşey bileşenlerine ait saatlik dalga formları

- **Ortalama-Eğim Giderme ve Törpüleme**

Kullanılan referans sinyalin boyundan % 4 ile % 5 lik başlangıç ve bitiş kısımları referans genlik düzeyine ulaşmadığından kullanılmaz (Evanas 1997). Bu işlem törpüleme olarak adlandırılır. Genel kullanımda sinyalin başlangıcındaki ve bitişindeki törpüleme süresi ve tipi aynıdır. Ancak zaman zaman zeminin frekans tepkilerine göre farklı boyda da seçilebilirler. Klauder dalgacığının yan salınımlarında sönümleyerek sinyal spektrumunda oluşacak Gibbs olaylarını engeller. Genel olarak Lineer, Cosinüs, Sinüs, Gaussian taper tipleri kullanılmaktadır. Yan salınımların etkilerini daha iyi azaltabilmesi ve kolay yaratılabilmesi nedenleriyle genellikle cosinüs taper kullanılmaktadır. Yapılan çalışmada da cosinüs taper tercih edilmiştir. Taper boyu

arttıkça sinyaller yan salınımları azalarak iğnecik fonksiyonuna yaklaşmaktadır. Ancak taper uygulanan süre içerisinde yere gönderilen frekansların enerjisinde azaldığından uzun taper boyları tercih edilmez. Çalışmada taper parametresi 0.1 olarak seçilmiştir. Cosinüs taper için ise aşağıdaki formülasyon kullanılır. X sinyal için herbir noktayı r ise taper parametresini ifade ederse;

$$W(x) = \frac{1}{2} \left\{ 1 + \cos\left(\frac{2\pi}{r} \left[x - \frac{r}{2}\right]\right) \right\} \quad 0 < x < \frac{r}{2} \quad (5.1)$$

$$W(x) = 1 \quad \frac{r}{2} < x < 1 - \frac{r}{2} \quad (5.2)$$

$$W(x) = \frac{1}{2} \left\{ 1 + \cos\left(\frac{2\pi}{r} \left[x - 1 + \frac{r}{2}\right]\right) \right\} \quad 1 - \frac{r}{2} < x < 1 \quad (5.3)$$

- **Güç Spektrumu Yoğunluğu (PSD)**

PSD niceleyicisi, frekans ortamında enerji anomalilerini belirleyeceğimiz bir integral hesabıdır kısaca sinyalin gücü ile ilişkilidir (Saenger vd. 2007). Zaman ortamında kaydedilen sinyallerin frekans ortamına alınmasıyla genliklerdeki değişimin incelendiği spektral genlik yöntemine kıyasla daha kararlı sonuçlar oluşturduğu yapılan çalışmalarda gözlemlenmiştir. PSD hesabı için frekans ortamına geçişte (5.4) eşitliği kullanılmıştır.

$$P(f) = \frac{4t}{N} \left| \sum_{n=0}^{n=-1} X_n e^{-2\pi f n} \right|^2, \quad -\frac{1}{2\Delta t} < f < \frac{1}{2\Delta t} \quad (5.4)$$

- **PSD Anomalilerinin Düzgünleştirilmesi**

Seçilen saatlik verilerde tüm bileşenlere ait PSD değerlerinin hesaplanmasından sonra belirlenen anomalilerin düzgünleştirmeleri yapılmıştır. Bu şekilde anomalilerin görsel olarak daha iyi sunulması amaçlanmış ve son aşamada uygulanacak olan eğim hesabı için veriler hazır hale getirilmiştir.

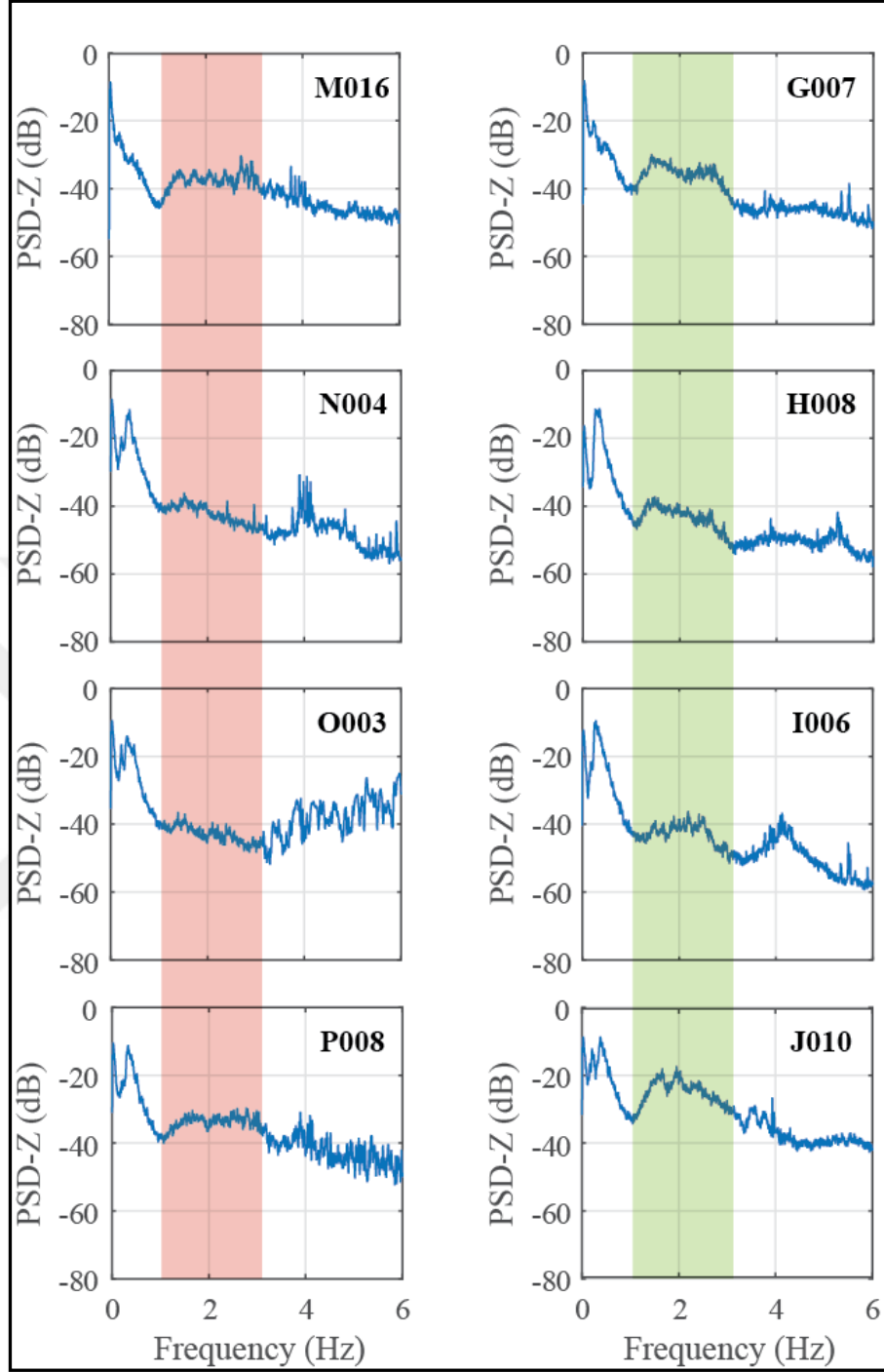
- **PSD-Z ve PSD-V/H Uygulamaları**

PSD değerlerine ilişkin değişimler düzey bileşene uygulanarak PSD-Z niteliği ve düşey ile yatay bileşen oranına uygulanarak ise PSD-V/H niteliği hesaplanmaktadır. PSD-V/H niteliği ile frekans ortamında düşey ve yatay bileşenlerin genlik değişimleri oranlanarak rezervuar kaynaklı mikrotremör sinyal belirlenmeye çalışılır (Lambert vd. 2007, Walker 2008, Lambert vd. 2009, Saenger vd. 2009 , Goertz vd. 2009, Nguyen vd. 2009). Bu yöntem aslında deprem mühendisliğinde kullanılan H/V tekniğine (Nakamura 1989) benzeyen fakat ona göre ters bir oranlama yöntemidir. Geliştirilen yazılım içinde seçilen saatlik veriler için düşey ve yatay bileşenlerin güç yoğunluğu spektrumu hesaplanarak, elde edilen değerler oranlanmıştır.

(5.5) nolu eşitlikte yatay bileşen için X ve Y uzanımlarında bileşke hesabı yapılmıştır.

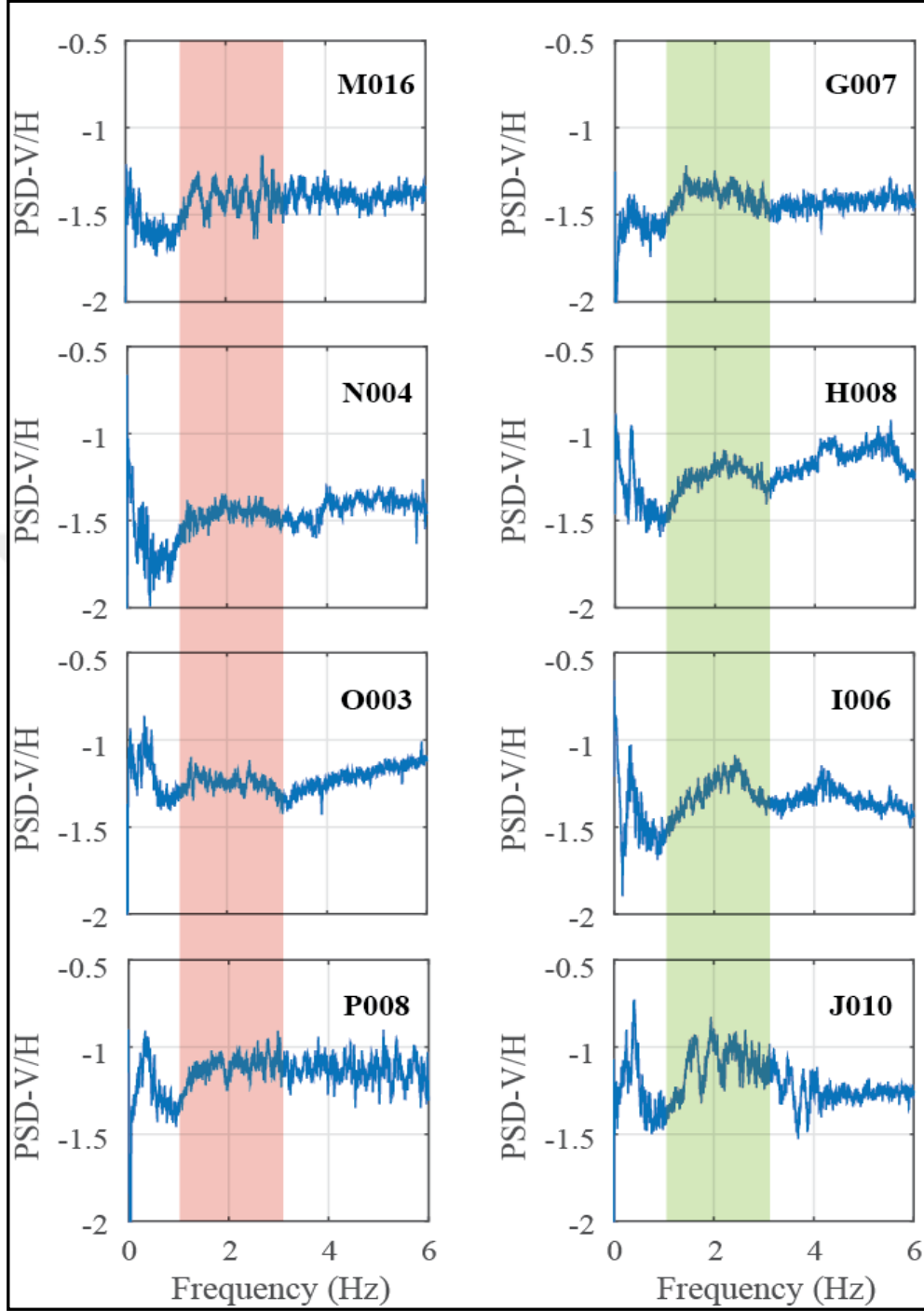
$$H(f)=\sqrt{(|X(f)|^2 + |Y(f)|^2)}/2 \quad (5.5)$$

Daha sonraki aşamalarda, PSD-Z ve PSD-V/H hesaplamaları sinyaller üzerine uygulanmış ve sonuç olarak rezervuar üzerinde bulunan istasyonlarda düşük frekans bandında görülen anomalilerin (yaklaşık 1-3 Hz) farklı olduğu görülmüştür. Tez kapsamında; yöntemin uygulanması için seçilen alan genel itibari ile üretilmiş bir rezervuarı içermektedir. Üretimi devam eden sadece birkaç kuyu vardır, bu nedenle gözlemek istenilen anomalilerin literatürdeki gibi çok belirgin olması beklenmemektedir. Üretim zonu üzerinde yer alan ve rezervaaur alandan uzak olan bazı istasyonlar için PSD-Z anomalileri şekil 5.11’de ve PSD-V/H anomalileri ise şekil 5.12’de verilmiştir.



Şekil 5.11 Rezervuardan uzak lokasyonda seçilen (M016, N004, O003, P008) istasyonlar için ve rezervuar üstünde seçilen (G007, H008, I006, J010) istasyonlar için düşey bileşenlerin PSD anomalileri

Kırmızı ve yeşil taralı alanlar ilgilenilen frekans aralığını göstermektedir.



Şekil 5.12 Rezervuardan uzak lokasyonda seçilen (M016, N004, O003, P008) istasyonlar için ve rezervuar üstünde seçilen (G007, H008, I006, J010) istasyonlar için V/H oranı için PSD anomalileri

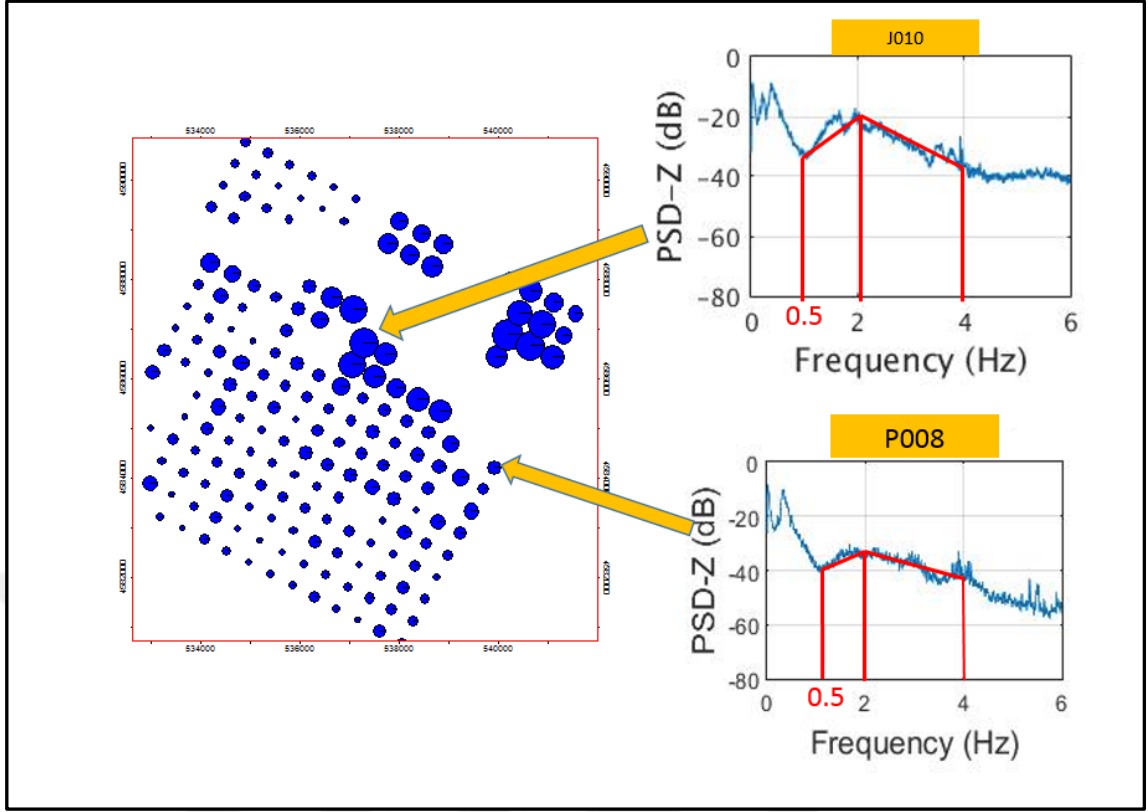
Kırmızı ve yeşil taralı alanlar ilgilenilen frekans aralığını göstermektedir.

- **Haritalamalar için eğim hesabı**

İlk aşamada belirlenen 252 nokta için ve daha sonrada grid alanının genişletilmesiyle 54 nokta için yukarıda bahsedilen iki yöntemde uygulanmıştır. PSD-Z ve PSD-V/H anomalilerinin değişimlerine ilişkin eğim hesabı yapılarak noktalara ilişkin anomalilerin varlığını yokluğunu gösteren sayısal değerler elde edilmiş ve bu değerler haritalanmıştır. Bu değerlerin büyüklüğüne ilişkin balon göstergeler hazırlanmıştır ve söz konusu görseller 'aktif ve pasif sismik yöntem sonuçlarının birlikte değerlendirilmesi' başlığı altında verilmiştir.

Saenger (2007) çalışmasında düşük frekans anomalilerine ilişkin sayısal değerler elde etmek adına anomalinin altında kalan alanın hesaplanmasına yönelik integral hesabı yapılmıştır. Söz konusu çalışmada rezervuar olan alanlar ile rezervuar olmayan alanlar arasındaki anomalilerin farkı oldukça belirgindir bu nedenle integral hesabından elde edilen sayısal değerler lokasyonları ayırmak açısından yeterli olmuştur. Diğer taraftan tez kapsamında yapılan çalışmada ise, rezervuar olan ve olmayan alanlara ait anomaliler rezervuarın genel itibariyle üretmiş olmasından dolayı çok belirgin değildir. Bu nedenle integral hesabı söz konusu lokasyonları ayırmada efektif olarak kullanılamamıştır.

Tez kapsamında elde edilen anomaliler için sayısal değerler elde etmek amacıyla daha önce de belirtildiği üzere eğim hesabı uygulanmıştır. Şekil 5.13'de gösterildiği üzere saatlik anomaliler üzerinde minimum (0.5 Hz) ve maksimum (4) değerlere denk gelecek frekans değerleri seçilir. Anomalinin yükseldiği ve düştüğü kısımları ayıracak şekilde orta frekans anomaliye göre belirlenir. Dolayısıyla 0.5 Hz ile yaklaşık 2 Hz frekanslarına karşılık gelen PSD değerleri ile 2 Hz ile 4 Hz frekanslarına karşılık gelen PSD değerlerinin kullanılmasıyla anomalinin yükselen ve alçalan kısımları için eğim hesabı yapılır ve bu eğim değerlerinin mutlak değerleri alınarak toplandığı zaman o istasyona ait anomalinin büyüklüğünü gösteren sayısal değerler elde edilmiş olmaktadır.

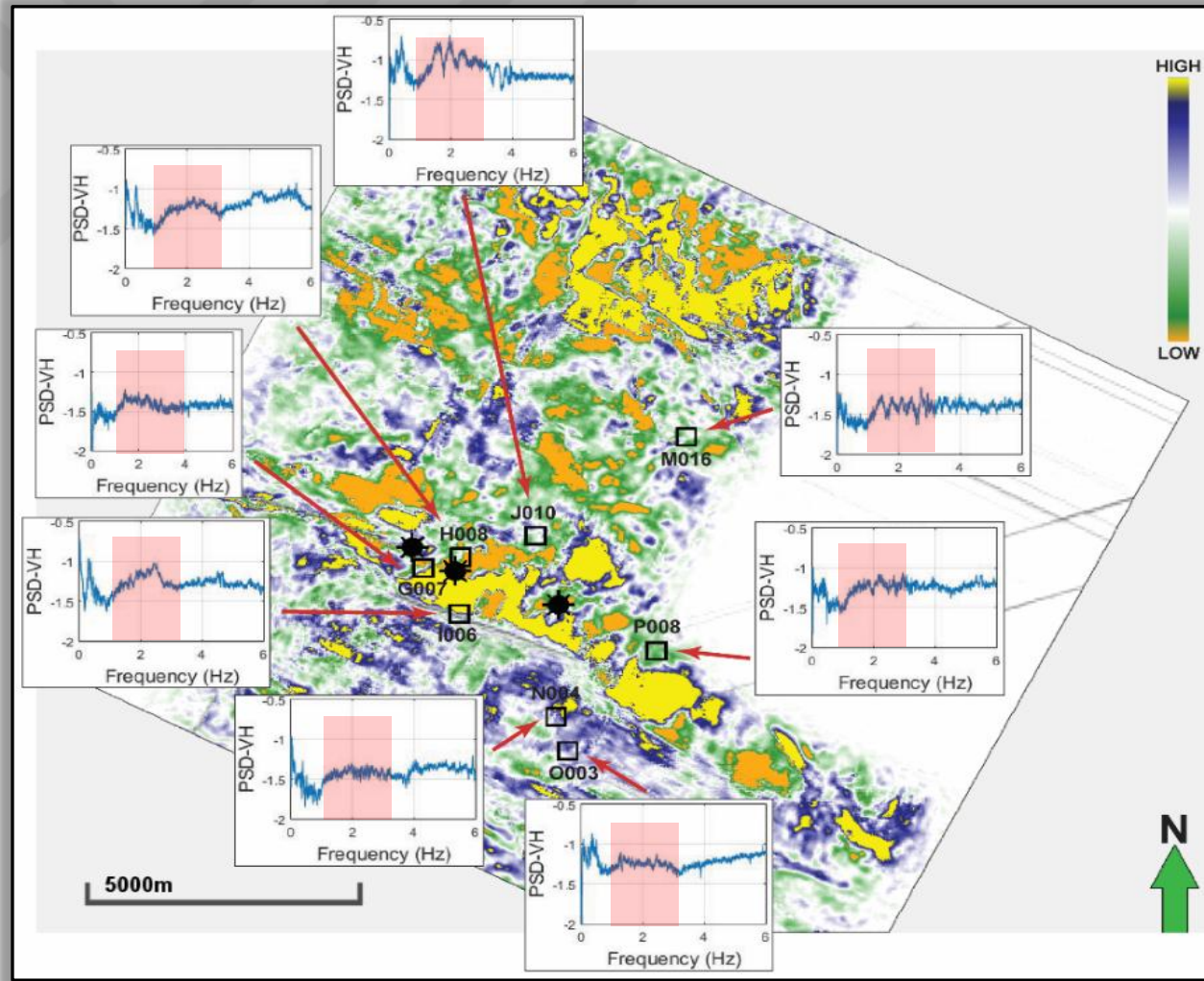


Şekil 5.13 J010 ve P008 istasyonlarında eğim hesabı yapılan doğruların seçimi ve eğim değerlerine karşılık gelen sayısal değerler kullanılarak oluşturulan balon görselleri gösterimi

6. AKTİF VE PASİF SİSMİK YÖNTEM SONUÇLARININ BİRLİKTE DEĞERLENDİRİLMESİ

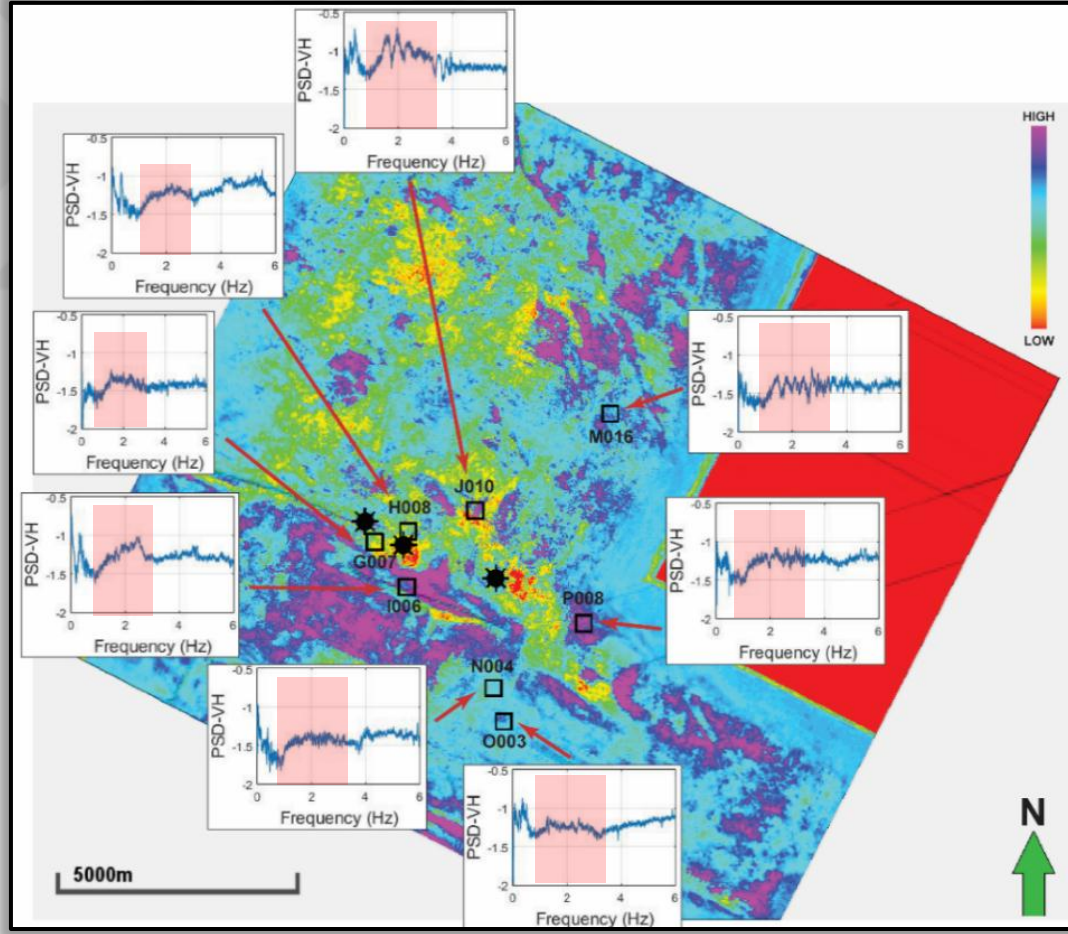
Tezin asıl amacı; DF-PSY ile bulunan sonuçların rezervuar jeofiziği yöntemleri ile elde edilen sonuçlar ile ilişkilendirilmesidir. Umurca gaz sahası rezervuar özelliklerinin hem rezervuar jeofiziği hem de DF-PSY ile belirlenerek, her bir yöntemden elde edilen sonuçların birbirleri ile karşılaştırılması ve ilişkilendirilmesi bu tezin amacını oluşturmaktadır. Bu kapsamda daha önce çalışma sahasında TP tarafından toplanmış 3B sismik yansıma verisine, aktif sismik yöntemler başlığı altında verilen yöntemler uygulanmıştır. Bu yöntemlerden biri, AVO yönteminin uygulanması ve AVO niteliklerinin hesaplanmasıdır. Söz konusu niteliklerden sıvı etkisine yaklaşım yapan nitelik ile pasif sismik yöntem sonuçlarının uygulandığı birkaç istasyona ait kayıdın birlikte yer aldığı gösterim şekil 6.1’de verilmiştir. Şekilde sarı renkler pozitif genlik değerlerini, turuncu renkler negatif genlik değerlerini göstermektedir. Daha önce bahsedildiği üzere ters polariteli sismik veride pozitif genlikler önemli olduğundan, harita üzerinde güneydeki sarı renklerin yoğun olduğu bölgeler üretim kuyularına ait rezervuar alanlarının yayılımını göstermektedir. Rezervuar alanlara denk gelen istasyonlarda DF-PSY’ye ait analiz sonuçlarının sıvı etkisi değişimi ile uyum gösterdiği saptanmıştır. Belirlenen istasyonlar için alınan 60 dakikalık sinyallerin spektrumlarındaki kırmızı alan ile gösterilen 1-3 Hz aralığında üretim yapılan kuyular civarında pikler gözlemlenirken, rezervuar alandan uzaklaştıkça sözkonusu piklerin gözlemlenmediği saptanmıştır.

Rezervuar jeofiziği yöntemlerinden bir diğeri olan yığma sonrası sismik ters sonuçları da DF-PSY sonuçları ile birlikte şekil 6.2’de verilmiştir. Şekilde kırmızı ve sarı renkler düşük akustik empedans değerlerini, mor ve mavi renkler yüksek empedans değerlerini göstermektedir. Harita üzerinde güneyde sarı renklerin yoğun olduğu kısım üretim kuyularının olduğu rezervuar alanın yayılımını göstermektedir. Beklenildiği gibi rezervuar alanlarda akustik empedans değerleri düşmektedir. Rezervuar alanlara denk gelen istasyonlarda DF-PSY’ye ait analiz sonuçlarının akustik empedans değişimi ile uyum gösterdiği görülmektedir. Seçilen istasyonlara ait anomalilerin düşük frekanslarına karşılık gelen kırmızı dikdörtgen alan içinde (1-3 Hz) gösterilen kısımda üretim yapılan kuyular civarında beklenildiği üzere anomalilerin arttığı görülmüştür.



Şekil 6.1 Rezervuar seviyeye ait sıvı etkisi haritası ile rezervuar üzerinde bulunan (G007, H008, I006, J010) ve rezervuar üzerinde bulunmayan (M016, N004, O003, P008) bazı istasyonlara ait sinyal analizlerinin birlikte gösterimi

Siyah daireler doğal gaz üretim kuyularını, boş kareler ise ölçüm noktalarını göstermektedir.

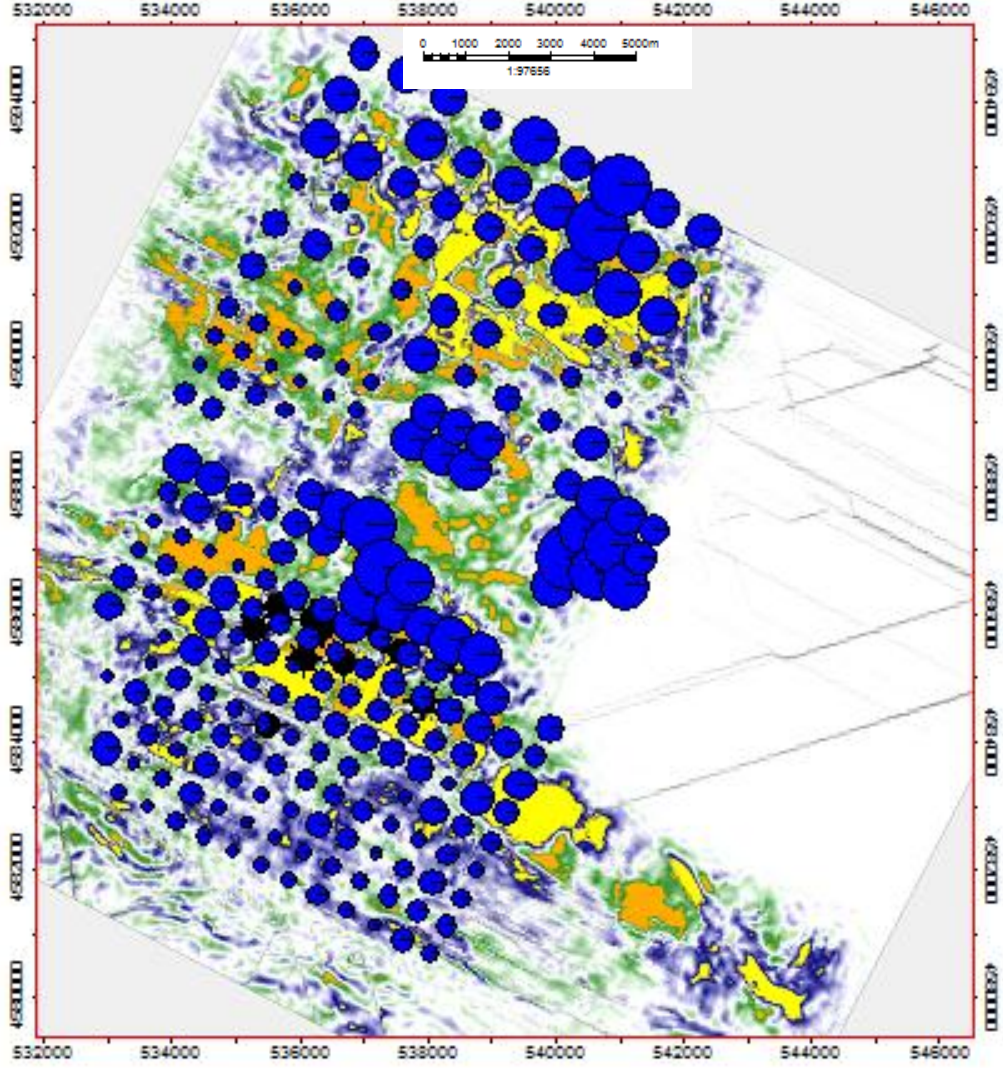


Şekil 6.2 Rezervuar seviyeye ait akustik empedans haritası ile rezervuar üzerinde bulunan (G007, H008, I006, J010) ve rezervuar üzerinde bulunmayan (M016, N004, O003, P008) bazı istasyonlara ait sinyal analizlerinin birlikte gösterimi

Siyah daireler doğal gaz üretim kuyularını, boş kareler ise ölçüm noktalarını göstermektedir

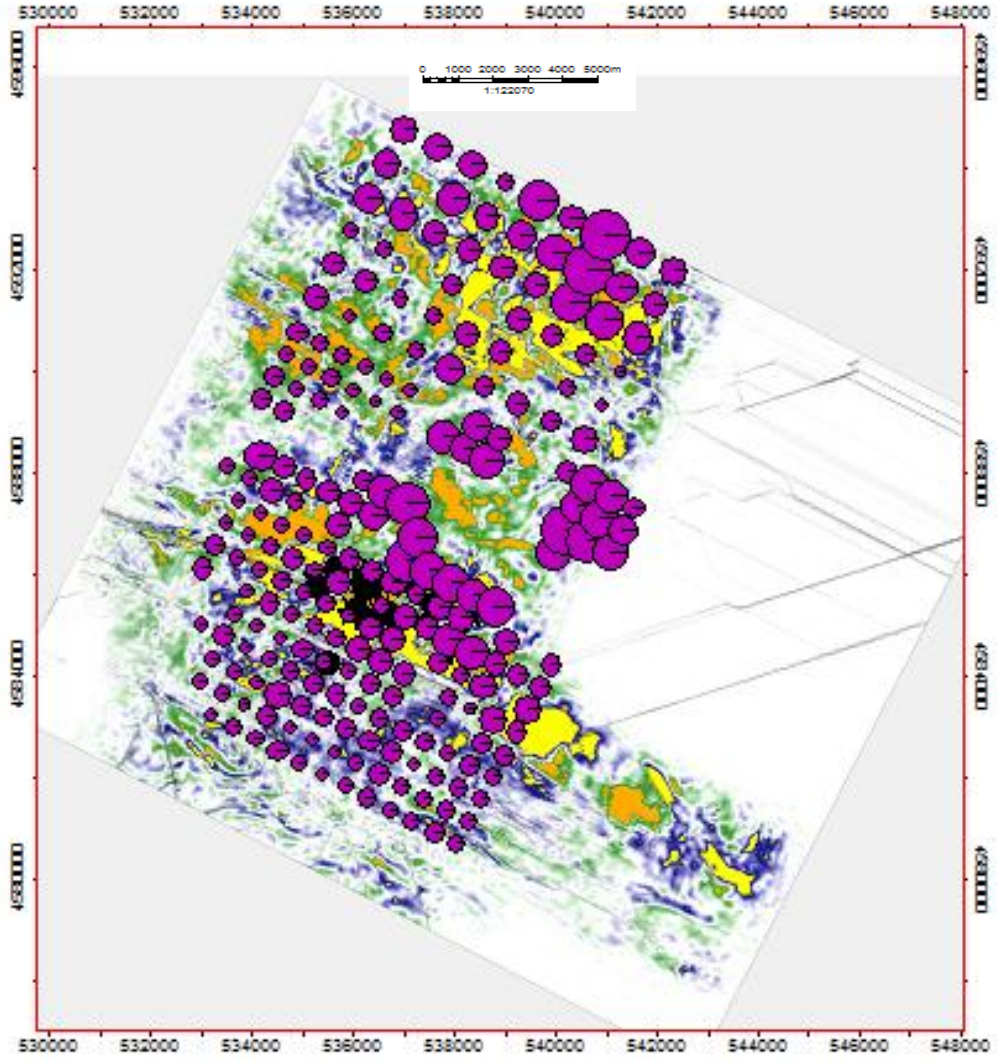
Daha öncede belirtildiği üzere toplam 306 noktada pasif sismik yöntemle ilişkin ölçümler alınmış ve her bir nokta için PSD-Z ve PSD-V/H anomalileri için eğim değerleri hesaplanarak balon görselleri oluşturulmuştur. PSD-Z değişimleri mavi renkli balonlar (Şekil 6.3) ile PSD-V/H değişimleri mor renkli balonlar (Şekil 6.4) ile gösterilmiştir.

Şekil 6.3'te sıvı etkisi haritası ile DF-PSY yöntemi PSD-Z anomalilerine ait eğim hesaplamalarına ilişkin değişim birlikte gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere anomalilerin artış gösterdiği üç ayrı alan görülmektedir. Bunlardan birisi üretim yapılan kuyulara yakın bir kısma denk gelmektedir ki sonuçların güvenilirliği açısından oldukça önemlidir. Diğer alan; AVO yönteminin uygulanmasıyla elde edilen rezervuar seviyeye ait sıvı etkisi haritasında pozitif değerlerin arttığı sarı renklerin yoğunlaştığı rezervuar olabileceği düşünülen alana denk gelmektedir. Şimdiye kadar çalışma sahasının bu bölümünde hiç açılmış kuyu bulunmamasından dolayı hem aktif hem pasif sismik çalışmalar ile anomali görülen sahanın bu kısmı jeolojik çalışmalar ile de aydınlatılarak kuyu verilmesi ile test edilmesi gerektiği düşünülmektedir. PSD-Z anomalilerinin artış gösterdiği son alanda ise sıvı etkisi haritasına bakıldığında bir anomali gözlenmemekte ve her iki yöntemin sonuçlarının bu alanda bu rezervuar seviye için uyumlu olmadığı görülmektedir. Fakat diğer taraftan DF-PSY yöntemi ile yapılan analizlere ait sonuçların hangi derinliğe ait olduğuna dair bir bulgu bulunmamaktadır, bu nedenle PSD-Z anomalilerinin arttığı bu alanda, anomalilerin daha derinde rezervuar özelliği gösteren Soğucak rezervuarında ait olabileceği düşünülebilmektedir. Bu sonuçta jeolojik çalışmalar ile aydınlatılarak ve söz konusu lokasyona kuyu verilmesi ile test edilebilecektir.



Şekil 6.3 AVO analizi ile elde edilen sıvı etkisi haritası ile DF-PSY yöntemi ile ölçü alınan noktalara ait PSD-Z değerlerinin birlikte gösterildiği balon harita siyah noktalara kuyu lokasyonlarını göstermektedir.

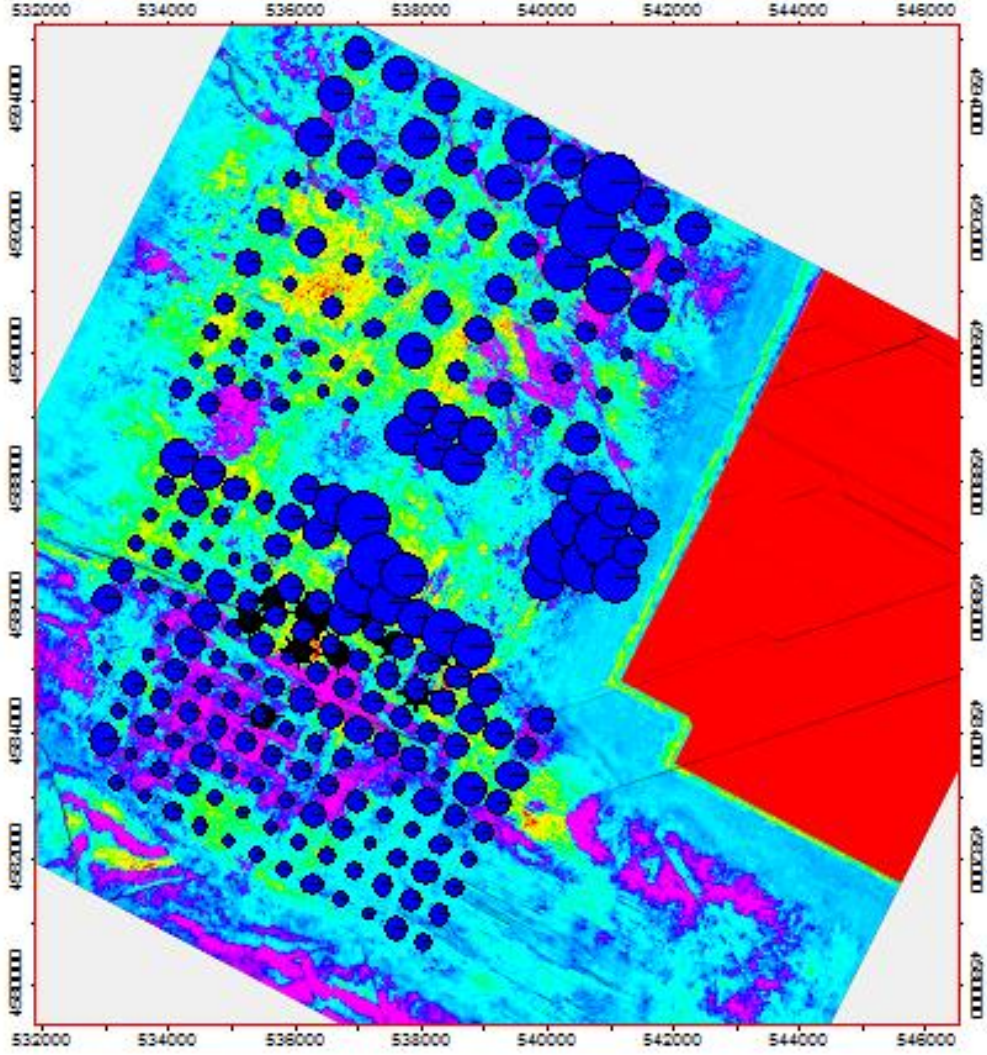
Şekil 6.4'te bu sefer rezervuar seviye olan Osmancık kumlarına ait sıvı etkisi haritası ile PSD-V/H sonuçları birlikte gösterilmiştir. Şekilden de görüleceği üzere sonuçların PSD-Z anomalileri ile oldukça benzer olduğu görülmektedir ve yine aynı şekilde anomalilerin artış gösterdiği üç farklı alan gözlenmektedir.



Şekil 6.4 AVO analizi ile elde edilen fluid factor haritası ile DF-PSY yöntemi ile ölçü alınan noktalara ait PSD-V/H değerlerinin birlikte gösterildiği balon harita siyah noktalara kuyu lokasyonlarını göstermektedir.

Şekil 6.5'te PSD-Z sonuçları ile bu sefer Osmançık rezervuar seviyesine ait ters çözüm ile elde edilen akustik empedans sonuçları birlikte gösterilmiştir. Sıvı etkisi haritasına benzer olarak üretim yapılan kuyu lokasyonlarına yakın alanda akustik empedans değerleri beklenildiği üzere düşmektedir buna karşılık beklenildiği üzere PSD-Z anomalileri artış göstermektedir. Bu alanda AVO-sıvı etkisi haritası, ters çözüm AI haritası ve PSD-Z anomalileri arasındaki uyum pasif sismik yöntemlerin rezervuar sınırlarını belirlemede efektif olduğunu göstermek açısından önemlidir. Akustik empedans değerlerinin düştüğü daha kuzey alanda PSD-Z anomalileri kısmen artış

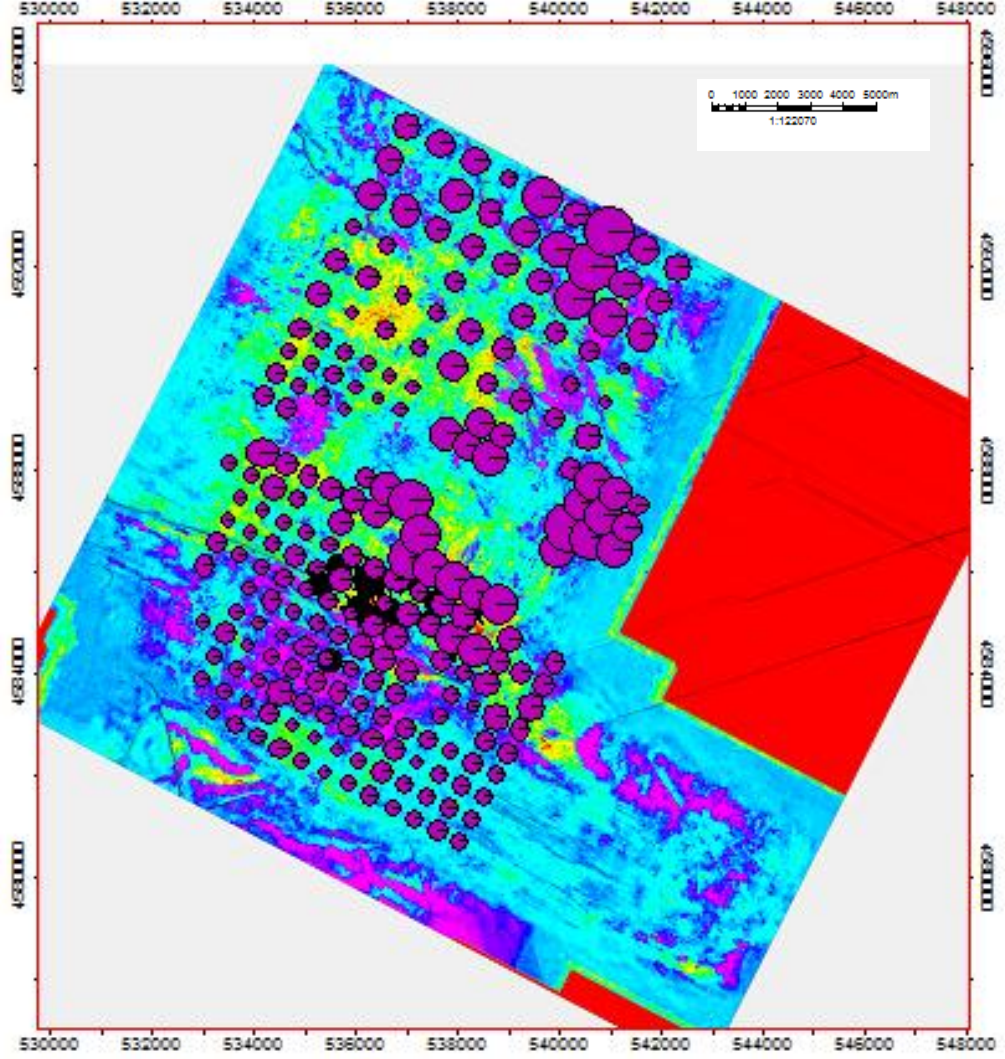
göstermektedir ama üretim sahasına kıyasla anomaliler düşüktür. PSD-Z anomalilerinin arttığı diğer alandaki değişim daha öncede belirtildiği üzere daha derinde yer alan Soğucak formasyonu rezervuar özelliklerinden kaynaklanabilmektedir.



Şekil 6.5 Yığma sonrası ters çözüm analizi ile elde edilen AI haritası ile DF-PSY yöntemi ile ölçü alınan noktalara ait PSD-Z değerlerinin birlikte gösterildiği balon harita

siyah noktalara kuyu lokasyonlarını göstermektedir.

Şekil 6.6’da PSD-V/H anomalileri ile osmancık hedefli rezervuar seviyeye ait akustik empedans değişimine ait sonuçlar birlikte gösterilmiştir. Sonuçların PSD-Z anomalileri ile uyumlu olduğu görülmektedir.



Şekil 6.6 Yığma sonrası ters çözüm analizi ile elde edilen AI haritası ile DF-PSY yöntemi ile ölçü alınan noktalara ait PSD-V/H değerlerinin birlikte gösterildiği balon harita

siyah noktalara kuyu lokasyonlarını göstermektedir.

7. TARTIŞMA VE SONUÇLAR

Tez kapsamında, Türkiye Petrolleri ruhsatlı gaz üretme sahası olan Umurca sahasında çalışılmış, çalışma sahasına uygulanan sismik ve sismolojik yöntemlerle sahaya ve rezervura ilişkin özellikler detaylandırılmaya çalışılmıştır. Aktif sismik yöntemler başlığı altında incelenen rezervuar jeofiziğine ilişkin yöntemler uygulanmış ve bu yöntemlerin sonuçları kendi içlerinde aynı zamanda birbirleriyle birlikte değerlendirilmiştir. Diğer taraftan ülkemizde ilk kez uygulanan ve TÜBİTAK destekli proje ile saha verisi toplanan DF-PSY'ye ait yapılan çalışmalar ise pasif yöntemler başlığı altında incelenmiştir.

Rezervuar jeofiziği çalışmaları kapsamında, 3B sismik yansıma verisi ve kuyuların log verileri kullanılmıştır. Öncelikli olarak kayaç fiziği analizinde sadece kuyu logu verilerinden yararlanılmıştır. Sahada açılmış olan ve S dalgası kuyu logu alınmış olan tek bir kuyu mevcuttur. Bu nedenle sadece bu kuyunun kuyu logları kullanılmış ve çeşitli çapraz ilişki grafikleri oluşturulmuştur. Rezervuar zonun kuyu logu verilerindeki ayrımlılığına bakılmış ve ayrımlılık gösteren kısımların perfore edilmiş üreten kum seviyelerine karşılık geldiği görülmüştür. Kuyu logu verilerinde rezervuar seviyenin ayrımlanması, ters çözüm çalışmalarında log verisinin sismik veriye yayılmasından ötürü aynı şekilde ayrımlılığın yakalanabileceğinin bir ölçütüdür.

İkinci aşamada; sismik veri S/G oranının arttırılmasına yönelik çeşitli veri-iyileştirme basamakları uygulanmış ve sadece sismik verinin kullanıldığı sismik niteliklere ait haritalamalar yapılmıştır. Böylece sismik veriye ait yapısal değişimler, fay yapıları hatta rezervuar olabilecek alanların genlik ve faz değişimlerine yaklaşımlar yapılarak çeşitli haritalamalar yapılmıştır. Özellikle yumuşatıcı nitelik için Osmançık rezervuarına ait alınan haritada üretim yapılan kuyulara karşılık gelen alanda beklenildiği üzere anomalilerin arttığı bir zon belirlenmişken kuzey kesimde henüz kuyu açılmamış bir alanda yine aynı şekilde anomalilerin arttığı bir zonun olması dikkat çekmektedir.

Üçüncü aşamada; yine sadece sismik veri kullanılarak AVO analizi yapılmış ve üretim yapılan kuyular referans alınarak genliğin ofset ile değişimi incelenmiştir. Bu kapsamda

rezervuar zondaki genlik değişimleri AVO-sınıf 3 anomalisine uymaktadır ve genliğin ofsetle arttığı görölmüştür. Fakat sismik verinin polaritesi ters olduğundan pozitif genlikler ofsetle artış göstermektedir. Dolayısıyla üretim yapılan bir kuyu ile tespit edilen bu sonuç diğer rezervuar alanların belirlenmesinde yol gösterici olacaktır. Öte yandan AVO analizi kapsamında AVO nitelikleri hesaplanmış ve genlik değişimlerinden yola çıkarak rezervuar özelliği gösterebilecek alanlara ait haritalamalarda yapılmıştır. AVO niteliklerinden yapılan haritalarda rezervuar olan alanlar ayırt edilebilmiştir. Yine sismik nitelik sonuçlarına benzer olarak inceleme sahası kuzey kesiminde AVO niteliklerine ait anomalilerin aynı şekilde arttığı görölmüştür.

Bir sonraki aşamada sismik ters çözüm yöntemleri uygulanmıştır. Ters çözüm yöntemlerinde sismik veri ve kuyu verileri birlikte kullanılmaktadır. Öncelikli olarak yığma yapılmış sismik veriler kullanılarak yığma sonrası ters çözüm çeşitleri uygulanmış ve sonuçların karşılaştırılmaları yapılmıştır. Rezervuar zona ait akustik empedans değişimlerine bakıldığında en güzel ayrımlılığı iğnecik sismik ters çözüm sonuçları vermiştir. Daha sonra rezervuar seviyeye ait daha detaylı bilgi edinmemizi sağlayan ofset bilgisinin korunduğu yığma yapılmamış sismik verilerin kullanıldığı yığma öncesi sismik ters çözüm yapılmıştır ve buna bağlı olarak elastik parametreler hesaplanmıştır. Rezervuar olabilecek alanların belirlenmesine yönelik haritalamalar yapılmıştır. Rezervuar olan veya olabilecek alanlar V_p/V_s , $\lambda\rho$, $\mu\rho$ veya $K\rho$ gibi elastik parametrelere ait değişimlerin haritalanmasıyla belirlenebilmiştir. Tüm bu elastik parametre değişimlerine bakıldığında üretim kuyularının bulunduğu zon elastik parametre değerlerinin düşmesiyle ayırt edilebilirken yine aynı şekilde söz konusu değerlerin düşüş gösterdiği rezervuar olabilecek başka bir zon da Osmacık seviyesi için kuzeyde mevcuttur. Söz konusu bu değerlerin düşmesinin nedeni rezervuar olabilecek alanlarda P dalga hızına ait değerlerin düşmesi fakat S dalga hızında beklenildiği üzere bir değişim olmamasından kaynaklanmaktadır.

Son aşamada söz konusu rezervuar poroziteli kumtaşları olduğu için ters çözüm sonuçlarından da yararlanılarak NN analizi ile porozite kestirimi yapılmıştır. Rezervuar olan zonlar yüksek porozite değerlerine karşılık gelecek şekilde haritalanmıştır.

Pasif sismik yöntemler başlığı altında ise DF-PSY uygulanmış olup elde edilen sonuçların rezervuar jeofiziği sonuçları ile benzerliğine bakılmıştır. Çalışma sahasını eşit mesafelerle karelaçlamak suretiyle belirlenen lokasyonlara sismometrelerin yerleştirilmesiyle kayıtlar alınmıştır. Sismometrelerin 24 saatlik kayıtlar sonrası taşınması suretiyle veri-toplama işlemi gerçekleştirilmiştir. Veri toplamanın ilk aşamasında 252 noktada, daha sonra grid alanının genişletilmesiyle 54 noktada daha veri toplama işlemleri gerçekleştirilmiştir. Her noktada elde edilen 24 saatlik kayıtların gürültü içeriğinin az olduğu gece saatlerinden birer saatlik kayıtlara sinyal veri-işlemi yapılmasıyla sonuçlar oluşturulmuştur. Bir saatlik seçilen kayıtlara; geliştirilen yazılım ile PDS-Z ve PSD-V/H yöntemleri uygulanmış ve böylece sinyal veri-işlemi gerçekleştirilmiştir. Anomalilerin değişimine ait eğim hesabı yapılarak her noktaya ait anomalilerin büyüklüğünü gösteren sayısal değerler elde edilmiştir ve bu değerler balon göstergeler ile haritalanmıştır. Elde edilen sayısal değerlerin üretim yapan kuyulara yakın rezervuar alanda beklenildiği üzere artış gösterdiği görülmüştür. Pasif sismik yöntem sonuçlarına bakıldığında ise anomalilerin mevcut üreten kuyular civarında artış göstermesi ve aktif sismik yöntem sonuçları ile uyumlu olması yöntemin uygulanabilirliği açısından oldukça önemlidir.

Son olarak tez kapsamında aktif sismik yöntem sonuçları ile pasif sismik yöntem sonuçları birlikte haritalanarak yorumlanmıştır. Aktif sismik yöntemlerden özellikle AVO niteliklerine ve sismik ters çözüm çıktılarına ait sonuçlara bakıldığında üreten kuyular civarında beklenildiği üzere ilgilenilen Osmançık rezervuar seviyesinde anomaliler gözlenmiştir, diğer taraftan çalışma sahasının kuzey kısmında da daha önce kuyu açılmasıyla test edilmemiş alanda anomaliler mevcuttur, bu anomalilerin jeolojik çalışmalar ile ilişkilendirilerek ve söz konusu lokasyona kuyu açılması ile test edilmesi gerekmektedir. Öte yandan yine pasif sismik yöntem sonuçlarında çalışma sahasının kuzeyinde aktif sismik yöntem ile uyumlu olarak anomalilerin arttığı gözlenmektedir. Fakat aktif sismik yöntem sonuçlarında anomali görülmeyip, pasif sismik yöntem anomalilerinin artış gösterdiği çalışma sahasının batısında başka bir alan daha mevcuttur. Bu alandaki anomalilerin ise daha öncede bahsedildiği üzere daha derindeki rezervuar özelliği gösteren Soğucak formasyonundan kaynaklanabileceği

düşünülmektedir, elde edilen bu sonucunda jeolojik çalışmalar ve bu lokasyona açılacak bir kuyu ile değerlendirilmesi gerekmektedir.

Kısaca sonuç ve tartışmaya yönelik kısımlar, aşağıdaki şekilde özetlenebilir;

- Sahada kuyuların açılmış olduğu ve halen üreten kuyuların bulunduğu rezervuar seviyeye ait olan zonda aktif sismik yöntem ve pasif sismik yöntem sonuçları beklenildiği üzere anomali vermekte ve sonuçlar birbirleriyle benzerlik göstermektedir.
- Çalışma sahasının kuzeyinde rezervuar seviyeye ait alanda aktif ve pasif sismik yöntem sonuçlarında benzer anomaliler gözlenmiştir. Bu lokasyonun jeolojik bilgiler ve kuyu açılması ile test edilmesi gerekmektedir.
- Çalışma sahasının batısında ise aktif sismik yöntem sonuçlarında Osmancık rezervuar seviyeye ait alanda herhangi bir anomali gözlenmezken, pasif sismik yöntem sonuçlarında bu kısımda anomali mevcuttur. DF-PSY'nin hangi derinlikten bilgi getirdiği bilinmediğinden söz konusu anomalinin daha derindeki Soğucak rezervuar seviyeden kaynaklanabileceği düşünülmektedir. Aynı şekilde bu lokasyonunda Soğucak rezervuarına ait jeolojik-jeofizik bilgiler ve kuyu açılması ile test edilmesi gerekmektedir. Diğer taraftan batı kesimde mevcut olan bu anomalilere sediman kalınlığından da kaynaklanabilmektedir.

Tez kapsamında uygulanan DF-PSY'in ilksel sonuçlarına bakıldığında, sonuçların rezervuar olabilecek olan alanlarla uyumlu olduğu görülmektedir. Bu nedenle söz konusu yöntemin petrol ve gaz arama amaçlı olarak gravite yöntemi gibi bir ön-etüd yöntemi olarak kullanılabilmesi düşünülmektedir. Ancak, yöntemin doğruluğunun ve güvenilirliğinin daha fazla test edilmesi için başka sahalarda da uygulanması önerilmektedir.

KAYNAKLAR

- Adatepe, F., Demirel, S. and Alpar, B. 2002. Tectonic setting of the southern Marmara Sea region: based on seismic reflection data and gravity modeling. *Marine Geology*, 383-395
- Aki, K. and Richards P.G. 1980. *Quantitative Seismology, Theory and Methods*. Vol. I
- Akrawi, K. and Bloch, G. 2006. Application of passive seismic IPDS surveys in Arabian Peninsula, EAGE Workshop on Passive Seismic: Exploration and Monitoring Applications, Dubai, United Arab Emirates, A28.
- Aseth, P., Mukerji, T. and Mavko, G. 2005. *Quantitative Seismic Interpretation. Applying Rock Physics to Reduce Interpretation Risk*.
- Arutyunov, S.L., Grafov, B.M. and Sirotinsky, Y.V. 1998. ANCHAR - an unique technology of direct hydrocarbon field exploration. *Geoinformatics*, Vol. 98, 12-15.
- Avseth, P. 2000. *Combining Rock Physics and Sedimentology for Seismic Reservoir Characterization of North Sea Turbidite Systems*, Stanford University.
- Azzura, D., Zuffa, G., Cavazza, W., Okay, A. and Vincenzo, G., 2012. Detrital supply from subduction / accretion complexes to the Eocene- Oligocene post-collisional southern Thrace Basin, *Sedimentary Geology*. 117-129
- Baan, V.D. and Jutten, C. 2000. Neural networks in geophysical applications, *Geophysics*, Vol. 65, 1032-1047.
- Bachrach, R., Tura, A. and Wilkinson, D. 2008. Introduction to this special section: Permanent monitoring, smart oil fields and reservoir surveillance. *The Leading Edge*, Vol. 27, No.12.
- Backus, G.E. 1967. Numerical Applications of a Formalism for Geophysical Inverse Problems. *Geophysical Journal International*. Volume 13, Issue 1-3, 247-276
- Backus, G. and Gilbert, F. 1968. The resolving power of gross earth data. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, 16, 169-205
- Banks, C.J. 1997. Basins and thrust belts of the Balkan Coast of the Black Sea, in A.G.
- Batı, Z., Erk, S. ve Akça, N. 1993. Trakya Havzası Tersiyer birimlerin palinomorf, foraminifer ve nannoplankton biyostratigrafisi. TPAO Araştırma Grubu Arşivi, yayınlanmamış teknik rapor, 92 s.
- Batı, Z., Alişan, C., Ediger, V.Ş., Teymur, S., Akça, N., Sancay, H., Ertuğ, K., Kirici, S., Erenler, M. ve Aköz, Ö. 2002. Kuzey Trakya Havzası'nın Palinomorf, Foraminifer ve Nannoplankton Biyostratigrafisi. *Trakya Litostratigrafi Birimleri Kitabı*, Maden Tetkik Arama Yayınları, Vol. 14
- Becquey, M., Lavergne, M., and Willm, C. 1979. Acoustic impedance logs computed from seismic traces. *J. Geophysics*, Vol. 44, 1485-1501
- Berger, J. and Davis, P. 2004. Ambient earth noise: A survey of the global seismographic network. *J. Geophys. Res.*, Vol. 109.

- Birialtsev, E.V., Plotnikova, I.N., Khabibulin, I.R., and Shabalin, N.Y. 2006. The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan, 68th International
- Bromirski, P.D. and Duennebier, F.K. 2002. The near-coastal microseism spectrum: Spatial and temporal wave climate relationships. *Journal of Geophysical Research-Solid Earth*, Vol. 107.
- Brown, L.T., Schlaf, J. and Scorer, J. 2008. Thin-bed reservoir characterization using relative acoustic impedance data, Joanne Field, U. K. 70th EAGE Conference & Exhibition, Rome.
- Castagna, J.P., Batzle, M.L. and Eastwood, R.L. 1985. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks, *Geophysics*, Vol. 50, 571–581.
- Castanga, J.P., Batzle, M.L. and Kan, T.K. 1992. Rock physics: The link between rock properties and amplitude-versus-offset response, *Society of Exploration Geophysics*
- Castagna, J. P. and Samake, D. M. 1998. Stochastic fluid substitution. 68th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Fluid Substitution Workshop presentation.
- Chiburis, E.F. 1984. Analysis of amplitude versus offset to detect gas/oil contacts in the Arabian Gulf. Expanded Abstract, SEG. 669-670.
- Chopra, S. and Marfurt, K. 2005. Seismic attributes: A historical perspective. *Geophysics*, Vol.70, No.5.
- Chopra, S. and Marfurt, K. 2006. Seismic Attributes- a promising aid for geologic prediction, CSEG RECORDER, Special Edition
- Chopra, S. and Marfurt, J.K. 2007a. Volumetric curvature attributes for fault/fracture characterization, *EAGE First Break*, Vol. 25, 19-30, 2007b. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization, *Geophysical Developments Series*, No. 11.
- Chopra, S. and Marfurt, K. 2010. Integration of coherence and volumetric curvature images, *The Leading Edge*, Vol. 29, No. 9, 1092-1107
- Coleman, J.M. and Prior, D.B. 1980. Deltaic Sand Bodies. AAPG Continuing Education Course Note Series, No. 15.
- Cosse, R. 1993. Basics of Reservoir Engineering. Editions Technip, France. P. 341
- Coşkun, B. 1997. Oil and gas fields- transfer zone relationships, Thrace Basin, NW Turkey. *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 14, No. 4, 401-416
- Coşkun, B. 1998. Triple junction zone-North Anatolian Fault relationship and implications on petroleum exploration Saros Gulf, northern Aegean Sea Turkey. 3rd International Turkish Geology Symposium (Abstract)., Ankara.
- Crook, K.A.W. 1974. Lithogenesis and geotectonics: the significance of compositional variations in flysch arenites (graywackes). *Modern and Ancient Geosynclinal Sedimentation*. SEPM Special Publication, Vol. 19, 304–310.

- Crosson, R.S. 1976. Crustal structure modeling of earthquake data: 1. Simultaneous least squares estimation of hypocenter and velocity parameters. *Journal of Geophysical Research*, Volume 81, 3036-3046
- Çağlayan, M.A. ve Yurtsever, A. 1998. Burgaz-A3, Edirne B-2 ve B-3; Burgaz A-4 ve Kırklareli B-4; Kırklareli B-5 ve B-6; Kırklareli C-6 paftaları, 1:100000 ölçekli açın-sama nitelikli Türkiye Jeoloji haritaları, No:20, 21, 22, 23. MTA-Ankara.
- Çifçi, B.N., Temel, Ö.R. and İztan, H.Y. 2010. Hydrocarbon occurrences in the western Anatolian grabens, Turkey: Is there a working petroleum system? *AAPC Bulletin*. Vol.94, No:12, 1827-1857
- Dangel, S., Schaepman, M.E., Stoll, E.P., Carniel, R., Barzandji, O., Rode, E.D. and Singer, J.M. 2003. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs, *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 128, 135- 158.
- De Vasconcelos Lopes, A.E. and Nunes, L.C. 2010. Pitfalls of tremor-like signals for hydrocarbon exploration in producing oil fields in Potiguar Basin, northeast Brazil, *The Leading Edge*, Vol. 29, 826-830.
- Dickinson, W.R. 1970. Interpreting Detrital Modes of Graywacke and Arkose. *Journal of Sedimentary Petrology*. Vol. 40, No. 2, 695-707
- Dickinson, W.R. and Suczek, A.C. 1979. Plate Tectonics and sandstone compositions. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, Vol. 63, No. 12, 2164-2182
- Dickinson, R.E. 1983. Land surface processes and climate surface albedos and energy-balance. *Adv Geophys*. Vol. 25, 305-353.
- Dickinson, W.R., Beard, L.S., Brakenridge, C.R., Erjavec, J.L., Ferguson, R.C., Inman, K.F., Knepp, R.A., Lindberg, F.A., Ryberg, P.T. 1983. Provenance of North America Phanerozoic sandstones in relation to tectonic setting. *Geological Society of America Bulletin*, Vol. 94, 222–235.
- Debye, H. and Van Riel, P. 1990. Lp Norm Deconvolution, *Geophysical Prospecting*, Vol.38.
- Demirbag, E., Çoruh, C. and Costain, J.K. 1993. Offset-Dependent Reflectivity Theory and Practise of AVO analysis. Vol. 8. 287-302
- Dvorkin, J., and Nur, A., 1996. Elasticity of High-Porosity Sandstones: Theory for Two North Sea Datasets, *Geophysics*, Vol. 61, 1363-1370.
- Domenico, S.N. 1976. Effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir. *Geophysics*, Vol.41, No.5, 882-894.
- Doust, H. and Arıkan, Y. 1974. The geology of the Thrace Basin. *Proceedings of the 2nd Petroleum Congress of Turkey*, 119–136
- Draeger, C. and Fink, M. 1999. One-channel time-reversal in chaotic cavities: Theoretical limits. *J. Acoust. Soc. Am.*, Vol. 105, 611-617
- Duboz, P., Lafet, Y. and Mougnot, D. 1998. Moving to a layered impedance cube: advantages of 3D stratigraphic inversion. *First Break*, Vol.16, No. 9, 311–318.

- Dvorkin, J. and Nur, A. 1996. Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea data sets, *Geophysics*, Vol. 61, 1363-1370.
- Ediger, V.Ş. ve Batı, Z. 1987. Hamitabat-25 Kuyusu'nda Kesilen Hamitabat Formasyonu'nun Detay Stratigrafik, Sedimantolojik ve Palinolojik İncelemesi. TPAO Araştırma Merkezi Rapor No. 1185.
- Ediger, V.Ş. and Alişan, C. 1989. Tertiary fungal and algal palynomorph biostratigraphy of the Northern Thrace Basin, Turkey. *Reviews of Paleobotany and Palynology*. 58. 139-161
- Ergun, M. and Özel, E. 1995. Structural relationships between the Sea of Marmara basin and the North Anatolian fault Zone. *Terra Nova*, Vol.7, 278-288
- Erten, T. ve Çubukçu, A. 1998. Kuzey Trakya Havzası Eosen-Oligosen yaşlı çökellerin petrografik-sedimantolojik özellikleri, tektonik ortamsal modelleri, beslenme kaynakları ile hidrokarbon ve rezervuar özelliklerine yaklaşım. TPAO Araştırma Rapor no: 1217, 66
- Evans, B.J. 1997. A handbook for seismic data acquisition in exploration. *Soc. Expl. Geophys.*
- Ewing, N., Jardetzky, W. and Press, F. 1957. *Elastic Waves in Layered Media* (New York, McGraw-Hill Book Co.).
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J. and Levitt, P. R. 1994. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3-D case history using the Geostack technique. *Geophysics*, Vol. 59, 1362-1376
- Fink, M. 1999. Time-reversed acoustics. *Scientific American* , 67-73.
- Foster, D.J., Keys, R.G. and Lane, F.D. 2010. Interpretation of AVO anomalies. *Geophysics*, Vol. 75, No. 5, 75A3-75A13
- Francis, A. M. 1997. Acoustic impedance inversion pitfalls and some fuzzy analysis. *The Leading Edge*, 275-278
- Friedrich, A., Krüger, F. and Klinge, K. 1998. Ocean-generated microseismic noise located with the Gräfenberg array. *Journal of Seismology*, Vol. 2, 47-64.
- Gardner, G.H.F., French, W. and Matzuk, T. 1974. Elements of migration and velocity analysis, *Geophysics*, 811-825.
- Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., and Gregory, A. R. 1974. Formation velocity and density-the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, Vol. 39, 770-780.
- Garzanti, E., Doglioni, C., Vezzoli, G. and Ando, S. 2007. Orogenic Belts and Orogenic Sediment Provenance. *The Journal of Geology*, Vol. 115, 315-334.
- Gassaway, G.S., Brown, R.A. and Bennett, L.E. 1986. Pitfalls in Seismic Amplitude Offset Analysis Case Histories, 18th Offshore Technology Conference, OTC 5279
- Gassmann, F. 1951. Elasticity of porous media: *Vierteljahrsschr der Naturforschenden Gessellschaft*, Vol. 96, 1-23.

- Gerstoft, P., Fehler, M.C. and Sabra, K.G. 2006. When Katrina hit California. *Geophysical Research Letters*, Vol. 33.
- Gerstoft, P. and Tanimoto, T. 2007. A year of microseisms in southern California. *Geophys. Res. Lett.*, Vol. 34.
- Goertz, AV., Schechinger, B., Koerbe, M. and Krajewski, P. 2009., A low-frequency passive seismic survey in an urban setting in Germany. 71st EAGE meeting Expanded Abstracts.
- Goffe, W. L., Ferrier, G. D., and Rogers, J. 1994. Global optimisation of statistical functions with simulated annealing: *J. Econometrics*, Vol. 60, 65–100
- Goodway, B., Chen, T. and Downton, J. 1997. Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé's Petrophysical Parameters. Expanded Abstracts, CSEG Convention.
- Greenberg, M.L. and Castanga, J.P. 1992. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications. Vol. 40, 195-209
- Gregory, A.R., Gardner, L.W. and Wyllie, M.R.J. 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*. Vol. 21. 41-70
- Gregory, A.R. 1977. Aspects of rock physics from laboratory and log data that are important to seismic interpretation. *Seismic Stratigraphy Application to Hydrocarbon Exploration*, AAPG, 15-46
- Gürgey, K. 2009. Geochemical overview and undiscovered gas resources generated from Hamitabat petroleum system in the Thrace Basin, Turkey. *Marine and Petroleum Geology*. Vol. 26, 1240-1254
- Hamilton, E.L. 1956. Low sound velocities in high porosity sediments, *Journal of the Acoustical Society of America*, Vol. 28, 16–19.
- Han, D., Nur, A. and Morgan, D. 1986. Effect of porosity and clay content on wave velocity in sandstones, *Geophysics*, Vol. 51, 2093-2107
- Hansen, T., Mosegaard K., and Cordua, K. 2008. Using geostatistics to describe complex a priori information for inverse problems. Presented at Eighth International Geostatistics Congress, GEOSTATS, 329–338
- Hampson, DP., Schuelke, J.S. and Quirein, J.A. 2001. Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data, *Geophysics*, Vol.66, No.1, 220-236.
- Hardage, B.A. and Remington, R.L. 1999. 3-D seismic stratal-surface concepts applied to the interpretation of a fluvial channel system deposited in a high-accommodation environment. *Geophysics*. Vol. 64, No. 2, 609–620.
- Hilterman, F.J. 1984. *Seismic Exploration Modeling Course Notes*, Geophysical Development Corporation.

- Holzner, R., Eschle, P., Zurcher, H., Lambert, M., Graf, R., Dangel, S. and Meier, P.F. 2005. Applying microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs. *First Break*, Vol. 23, 41-46.
- Holzner, R., Eschle, P., Dangel, S., Frehner, M., Narayanan, C. and Lakehal, D. 2009. Hydrocarbon microtremors interpreted as nonlinear oscillations driven by oceanic background waves. *Communications in Nonlinear Science & Numerical Simulation*, Vol. 14, 160–173
- Inman, R.J. 1975. Resistivity inversion with Ridge Regression. *Geophysics*, Vol. 40, No.5, 798-817
- Jackson, D.D. 1972. Interpretation of Inaccurate, Insufficient and Inconsistent Data. *Geophys. J. R. Astr. Soc.* Vol. 28, 97-109
- Jackson, D.D. 1979. The use of a Apriori Data to Resolve Non-uniqueness in Linear Inversion, *Geophys. J. R. Astr. Soc.* Vol. 57, 137-157
- Jansen, K. 2005. Seismic Investigation of Wrench Faulting and Fracturing At Rulison Field, Colorado (Master's Thesis), Colorado School Of Mines, Boulder, CO
- Jupp, B.L.D. and Vozoff. K. 1975. Stable Iterative Methods for the Inversion of Geophysical Data. Vol. 42, No.3, 957-976
- Kasar, S., Bürkan, K., Siyako, M. ve Demir, O. 1983. Tekirdağ- Şarköy-Keşan-Enez bölgesinin jeolojisi ve hidrokarbon olanakları. TPAO Arama Grubu Rapor No: 1771, Ankara
- Katebi, H., Hosseini, S.K., Sadeghi, H. and Seyyedini, S.H. 2011. An investigation on low-frequency passive seismic waves as a hydrocarbon indicator in SW-Iran. 10th SEGJ International Symposium, 1-4
- Knott, C.G. 1899. Reflection and refraction of elastic waves, with seismological applications. *Phil. Mag.*, Vol. 48, 64–97
- Koefoed, O. 1955. On the effect of poisson's ratios of rock strata on the reflection coefficients of plane waves. Vol.3, No. 4, 381-387.
- Lambert, M., Schmalholz S.M., Saenger E.H. and Podladchikov Y.Y. 2007. Low-frequency anomalies in spectral ratios of single-station microtremor measurements: Observations across an oil and gas field in Austria, 77th SEG meeting Expanded Abstracts, 1352–1356
- Lambert, M.A., Schmalholz S.M., Saenger E.H., and Steiner B. 2008. Low-frequency microtremor anomalies at an oil and gas field in Voitsdorf, Austria, *Geophysical Prospecting*, doi:10.1111/j.13652478.2008.00734.x.
- Lambert, M.A., Schmalholz S.M., Saenger E.H. and Steiner B. 2009, Low-frequency microtremor anomalies at an oil and gas field in Voitsdorf, Austria., *Geophysical Prospecting* Vol. 57, 393–411.
- Lambert, M.A., Nguyen T., Saenger E.H. and Schmalholz S.M. 2011. Spectral analysis of ambient ground-motion: Noise reduction techniques and a methodology for mapping horizontal inhomogeneity. *Journal of Applied Geophysics*, Vol. 74, 100-113

- Lancaster, S. and Whitcombe, D. 2000. Fast-track coloured inversion, SEG Technical Programme Expanded Abstracts, 1572-1575.
- Lavergne, M. 1975. Pseudo-diagraphies de vitesses en offshore profond. Geophysical Prospecting, Vol.23, 695-711
- Lavergne, M. and Willm, C. 1977. Inversion of seismograms and Pseudo velocity Logs. Geophysical Prospecting, Vol. 25, No.2, 231-250.
- Leiphart, D.J. and Hart, B.S. 2001. Comparison of Linear Regression and a Probabilistic Neural Network to Predict Porosity from 3-D Seismic Attributes in Lower Brushy Canyon Channeled Sandstones, Southeast New Mexico. Geophysics, Vol. 66, 1349-1358.
- Levenberg, K. 1944. A Method for the Solution of Certain Problems in Least Squares. Quart. Appl. Math. 2, 164-168
- Liu, Z. and Liu, J. 1998. Seismic- controlled nonlinear extrapolation of well parameters using neural networks, Geophysics, Vol.63, No.6, 2035-2041.
- Lopes, A.E. and Dan L.C Nunes, 2010, Pitfalls of tremor-like signal for hydrocarbon exploration in producing oil fields in Potiguar Basin, northeast Brazil. The Leading Edge, Vol.29, 826.
- Mack, G.H. 1984. Exceptions to the relationship between plate tectonics and sandstone composition. Journal of Sedimentary Petrology, Vol. 54, 212–220.
- Mallick, S. 1995. Model-based inversion of amplitude-variation-withoffset data using a genetic algorithm. Geophysics. Vol 60, 939–954.
- Martini, F., Lokmer, I., Jonsdottir, K., Barros De, L., Möllhoff, M., Bean, J. C., Hauser, F., Doherty, J., Ryan, C., Mongan, J. 2012. A passive low- frequency seismic experiment in the Albertine Graben, Uganda. Geophysical Prospecting, Vol. 61, 39-61
- Marquardt, D. 1963. An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters. SIAM J. Appl. Math. 11, 431-441
- Mavko, G. and Mukerji, T. 1995. Seismic pore space compressibility and Gassmann's relation. Geophysics, Vol. 60, 1743-1749.
- Mavko, G., Mukerji, T. and Dvorkin, J. 1998. The Rock Physics Handbook. Tools for Seismic Analysis in Porous Media. Cambridge, New York.
- McCaughey, M. and Singh, S.C. 1997. Simultaneous velocity and interface tomography of normal-incidence and wide-aperture seismic travelttime data. Geophysical Journal International. Vol. 131(1), 87–99.
- McNamara, E. D. and Buland, P. R. 2004. Ambient Noise Levels in the Continental United States. Bulletin of the Seismological Society of America, Vol. 94, No. 4, 1517-1527
- Menke, W. 1984. Geophysical data analysis: discrete inverse theory, Academic Press, San Diego.
- Mindlin, R.D. 1949. Compliance of bodies in contact, Journal of Applied Mechanics, Vol. 16, 259-268.

- Mora, P. 1987. Nonlinear two-dimensional elastic inversion of multioffset seismic data. *Geophysics*. Vol. 52, No. 9, 1211-1228
- Nakamura, Y. 1989. A method for dynamic characteristics estimation of subsurface using microtremor on the ground surface. *Quarterly Report Railway Technical Research Institute*, Vol. 30, 25–30.
- Neumann, G. 1981. Determination of lateral inhomogeneities in reflection seismic by inversion of travelttime residuals. *Geophysical Prospecting*, Vol. 29, No. 2, 161-177
- Nguyen, T.T., Saenger, E. H., Schmalholz, S. M. and Artman, B. 2008. Earthquake triggered modifications of microtremor signals above and nearby a hydrocarbon reservoir in Voitsdorf, Austria. 70th EAGE Conference and Exhibition.
- Nulton, J. D. and Salamon, P. 1988. Statistical mechanics of combinatorial optimization: *Phys. Rev. A. Gen. Phys.* Vol. 37, 1351-1356
- Nur, A., Mavko, G., Dvorkin, J. and Galmudi, D. 1998. Critical porosity: A key to relating physical properties to porosity in rocks. *The Leading Edge*, Vol. 17, No. 3, 357-362
- Oldenburg, D. W., Scheuer, T. and Levy, S. 1983. Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms. *Geophysics*, Vol. 48, 1318–1337.
- Oristaglio, M.L. and Worthington, M.H. 1980. Inversion of surface and borehole electromagnetic data for two-dimensional electrical conductivity models. *Geophysical Prospecting*, Vol. 28, No. 4, 633-657
- Ostrander, W.J. 1984. Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence, *Geophysics*, Vol. 49, No. 10, 1637-1648.
- Özcan, E., Less, G.Y., Okay, A.İ., Baldi-Beke, M., Kollanyi, K. & Yılmaz, İ.Ö. 2010. Stratigraphy and larger foraminifera of the Eocene shallow-marine and olistostromal units of the southern part of the Thrace Basin, NW Turkey. *Turkish Journal of Earth Sciences*, Vol.19, 27–77.
- Özdemir, H., Hansen, J.W. and Tyler, E. 2006. Rock and reservoir parameters from pre-stack inversion of surface seismic data, *First Break*, Vol. 24, 83-87
- Özdemir, H., Flanagan, K. and Tyler, E. 2009. Lithology and hydrocarbon mapping from multicomponent seismic data. *Geophysical Prospecting*, Vol. 58, No. 2, 297-306
- Özdemir, H. 2009. Unbiased deterministic seismic inversion: more seismic, less model. *First Break*, Vol. 27(11), 43-50.
- Özdemir, H., Flanagan, K. and Tyler, E. 2010. Lithology and Hydrocarbon mapping from multicomponent seismic data. *Geophysical Prospecting*. Vol. 58, 297-306
- Pan, G. S., Young, C. Y., and Castagna, P. C., 1990. Sensitivity and resolution of a target-oriented prestack elastic inversion. 60th Ann. Internal. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstract. 1173-1176

- Pedersen, S. I., Randen, T., Sonneland, L., and Steen, O. 2002, Automatic 3D Fault Interpretation by Artificial Ants, 64th Meeting, EAEG Expanded Abstracts, G037.
- Pennington, D.W. 2001. Reservoir Geophysics. *Geophysics*, Vol. 66, No. 1, 25-30
- Perinçek, D. 1987. Seismic characteristics of the wrench fault zone in the Thrace Basin. *Proceedings of 7th Turkish Petroleum Congress*. 11-21.
- Perinçek, D. 1991. Possible strand of the North Anatolian Fault in the Thrace Basin, Turkey – An interpretation. *AAPG Bulletin*, Vol. 75, 241–257.
- Picket, G.R. 1963. Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *J. Can. Petr. Tech.* Vol. 15, 659-667
- Pigott, J.D. and Tadepali, S.V. 1996. Direct Determination of Elastic Reservoir Porosity and Pressure from AVO Inversion. Annual Meeting Technical Programme, Expanded Abstract. SEG, Tulsa.
- Prskalo, S. 2004. Application of relations between seismic amplitude, velocity and lithology in geological interpretation of seismic data, *Journal of Hungarian Geomathematics*, Vol. 2, 51-68
- Ødegaard, E. and Avseth, P. 2003. Interpretation of elastic inversion results using rock physics templates, 65th EAGE-Expanded Abstracts.
- Rahmani, A., Belmokhtar, A. Murineddu, J. Khazanehdari, J. English, H. Roumane, B. 2006. The art of seismic inversion – an example from Erg Chouiref, Algeria. Vol. 25, No. 1, 264-268.
- Robinson, E.D. Regional and petroleum geology of the Black Sea and surrounding region. *AAPG* Vol. 68, 115–128.
- Rode, E. D., Nasr, H., Makhous, M. 2010. Is the future of seismic passive? *First Break*, Vol.28, 77–81.
- Ross, C.P. 2002. Comparison of popular AVO attributes, AVO inversion, and calibrated AVO predictions. *The Leading Edge*, Vol. 21, No. 3, 244-252.
- Röth, G. and Tarantola, A. 1994. Neural networks and inversion of seismic data. Vol.99, 6753-6768
- Rummerfeld, B.F. 1954. Reflection quality, a fourth dimension. *Geophysics*, Vol. 19, No. 4, 684-694
- Rutherford, S.R. and Williams, R.H. 1989. Amplitude versus offset variations in gas sands. *Geophysics*, Vol. 54, No. 6, 680-688.
- Rached, G.R. 2006. Surface passive seismic in Kuwait. *EAGE Workshop on Passive Seismic Exploration and Monitoring Applications*, A27.
- Rusell, B. 2009. *CGGVeritas-Hampson-Russell Software LTD*, Vol. 34, No. 06.
- Roy, A., Perez, R. and Marfurt, K.J. 2011. Formation Evaluation of Barnett Shale by Kohonen Self Organizing Maps, An Example from North East Fort Worth Basin: *AAPG*

- Russel, I.B. 2013. A Gassmann-consistent rock physics template. CSEG Recorder, June Issue, 22 – 30.
- Saadatmand, R.M., Moradi, A., Hashemi, H. 2013. Passive seismic survey on the Darquain oil field. Journal of Tehys, Vol.1, No:3, 215-224
- Saenger, E.H., Torres, A., Rentsch, S., Lambert, M., Schmalholz, S. M. and Hernandez, E. M. 2007. A hydrocarbon microtremor survey over a gas field: Identification of seismic attributes. SEG Technical Program Expanded Abstract, 1277-1281
- Saenger, E.H., Schmalholz, S.M., Lambert, M.A., Nguyen, T.T., Torres, A. and Metzger, S. 2009. A passive seismic survey over a gas field: Analysis of low-frequency anomalies. Geophysics, Vol. 74, O29–O40.
- Sakinç, M., Yaltrak, C. & Oktay, F.Y. 1999. Palaeogeographical evolution of the Th race Neogene Basin and the TethysParatethys relations at northwestern Turkey (Th race). Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. Vol.153, 17–40.
- Salamon, P., Nulton, J., Robinson, J., Pedersen, J. M., Ruppeiner, G. and Liao, L. 1988. Simulated annealing with constant thermodynamic speed. Comp. Phys. Comm. Vol. 49, 423-248
- Sandham, W. and Leggett, M. 2003. Geophysical Applications of Artificial Neural Networks and Fuzzy Logic. ISBN 10: 1402017294
- Sen, M.K. and Stoffa, P.L. 1991. Nonlinear one-dimensional seismic waveform inversion using simulated annealing. Geophysics. Vol. 56, No. 10, 1624-1638
- Sen, M. K., and Stoffa, P. L. 1992. Rapid sampling of model space using genetic algorithms, examples from seismic waveform inversion. Geophys. J. Internat. Vol. 108, 281–292
- Shuey, R.T. 1985. A simplification of the Zoeppritz equations, Geophysics, Vol. 50, No. 4, 609-614
- Singleton, S., 2009. The effects of seismic data conditioning on prestack simultaneous impedance inversion. The Leading Edge-June, 260-267
- Siyako, M. 2005. Trakya ve yakın çevresinin Tersiyer stratigrafisi, TPAO Arama Dairesi Arşivi, Teknik rapor no: 4608
- Siyako, M. and Huvaz, O. 2007. Eocene stratigraphic evolution of the Thrace Basin, Turkey. Vol. 198. 75-91
- Smith, G.C. and Gidlow, P.M. 1987. Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. Geophysical Prospecting, Vol. 35, No.9, 993-1014.
- Suntsov, S., Makris, K., Christodoulides, D., Stegeman, G., Hache, A., Morandotti, R., 2006. Observation of discrete surface solitons, Phys. Rev. Lett. Vol.96.
- Sümengen, M., Terlemez, İ., Şentürk, K., Karaköse, C., Erkan, E., Ünay, E., Gürbüz, M. ve Atalay, Z. 1987. Gelibolu Yarımadası ve güneybatı Trakya Tersiyer havzasının stratigrafisi, sedimantolojisi ve tektoniği. Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, yayınlanmamış teknik rapor, 8218.

- Sünnetçioğlu, M. ve Siyako, M. Trakya Havzası Tersiyer İstifinin Önemli Seviyelerinin Sismik Cevapları, Kuyu Logu özellikleri ve Jeolojik Anlamları. 2010. TPAO yayınlamamış raporu.
- Steiner, B., Saenger, E. H. and Schmalholz, S.M. 2008. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. *Geophysical Research Letters*, Vol. 35.
- Şengör, A.M.C. 1979. Mid-Mesozoic closure of Permo - Triassic: Tethys and its implications. *Nature*, Vol. 279, 590 - 593.
- Şengör, A.M.C. ve Yılmaz, Y. 1981. Tethyan evolution of Turkey : A plate tectonic approach. *Tectonophysics*, Vol. 75,181 - 241.
- Tarantola, A. 1986. A strategy for nonlinear elastic inversion of seismic reflection data. *Geophysics*. Vol. 51. No. 10, 1893-1903
- Temel, R.Ö. and Çiftçi, N.B. 2002. Stratigraphy and depositional environments of the Tertiary sedimentary units in Gelibolu peninsula and islands of Gökçeada and Bozcaada (Northern Aegean Region). *TAPG Bull.* Vol.14, 17–40.
- Timoshenko, S.P. and Goodier, J.N. 1934. *Theory of Elasticity*. McGraw-Hill Book Company
- Todd, P. 1986. Isolation, display and interpretation offset dependent phenomena in seismic reflection data using offset to depth tangent partial stacking, M. A., Univ. Texas Austin
- Toksöz, M.N., Cheng, C.H. and Timur, A. 1976, Velocities of seismic waves in porous rocks, *Geophysics* **41**, 621–645.
- Turgut, S. Türkaslan, M. Perinçek, D. 1991. Evolution of the Thrace sedimentary basin and its hydrocarbon prospectivity. In A. M. Spencer, *Generation, Accumulation and Production of Europe's Hydrocarbons*. Vol 1, 415-437
- Turgut, S. and Eseller, G. 2000. Sequence stratigraphy, tectonics and depositional history in Eastern Thrace Basin, NW Turkey. *Marine and Petroleum Geology*, 17, 61-100.
- Türkecan, A. ve Yurtsever, A. 2002. Geological map of Turkey, İstanbul. 1: 500 000 ölçekli Türkiye Jeoloji Haritası Serisi. Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, Ankara.
- Unal, A.T. 1967. Trakyanın jeolojisi ve petrol imkanları. TPAO Raporu, No. 391
- Ünlü, T., Gürsel, M.M., Apatay, E., Selek, B., Baytok, S. ve Kaypak, B. 2007. Umurca (Lüleburgaz) Doğal Gaz Sahasında Yapılan Mikrotremör Ölçümleri ve İlksel Sonuçları, 4. Uluslararası Deprem Mühendisliği ve Sismoloji Konferansı, Eskişehir
- Walden, A.T. and White, R.E. 1984. On errors of fit and accuracy in matching synthetic seismograms and seismic traces, *Geophys. Prosp.*, Vol. 32, 871–891.
- Walker, D. 2008. Recent developments in low frequency spectral analysis of passive seismic data. *First Break*, Vol. 26, 69–77.

- Wiggins, R.A. 1972. The general linear inverse problem: Implication of surface waves and free oscillations for Earth structure. *Reviews of Geophysics*, Volume 10, Issue 1, 251-285
- White, R.E. 1980. Partial coherence matching of synthetic seismograms with seismic traces, *Geophys. Prosp.*, Vol. 28, 333-358.
- White, R. and Simm, R. 2003. Good practice in Well Ties, *First Break*, Vol. 21, 75-83
- Valloni, R. and Maynard, J.B. 1981. Detrital modes of recent deep-sea sands and their relation to tectonic setting: a first approximation. *Sedimentology*, Vol.28, 75-83
- Valloni, R. and Zuffa, G G. 1984. Provenance changes for arenaceous formations of the northern Apennines, Italy. *Geological Society of America Bulletin*. Vol. 95, 1035-1039
- Veeken, P.C.H. and Silva, M. D. 2004. Seismic inversion methods and some of their constraints. *First Break*, Vol. 22, 47-70
- Vernik, L. and Kachanov, M. 2010. Modeling elastic properties of siliciclastic rocks, *Geophysics*, Vol. 75, No.6, E171-E182.
- Xin-gang, C. and Han, D., 2009. Lithology and fluid differentiation using a rock physics template. *The Leading Edge*, Vol. 28, No.1, 60-65
- Yılmaz, Y. and Polat, A. 1998. Geology and Evolution of the Thrace Volcanism, Turkey. *Acta Vulcanologica*, Vol. 10, 293-3003
- Yin, H. 1988. Velocity in sand-clay mixture: Stanford Rock Physics Data.
- Yu, G. 1985. Offset-amplitude variation and controlled-amplitude processing. *Geophysics*, Vol. 50, No. 12, 2697-2708.
- Zoeppritz, K. 1919. Erdbebenwellen VIII B, Uber Reflexion and durchgang seismischer wellen duch unstetigkeitsflachen, *Gottinger Nachr.* Vol. 1, 66-84.



EKLER

EK 1 Kuyu Logları

EK 2 Elastik Parametreler

EK 1 Kuyu Logları

Sonik Logu (DT)

Sonik logu, ses dalgalarının formasyondan geçmesi için gerekli zamanın derinliğe göre kayıdır. Kaynaktan çıkan ses sinyali 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 hareketi sonucunda doğan 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 hesaplanır.

$$V_p = \sqrt{\frac{K+1.33\mu}{\rho}}$$

Ortamdaki parçacıkların, dalganın ilerlediği doğrultuya dik hareketi sonucunda doğan dalga çeşididir.

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

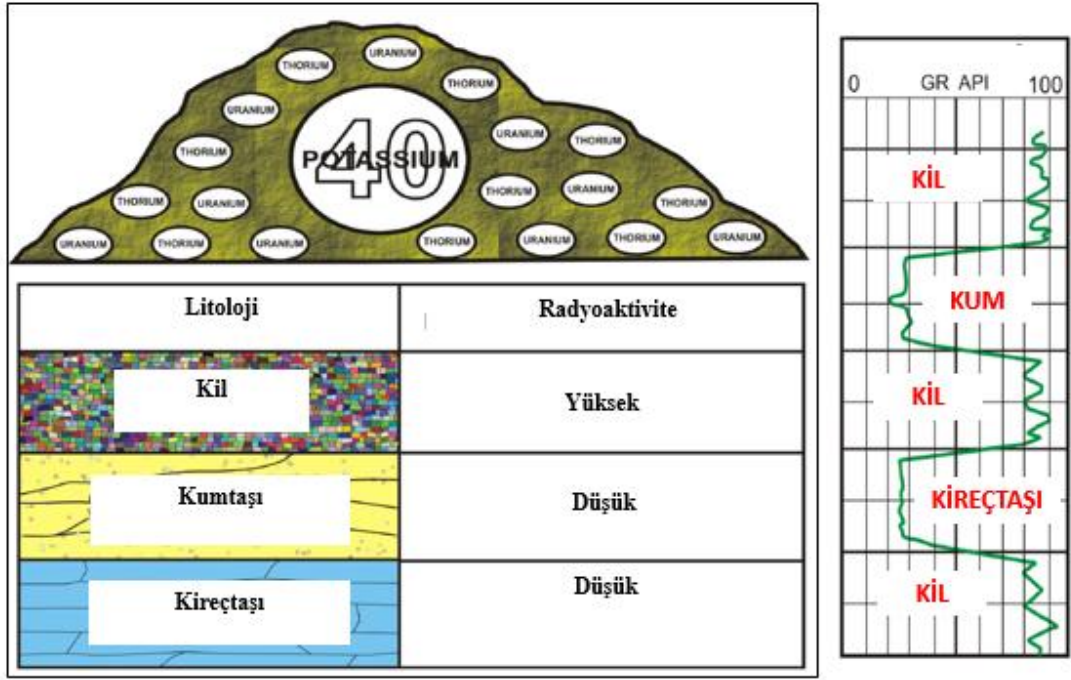
Sonik logunun ölçümü sırasında ses dalgalarının büyük bir enerji kaybına uğramasıyla büyük artışlar meydana gelebilir. Böyle bir durum ortamda dalgaların hızını yavaşlatan çimentolanmamış gevşek formasyonların, çatlaklı formasyonların, gazlı zonların ve tuz domlarının varlığına işaret edebilir. Sonik logu kullanılarak litolojilere ait porozite kestirimi yapılır.

Gamma Ray Logu (GR)

Gamma Ray logu, formasyonun doğal radyoaktivitesini ölçer. Doğadaki kayaçların bünyesinde bulunabilecek uranyum, toryum ve potasyum radyoaktif elementler devamlı olarak alfa, beta ve gamma ışınları yayarlar. Bunlar içerisinde sürekli enerjisini kaybeden gamma ışınları istatistiksel olarak sayılır. Böylece zamana bağlı olarak dedektöre ulaşan ışın sayısı değişir, ve log alım işlemi gerçekleşir. Radyoaktif elementler genellikle şeyl ve killer içinde konsantre olduğu için tortul kayaçlarda formasyondaki şeyl miktarını yansıtır. GR logu şeyl tabakasının belirlenmesinde, radyoaktif minerallerin bulunmasında, kömür tabakası gibi radyoaktif olmayan minerallerin bulunmasında kullanılır. Diğer taraftan uzun süre üretim yapan eski kuyularda formasyon suyunun büyük oranlarda geçtiği zonlarda radyoaktivite artar. Bu tip zonların belirlenmesinde kullanılır. Kuyu çapından çok fazla etkilenmemesi nedeniyle litolojik belirlemeler için kullanılması elverişlidir. En büyük özelliklerinden bir diğeri de muhafaza borusu içerisinde alınabilen bir logdur bu nedenle korelasyon amacıyla da kullanılır. Şeyl hacminin hesabı için (V_{sh}) log üzerinde herhangi bir noktanın değeri, en temiz kısımdaki GR değeri ve en killi kısımdaki GR değeri ile aşağıdaki eşitliği kullanılır;

$$V_{sh} = (GR_{log} GR_{temiz}) / (GR_{şeyl} GR_{temiz})$$

Farklı formasyonlar içerisinde GR kuyu logunun değişimi şekil 1’de verilmiştir.



Şekil 1 GR kuyu logunun formasyonlarda davranışı

Kaliper Logu (CALI)

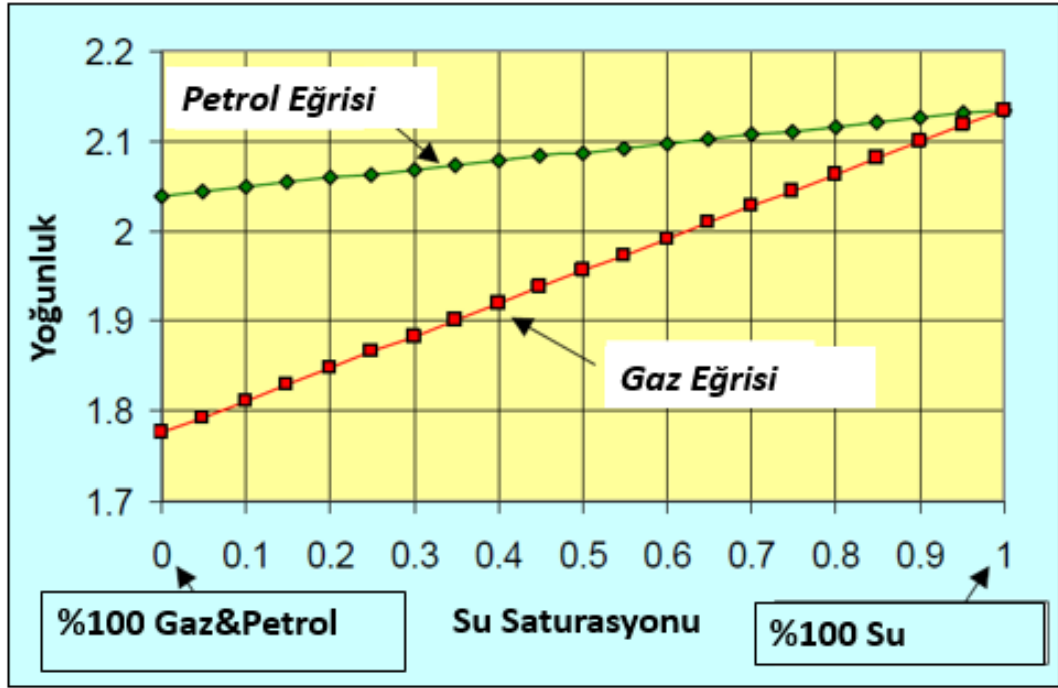
Kaliper logu ile kuyu çapı ölçümü yapılır. Eğer kaliper okumaları matkap çapından daha büyükse kuyu çapındaki genişlemeler, yıkılmalar ve çatlak etkisi belirlenebilir. Dolayısıyla kaliper logu davranışı oldukça önemlidir; kuyu çapının log boyunca hangi aralıklarda değiştiğini gösterdiği için verilerin güvenli olduğu aralıkları belirlememizi sağlar. Diğer taraftan, kuyuda alınan diğer logların yorumlanmasında, kuyu şartları için yapılan düzeltmelerde, direkt olarak kuyu çapını verdiği için kuyu iç hacminin hesaplanmasında, çamur kekini gösterdiği için kuyu iç hacminin hesaplanmasında kullanılabilir.

Yoğunluk Logu (RHOB)

Kuyu logu aleti formasyon içine 1.0 - 0.75 mev enerjili gamma ışınları göndererek çarpışma olayını gerçekleştirir. Çarpışma olayı sonrası gamma ışınları enerjilerinin bir kısmını kaybederler.

Formasyon yoğunluğu fazla ise formasyona gönderilen gama ışınları daha çok enerji kaybedeceğinden dedektörler tarafından sayılan gama ışın sayısı azalacak ve matriks yoğunluğu (gm/cc) yüksek olacaktır, bu durum matrikste düşük porozite olduğunu gösterir.

Kısaca gama ışın sayısı ve porozite azaldıkça yoğunluk artacaktır. Ölçümü etkileyen faktörler hidrokarbon etkisi, şeyl etkisi ve basınç etkisidir. Poroz bir kayaca petrol ve gaz eklenmesiyle yoğunluğun doğrusal olarak azaldığı Şekil 2’de görülmektedir. Yoğunluk logu; porozitenin belirlenmesi, litolojik yorumlamalar, gazlı zonların belirlenmesinde şeyl hacminin ve çatlaklı zonların bulunmasında kullanılır.



Şekil 2 Yoğunluk üzerinde petrol-gaz etkisi

Nötron Porozite Logu (NPHI)

Ortama yüksek enerjili nötronlar gönderen radyoaktif bir kaynak mevcuttur. Nötronlar ortamdaki hidrojen atomları ile sürekli çarpışarak enerji kaybederler. Log alım sürecinde, enerjilerini kaybeden nötronlar sayılır. Su doygunluğu hesabı için gerekli

porozite bilgisinin sağlanmasında, diğer loglarla birlikte kullanılarak litoloji tayini yapılmasında, hidrokarbon yoğunluğunun belirlenmesinde, diğer porozite loglarıyla birlikte kullanılarak gazlı zonların belirlenmesinde ve şeyl hacminin belirlenmesinde kullanılır. Yoğunluk- Nötron logunun birbirlerine karşı ters şekilde davranmaları durumunda gazlı-petrollü zonlar belirlenebilir . Nötron logu kuyu çapından büyük ölçüde etkilenmez, düşük gözenekli (şeyl) ve gazlı formasyonlarda iyi sonuç verir.

Elektrik Logları

Kuyuda iletken bir çamurun olmasıyla söz konusu loglar alınabilir. Bir rezervuar içerisinde litoloji porozite, permeabilite değerlerinde herhangi bir değişim olmaksızın resistivite değerlerinde düşme gözlenirse su zonuna girildiği düşünülür. Su, hidrokarbona kıyasla daha iletken olduğu için resistivite değerleri düşmektedir. Diğer bir açıklama ise formasyon içine dağılmış ağır metallerin olabileceğidir. Katman sınırlarının bulunmasında, hareketli hidrokarbon miktarının belirlenmesinde veya çatlaklı zonların belirlenmesinde kullanılabilir.

Geçirimsizlik (Permeabilite)

Bir rezervuar kaya için porozitenin yanısıra permeabilite (geçirimsizlik) de son derece önemli bir özelliktir. Geçirimsizlik bir kayacın bir akışkanı geçirtebilme kapasitesi olarak tanımlanır. Geçirimsizlik kayadaki gözeneklerin şekil ve boyutunun yanısıra gözenekleri birbirine bağlayan kanalların şekil ve boyutuna bağlı olarak değişiklik gösterebilir.

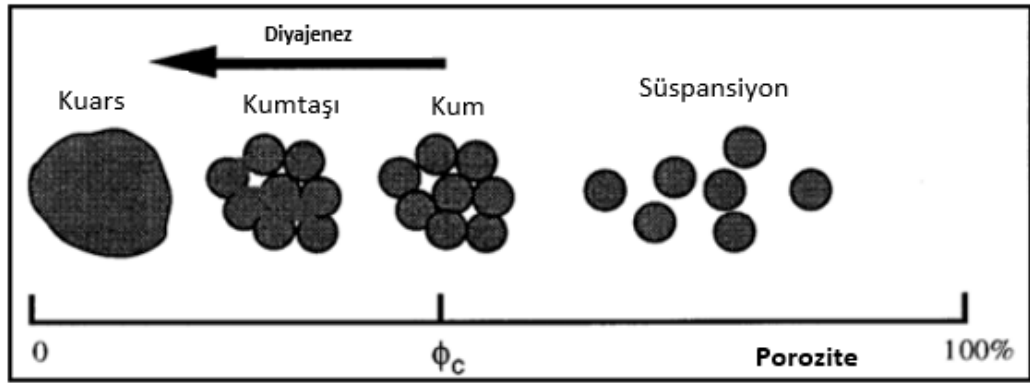
Spesifik Geçirimsizlik: Kayanın bütün gözenekleri akışkan ile doymuş ise

Efektif Geçirimsizlik: Kayanın gözenekleri % 100 tek bir akışkan ile doldurulmamış ise sözkonusu olan permeabilitedir.

Sıkılaşmamış bir çökeldeki dokusal parametreler(tane şekli, tane boyu, boylanma ve istiflenme) gözeneklilik ve geçirgenliği belirler.

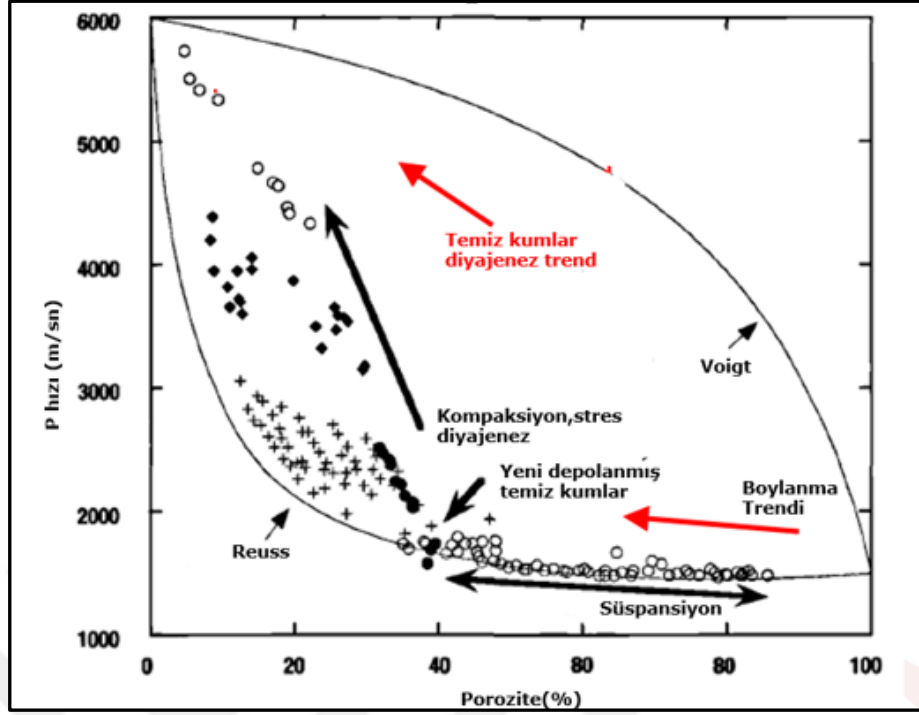
Gözeneklilik (Porozite)

Litolojinin ne olduğu, yani matriks parametreleri biliniyorsa log değerlerinden gerçek porozite hesaplanır. Eğer ortamda ikincil porozite yok ise, sadece sonik logdan porozite hesaplanır. Eğer formasyon temiz ve suya doygun ise tek başına yoğunluk ve nötron loglarında doğru porozite değeri vermektedir. Kayaçların porozite değerleri Nur (1998) çalışmasındaki kritik porozite değerine göre tanımlanır (Şekil 3).

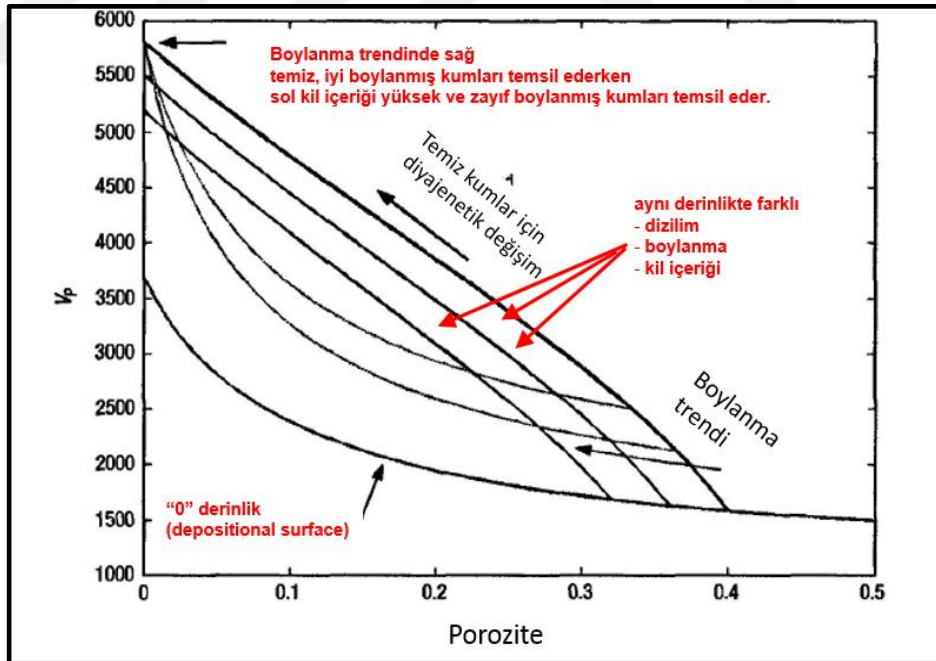


Şekil 3 Kritik porozitenin fiziksel tanımı (Nur vd. 1998)

Hız - porozite trendi kumtaşlarında yüksek çeşitlilik göstermekte ve çoğunlukla poroziteyi kontrol eden jeolojik işlemlere bağlı kalmaktadır. Voigt-Reuss yönteminde hız - porozite trendindeki eğimin yüksek olması diyajenetik işlemlere bağlı olarak porozitenin değişimi ile bağlantılıdır (Şekil 4). Kil miktarı ve boylanmaya bağlı porozite değişimleri ise daha az eğimli trendler vermektedir. Sedimentasyon kontrollü porozite değişimleri buna örnektir. Bu kontrole kimi zaman depolanma trendi adı da verilmektedir. Hashin-Shtrikman yöntemi yine yüksek sınır koşullarını diyajenez ile tanımlarken, düşük sınır koşullarını depolanma ve boylanma ile tanımlar. Voigt-Reuss sınır koşullarına göre daha dar bir band oluşturur (Şekil 5).



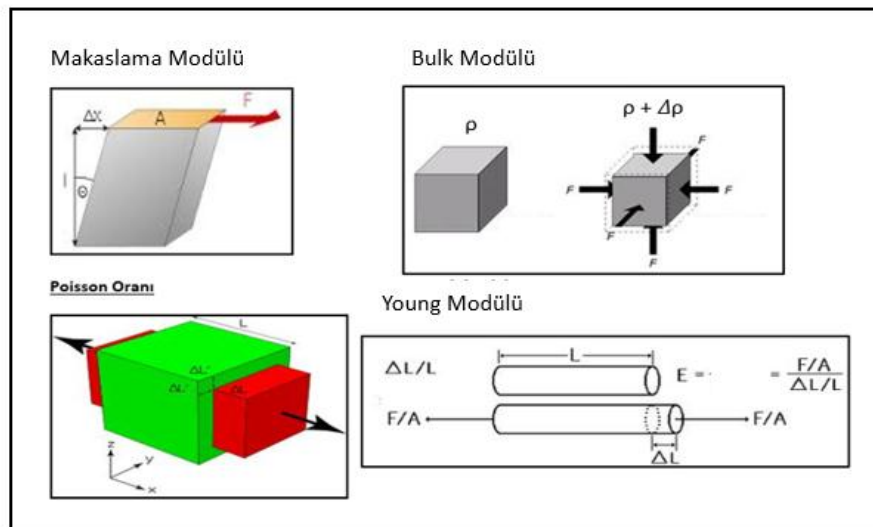
Şekil 4 Voigt-Reuss sınır koşulları (Hamilton 1956, Yin vd. 1988, Han vd. 1986)



Şekil 5 Hashin-Shtrikman Sınır Koşulları (Berryman 1993)

EK 2 Elastik Parametreler

Elastik dalga, yer içerisindeki yayılım doğrultusu boyunca etki ettiği kayacı sıkışma ve genişleme kuvvetleri etkisi altında bırakır. Kayaçta meydana gelen kuvvetlerin belirli sınırlar içerisindeki ilişkisi Hook Yasası ile tanımlanır ve buna göre gerilme ile yamulma arasındaki doğrusal bir eşitlik vardır. Gerilme ortadan kalkınca yamulma kaybolur madde orijinal haline geri döner. Gerilme ortadan kalktığına yamulma tamamiyle yok olmuyorsa deformasyon plastiktir. Viskos deformasyonda ise yamulma türü gerilme ile orantılıdır. Elastik parametreler maddelerin gerilme altındaki, deformasyon sonucu ve sonrasındaki davranışlarını belirleyen özelliklerini tanımlamaktadır. Makaslama Modülü, maddenin yüzeylerinde birbirine paralel ya da paralele yakın kuvvetler karşısındaki davranışını tanımlar. Bulk Modülü, maddenin hidrostatik basınç altında hacim değişikliğine karşı gösterdiği direncin ölçüsüdür. Poisson Oranı, maddenin uygulanan gerilme altında sıkıştırılabilirliğinin ölçüsüdür. Poisson oranı 0.5 olan örneğin su gibi bir materyal sıkıştırılmaz kabul edilir. Young Modülü, gerilme altında bir materyalin katılığını ve ne kadar zor deforme olduğunun göstergesidir. Bir başka deyişle gerilmenin yamulmaya oranıdır. Elastik parametrelerin şekil üzerinde gösterimi şekil 1’de verilmiştir. Kuyu logları ile hesaplanan elastik rezervuar parametreleri ($V_p/V_s, \rho, \lambda, \rho, \lambda, K$) gözenek sıvısına duyarlı kayaç parametreleridir. Gözenek sıvısı değiştiğinde değişiklik gösterir (Özdemir 2006).



Şekil 1 Elastik parametrelerin şekil üzerinde gösterimi (Prskalo 2004)

Deformasyon değişimlerine ait eşitlikler ve gerilme-yamulma ilişkisine bağlı elastik parametrelere ait denklemler aşağıda sırasıyla verilmiştir. Gerilme ve yamulmaya bağlı yüzeysel değişimlerin gösterimi ise şekil 2’de verilmiştir.

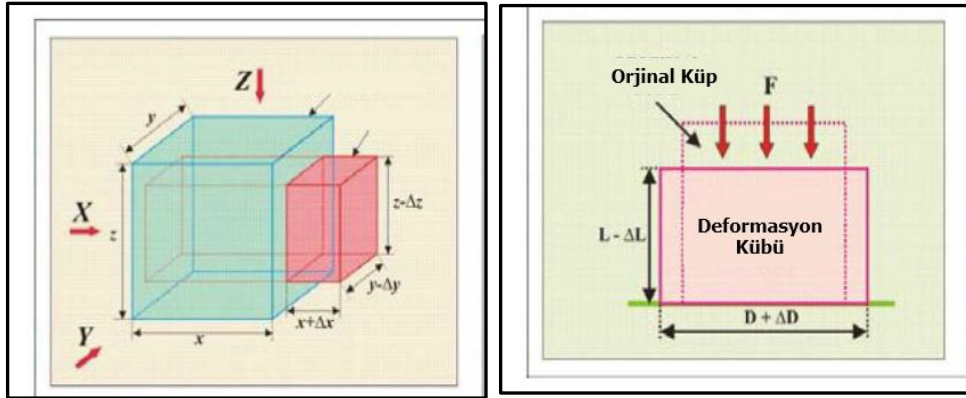
$$\text{Gerilme} = \sigma = \text{Kuvvet} / \text{Alan} = F / A$$

$$\text{Yamulma} = \epsilon = \text{Uzunluktaki değişim} / \text{Orjinal uzunluk}$$

Hooke teoremine göre gerilme (σ_{ij}) ve yamulma (ϵ_{ij}) arasında doğrusal bir ilişki mevcuttur ($\sigma_{ij} = c \epsilon_{ij}$).

Simetrik gerilme ve yamulma bileşenlerinin eşit olduğu kabulü yapılırsa ($\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$ ve $\epsilon_{ij} = \epsilon_{ji}$) izotrop elastik ortam için gerilme yamulma ilişkisi aşağıdaki eşitlik gibidir.

$$\sigma_{ij} = \lambda \delta_{ij} \epsilon_{\alpha\alpha} + 2\mu \epsilon_{ij}$$



Şekil 2 Gerilme ve yamulmaya bağlı yüzeysel değişimlerin gösterimi (Prskalo 2004)

$$\epsilon_{ij} = \frac{1}{E} [(1 + \nu)\sigma_{ij} - \nu\delta_{ij}\sigma_{\alpha\alpha}]$$

σ_{ij} ve ϵ_{ij} farklı yüzeylere denk gelen gerilme yamulma bileşenlerini ifade eder, eğer ‘i’ ile ‘j’ eşit değilse ile $\delta_{ij} = 0$ ile ifade eder.

$$K \text{ (Bulk Modulu)} = P / (\Delta V/V) = \frac{\sigma_{\alpha\alpha}}{3\varepsilon_{\alpha\alpha}} = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right)$$

$$\mu \text{ (Kesme Modulu)} = (F/A) / (\Delta x/h) = \frac{\sigma_{ij}}{2\varepsilon_{ij}}$$

$$E \text{ (Young Modulu)} = \Delta L/L = \frac{\sigma_{zz}}{\varepsilon_{zz}}$$

$$M \text{ (P dalgası Modulu)} = \rho V_p^2 = \frac{\sigma_{zz}}{\varepsilon_{zz}}$$

$$\nu \text{ (Poisson Oranı)} = - (\Delta W/W) / (\Delta L/L) = \frac{\sigma_{zz}}{\varepsilon_{zz}} = \frac{V_p^2 - 2 V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

$$\lambda = \rho (V_p^2 + 2V_s^2) = \frac{2}{3} \mu - K = \frac{2}{3} \rho V_s^2 - \rho (V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2)$$

$$\mu = \rho V_s^2$$

Elastik parametreler P-Empedans ve S-Empedans değerlerinden türetilerek yazılabilmektedir. Lambda (λ) ve Mu (μ) lame sabitleri olarak bilinir (Lame 1928) ; Lambda gözenek sıvısı hakkında bilgi edinmemizi sağlarken Mu litoloji göstergesidir.

$$AI \text{ (P-Empedans)} = V_p * \rho$$

$$SI \text{ (S-Empedans)} = V_s * \rho$$

$$\lambda\rho = AI^2 - 2SI^2, \quad \mu\rho = SI^2$$

$$\nu = \frac{\lambda\rho}{2(\lambda\rho + \mu\rho)}$$

$$K\rho = \lambda\rho + (2\mu\rho)/3$$

$$E\rho = 2\mu\rho(1+\nu)$$

Elastik parametrelerin belirli koşullar altında değişimi ise Şekil 3'de verilmiştir.

Artmasıyla	Vp	Vs	Yoğunluk	Sıkıştırılabilirlik	Katılık
Sıcaklık	↓	↓	—	↓	↓
Basınç	↑	↑	↑	↑	↑
Gözenek Basıncı	↓	↓	—	↓	↓
Porosite	↓	↓	↓	↓	↓
Kil İçeriği	↓	↓	—	↓	↓
Gaz Saturasyonu	↓	↑	↓	↓	↑

Şekil 3 Elastik parametrelerin belirli koşullar altında değişimi

Kayaç fiziği rezervuar jeolojisi, sıvı içeriği ve litoloji arasında ilişki kurulabilen önemli bir yöntemdir. Hız, yoğunluk, empedans ve Vp/Vs oranı gibi elastik parametreler rezervuar özellikleri ile ilişkili olduğu için rezervuar karakterizasyonu açısından önemlidir (Xin-gang Chi 2009). Aslında kayaç fiziği yıllarca dalga yayılımı üzerine odaklanmış ve laboratuvar koşullarında akustik analog loglar üretilmesi, belli tanecik boy ve boşluk koşullarında belirli sıvı içeriklerinde sismik hızların nasıl davrandığı üzerine çalışmıştır. Çeşitli mineroloji, porozite, tane boyularında sismik hızların nasıl değiştiği artık iyi bir şekilde bilinmektedir. Ayrıca, basınç ve sismik hızlar üzerine etkileride kapsamlı bir şekilde çalışılmıştır.

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Burcu SELEK

Doğum Yeri : Bitlis-Tatvan

Doğum Tarihi : 01.07.1983

Medeni Hali : Evli

Yabancı Dili : İngilizce

Eğitim Durumu (Kurum-Yıl)

Lise : Aydınlikevler Süper Lisesi (2001)

Lisans : Ankara Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü (2005)

Yüksek Lisans : Ankara Üniversitesi, Fen bilimleri Enstitüsü, Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı (2009)

Çalıştığı Kurum/Kurumlar ve Yıl

Türkiye Petrolleri Genel Müdürlüğü (Jeofizik Mühendisi) 2010 - ...

Yayınlar (SCI)

Baytok S., **Selek B.** and Özdemir H., 2017. Cross-equalization and prestack seismic inversion of time-lapse land seismic data, Central Thrace Basin, Turkey. TLE, Volume 36, No 7, 588-597

Uluslararası Kongre ve Sunumlar

Baytok S. and **Selek B.**, 2012. Undrained Liquid Gas Mapping From Time-laps Land Seismic Data, Thrace Basin, Turkey. Society of Exploration Geophysics (SEG), İstanbul

Selek B. 2014. Impact of Measured and Predicted Shear Wave Velocity Data on Prestack Inversion , Results of Land Seismic Time-Lapse Seismic Data, Thrace Basin, Turkey. Society of Exploration Geophysics (SEG), Denver, Colorado, USA

Selek B., Oren C., Baytok S., Kaypak B., Gürsel M., Ünlü T. And Apatay E., 2017. Investigation of Hydrocarbon Microtremors Using Low Frequency Passive Seismic

Method in a Gas Field, Thrace Basin, Turkey. 9th Congress of the Balkan Geophysical Society (BGS2017), Antalya, Turkey.

Selek B., Kaypak B., Baytok S. and Oren C., 2017. Determination of Gas Reservoir by Passive Seism

Ulusal Kongre ve Sunumlar

Selek B., Kaypak B., 2015. Petrol ve Doğal Gaz Rezervuarların Pasif Sismik Yöntemlerle Belirlenmesi. Ipetgas 27-29 Mayıs Sheraton Otel Ankara, Turkey
Kaypak B., Selek B., Baytok S., M. Gürsel, Ünlü T. ve Apatay E. 2016. Hidrokarbon yataklarının aranmasında yeni bir yöntem: Düşük Frekanslı Pasif Sismik Yöntem. Türkiye Petrolleri Adıyaman Bölge Müdürlüğü, Adıyaman

Ünlü T., Gürsel M., Apatay E., **Selek B.**, Baytok S., Kaypak B., 2017. Umurca Doğal Gaz Sahasında Yapılan Miktromor Ölçümleri ve İlk Sonuçları. 4. Uluslararası Deprem Mühendisliği ve Sismoloji Konferansı, 11-13 Ekim, Anadolu Üniversitesi, Eskişehir
ic Methods at Thrace Basin, Turkey. 22nd World Petroleum Congress, Istanbul

Yer Aldığı Tübitak Projeleri

Kuzey Batı Anadolu'nun Kabuk Yapısının Jeofizik Yöntemlerle Araştırılması Projesi
Bursiyer (01.07.2016-31.12.2010)

Trakya Bölgesi Umurca Doğal Gaz Sahası Rezervuar Özelliklerinin Düşük Frekanslı Pasif Sismik Yöntemle Araştırılması Projesi
Araştırmacı (15.05.2016-15.11.2016)