

**T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**SİSMİK YÖNTEMLE PETROL ARAMASI: MİYADİN,
DİYARBAKIR BÖLGESİNDE ÖRNEK BİR ÇALIŞMA**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Derya DURMAZ

Enstitü Anabilim Dalı : JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ
Tez Danışmanı : Prof. Dr. Levent GÜLEN

Kasım 2016

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

SİSMİK YÖNTEMLE PETROL ARAMASI: MİYADİN,
DİYARBAKIR BÖLGESİNDE ÖRNEK BİR ÇALIŞMA

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Derya DURMAZ

Enstitü Anabilim Dalı : JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ

Bu tez 24.11.2016 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile kabul edilmiştir.



Prof. Dr.
Levent GÜLEN
Jüri Başkanı



Yrd. Doç. Dr.
Günay BEYHAN
Üye



Prof. Dr.
Ömer Feyzi GÜRER
Üye

BEYAN

Tez içindeki tüm verilerin akademik kurallar çerçevesinde tarafımdan elde edildiğini, görsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçların akademik ve etik kurallara uygun şekilde sunulduğunu, kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapılmadığını, başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunulduğunu, tezde yer alan verilerin bu üniversite veya başka bir üniversitede herhangi bir tez çalışmasında kullanılmadığını beyan ederim.

Derya DURMAZ

24/11/2016

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans tez çalışmam ve lisans eğitimim süresince benden hiçbir zaman bilgi, tecrübe ve yardımlarını esirgemeyen, çalışmaktan onur duyduğum danışmanım Sakarya Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği Bölüm Başkanı Prof. Dr. Levent Gülen'e,

Çalışmamda gerekli olan verilerin kullanımını sağlayan Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Arama Dairesi Başkanlığı'na, orada bulunan ve tez çalışmamı şirketlerinde yapma imkanı sağlayan Abdulgani Eren, Doğan Tayfun Beşevli, Metin Gayret ve Mehmet Mutaftçılar'a,

Maddi ve manevi her konuda beni destekleyen, sonsuz sevgi, ilgi ve sabır gösteren sevgili aileme teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR	i
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ	v
ŞEKİLLER LİSTESİ	vi
TABLolar LİSTESİ	x
ÖZET	xi
SUMMARY	xii

BÖLÜM 1.

GİRİŞ	1
-------------	---

BÖLÜM 2.

İNCELEME ALANININ JEOLojİSİ	6
2.1. Hoya Formasyonu	6
2.2. Fırat Formasyonu	7
2.3. Şelmo Formasyonu	7
2.4. Bazalt	7

BÖLÜM 3.

MATERYAL VE METOD	9
3.1. Sismik Yöntemler	9
3.1.1. Sismik Kırılma Yöntemi	10
3.1.2. Sismik Yansıma Yöntemi	11
3.2. Yansımali Sismikte Temel Kavramlar	12
3.2.1. Boyuna dalgalar (P)	12
3.2.2. Enine dalgalar (S)	12
3.2.3. Rayleigh dalgası (R)	13
3.2.4. Love dalgaları (L)	13

3.2.5. Kaynak dalgacığı kavramı	13
3.2.6. Dalga yolu geometrisi ve genel kurallar	16
3.2.7. Çok katlamalı sismik	20
3.2.7.1. Düşey ayrımlılık (Rezolüsyon)	22
3.2.7.2. Fresnel zonu	22
3.2.8. Vibrosismik yöntem ve saha uygulamaları	23
3.2.8.1. Sweep sinyalinin özellikleri	23
3.2.8.2. Sweep sinyali ve kroskorelasyon S/N oranı özellikleri	25
3.2.8.3. Klauder dalgacığının özellikleri	27
3.2.8.4. Vibratörlerin çalışma prensipleri	29
3.3. 3 Boyutlu (3B) Sismik Veri Toplama Yöntemi	30

BÖLÜM 4.

ARAŞTIRMA VE BULGULAR	35
4.1. 3B Sismik Arazi Uygulaması	35
4.1.1. Çalışma alanımızda arazide kullanılan ekipmanlar	35
4.1.1.1. Vibratörle yapılan test çalışmaları	36
4.1.2. Mass (Link) kablo	40
4.1.3. Mass koruyucu lastik	40
4.1.4. Laux (X box=Line aqsution unit crossing)	41
4.2. Çalışma Alanındaki Veri İşlem Aşamaları	50
4.2.1. Örnek düzenleme	51
4.2.2. Veri yükleme	52
4.2.3. Geometri tanımlama	53
4.2.4. Kazanç uygulamaları	54
4.2.5. t^{Power} düzeltmesi	56
4.2.6. Kazanç uygulama (AGC)	56
4.2.7. İz dengeleme	59
4.2.8. İz ayıklama	59
4.2.9. Mute	60
4.2.10. Statik düzeltme	61

4.2.11. Dekonvolüsyon	62
4.2.12. F-K eğim filtreleri	65
4.2.13. Çentik bantlı filtre	65
4.2.14. Hız analizi	67
4.2.15. NMO düzeltmesi ve birleştirme	70
4.2.16. Yığma	71
4.2.16.1. 3B yığma örnekleri	73
4.2.17. Migrasyon	75
4.3. Yansıma Çalışmasının Yorumlaması	80
BÖLÜM 5.	
TARTIŞMA VE SONUÇ	81
KAYNAKLAR	84
ÖZGEÇMİŞ	86

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

CDP	: Ortak Derinlik Noktası
CMP	: Ortak Orta Nokta
G	: Gürültü
\dot{I}_c	: Kritik Açı
K	: Katlama Sayısı
NMO	: Normal Kayma Zamanı
R	: Yansıma Katsayısı
RMS	: Root Mean Square Hızı
S	: Sinyal
T	: Zaman
V_1	: 1. Tabakanın Hızı
V_2	: 2. Tabakanın Hızı
X	: Uzaklık

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Türkiye'deki petrol bölgelerine göre ruhsatların renkler bazında dağılımı.	3
Şekil 1.2. Diyarbakır çalışma sahasında yapılan çalışmalar	4
Şekil 2.1. Diyarbakır Miyadin sahasının jeoloji haritası	6
Şekil 2.2. Diyarbakır çalışma alanının stratigrafik kesiti	8
Şekil 3.1. Kaynaktan ara yüzeye gelen ışının ikinci ortamda normalden uzaklaşarak kırılması	10
Şekil 3.2. Alüvyon ortamında sismik hızlar	13
Şekil 3.3. Dinamit enerjisinin zaman içindeki davranışı	14
Şekil 3.4. Zaman ortamında delta fonksiyonu	14
Şekil 3.5. Nokta kaynaktan enerji dağılımı	15
Şekil 3.6. İdeal olarak kaynaktan çıkan dalgacığın zaman ve frekans ortamındaki görünüşü	16
Şekil 3.7. Huygens kuralı ve dalga önleri	17
Şekil 3.8. Snell yasasına göre bir ara yüzeye gelen dalga gösterimi	17
Şekil 3.9. Snell kanununa göre çok tabakalı ortamda yayılan dalga	18
Şekil 3.10. Kırılan dalga geometrisi	18
Şekil 3.11. Difraksiyon dalgaları	19
Şekil 3.12. Difraksiyon dalgalarının görünümü	19
Şekil 3.13. Sismik dalgaların uzaklık-zaman grafiği	20
Şekil 3.14. Sismikte fold hesabı	21
Şekil 3.15. Ortak yansıma noktası	22
Şekil 3.16. Fresnel zonu	23
Şekil 3.17. Linear giriş sinyali (sweep) ve parametreleri	25
Şekil 3.18. Down-sweep	25
Şekil 3.19. Up-sweep	25
Şekil 3.20. Cross-correlation öncesi sentetik sismik kayıtları	26
Şekil 3.21. Cross-correlation sonrası sentetik sismik kayıtları	26

Şekil 3.22. Giriş sinyalinin (sweep) otokorelasyonu	27
Şekil 3.23. Otokorelasyon dalgacının tanım, ayrımlılık, genişlik özellikleri	28
Şekil 3.24. Sweep band genişliği ile otokorelasyon sonucunun değişimi	29
Şekil 3.25. Vibratör sisteminin diyagramı	29
Şekil 3.26. Kütlenin üç boyutlu görünümü	31
Şekil 3.27. Yorumlamaya hazır 3 boyutlu verinin görünüşü. In-line, cross-line ve time sliceları aynı anda görmek mümkün	32
Şekil 3.28. (a) CMP yığma (b) İki boyutlu göç işlemi (c) Üç boyutlu göç işlemi ..	33
Şekil 4.1. Çalışma alanında vibroseisten bir görüntü	35
Şekil 4.2. 12-80 Hz 8 sn'ye ait frekans spektrumu	36
Şekil 4.3. 12-88 Hz 8 sn'ye ait frekans spektrumu	37
Şekil 4.4. 12-96 Hz 8 sn'ye ait frekans spektrumu	37
Şekil 4.5. 12-96 Hz 10 sn'ye ait frekans spektrumu	38
Şekil 4.6. 12-96 Hz 12 sn'ye ait frekans spektrumu	38
Şekil 4.7. Recorderın sahadan bir görüntüsü	39
Şekil 4.8. Mass kablunun sahadan görüntüsü.	40
Şekil 4.9. Mass koruyucu lastiğin bir görüntüsü	41
Şekil 4.10. Laux, laul ve bataryanın sahadan görüntüsü	41
Şekil 4.11. Diyarbakır 3B sahasında toplam atış ve alıcı hatlarının görüntüsü	43
Şekil 4.12. 3 Boyutlu bir çalışmada CMP Bin görüntüsü	44
Şekil 4.13. Tüm 3B saha içerisinde bir template görüntüsü	44
Şekil 4.14. 3 Boyutlu bir çalışmada swath ve salvo görüntüsü	45
Şekil 4.15. Diyarbakır Miyadin 3D sahasının fold dağılımı	46
Şekil 4.16. Bir "bin" üzerinden yansıyan izler	48
Şekil 4.17. Dar azimut dağılımı	48
Şekil 4.18. Geniş azimut dağılımı	49
Şekil 4.19. Sahanın ofset ve azimut dağılımı	49
Şekil 4.20. Çok kanallı sismikte veri işlem	50
Şekil 4.21. Çok kanallı sismikte veri işlem akışı	51
Şekil 4.22. Veri işlem aşamalarındaki örnek düzenleme görüntüsü	52
Şekil 4.23. Veri işleminde veri yükleme görüntüsü	53
Şekil 4.24. Alıcı geometrisi	53

Şekil 4.25. Atış geometrisi	54
Şekil 4.26. D-B doğrultulu hatta ait 12 numaralı atışın olduğu hattın gain uygulanmadan önceki görüntüsü	55
Şekil 4.27. D-B doğrultulu hatta ait 12 numaralı atışın olduğu hattın gain uygulandıktan sonraki görüntüsü	55
Şekil 4.28. K-G doğrultulu hatta ait 25 numaralı atış hattının bulunduğu sismik kesite kazanç uygulayarak gölge etkisinin giderilmesi ve izlerin belirginleştirilmesi	57
Şekil 4.29. D-B doğrultulu hatta ait 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40 numaralı atış hatlarının AGC uygulanmadan önceki çoklu görüntüsü	58
Şekil 4.30. D-B doğrultulu hatta ait 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40 numaralı atış hatlarının AGC uygulandıktan sonraki çoklu görüntüsü	58
Şekil 4.31. K-G doğrultulu hatta 17 numaralı atışın olduğu hattın, (a) Ham kayıt (b) Geometrik yayılma düzeltmesi (c) İz dengeleme görüntüsü	59
Şekil 4.32. K-G doğrultulu hatta 21 numaralı atış hattından iz ayıklama örneği gösterilmiştir	60
Şekil 4.33. D-B doğrultulu hatta ait 25 nolu atışın (a) Ham veri (b) Veriye offset artışı uygulanması (c) Veriye mute işlemi uygulanmış hali	60
Şekil 4.34. K-G doğrultulu hatta 36 numaralı atış hattına statik düzeltme uygulaması	61
Şekil 4.35. Dekonvolüsyon işlemi	62
Şekil 4.36. K-G doğrultulu hatta ait 5 nolu atışın sismik kesite ait iğnecik dekonvolüsyon işleminin uygulanması.	63
Şekil 4.37. K-G doğrultulu hatta ait 7, 8, 9, 10, 11, 12 nolu atış hatlarının dekonvolüsyon öncesi ve sonrası sismik kesitleri	63
Şekil 4.38. D-B doğrultulu hatta ait 29 numaralı atış hattına gain uygulaması	64
Şekil 4.39. D-B doğrultulu hatta ait 29 numaralı atış hattına gain uygulaması	64
Şekil 4.40. D-B doğrultulu hatta ait 21 numaralı atış hattının F-K eğim filtresi uygulandıktan sonra sismik kesitte meydana gelen değişim	65
Şekil 4.41. K-G doğrultulu hatta ait 13 numaralı atış hattına ait işlenmemiş veri ..	66
Şekil 4.42. K-G doğrultulu hatta ait 13 numaralı atış hattına ait çentik bantlı filtre uygulanmadan önceki veri	66

Şekil 4.43. K-G doğrultulu hatta ait 13 numaralı atış hattına ait çentik bantlı filtre uygulandıktan sonraki veri	67
Şekil 4.44. Hız seçimi	67
Şekil 4.45. 2100 m/sn değerindeki hız 1 seçimi	68
Şekil 4.46. 2300 m/sn değerindeki hız 2 seçimi	68
Şekil 4.47. 2500 m/sn değerindeki hız 3 seçimi	69
Şekil 4.48. 2700 m/sn değerindeki hız 4 seçimi	69
Şekil 4.49. 2800 m/sn değerindeki hız 5 seçimi	70
Şekil 4.50. Bir CDP toplaması üzerindeki NMO hiperbolleri	71
Şekil 4.51. Hiperbolik varış zamanı	72
Şekil 4.52. Yığma işlemi	72
Şekil 4.53. D-B 1 profiline ait yığma yapılmış kesit	73
Şekil 4.54. D-B 2 profiline ait yığma yapılmış kesit	74
Şekil 4.55. D-B 3 profiline ait yığma yapılmış kesit	74
Şekil 4.56. D-B 4 profiline ait yığma yapılmış kesit	75
Şekil 4.57. AB gerçek olgusu, CD görünür (zahiri) olgusunu meydana getirir	76
Şekil 4.58. K-G doğrultulu hatta ait 18 numaralı atış hattına ait migrasyon öncesi sismik kesit	77
Şekil 4.59. K-G doğrultulu hatta ait 18 numaralı atış hattına ait migrasyon sonrası sismik kesit	77
Şekil 4.60. Time-slice kesit	78
Şekil 4.61. K-G doğrultulu hatta ait 31 numaralı atış hattına ait poststack migrasyon	79
Şekil 4.62. K-G doğrultulu hatta ait 31 numaralı atış hattına ait prestack migrasyon	79
Şekil 5.1. Sismik çalışmalar sonucunda ortaya çıkan final kesit	82
Şekil 5.2. Miyadin çalışma alanımızdaki atbaşı görüntüsü	83

TABLULAR LİSTESİ

Tablo 3.1. 2B sismik ile 3B sismik arasındaki farklar görülmektedir	34
Tablo 4.1. Vibroseis ve dinamitin karşılaştırılması	39

ÖZET

Anahtar kelimeler: 3B Sismik Yansıma, Diyarbakır Miyadin, Petrol, Rezervuar, Sismik Kesit.

Son yıllarda dünyada ve ülkemizde hidrokarbon keşifleri önemli artış göstermektedir. Bu keşifler gerek ekonomik gerekse bulunduğu coğrafyalarda diğer ülkelere karşı siyasi üstünlük ve ekonomik önem açısından etkili rol oynamaktadır. Ülkemizde hidrokarbon enerji şirketleri (başta Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) tarafından son dönemde atılan aktif adımlarla beraber, gerek kara alanlarında gerekse deniz alanlarında çok ciddi araştırmalar ve çalışmalar yapılmaktadır.

Bu çalışma ülkemizin Güneydoğu Anadolu Bölgesi içerisinde yer alan Diyarbakır yöresinden TPAO'nun çeşitli tarihlerde almış olduğu veriler üzerinde gerçekleştirilmiştir. Diyarbakır yöresinde 1970'li yıllardan beri çok yoğun iki boyutlu sismik çalışmalar yapılmıştır. Yapılan bu çalışmalarda bölgede petrol rezervi açısından zengin bulgulara rastlanmış ve jeolojik yapılar yorumlanmış olup, bu yapıların uzanımını, doğrultularını ve olası petrol rezervin detaylı bir şekilde modellenmesi ve hesaplanması amacı ile üç boyutlu sismik çalışma yapılmasına karar verilmiştir. Bu durum göz önüne alınarak 2013 yılında Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Diyarbakır ilindeki Miyadin petrol sahasında, TPAO'nun bünyesinde bulunan sismik araştırma ekibi ile beraber sismik çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalarda ilk olarak bölgenin jeolojisi, tektoniği ve diğer özellikleri dikkate alınarak çalışmada kullanılacak olan parametreler ve saha dizayn özellikleri belirlenmiştir. Vibro kaynaklı üç boyutlu sismik veri toplanıp kalite kontrol işlemlerinden geçirilmiştir. Sismik yansıma verilerine çeşitli veri işlem basamakları uygulanarak sismik kesitler elde edilmiş, daha sonra elde edilen sismik kesitlerin detaylı yorumları yapılarak petrol rezervi olabilecek olası petrol kapanları belirlenmiştir. Sondaj çalışmaları neticesinde önerilen 2500m derinliğine sahip Şelmo Formasyonu'nda ekonomik olacak petrol bulgularına rastlanmış ve üretime başlanmıştır.

2013 yılında açılan sondaj kuyusundan %80 verim ile (%20 su oranı) günde 80 varil petrol üretimi gerçekleşirken, 2016 yılında su oranı artmış bulunup (%60-70 su oranı) günde 15 varil civarında üretim yapılmaktadır.

OIL EXPLORATION USING SEISMIC METHOD: A CASE STUDY IN MİYADİN, DİYARBAKIR

SUMMARY

Keywords: 3D Seismic Refraction, Diyarbakır Miyadin, Petroleum, Reservoir, Seismic Section.

In recent years, the World and our country witnessed a significant increase in hydrocarbon discoveries. These discoveries are found in regions where it plays an effective role in terms of both economic and political supremacy against other countries. In our country, hydrocarbon exploration companies (mainly in Turkey Petroleum Corporation) took many active steps together but still for many land and marine areas very serious research and study are needed.

This study was performed on the data TPAO have taken on various dates our country located in South Eastern Anatolia Region Diyarbakır region. Since the year 1970, Diyarbakır in the South-Eastern Anatolia region very detailed two-dimensional seismic has been done. In this study geological structure and their extensions are interpreted and it is found that this region is rich in oil reserves. The main purpose of three-dimensional studies is the modelling and calculation of probable oil reserves. Considering this situation in 2013 in Turkey's South-Eastern Anatolia region of Miyadin, district of Diyarbakır province oil field, seismic research team in the TPAO's body carried out seismic studies on site. In this study, first the geology, tectonic and other parameters of study are used to determine the field features. Vibro –induced three-dimensional seismic data has been collected and passed through a quality control process. Seismic sections are obtained by using various data processing steps of the seismic reflection then a detailed interpretation of the seismic sections is made to determine the oil trap and oil reserves. The recommended depth of Şelmo Formation is 2500m and if it is drilled for oil findings, the results will be economical.

15 barrels of oil are reproduced from drilled bore hole because of increasing rate water (%60-70 rate of water) per a day in 2016 while was being produced 80 barrels of oil with 80 percent of yield (%20 rate of water) per a day in 2013.

BÖLÜM 1. GİRİŞ

Jeofiziğin temel yöntemlerinden biri olan sismik yöntem, sismik dalgaların yayınımla ilgilenerek jeolojik verilerin yorumlanmasında geniş uygulama alanı bulmaktadır. Sismik yöntem, yer altı kaynaklarından özellikle petrol aramalarında yaygın olarak kullanılan bir jeofizik yöntemdir.

Hidrokarbon aramalarında yer içinin kesitinin çıkarılması, yer altı katmanlarının durumunun saptanması, yerin altının haritalanması ve açılacak kuyunun yerinin belirlenmesi gerekmektedir. Bu yüzden sismik yansıma ve sismik kırılma çalışmaları yapılmaktadır.

Hidrokarbonların aranmasında diğer önemli bir yenilik, kuyu logu tekniklerinin gelişimidir. İki Fransız Profesör Conrad ve Marcel Schlumberger, 1913 ve 1932 yılları arasında elektrik ve magnetik yöntemlerin kullanımı konusunda öncü olmuşlardır. 1927’de, bu iki kardeş Fransa’daki bir petrol alanındaki kuyuda elektrik öz direnç logunu almışlar ve sonraki on yılda yeni kuyu logu tekniklerinde öncü olmuşlar ve de kurdukları Schulumberger şirketi ile devasa petrol endüstrisi pazarında etkili olmuşlardır [1].

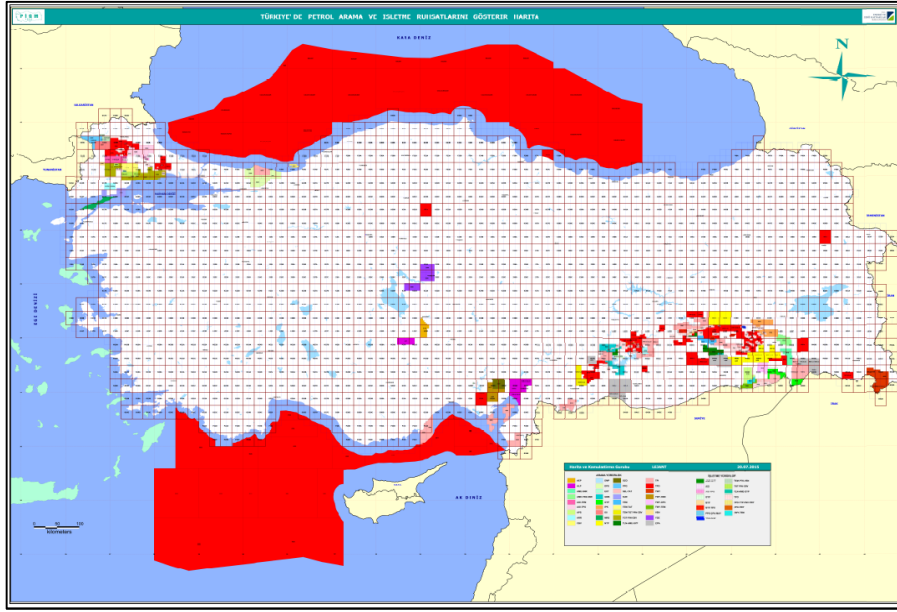
Sismik yansıma yönteminin ilk çalışmaları Reginalt Fessender tarafından 1913’te yapılan deniz derinliğinin belirlenmesine ve buz dağlarının saptanmasına yönelik çalışmalar olarak bilinmektedir. 1920’de Kacher tarafında geliştirilen ilk yansıma sismografi (jeofon) Oklahoma’da denenmiştir. Jeofonun ilk ticari kullanımı ise 1927’de güçlendirici tüp (vacuumtube amplifier) kullanılarak yine Oklahoma’da Maude sahasında “Geophysical Research Corporation” firması tarafından gerçekleştirilmiştir [2].

Petrol çok eski zamanlardan beri bilinmektedir. Bunun da nedeni petrolün bazı bölgelerde yeryüzüne kadar çıkarak petrol sızıntıları ve gölcükleri oluşturmasıdır.

Confucius (M.Ö. 600) yazılarında Çin'de birkaç yüz metre derinliklere ulaşan kuyulardan petrol elde edildiğinden bahsetmiştir. Tarihçi Herodotus (M.Ö. 450) yazılarında Tunus, İran ve bazı Yunan adalarında (Zachyntus) petrol sızıntılarının olduğunu belirtmiştir. Büyük İskender Hindistan'ı işgal ettiğinde (M.Ö. 326) Hindistan ordusunun filli birliklerini, yanan petrole batırılmış çaputlar sallayan süvari birlikleriyle dağıtmıştır [3].

Yine askeri amaçlı olarak kullanılan Yunan ateşi 668 yılında keşfedilmiş ve eski Yunan donanmasının bir numaralı silahı olmuştur. Yunan ateşi kireç, sülfür ve naftalin (petrol türevi) içermekte olup, nemli, sulu ortamlarda bile yanabilmektedir. Bu sayede yakılabilen düşman gemi ve donanmaları nedeniyle eski Yunanlılar Karadeniz ve Akdeniz'de önemli bir askeri ve ekonomik güç oluşturmuşlardır [3].

Ülkemizin kendi içerisindeki petrol arama çalışmaları Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yoğunlaşmıştır. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Perenco (Fransa) ve Madison (ABD) ile, Adana-Hatay Bölgesi'nde El-Paso (ABD) ile Trakya Bölgesi'nde ise Amity Oil (Avustralya) şirketleri ile ortak olarak arama çalışmalarını yürütmektedir (Şekil 1.1.).



Şekil 1.1. Türkiye'deki petrol bölgelerine göre ruhsatların renkler bazında dağılımı [4].

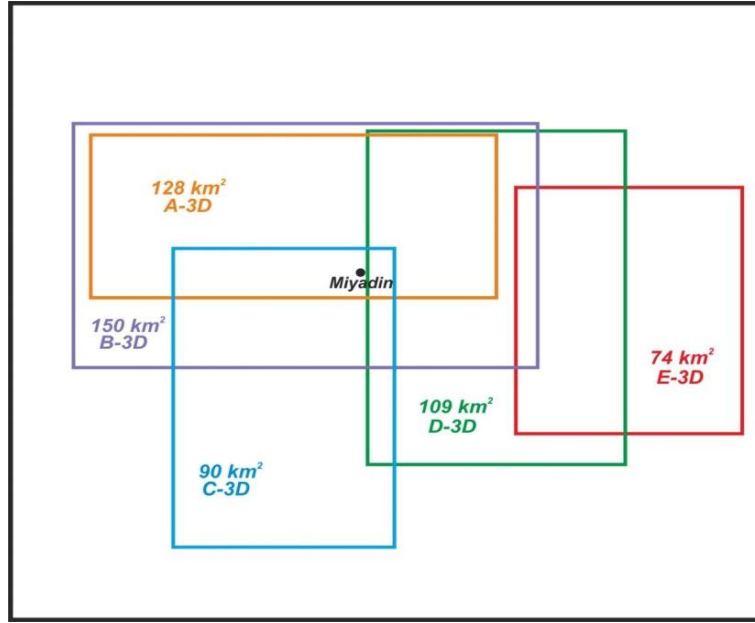
Diyarbakır bölgesinde 1970'li yıllardan beri çok yoğun iki boyutlu sismik çalışmalar yapılmıştır. Yapılan bu çalışmalarda bölgede petrol rezervi açısından zengin bulgulara rastlanmış ve jeolojik yapılar yorumlanmış olup, bu yapıların uzanımını, doğrultularını ve olası petrol rezervin detaylı bir şekilde modellenmesi ve hesaplanması amacı ile üç boyutlu sismik çalışma yapılmasına karar verilmiştir.

Diyarbakır çalışma alanımızda 2003 yılında Gökiçi sahasının stratigrafisi ve hidrokarbon potansiyeli açısından incelenmesi gerçekleştirilmiş olup, bölge petrol sahası olabilecek potansiyele sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Diyarbakır ili Bismil ilçesi Güneydoğu'sunun petrol kaynak potansiyelinin jeolojik ve jeofizik yöntemlerle incelenmesi 2013 yılında gerçekleşmiştir ve burada da bölge petrol rezervi açısından zengin olduğu anlaşılmıştır.

Bu durumlar göz önüne alınarak 2013 yılında Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Diyarbakır ilinin Miyadin petrol sahasında, TPAO'nun bünyesinde bulunan sismik araştırma ekibi ile beraber sismik çalışmalar gerçekleştirilmiştir.

Diyarbakır havzasının petrol arama çalışmalarını içeren pek çok çalışma bulunmaktadır (Şekil 1.2.). Bu çalışmalardan sahamızda ve yakın çevresinde yapılmış olanlarını aşağıdaki şekilde görülebilir.



Şekil 1.2. Diyarbakır çalışma sahasında yapılan çalışmalar.

Yeşil dikdörtgen içerisindeki çalışma alanı Diyarbakır ilinin D havzasında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından 109 km²'lik bir alanda 3 boyutlu sismik yansıma çalışması olarak yapılmıştır.

Kırmızı dikdörtgen içerisindeki çalışma alanı Diyarbakır ilinin E havzasında TPAO tarafından 74 km²'lik bir alanda 3 boyutlu sismik yansıma çalışması olarak yapılmıştır. Mavi dikdörtgen içerisindeki çalışma alanı Diyarbakır ilinin C havzasında TPAO tarafından 90 km²'lik bir alanda 3 boyutlu sismik yansıma çalışması olarak yapılmıştır. Turuncu dikdörtgen içerisindeki çalışma alanı 1991 yılında Diyarbakır ilinin A havzasında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından 128 km²'lik bir alanda 3 boyutlu sismik yansıma çalışması olarak yapılmıştır.

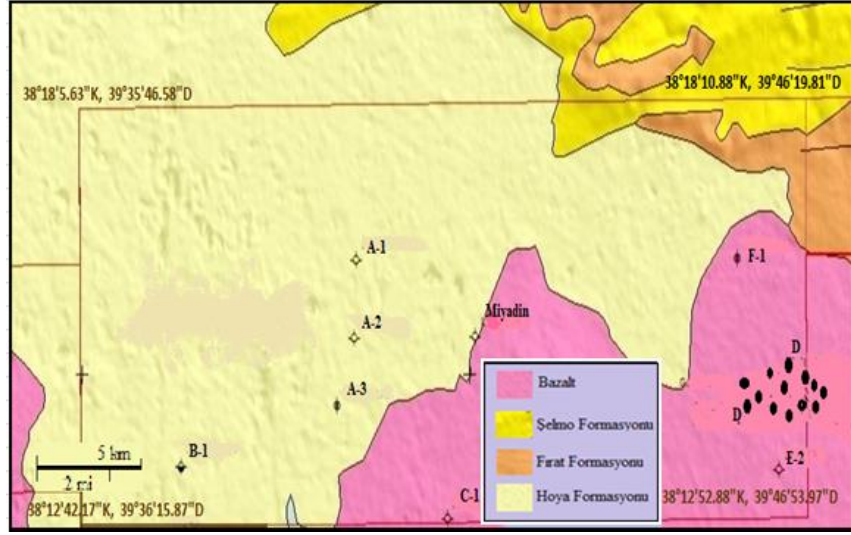
Bizim çalışma alanımız 1991 yılında yapılmış olan A havzasında yer alan 3 boyutlu sismik yansıma çalışmasındaki alanla hemen hemen aynı yerde olup, Miyadin havzası

olarak adlandırılan 150 km²'lik bir alanı kapsamaktadır. 3B veri toplama ve işleme tekniği kullanılan saha çalışmasında bu tez çalışması kapsamında sonuç bölümünde 2B birleştirilmiş ve yorumlanmış final kesiti kullanılmıştır.

Sismik yöntemin uygulanması, veri toplama, veri işleme ve veri yorumu olmak üzere üç ana bölüme ayrılır. Sismik veriyi yorumlayan yerbilimcinin yeterli veri toplama ve veri işlem bilgi ve deneyimine sahip olması gerekmektedir.

BÖLÜM 2. İNCELEME ALANININ JEOLJİSİ

Diyarbakır Miyadin çalışma sahasında; Hoya Formasyonu, Fırat Formasyonu, Şelmo Formasyonu ve Bazalt Formasyonu yer almaktadır. Şekil 2.1.'de çalışma sahasının jeoloji haritası ve burada daha önce gerçekleştirilen kuyular görülmektedir.



Şekil 2.1. Diyarbakır Miyadin sahasının jeoloji haritası (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

2.1. Hoya Formasyonu

Karbonatlardan oluşan birim Sungurlu (1974) tarafından adlandırılmıştır. Formasyonun egemen kaya türü kireçtaşıdır. Altta çakıllı kireçtaşı ile başlar. Gri, bej, yer yer kırmızı renkli, kalın–çok kalın tabakalı olan kireçtaşları, üste doğru kireçtaşına geçer. Bu kireçtaşları krem-kirli beyaz-açık gri renkli, orta-kalın tabakalı, yer yer tabakasız, bazı düzeyleri bol fosilli, bol çatlaklı ve makro fosil kavkıdır [5]. Formasyon Eosen yaşındadır.

2.2. Fırat Formasyonu

Yer yer resifal karakterli kireçtaşlarından oluşan birim ilk defa Maxon ve Tromp tarafından, Midyat Formasyonu'nun bir üyesi (Fırat Üyesi) olarak adlandırılmıştır.

Formasyon, altta krem-beyazımsı-kirli sarı renkli, orta-kalın tabakalı, yer yer tabakasız kireçtaşları ile başlamakta, bunların üzerine kirli sarı renkli, orta-kalın tabakalı, bol çört yumrulu ve bol fosil kavkılı kireçtaşı gelmektedir. En üst bölümünü ise beyazımsı krem-kirli sarı renkli, kalın-çok kalın tabakalı, az çört yumrulu, bol ekinid, ostrea, gastropod ve lamellili biyoklastik kireçtaşları oluşturmaktadır (Şekil 2.1.). Formasyonun yaşı Alt Miyosen'dir.

2.3. Şelmo Formasyonu

Çakıltası, kumtaşı, şeyl ve çamurtaşı ardalımalı akarsu çökelleri ile kumtaşı, çakıllı marn, şeyl ve tüfitli göl çökellerinden oluşan bu birim, Yoldemir (1987) tarafından adlandırılmıştır.

Formasyonun bazı bölümleri; kumtaşı, kiltası, çamurtaşı, silttaşı ile bunların arasında yer alan çakıltaşlarından; bazı bölümleri ise kumtaşı, çakıllı marn ve şeyl, tüfit ve killi kireçtaşlarından oluşmaktadır (Şekil 2.1.). Formasyonun yaşı Üst Miyosen'dir.

2.4. Bazalt

Bazalt volkanik hareketler sonucu oluşan bir kaya sınıfıdır. Bazaltlar, dördüncü jeolojik devirlerde meydana gelmiş volkanik hareketlerin olduğu bölgelerde çok bulunmaktadır.

Bazaltlar başlıca kalsiyum-sodyum feldspattan oluşup, augite denilen bir silikat sınıfını da içine almaktadır. Tali olarak manyetit ve ilmenit gibi demir cevherleri de bulunmaktadır. Genel olarak koyu yeşil-siyah renkli, ince taneli camsı kütlelerdir. Bazalt Formasyonu Kuvaterner yaşındadır.

YAŞ	GRUP	FORMASYON	KALINLIK	LİTOLOJİ	AÇIKLAMALAR
KUVATERNER		BAZALI			BAZALT: Kahve koyu kahve renkli, kısmen altire, sert
ÜST MİYOSEN	ŞİLVAN	ŞELMO			ÇAKILTAŞI: Muhtelif renkli, orta-kalın tabakalı, sert
ALT MİYOSEN		FIRAT			DIYOKLAOTİK KİREÇTAŞI: Deyaz kıllı beyaz renkli, sert KİREÇTAŞI: Beyaz kıllı beyaz renkli, kripto kristalen, sert, kesif
EOSEN	MİDYAT	HOYA			
PALEOSEN	ŞİRIAĞ	ANTAK			ÇAKILTAŞI: Tuğla kırmızısı renkli, orta tabakalı, sert
		KAYAKÖY			JİPS: Beyaz renkli, dağınık ŞEYL: Cam göbeği yeşil renkli, sert, dolomit gimentolu KİREÇTAŞI: Yeğilimsi beyaz renkli, kısmen dolomitik, sert
KRETASE		KARADUT			
ALT MESTRİŞTİYEN	ŞİRIAĞ	KASTEL			ŞEYL: Koyu gri renkli, sıkı dokulu, kumlu, karbonatlı, sertçe
ÜST KAMPANİYEN	ADYAMAN	SAYINDERE			KİREÇTAŞI: Kılı beyaz krem renkli, killi, sert
TURUNİYEN SENOMANİYEN	MARDİN	DERDERE			KİREÇTAŞI: Beyaz krem renkli, dolomitik kireçtaşı geçişli, sert
ALBİYEN SENOMANİYEN		DADIRGÖYÜ			DOLOMİT: Kılı beyaz krem renkli, sert
APSİYEN		AREBAH			KUMTAŞI: Sarımsı beyaz renkli, ince-orta tabakalı, sert
SİLÜRİYEN ALT DEVONİYEN	DEYARBAKIR	DADAŞ			ŞEYL: Koyu kahve siyah renkli, bol organik maddeli
ORTA-ÜST ORDOVİSİYEN	HABUR	BEDİNAN			KUMTAŞI: Açık gri kremsi gri renkli, orta tabakalı, sert ŞEYL: Zeytin gri koyu gri renkli,

Şekil 2.2. Diyarbakır çalışma alanının stratigrafik kesiti [6].

Şekil 2.2.'de Diyarbakır ilindeki çalışma sahasının genelleştirilmiş stratigrafik kesiti görülmektedir. Kesitte de görüldüğü gibi Şelmo Formasyonu Üst Miyosen, Bazalt Formasyonu Kuvaterner, Fırat Formasyonu Alt Miyosen ve Hoya Formasyonu ise Eosen yaşındadır.

BÖLÜM 3. MATERYAL VE METOD

3.1. Sismik Yöntemler

Sismik yöntemler yeryüzünden yerküresinin merkezine kadar inceleme ve araştırma yapabilen Jeofizik Mühendisliği'nin en kapsamlı ve en yaygın kullanılan yöntemlerinden biridir.

Sismik; yerküresinin katı, sıvı ve hava gibi ortamlarından herhangi bir enerji kaynağının meydana getirdiği mekanik titreşim dalgalarının yayılma mekanizması, sismik dalga; mekanik titreşim dalgası, sismik yöntem; söz konusu sismik dalgaların çeşitli teknik araç ve yöntemlerle kaydedilerek yer içi jeolojik yapısının aydınlatılmasıdır.

Yerde doğal olarak oluşan veya yapay olarak oluşturulan titreşimler bir taşın suya düşmesinden meydana gelen su dalgasına benzer şekilde yayılırlar. Ancak, yerdeki söz konusu titreşim dalgaları sudaki dalgalar gibi belirgin bir şekilde görülemez, fakat depremlerin oluşturduğu doğal titreşimler şiddetine ve büyüklüğüne bağlı olarak hissedilirler veya etkileri görülür. Yerde tüm doğal oluşan veya yapay oluşturulan titreşim dalgalarına sismik dalgalar denir. Sismik dalgaları kullanan yöntemlere de sismik yöntemler denir.

Sismik yöntemlerin prensibi herhangi bir noktada doğal oluşan veya yapay oluşturulan dalga yayılma başlangıç zamanını ve diğer birçok noktalara titreşim dalgasının varış zamanları arasındaki yol-zaman ilişkisinden dalga yayılım hızının saptanarak geçtiği ortamının özelliklerinin açığa çıkarılması esasına dayanır. Jeofizik Mühendisi, yer altı jeolojik yapılarının sismik hız ve katman kalıntılarının modellerini elde etmek için bilgisayar ile değerlendirmesini yapar ve yorumlar [7]. Sismik

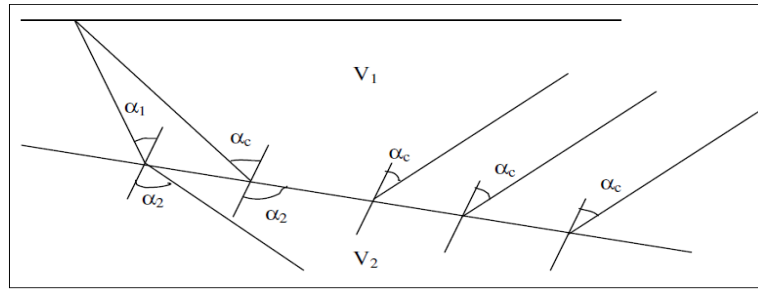
yöntemler uygulama şekillerine göre sismik yansıma (reflection) ve sismik kırılma (refraction) olmak üzere ikiye ayrılırlar.

3.1.1. Sismik Kırılma Yöntemi

Sismik kırılma yöntemi, veri toplama ve değerlendirme açısından oldukça pratik, hızlı ve ekonomik bir yöntemdir. Ayrıca dalga yayılım hızının derinlikle arttığı tabakalı ortamlarda, tabakaların hızlarının ve derinliklerinin güvenilirlikle bulunmasını sağlar. Sismik kırılma yöntemi, yer altı suyu araştırmalarında, mühendislik amaçlı zemin etütlerinde, özellikle deprem tehlikesinin beklendiği bölgelerde sismik tehlike araştırmalarında yatay ve düşey yönde her bir katman için sismik hızların belirlenmesi ve gerçek tabaka kalınlıkları ve bunların dinamik özelliklerinin elde edilmesinde kullanılır [8].

Sismik kırılma yönteminde dizilim şekilleri; sismik kaynak ve jeofonların tek sıra dizilimi, jeofon diziliminin bir ucundan vuruş, çift taraflı vuruş ve çift taraflı dizilim olmak üzere ayrılırlar. Ayrıca kırılma yöntemi; kesişme noktası metodu ile tabaka kalınlığının tayini, gecikmeli zaman metodu ve artı-eksi metodu gibi çeşitli uygulama yöntemlerine sahiptir.

Kaynaktan ara yüzeye gelen ışın $V_2 > V_1$ ise, Snell yasasına göre, ikinci ortamda normalden uzaklaşarak kırılır (Şekil 3.1.).



Şekil 3.1. Kaynaktan ara yüzeye gelen ışının ikinci ortamda normalden uzaklaşarak kırılması [9].

$$\frac{\sin \alpha_1}{V_1} = \frac{\sin \alpha_2}{V_2} \quad (3.1)$$

bağintısında α_1 'in belli bir α_c (kritik açı) değeri için; $\sin \alpha_2=1$, $\alpha_2=90$ olur. Bu durumda Snell bağıntısı;

$$\frac{\sin \alpha_1}{V_1} = \frac{1}{V_2} \quad (3.2)$$

haline dönüşür. Kırılan ışın iki ara yüzey boyunca V_2 hızıyla yayılır ve Huygens prensibine göre, ara yüzey üzerinde vardığı her nokta yeni bir kaynak gibi davranacağından normalle α_c açısı yaparak yüzeye çıkar. $\alpha_2=90$ için oluşan ve ara yüzeyde V_2 hızı ile yayılan bu dalgalara kırılma dalgaları denir [9].

Sismik kırılma yöntemi petrol aramak amacıyla ilk kez 1920 yılında kullanılmaya başlanmış olup, 1950'li yıllarda sismik yansımada ortak yansıma noktası (OYN) gelişmesi ile petrol aramalarında sismik kırılma yönteminin kullanımı azalmıştır.

3.1.2. Sismik Yansıma Yöntemi

Sismik yansıma yöntemi 1930'lu yıllardan beri petrol aramak için yer altı özelliklerini saptamada başarı ile kullanılmıştır. Sismik yansıma yöntemi 1980 yılından itibaren yeni sismograf cihazlarında ve veri işlem tekniklerinde gelişmeler sonucu ağırlıklı olarak petrol ve kömür yataklarının aranmasının yanı sıra, mühendislik ve çevre sorunlarını çözmek için de uygulanmaktadır [10].

Mühendislik jeofiziği uygulamalarında sığ derinlikli sismik yansıma, yerin 50 metre derinliği içindeki sığ jeolojik yapıları veya anomalileri tanımlamak için kırılma yönteminde cevap alınamadığı yerlerde başarıyla kullanılabilir. Ancak 30 metreye kadar olan derinlikler yoğun heterojen özelliğe sahip olması ve mühendislik problemlerinin olduğu şehir içinde kültürel bozucu etkiler nedeni ile daha çok veri işlem tekniklerini gerektirmesi, ayrıca kırılma ve rüzgar sinyallerinin birleştirilmiş ortak yansıma noktası kesitlerinde yansıma gibi yanlış yorumlanması nedenleriyle sismik yansıma yönteminin kullanılması zorlaşmaktadır. Sismik yansıma arazi çalışması, pratikte basit olmakla beraber, çeşitli gürültülü sismik sinyali ayırt etme, veri işlem ve yorumda sismik kırılma yöntemine göre daha fazla akademik bilgi

birikimi ve deneyimi gerektirmektedir. Yüksek kaliteli sığ sismik yansıma verilerinin elde edilmesi, deneyimle geliştirilen bir nevi sanat olarak bilinmektedir. Bu nedenle kırılma yöntemine göre yansıma yöntemi daha pahalı bir yöntem olmaktadır. Bu açıklanan sebeplerden dolayı sığ sismik yansıma yöntemi, mühendislik jeofiziği uygulamalarında sismik kırılma yöntemi kadar yaygın olarak kullanılmamaktadır [7].

3.2. Yansımalı Sismikte Temel Kavramlar

3.2.1. Boyuna dalgalar (P)

Bu tip dalgalar, sıkışma veya ilk dalgalar olarak bilinirler ve sadece “P” dalgası şeklinde ifade edilirler. Bu dalgaların yayılımı sırasında kübik genişleme veya hacim değişikliği olur. Boyuna dalgalarda sıkışma veya genişlemeyi temsil eden titreşim doğrultusu ile dalga yayılım doğrultusu aynıdır.

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda - 2\mu}{\rho}} \quad (3.3)$$

λ : Elastik sabit, μ : Sıkışmazlık modülü, ρ : Yoğunluk.

3.2.2. Enine dalgalar (S)

Enine dalgaların yayılımı sırasında elemanlarda şekil bozulmaları, yani açılarda değişim gözlenir. Bunun nedeni dalga yayılımında parçacıkların titreşim doğrultusunun, dalga yayılım doğrultusuna dik olmasıdır. Bu tür dalgalar “S” dalgaları olarak adlandırılır.

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.4)$$

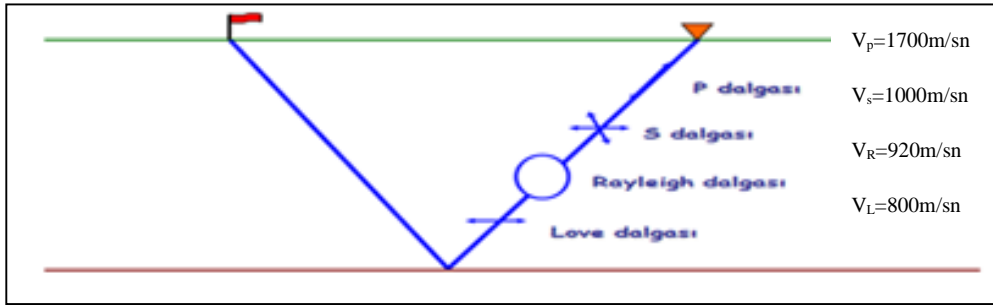
3.2.3. Rayleigh dalgası (R)

Yüzey dalgası olarak adlandırılan Rayleigh dalgası eliptik bir yörünge boyunca olan parçacık hareketinden oluşur. Bu tür dalgalar P ve S dalgalarının bileşkesi gibi düşünülebilir.

$$V_R = 0.92 \times V_S \quad (3.5)$$

3.2.4. Love dalgaları (L)

Diğer bir çeşit yüzey dalgası olan bu dalgalar düşük hızlı yüzey tabakaları içerisinde meydana gelirler. Love dalgaları S dalgasına benzer şekilde ilerler (Şekil 3.2.).



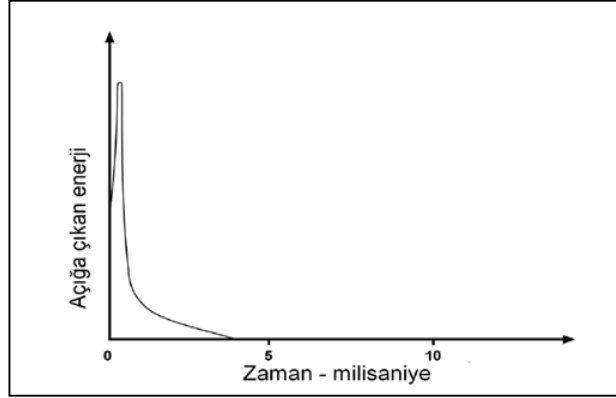
Şekil 3.2. Alüvyon ortamında sismik hızlar.

3.2.5. Kaynak dalgacığı kavramı

Elastik ortamlarda tanecik yer değiştirmesine neden olabilecek her türlü enerji boşalımı için sismikte kullanılan en yaygın kaynak patlayıcı maddelerdir. Fakat genelde ağırlık düşürme, vibrasyon yaratma, tabanca patlatma gibi enerji boşalmaları da kaynak olarak alınabilir.

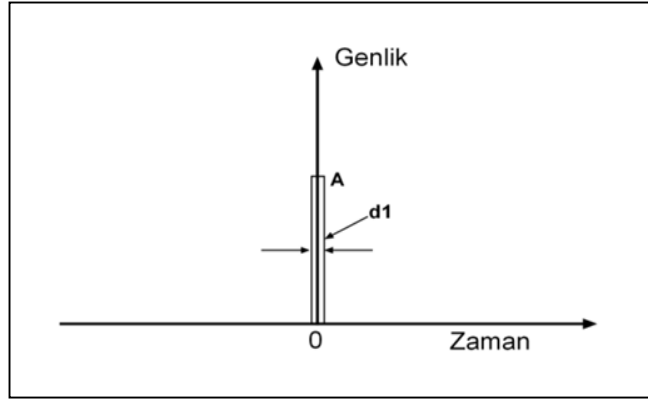
Kaynak olarak dinamit kullanılması halinde, eğer dinamitin boyutları küçük ise, nokta kaynak adını alır. Nokta kaynağı oluşturulan dinamitin patlatılmasında izlenen olay, çok kısa zaman içinde büyük bir enerjinin açığa çıkması şeklinde tanımlanabilir.

Zamana bağılı olarak olayı incelerken dinamitin patlama anını $t=0$ öngörecek şekilde davranışı çizilebilir (Şekil 3.3.).



Şekil 3.3. Dinamit enerjisinin zaman içindeki davranışı [7].

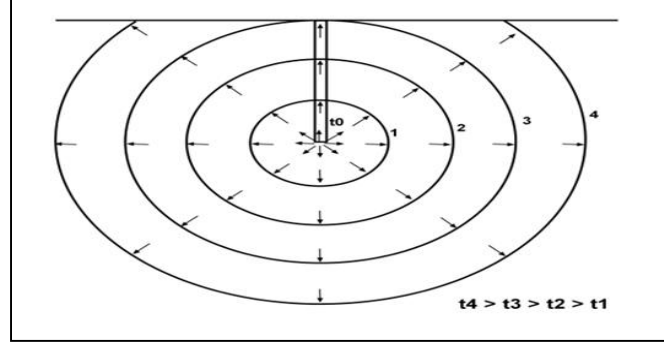
Dinamit enerjisinin zaman içerisindeki davranışı, açıklamaları kolaylaştırması açısından basit delta fonksiyonuna benzetilebilir. Delta fonksiyonunun başlangıç anında taradığı alan birim değere eşit olduğu halde diğer zamanlarda sıfırdır (Şekil 3.4.).



Şekil 3.4. Zaman ortamında delta fonksiyonu.

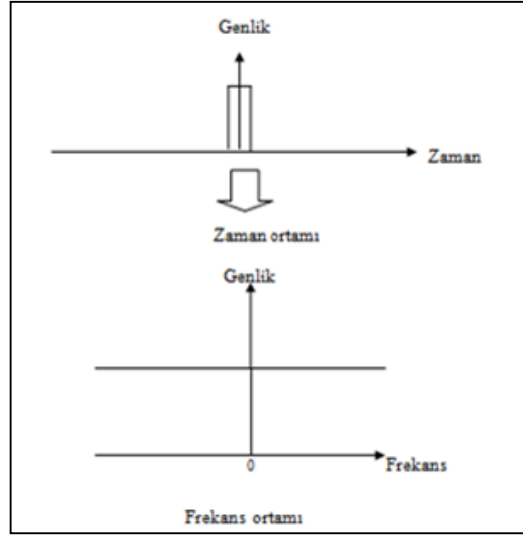
Dinamit kuyusunun doldurulmasından ötürü, ortamın homojenlik ve izotropluk özelliklerini değiştirmediğini öngöreceğ olursak, ani patlamayla oluşan basıncın her yerde aynı tanecik yer değiştirmesini oluşturacağı açıktır. Yer değiştiren her tanecik

komşu taneciği harekete geçireceğinden, patlama olayının etkisi yayınan bir olay şeklini alacaktır (Şekil 3.5.).



Şekil 3.5. Nokta kaynaktan enerji dağılımı.

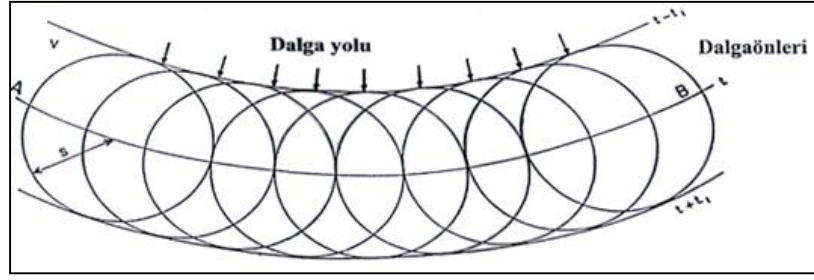
Yayınım olayına fiziksel açıdan bakıldığından, zoraki bir titreşimin söz konusu olduğu görülür. Olayı yaratan enerjinin belirli bir zaman sonra ve belirli bir uzaklıkta söneceği açıktır. Bu sönüm olayına dalga yayınımının oluşturduğu fiziksel ortamın neden olduğu düşünülürse, ortamı enerji süzgeci şeklinde değerlendirmek gerekir. Süzgeç anlamı verebilmek için dalga yayınımının bir salınımı ve her salınım hareketinin salınım periyodu ve salınım frekansı söz konusudur. Delta fonksiyonu dinamiti gösterdiğine göre kaynak frekanslarını içerir. Zaman ortamındaki davranışı delta fonksiyonu olan bir fiziksel olayın her frekansı içerdiğini söylemek kolaydır (Şekil 3.6.).



Şekil 3.6. İdeal olarak kaynaktan çıkan dalgacığın zaman ve frekans ortamındaki görünüşü.

3.2.6. Dalga yolu geometrisi ve genel kurallar

Dalgaların yayındıkları ortamların özelliklerine göre belirli kaynak ve alıcı arasında izledikleri yolların geometrisini belirleyen kurallar şu şekilde özetlenebilir. Herhangi bir enerji noktasından yayınan dalgalar, suya atılan taşın yarattığı dalga gibi genişleyen daireler biçiminde oluşur. Küreyi oluşturan yüzeylere dalga önü denir ve dalga önlerini oluşturan her nokta yeni bir enerji noktası gibi davranır. Huygens kuralı olarak bilinen bu yayılım özelliğine göre, belirli bir zaman için herhangi bir dalga önü geometrisinin bilinmesi halinde daha sonra oluşacak dalga önleri geometrileri belirlenebilir. Bu belirleme dalga önünün her noktasının enerji kaynağı olduğu öngörülerek her noktadan yayınan küresel dalgaların zarfları çizilerek yapılır. Şekil 3.7.'de Huygens kuralına göre dalga önlerinin belirlenmesi gösterilmiştir. Eğer t anındaki dalga önü AB çember parçası ile gösterilirse $t-t_1$ ve $t+t_1$ anlarındaki dalga önleri için $S = V \cdot t_1$ ortamının yayılım hızı kullanılarak bulunur. T anındaki dalga önünün her noktası enerji kaynağı öngörülerek S yarıçaplı çemberler çizilip zarfları, $t-t_1$ ve $t+t_2$ zamanlarındaki dalga önleri çizilir. Dalga önlerine dik doğrulara dalga yolları denir. Huygens kuralına göre genişleyen dalga cepheleri oluşurken, dalga iki nokta arasında en kısa sürede gidebileceği yörüngeyi izler. Bu özellik Fermat kuralı olarak bilinir [11].

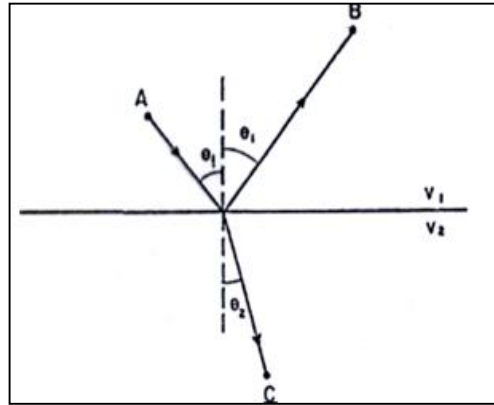


Şekil 3.7. Huygens kuralı ve dalga önleri.

Fermat ve Huygens kurallarının farklı hızlı tabakaların oluşturduğu ortamlara uygulanması sismik kesitleri oluşturan verilerin temelini oluşturur. Şekil 3.8.'de gösterildiği gibi ortam V_1 ve V_2 hızlarından oluşuyorsa, aynı ortamdaki A ve B noktaları arasındaki dalga yayılımı, dalganın gelme açısıyla yansıma açısının eşitliğini gerektirir. Aynı olmayan A ve C noktaları arasındaki dalga yayılımı ise;

$$\frac{\sin \theta_1}{V_1} = \frac{\sin \theta_2}{V_2} \quad (3.6)$$

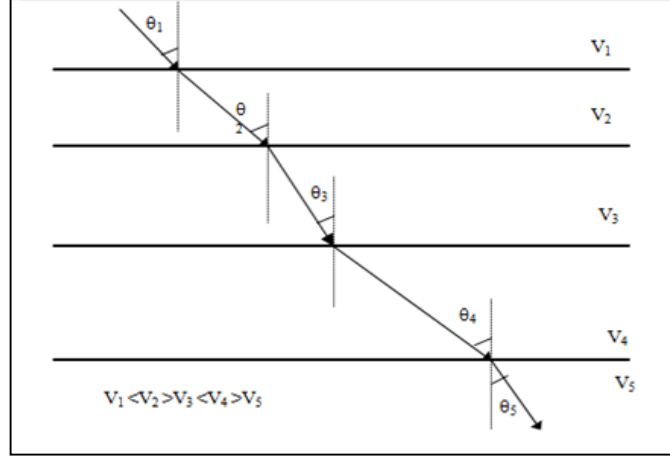
olmasını gerektirir. Bu eşitlik Snell yasası olarak bilinir.



Şekil 3.8. Snell yasasına göre bir ara yüzeye gelen dalga gösterimi [12].

Bu kural çok tabakalı ortamlardan iki nokta arasındaki dalga yolunu belirlemede de kullanılır. Şekil 3.9.'da verilen çok tabakalı ortamdaki A ve B noktaları arasındaki dalga yolunu belirlemek için Snell yasası yazılabilir.

$$P = \frac{\sin \theta_1}{V_1} = \frac{\sin \theta_2}{V_2} = \frac{\sin \theta_3}{V_3} = \frac{\sin \theta_4}{V_4} = \frac{\sin \theta_5}{V_5} \quad (3.7)$$

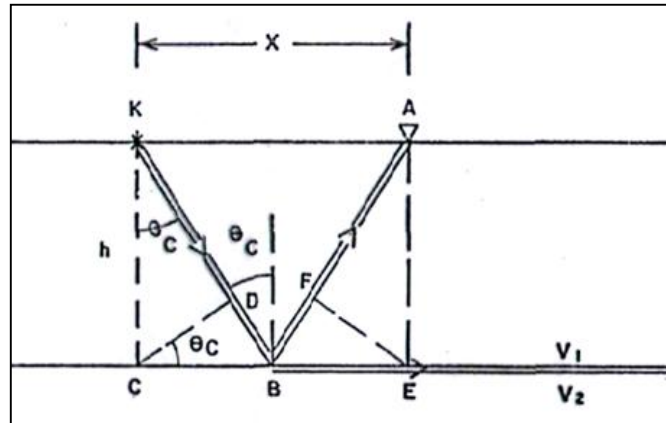


Şekil 3.9. Snell kanununa göre çok tabakalı ortamda yayılan dalga [12].

Bu eşitliklerle tanımlanan P , dalga yolu parametresi olarak bilinir. Yansıma ve kırılma ile ilgili kuralların birlikte uygulanması ile her ortamdaki yayılım geometrileri bulunabilir. Yukarıdaki bağıntıdaki θ_5 açısının 90° olması koşulu tam kırılma olarak bilinir. Bu durumda;

$$P = \frac{\sin \theta_1}{V_1} = \frac{\sin \theta_2}{V_2} = \frac{\sin \theta_3}{V_3} = \frac{\sin \theta_4}{V_4} = \frac{\sin \theta_5}{V_5} \quad (3.8)$$

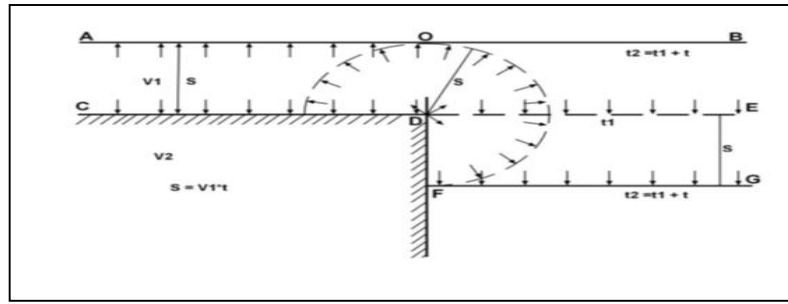
olur. Tam kırılma için (Şekil 3.10.);



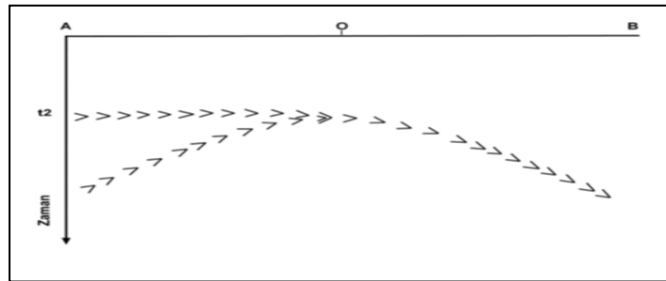
Şekil 3.10. Kırılan dalga geometrisi [12].

yazılabilir. Bu şekilde tanımlanan açıya kritik açı denir. Kritik açı kırılan dalgalarla ilgili geometrik çözümlerin anahtarıdır.

Dalga yolu geometrisine dayalı olarak dalgalar yansıyıp veya kırılarak yollarına devam ederken saçılmaya da uğrayabilirler (Şekil 3.11.). Difraksiyon olarak bilinen, saçılmanın bir türüdür (Şekil 3.12.). Sismik kesitlerdeki hiperbolik yüzeylerin, nokta yansıtıcılara indirgenmesi yorum açısından çok önemlidir. Bu ise migrasyon işleminin temelini oluşturur.



Şekil 3.11. Difraksiyon dalgaları [12].

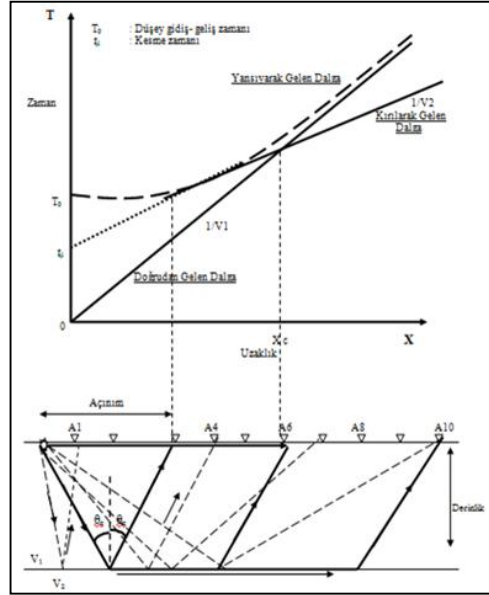


Şekil 3.12. Difraksiyon dalgalarının görünümü.

Bu bilgilerin ışığı altında, herhangi bir kaynaktan yayılan dalgalar farklı uzaklıklardaki alıcılarla izlenirken, yayılım geometrilerine bağlı olarak;

- Doğrudan gelen dalgalar
- Yansıyan dalgalar
- Kırılan dalgalar
- Difraksiyona uğrayan dalgalar

olarak sınıflandırılırlar. Bu dalgaların x-t grafikleri toplu halde Şekil 3.13.'te gösterilmiştir.



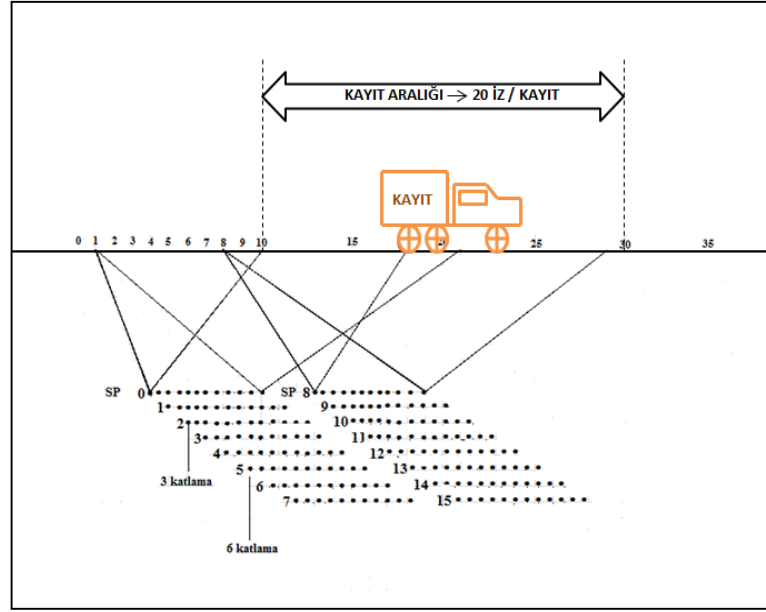
Şekil 3.13. Sismik dalgaların uzaklık-zaman grafiği [2].

3.2.7. Çok katlamalı sismik

Çoğunlukla yansıma sinyalleri zayıftır. Gerek bu sinyalleri kuvvetlendirmek ve gerekse kaynak ve alıcı düzenlerinin söndüremediği tekrarlayan sinyalleri söndürmek için çok katlamalı sismik uygulaması yapılır. Sismiğin temelini oluşturan çok katlama; ortak yansıma noktası (Common Depth Point=CDP) veya ortak orta nokta (Common Mid Point=CMP) olarak bilinir. Çok katlamalı sismik yöntemin esası farklı dalga yolları izledikleri halde aynı yansıma noktasına ait sinyallerin elde edilmesine dayanır (Şekil 3.14.). Katlama sayısı K (fold) ile gösterecek olursak;

$$K = KS/2 \times GA/AA \quad (3.9)$$

KS = Kanal sayısı, GA = Grup aralığı, AA = Atış aralığıdır.

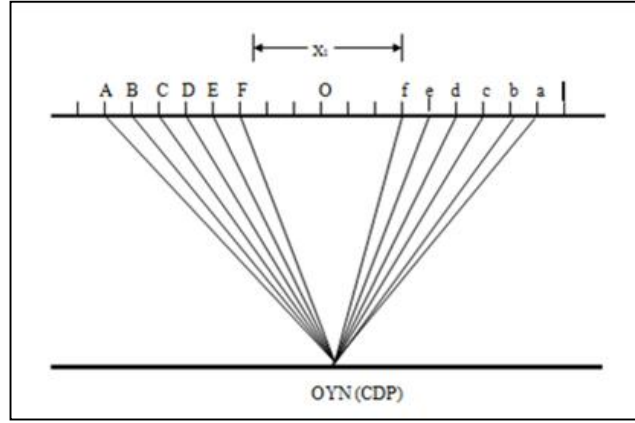


Şekil 3.14. Sismikte fold hesabı.

Şekilde kaynak noktalarından yayınan enerji, 12 kanallı bir alıcı sistemi ile kaydedilmektedir. İlk atış noktası 0 numaralı kaynak olup, bu kaynağı 10-21 numaraları arasındaki alıcılar kaydetmektedir. Atış noktasının her bir kayması sonucu alıcı düzeni de kaymaktadır. Bu sistem ile elde edilen ortak yansıma noktaları yatay sıralanmış noktalar halinde gösterilmiştir. Bu yansıma noktalarının herhangi bir yansıma yüzeyinde oluşturduğu kesime yer altı kaplaması denir. Şekilde 1-10-21 seriminden sonra 1-11-22, 2-12-23, ..., 15-25-36 serimi ile elde edilmiş yer altı kaplamaları gösterilmiştir. İlgili alıcıların yer üstünde oluşturduğu aralık da yer üstü kaplaması olarak bilinir. Yer altı kaplamasının boyu yer üstü kaplamasının yarısına eşittir.

Şekil 3.15. ile çok katlamalı sismiğin temeli açıklanmaya çalışılmış olup, yeryüzündeki bir P noktasının yansıma yüzeyi üstündeki OYN (Ortak Yansıma Noktası) noktasından birden fazla yansıma sinyali alabilmek için, O noktası simetri noktası olmak üzere A-a, B-b, C-c, D-d, E-e ve F-f kaynak ve alıcı sistemlerini kullanmak yeterlidir. Yansıma yüzeyinin yatay olması halinde, farklı dalga yolları izleyen bu dalgaların aynı noktadan yansımaları iki önemli özelliği beraberinde getirir. Birinci özellik altı ayrı iz elde edildiği halde, bu izlerin aynı noktadan yansıyan aynı kaynak dalgacığını içermeleridir. İkinci özellik farklı dalga yollarını izleyen bu izlerin

içerdikleri gürültülerin birbirinden farklı oluşudur. Tekrarlayan yansıma dalgaları gürültü olarak her izde birbirine benzerlik göstereceği halde varış zamanlarında farklılık olacaktır.



Şekil 3.15. Ortak yansıma noktası [11].

3.2.7.1. Düşey ayrımlılık (Rezolüsyon)

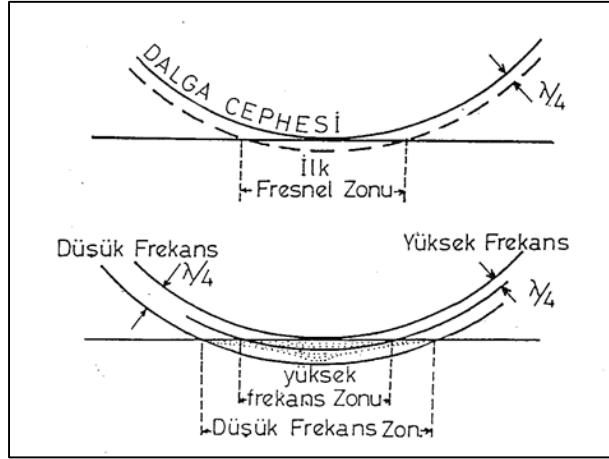
Düşey ayrımlılıkta, kalınlığı dalgacığın dalga boyunun yarısından ($\lambda/2$) küçük olan birimleri ayırmak güçtür. Ayrıca, kalınlığı $\lambda/4$ 'ten küçük olanlar ise hiç ayrılmazlar.

3.2.7.2. Fresnel zonu

Dalga yayını küresel dalga cepheleri şeklinde olmaktadır. Bu da yansımaların yansıtıcı yüzey üzerinde tek bir noktadan olmaması demektir. Yani küresel dalga cephesi bir ara yüzeye çarptığında, yüzey üzerinde küresel dalga cephesinin çapı ile doğru orantılı olan dairesel bir alan yansır. Bu dairesel alan "Fresnel Zonu" olarak bilinir (Şekil 3.16.). Bu alan içerisinde kalan her şey dairenin merkez noktasındaki yansımaya etki edecektir. Derinlik arttıkça bu alanın çapı da artacaktır.

$$r = \frac{v}{4} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad (3.10)$$

t: Gidiş-geliş zaman, f: Hakim frekansı, V: Ortam hızı, r: Fresnel zonu yarıçapı.



Şekil 3.16. Fresnel zonu.

3.2.8. Vibrosismik yöntem ve saha uygulamaları

Hidrokarbon aramalarının vazgeçilmezi olan yansımali sismik yöntem için kaynak seçimi oldukça önemlidir.

Yansımali sismik yöntemde, patlayan enerji kaynakları yanında vibratör kaynağı da çok yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Vibratör çeşitli parametrelere bağlı olarak değişen kontrollü bir kaynaktır. Vibratörlerin yansımali sismik çalışmalarındaki önemi:

- Vibratörün yere gönderdiği sweep sinyali amaca uygun şekilde dizayn edilerek enerjisi ve frekans içeriği yönünden jeolojik hedef seviyeye göre ayarlanabilir.
- Diğer enerji kaynaklarına göre daha ucuzdur ve daha çok verimlilik sağlar.
- Dinamitin enerji kaynağı olarak kullanılmadığı sahalarda etkin zararsız bir kaynak olarak kullanılabilir.
- Bir nokta için sweep sayısı artırılarak Sinyal / Gürültü oranı artırılabilir.

3.2.8.1. Sweep sinyalinin özellikleri

$$S(t) = g(t).r(t) \quad (3.11)$$

$S(t)$ = Sismik iz, $g(t)$ = Otokorelasyon fonksiyonu, $r(t)$ = Yerin cevabı veya sentetik iğnecik iz (reflektivite serisi).

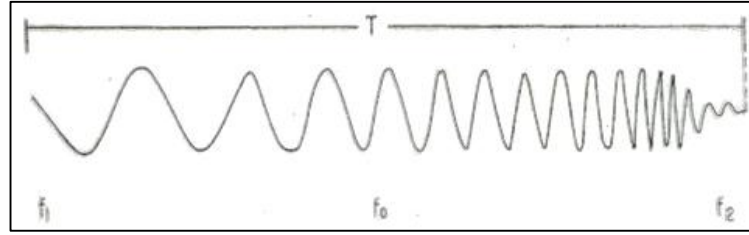
Otokorelasyon sinyalinin özellikleri, giriş sinyalinin süresi ve genlik spektrumuna bağlıdır. Kuramsal olarak giriş sinyali arzu edilen yansımaları, en iyi ayrımlılığı sağlayacak şekilde seçilmelidir. Çok keskin bir otokorelasyon sinyali gerekli en iyi sismik ayrımlılığı sağlayamayabilir.

Sınırlı bir band genişliğine sahip giriş sinyali, genelde daha iyi bir ayrımlılık gösterir. Yani sınırlı bir band genişliğine sahip giriş sinyali, çok daha kaliteli, daha iyi ayrımlılık veren yansımalar elde etmemizi sağlayabilir. Sonuç olarak; giriş sinyalinin özellikleri ve bunun otokorelasyon fonksiyonu ile arasındaki önemli ilişki vibro sismiğin önemli bir aracıdır. Bu bilgi; giriş sinyalinin üretiminde veya test seçiminde oldukça önemlidir.

Vibro-sismikte giriş sinyali sabit bir genliğe sahip ve frekansı zamanla değişen sinyaldir. Giriş sinyalinin başlangıç frekansını f_1 , bitiş frekansına f_2 alırsak, sinyal f_1 'den f_2 'ye zamanla artarak değişir (Şekil 3.17.). Bitiş frekansı f_2 ile başlangıç frekansı f_1 arasındaki fark, sweepin band genişliğidir.

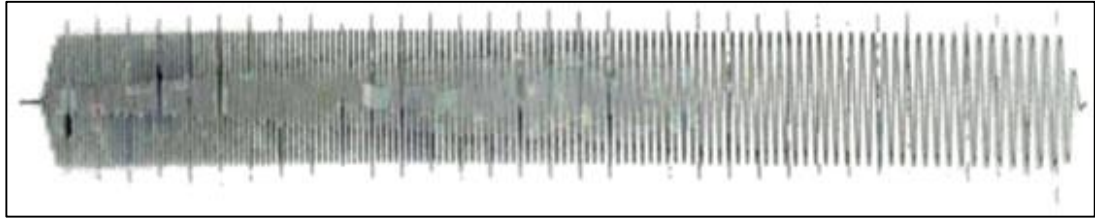
$$(\Delta f) = (f_2 - f_1) \quad (3.12)$$

Buradaki Δf band genişliğini ifade etmektedir. Frekans aralığı ise f_2/f_1 bağlantısından hesaplanabilir.

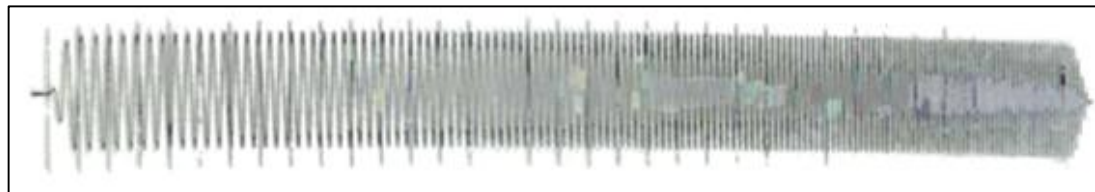


Şekil 3.17. Linear giriş sinyali (sweep) ve parametreleri [11].

Sismik arazide hattı ne kadar çok açarsan o kadar derine inersin ve frekansın azalır. Fakat çok fazla açarsan sismik kaydın içerisine gürültü karışır. Eğer sismik kaydımızda giderek azalan frekans gözleniyorsa buna “down sweep” (Şekil 3.18.) giderek artan frekans gözleniyorsa buna da “up sweep” (Şekil 3.19.) diyoruz.



Şekil 3.18. Down-sweep [11].

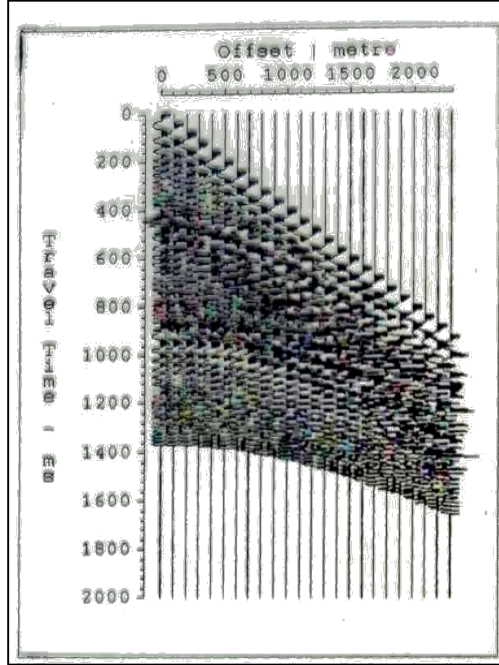


Şekil 3.19. Up-sweep [11].

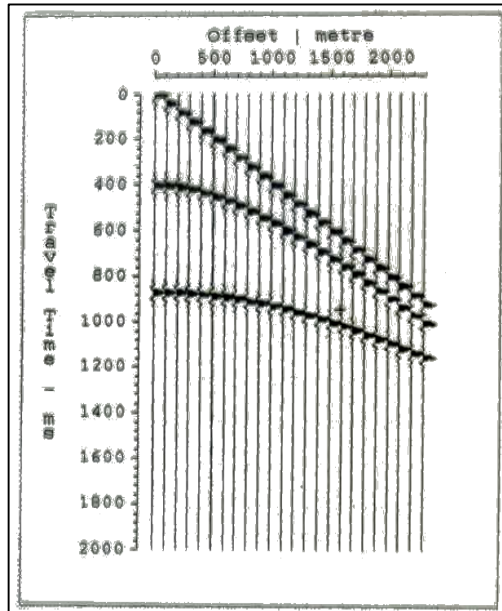
3.2.8.2. Sweep sinyali ve kroskorelasyon S/N oranı özellikleri

Vibro-sismikte Sinyal/Gürültü oranını artırmak için iki önemli aşama mevcut olup, birincisi sweep sinyalinin band genişliğini belirleyen başlangıç-bitiş frekanslarının ve süresinin (T) seçimidir. İkincisi kroskorelasyon işlemi olup bu aşamada daha iyi bir Sinyal/Gürültü oranı geliştirilebilir [11].

Şekil 3.20. ve Şekil 3.21.'de kroskorelasyon öncesi ve sonrası sismik kesitler görülmektedir.



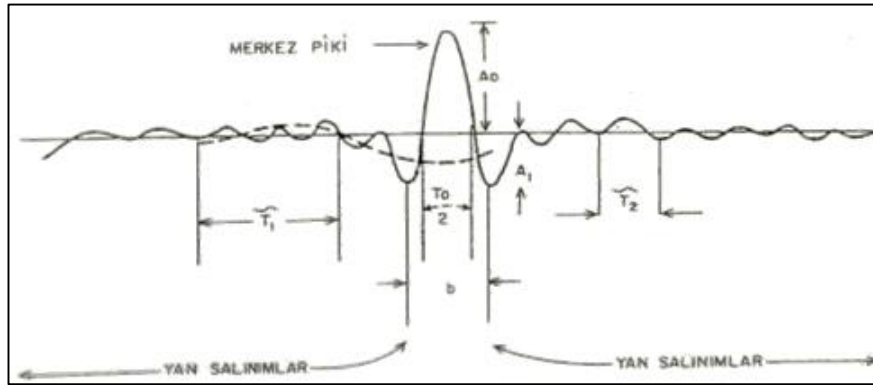
Şekil 3.20. Cross-corelation öncesi sentetik sismik kayıt [13].



Şekil 3.21. Cross-corelation sonrası sentetik sismik kayıt [13].

3.2.8.3. Klauder dalgacığının özellikleri

Klauder dalgacığı iki oktavlık bir band genişliğine sahiptir. Genelde giriş sinyalinin en faydalı band genişliği iki oktav civarındadır. Dalgada, merkezdeki çıkıntılı pikte bir düşey hat boyunca simetrik olup, vibro kaydı üzerinde spike yaklaşımını sağlayabilmek için merkezdeki pik genliği oldukça büyüktür (Şekil 3.22.) [14].



Şekil 3.22. Giriş sinyalinin (sweep) otokorelasyonu [14].

Şekil 3.22.'de b ile gösterilen alan genişliğini, T ise sinyal süresini ifade etmektedir. Burada $T_0=1/f_0$ bağlantısı kullanılabilir. $B < T_0$ olduğu zaman $T_1=1/f_1$, $B_0=T_0/2$ olduğunda ise $T_2=1/f_2$ bağlantısı kullanılır.

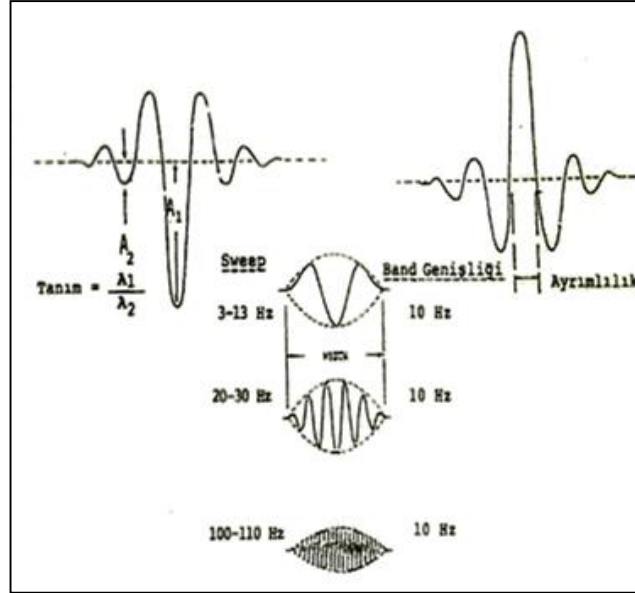
$$g(t) = \frac{\sin t}{t} \cos 2\pi f_0 t \quad (3.13)$$

Otokorelasyon dalgacığının tanımları; dalgacığın tanımı, ayrırlılığı ve genişliği şeklindedir.

- Tanım: En büyük dalgacık pikinin, bitişikteki en küçük dalgacık pikine oranıdır. Dalgacığın band genişliği arttıkça tanımı da artar.
- Ayrırlılık: Dalgacığın ana pikinin sıfır hattını kestiği yerdeki genişlik olarak düşünülür. Dalgacıkta frekans içeriğini arttırarak, ayrırlılık geliştirilir. Örneğin; bir 10 Hz'lik sinüs dalgasının otokorelasyonu 0,05 saniyelik bir

ayrımllık sağlarcken, 100 Hz'lik sinüs dalgasının otokorelasyonu 0,005 saniyelik ayrımlılık gösterir.

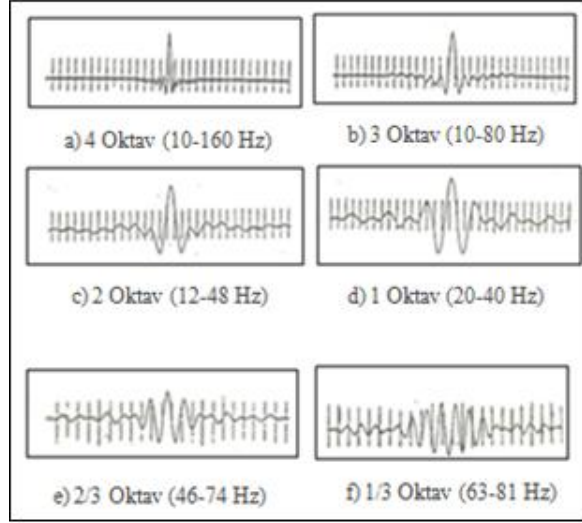
- c. Genişlik: Dalgacığın zamanda ölçülmüş süresinin uzunluğudur. Dalgacık basitçe Şekil 3.23.'te gösterilebilir.



Şekil 3.23. Otokorelasyon dalgacının tanım, ayrımlılık, genişlik özellikleri [14].

Band genişiliği arttıkça, otokorelasyon sinyali daha fazla iğneciğe yaklaşacaktır (Şekil 3.23.).

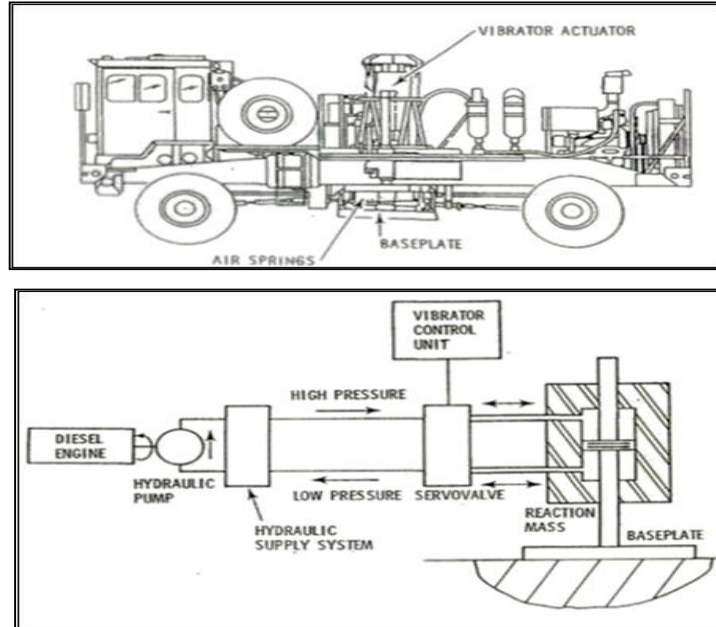
Dalgacığın bandı çok dar olursa (63-81 Hz gibi), yan salınımları çok olan otokorelasyon sinyalleri elde edilir. Bu durumda vibro kayıtları üzerinde çok fazla ardışık yansıma gözlenir (Şekil 3.24.).



Şekil 3.24. Sweep band genişliği ile otokorelasyon sonucunun değişimi [14].

3.2.8.4. Vibratörlerin çalışma prensipleri

Miyadin çalışma sahasında enerji kaynağı olarak kullandığımız vibratör sisteminin çalışma prensibi Şekil 3.25.'te gösterilmiştir.



Şekil 3.25. Vibratör sisteminin diyagramı [11].

Vibro tablası yaklaşık 2x1 metre boyutlarında olup, vibro salınımları yere bu tabla vasıtasıyla uygulanır. Yüksek frekanslardaki kayıpları önleyebilmek için vibro tablası sert bir cisimden yapılmış olmalıdır. Ayrıca tablanın yer kütlesi ile birlikte hareket edebilmesi için hafif olması gerekir.

Vibro tablası hidrolik bir kuvvetle alçaltılıp yükseltilebilen özelliğe sahip olmalıdır. Hareketin periyodunun minimum olması için alçalma-yükselme hareketi çok hızlı olmalıdır. Hidrolik hareketin silindirleri kamyonun şasesine sabitleştirilmiştir. Hidrolik kolların hareketi tabla üstünde kamyonu yukarı kaldırır. Böylece tabla kamyonun tüm ağırlığı ile yere temas eder.

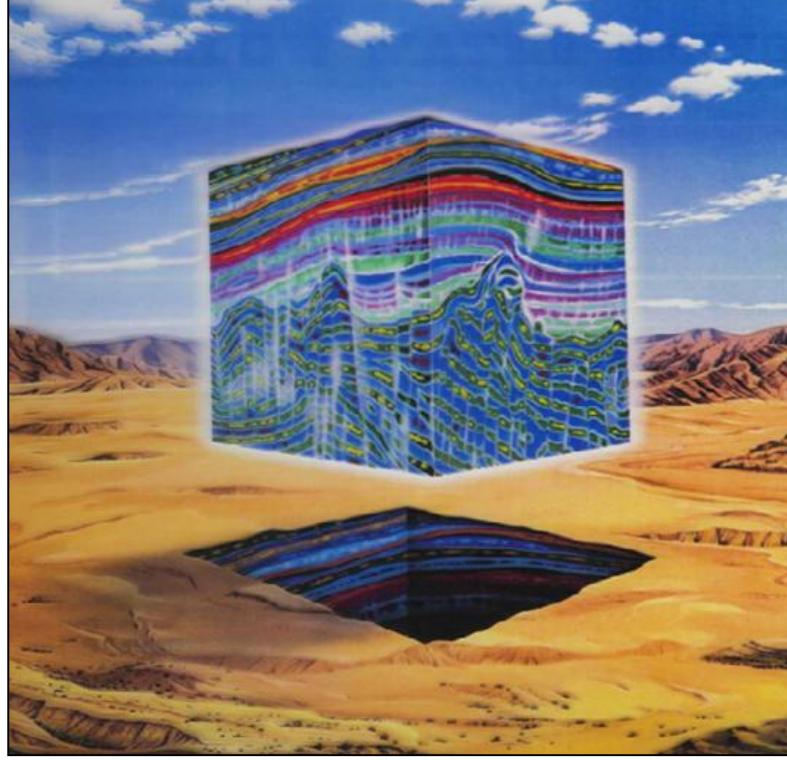
Tabla ile tablayı aşağı sarkıtan çerçeveler arasındaki yaylar, titreşim hareketi olduğunda direkt olarak kamyonun gövdesinin titreşimini önler. Yaylar bir kaldırma zinciri ile serbest konumda bulunur ve tabla yükseldiğinde hava torbalarında meydana gelebilecek yırtılmalar böylece önlenmiş olur.

Düşey bir şaft tablanın merkezine sağlam bir şekilde yerleştirilmiş ve şaftın üst kısmına yakın bir yere bir piston yerleştirilmiştir.

3.3. 3 Boyutlu (3B) Sismik Veri Toplama Yöntemi

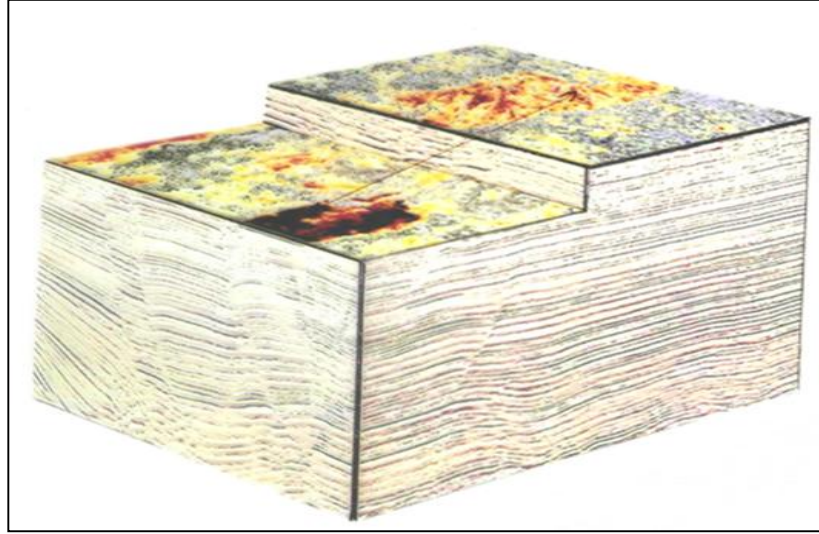
Hidrokarbon aramalarında ilgilenilen yer altı yapısının doğası üç boyutludur (örneğin tuz domları, ters fay kuşakları, riftler, deltayık kumtaşları ve düzensiz tabakalı stratigrafik yapılar). İki boyutlu (2B) bir sismik kesit üç boyutlu (3B) sismik cevabın enine kesitini sergiler. Çünkü 2B kesit yer altında düzlem dışı dahil bütün yönlerden gelen bilgileri içermektedir. Halbuki 2B göç (migrasyon) işlemi, bütün sinyallerin profil düzleminden geldiğini kabul eder. Sismik profil düzlemi dışında gelen dalgalar, yorumda yanlış bağlantı ve yorumlamaya neden olur. 2B sismik kesitlerde yanlış yorumlamalara neden olacak üçüncü boyut olaylarını ortadan kaldırmak için 3B veri toplamaya ve bu verilerin 3B migrasyonuna ihtiyaç duyulmaktadır. 2B sismik çalışmalarında yer altı hız alanının sadece sismik profil boyunca dağılımı elde edilirken, 3B sismik çalışmalarında profil yönüne dik yönde hız dağılımı sağlanarak

3B göç işlemi karmaşık yer altı yapısını daha gerçekçi ortaya koymaktadır. 3B sismik verisi yorumcuya hem “in-line” ve “cross-line” yönlerinde düşey kesitler sağlar hem de yatay “time slices” kesitler sunar (Şekil 3.26.). Yatay kesitler yorumlanmış seviyeler için kontur haritalarının elde edilmesini sağlar [13].



Şekil 3.26. Kütlenin üç boyutlu görünümü [13].

Yerin üç boyutlu olması nedeniyle yerin içini daha doğru tarif etmek için üç boyutlu veri toplanmalı ve görüntülenmelidir (Şekil 3.27.).

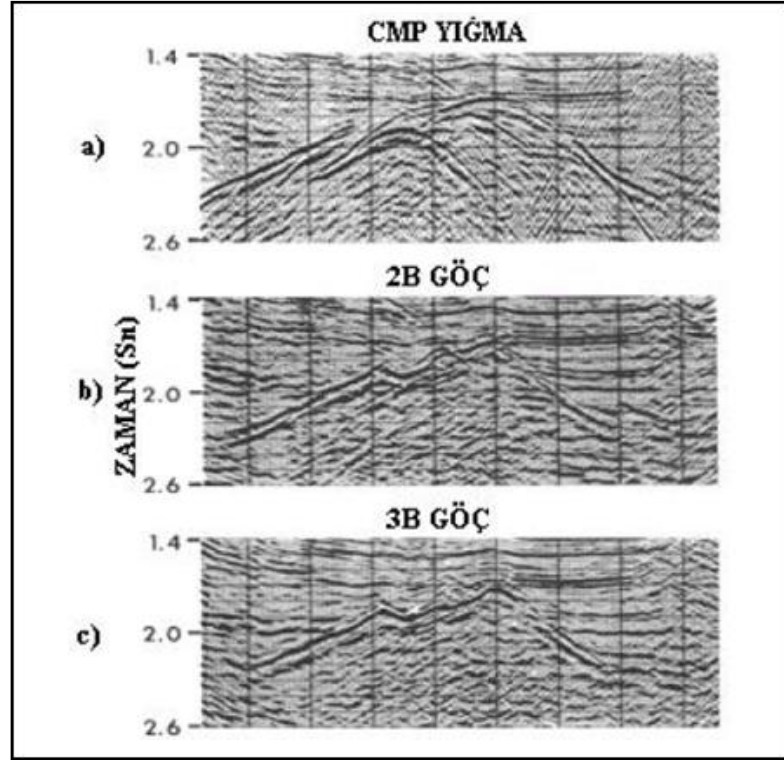


Şekil 3.27. Yorumlamaya hazır 3 boyutlu verinin görünüşü. In-line, cross-line ve time sliceları aynı anda görmek mümkün [15].

2B sismik çalışmalar sahanın yer altı yapısını bölgesel olarak belirlemek ve genel tercihleri ortaya çıkarmak için gereklidir. Bu yönde yapılan çalışmalardan sonra 2B sismik kesitlerde açıklanamayan üç boyutlu yer altı yapılarını daha sağlıklı yorumlamak için mutlaka 3B sismik çalışmaları yapılmalıdır.

3B sismik yöntemin en büyük avantajı 3B göç işlemindeki doğruluğu sağlamasıdır. 3B göçün doğruluğu sahadaki hız alanına, Sinyal/Gürültü oranına, göç mesafesine ve göç işleminde yapılan yaklaşımlara bağlıdır.

Şekil 3.28.'in (a) kısmında CMP işlemi sonucunda elde edilen yığma kesiti görülmektedir. CMP kesiti elde edilirken aynı noktadan yansıyan izler toplanmış ve tek bir iz elde edilmiştir. Bu izlerin bütününün bir araya getirilmesiyle de CMP yığma kesiti oluşmuştur.



Şekil 3.28. (a) CMP yığma (b) İki boyutlu göç işlemi (c) Üç boyutlu göç işlemi [13].

Şekil 3.28.'in (b) kısmında ise Şekil 3.28.'in (a) kısmındaki CMP yığma kesitine 2B göç uygulaması sonucunda elde edilmiştir. Bunun sonucunda izlerin sürekliliğinde belirgin bir iyileşme görülmektedir.

Şekil 3.28.'in (c) kısmında bu kez 3B göç işleminin sonucu görülmektedir. 2B göç ile karşılaştırıldığında, 2B göçte orta kısımlarda üç tane olay varmış gibi gözükürken, 3B göçte bu durumun aslında iki tane olduğu görülmektedir [11].

Tablo 3.1.'de 2B ve 3B sismik arasındaki temel farklar görülmektedir.

Tablo 3.1. 2B sismik ile 3B sismik arasındaki farklar görülmektedir.

2 boyutlu sismik	3 boyutlu sismik
Doğrusal sismik profil, kanal sayısı 360 veya 400	Alansal profil, kanal sayısı minimum 1200
Kanal ve alıcı (in-line) aynı profil üzerinde	Kaynak hattı alıcı hattına dik (ortogonal)
Jeofon serimi doğrusal	Jeofon serimi alansal
İzler aynı açı ile geliyor.	İzler farkı açılardan geliyor (azimuth)
Etkisiz migrasyon (3. Boyut etkileri)	Etkili migrasyon
Sadece profil boyunca görüntüleme	In-line, cross-line ve time slice boyunca görüntüleme
Sadece in-line hız analizi	Hem in-line hem cross-line hız analizi
Katlama sayısı 80-100	Katlama sayısı 30-50
Yeraltı bilgisi noktasal (CDP)	Yeraltı bilgisi alansal (BIN)
Ortalama vibro km ² maliyet 3000-5000 \$	Ortalama vibro km ² maliyet 6000-8000 \$

BÖLÜM 4. ARAŞTIRMA VE BULGULAR

4.1. 3B Sismik Arazi Uygulaması

4.1.1. Çalışma alanımızda arazide kullanılan ekipmanlar

Yer altından yüzeye ulaşan sismik enerjiyi yer hareketi değişimleri şeklinde ölçen ve bunları elektrik sinyallere dönüştüren aletlere alıcı denir. Karada yapılan sismik çalışmalarda kullanılan alıcılar ise jeofon olarak adlandırılır. Miyadin çalışma sahasında iki jeofon arasındaki mesafe 50 m olarak belirlenmiştir.

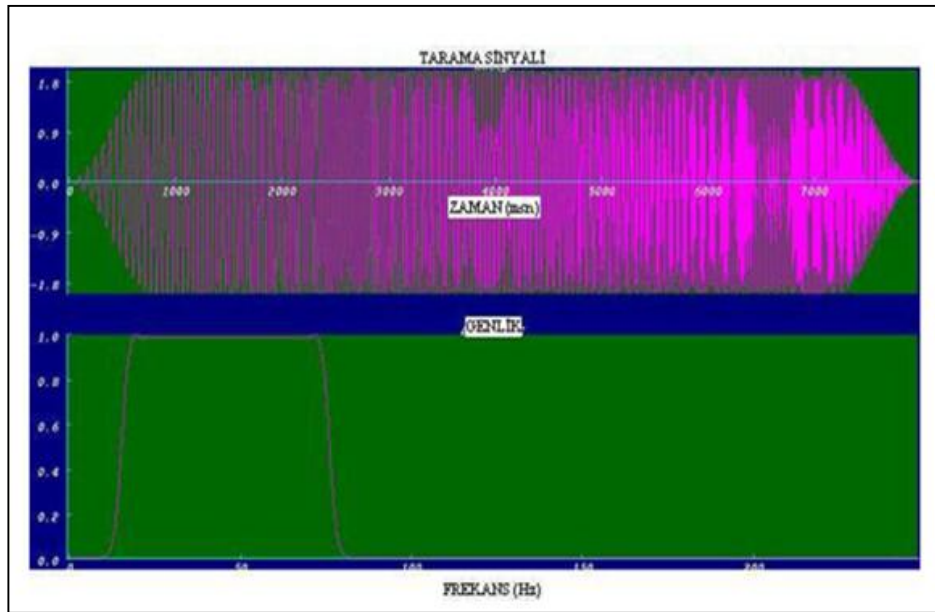
Sismik çalışmalarda kullanılan enerji kaynakları, enerji pulsunu yerin içine gönderecek ve geniş frekans aralıklarını kapsayacak bir kaynak şeklinde olmalıdır. Kara sismiğinde kullanılan kaynaklar; dinamit, vibroseis, dinoseis, geoflex, thumper (ağırlık düşürme), sledge hammer (balyoz), dyna-pulse ve terrapac olarak sıralanabilir. Miyadin çalışma sahamızda kaynak olarak vibroseis kullanılmıştır ve iki kaynak arası 50 metre olarak belirlenmiştir. Şekil 4.1.'de çalışma alanındaki vibroseisten bir görüntü görülmektedir.



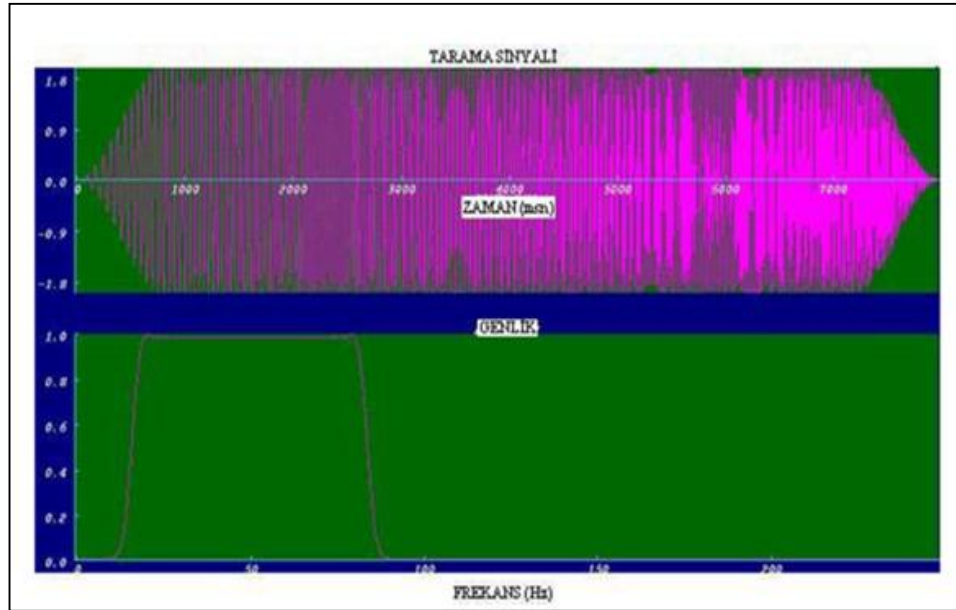
Şekil 4.1. Çalışma alanında vibroseisten bir görüntü.

4.1.1.1. Vibratörle yapılan test çalışmaları

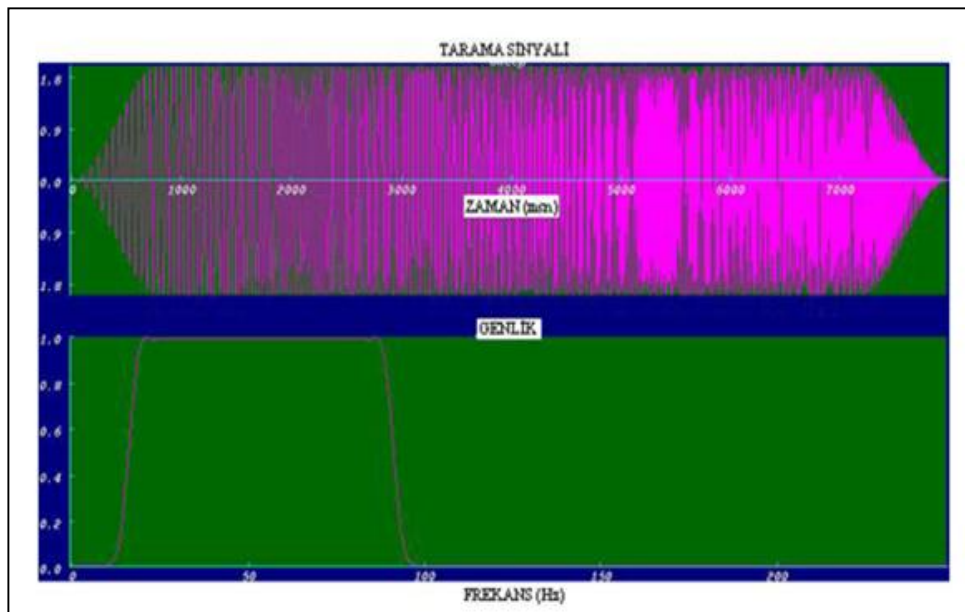
Vibro ile yapılan çalışmalarda belirlenmesi gereken parametreler; sweep (tarama) frekansı bandı, sweep boyu, sweep tipi ve sweep sayısıdır. Şekil 4.2., Şekil 4.3., Şekil 4.4. ve Şekil 4.5.'te, değişik frekans bantlarına sahip parametre testi atışları görülmektedir. Test atışları üç boyutlu bir sahada yapılmıştır. Sahanın topografyası genel olarak bakıldığında engebesizdir. 3B sahası 10 hattan oluşmaktadır ve her bir hat üzerinde 128 kanal olduğu düşünülürse, toplam 1280 kanallı bir çalışma için yapıldığı anlaşılır. Sahada yapılan bu test atışlarının frekans içeriklerine ve izden ize sürekliliklerine bakılarak maliyet ve zaman faktörleri de göz önüne alınarak en uygun parametre seçilir. Miyadin çalışma alanında vibratörlerle testler yapılmıştır. Şekiller incelendiğinde testlerin tam açılıma yakın yapıldığı anlaşılır. Zira, tam açılımda olması gereken ters “v” şeklindeki görüntü burada yoktur. Burada frekans spektrumundan beklenen sonuç frekansın tarama sinyali boyunca frekansın en yüksek olmasıdır. Ancak, parametre seçimini etkileyen en önemli faktör hedef seviyeden olan yansımalarıdır. Dolayısıyla, en iyi sonucu veren bir frekans spektrumunun zaman-uzaklık kesitine bakıldığında iyi sonuç alınamamışsa daha kötü sonuç veren spektruma ait parametre tercih edilebilir.



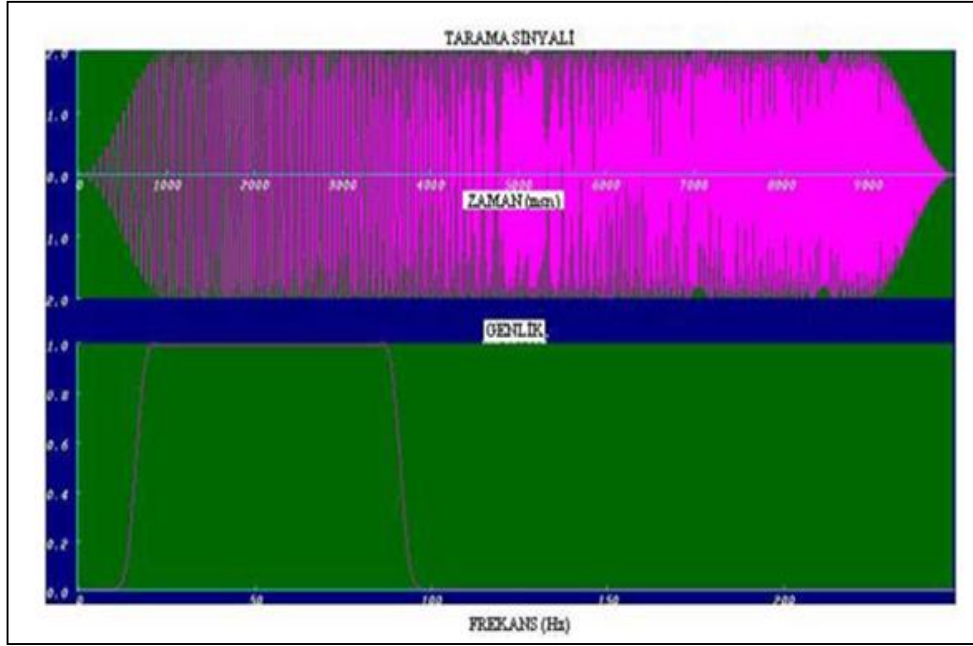
Şekil 4.2. 12-80 Hz 8 sn'ye ait frekans spektrumu [15].



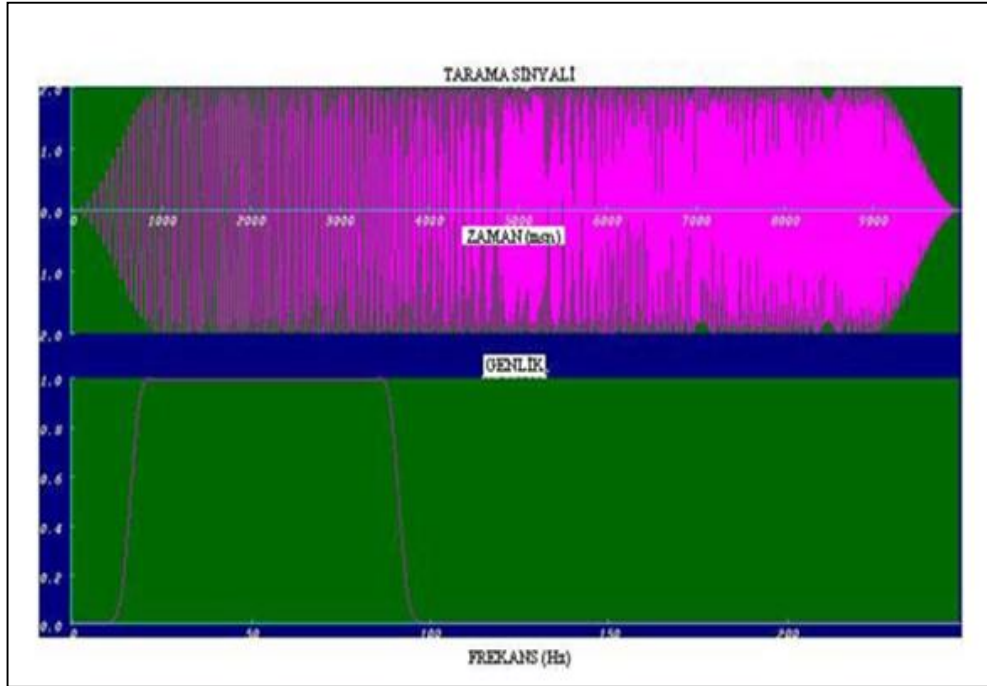
Şekil 4.3. 12-88 Hz 8 sn'ye ait frekans spektrumu [15].



Şekil 4.4. 12-96 Hz 8 sn'ye ait frekans spektrumu [15].



Şekil 4.5. 12-96 Hz 10 sn'ye ait frekans spektrumu [15].



Şekil 4.6. 12-96 Hz 12 sn'ye ait frekans spektrumu [15].

Sonuç olarak yapılan testlerin incelenmesi sonucunda; yukarıda sayılan özellikler göz önüne alındığında en iyi frekans içeriğine sahip olan 12-96 Hz, 12 sn'dir ve 1-2 sn'lik

hedef seviye göz önüne alındığında en iyi sonucu veren 12-96 Hz, 10 sn'dir. Hedef seviyeden gelen yansımaların kalitesi parametre seçiminde en önemli adımı oluşturduğundan, frekans spektrumu olarak daha kötü olmasına rağmen, hedef seviye yansımaları daha iyi olduğundan 12-96 Hz, 10 sn atış parametreleri saha çalışması için en uygun parametreler olarak seçilmiştir.

Sismik çalışmalarda dinamitte önemli ve çok sık kullanılan kaynaklardan biridir. Vibroseis ve dinamit kaynakları arasındaki farklar Tablo 4.1.'de gösterilmiştir.

Tablo 4.1. Vibroseis ve dinamitin karşılaştırılması.

Vibroseis	Dinamit
Frekans içeriği ve kaynak şiddeti kontrollü bir kaynaktır.	Yere gönderdiği frekans içeriği ve kaynak şiddeti açısından kontrol yoktur.
Şiddet olarak dinamitten zayıf bir kaynak olmasına rağmen tekrarlamalarla güçlendirilebilir.	Kaynak şiddeti olarak güçlü bir kaynaktır. Enerjisini anlık yere iletir.
Herhangi bir problemde atış tekrarlanabilir.	Yeni kuyu delinmedikçe tekrarı mümkün değildir.
Özel lojistik koşullarda (yerleşim yeri, su kuyuları) şiddeti düşünülerek sorunsuz uygulanabilir.	Kaynak şiddeti sebebi ile yerleşim yerleri ve su kaynakları gibi bölgelerde uygulamak risklidir.
Sürekli işleyen bir sistem olmasından dolayı maliyeti düşüktür.	Seçilen parametrelere bağlı olarak maliyeti değişir. Vibrodan daha pahalı bir uygulamadır.

Sismik çalışmalarda FDU'nun aldığı dijital sinyalleri kaydeden ekipmanlara recorder (kayıtçı) denilmektedir. Recorderdaki ekipmanlar sayesinde kayıtlar alınır (Şekil 4.7.).



Şekil 4.7. Recorderın sahadan bir görüntüsü.

4.1.2. Mass (Link) kablo

4 FDU boxun (kullanıcı talebine göre değişebilir, çalışmalarda 4'lü link kullanılmıştır) birbirlerine 55 metrelik ara kablolarla bağlanmasıyla oluşan 220 metrelik kabloları mass (link) kablo denilir (şekil 4.8.). Bu linkler birbirlerine bağlanarak hatları oluştururlar. Bir tarafı 4 adet jeofon stringini birbirine paralel olarak bağlarken diğer taraftan bu stringleri kanal bağlantı noktasına bağlayan kabloya ise ara kablo denir. Her bir string üzerinde 6 adet jeofon bulunur. Böylece her bir ara kabloda 24 adet jeofonumuz vardır. Miyadin alışma sahamızdan elde ettiğimiz ara kablo ve link kablo görüntüleri şekil 4.8.'de görülmektedir.



şekil 4.8. Mass kablonun sahadan görüntüsü.

4.1.3. Mass koruyucu lastik

Eğer hat karayolundan geçiyorsa line kablosunun zarar görmesini engellemek amacıyla mass koruyucu lastik kullanılır (şekil 4.9.).



Şekil 4.9. Mass koruyucu lastiğin bir görüntüsü.

4.1.4. Laux (X box=Line acquisition unit crossing)

Miyadin çalışma sahasında 3B sismik veri toplamada hatlarla recorderın iletişimini sağlamakla birlikte, her bir hattın birbiriyle iletişimini sağlayan alete laux, bataryayla birlikte hatta 40 noktada bağlanan ve hatlardaki iletişim için gerekli gücü sağlayan alete ise laul denir. Arazi çalışmasından elde ettiğimiz laux ve laul görüntüleri Şekil 4.10.'da yer almaktadır.



Şekil 4.10. Laux, laul ve bataryanın sahadan görüntüsü.

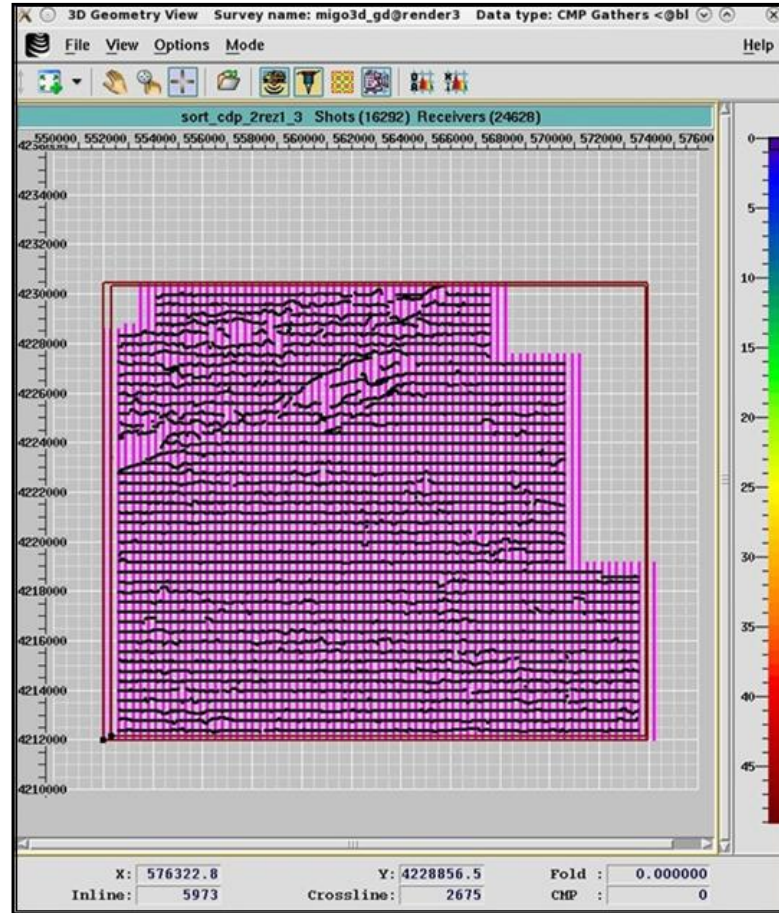
3 boyutlu sismik çalışmalardaki bazı terim ve parametler; atış hatları (cross-line), alıcı hatları (in-line), atış aralığı (DG), alıcı aralığı (DG), migrasyon mesafesi, katlama azalımı, X_{min} , midpoint, CMP bin, patch, template, swath, salvo, fold, göç mesafesi, kenar düzeltmesi, birinci alan (görüntü alanı), ikinci alan (göç mesafesi), üçüncü alan

(katlama azalımı), bin boyutu, hedef seviye genişliği, yanal ayrımlılık, en geniş açılım (S_{max}) ve dar ve geniş azimut dağılımı olarak bilinir.

Atış yapılacak noktaların belirli bir aralıkta alıcı hatlarına dik olarak yerleştirildiği hatlar olan atış hatları, Miyadin çalışma sahamızda siyah renklerle çizilmiş olarak gösterilmiştir. Çalışmadaki atış hattı aralığı 300 metre, atış hattı sayısı ise 22 olarak belirlenmiştir. Şekil 4.11.'de görüldüğü gibi atış hattının düz gitmemesinin sebebi, o noktalarda çeşitli sebeplerden dolayı (bina, trafo, dere vb.) atış yapılamamasıdır. Alıcıların düzenli ve belirli bir aralıkta atış hatlarına dik olarak yerleştirildiği hat olan alıcı hatları ise pembe renklerle çizilmiş olup, aralığı 250 metre, alıcı hattı sayısı 78 olarak belirlenmiştir.

Miyadin çalışma sahamızdaki atış aralığımız (iki atış noktası arasındaki mesafe) ve grup aralığımız 50 metre, kanal sayısı 84, toplam kanal sayısı 504, toplam alıcı sayısı 10374, toplam atış sayısı ise 8559 olarak belirlenmiştir.

Diyarbakır Miyadin çalışma alanımızdaki alıcı ve atış hatlarımızın gerçek görüntüsü Şekil 4.11.'de verilmiştir.

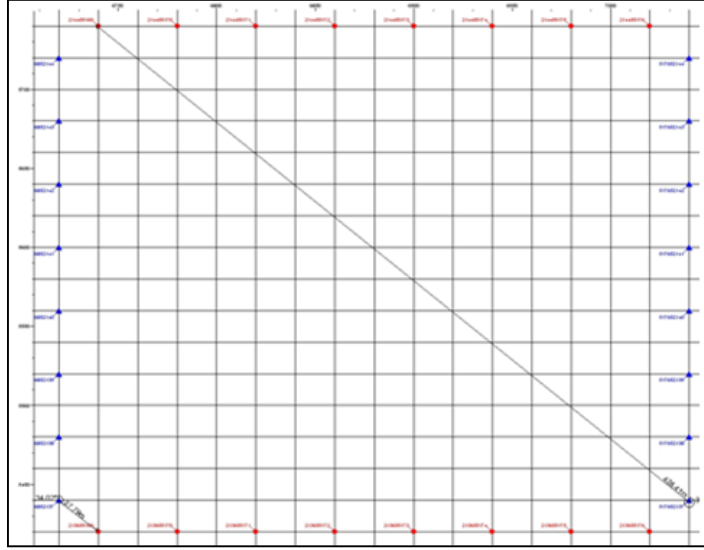


Şekil 4.11. Diyarbakır 3B sahasında toplam atış ve alıcı hatlarının görüntüsü (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

3B sismik yansıma çalışmalarında tarama yöntemiyle veriler toplanır ve küçük kare veya dikdörtgen alanlara CMP bin denir (Şekil 4.12.). Bütün orta noktalar bu alanın veya “bin” içerisine yayılır ve aynı ortak orta noktaya sahiplenmiş gibi kabul edilir. Aynı bin içerisine düşen izler “CMP stack” yapılır ve katlama sayısını oluşturur. Bin boyutu;

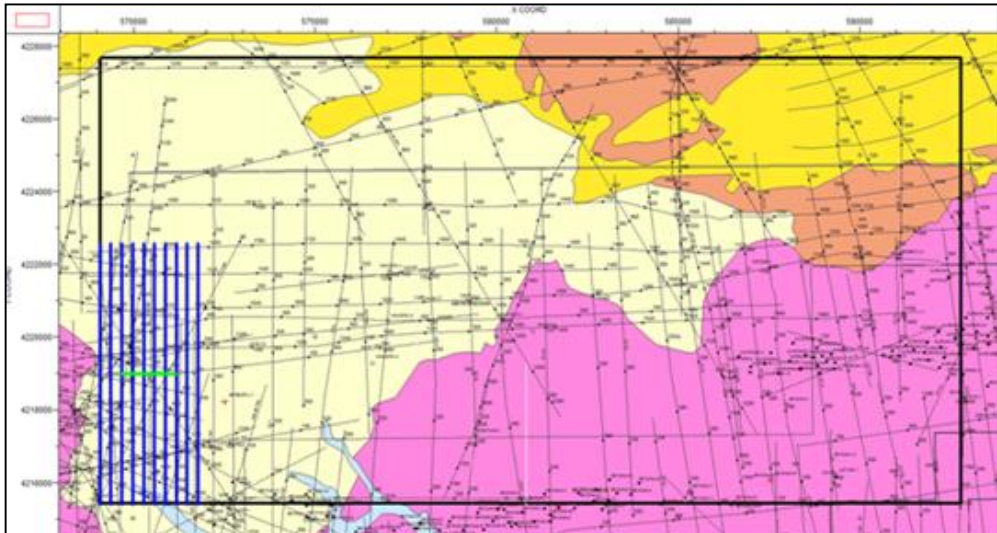
$$\text{Binboyutu} = \text{Kaynakaralığı}/2 \times \text{Gruparalığı}/2 \quad (4.1)$$

olarak hesaplanır.



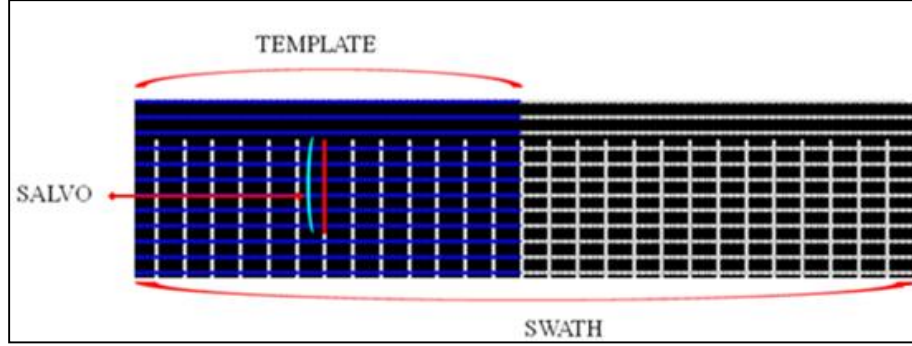
Şekil 4.12. 3 Boyutlu bir çalışmada CMP Bin görüntüsü [14].

3B çalışma alanında herhangi bir kaynak noktası için kayıt alabilecek bütün istasyonların kapladığı alana patch denir. Patch şekli genellikle birbirine paralel alıcı hatlarının oluşturduğu dikdörtgendir. Belirli bir ana patch topluluğu içerisindeki kaydedilmiş kaynak noktalarının sayısına ise template denir. Bu kaynak noktalar patchin içerisinde veya dışında olabilir. Çalışma sahasındaki 3 boyutlu template görüntüsü ise aşağıda gösterilmektedir (Şekil 4.13.).



Şekil 4.13. Tüm 3B saha içerisinde bir template görüntüsü (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

Çalışma sahasındaki atış ve alıcı hatlarının birbirine dik şekilde yerleştirilmesi sonucunda kayıt esnasında template ilerleyişi dikkate alınarak hareket eden alıcı hatlarının sayısı swath diye tanımlanır. Bir swath içerisindeki bir template için yapılan atış sayısı ise salvo olarak tanımlanır. 3 boyutlu çalışmada gerçekleştirilen swath ve salvo görüntüsü Şekil 4.14.'te gösterilmektedir.



Şekil 4.14. 3 Boyutlu bir çalışmada swath ve salvo görüntüsü [15].

Bir CMP içerisindeki yansıyan iz sayısına fold denir. Fold sayısı farklı ofsetler için binden bine değişir. 3B programında ne kadar fold sayısına gerek olduğu, daha önce yapılan 2B ve 3B çalışmalarındaki fold sayısı ve verilerin S/N oranına göre belirlenir. Eğer fold sayısı iki kat arttırılırsa verilerin S/N oranı %41 artmış olacaktır. Genel bir kural olarak;

$$1/2.2B \text{ Fold} < 3B \text{ Fold} < 2/3.2B \text{ Fold} \quad (4.2)$$

$$In - Line \text{ Fold}(C_x) = \text{Kanal Sayısı} \cdot \text{Alıcı Aralığı} / 2 \cdot \text{Atış Hattı Aralığı} \quad (4.3)$$

$$Cross - Line(X - Line) \text{ Fold}(C_y) = \text{Alıcı Hatları Sayısı} / 2 \quad (4.4)$$

$$\text{Fold} = C_x \cdot C_y \quad (4.5)$$

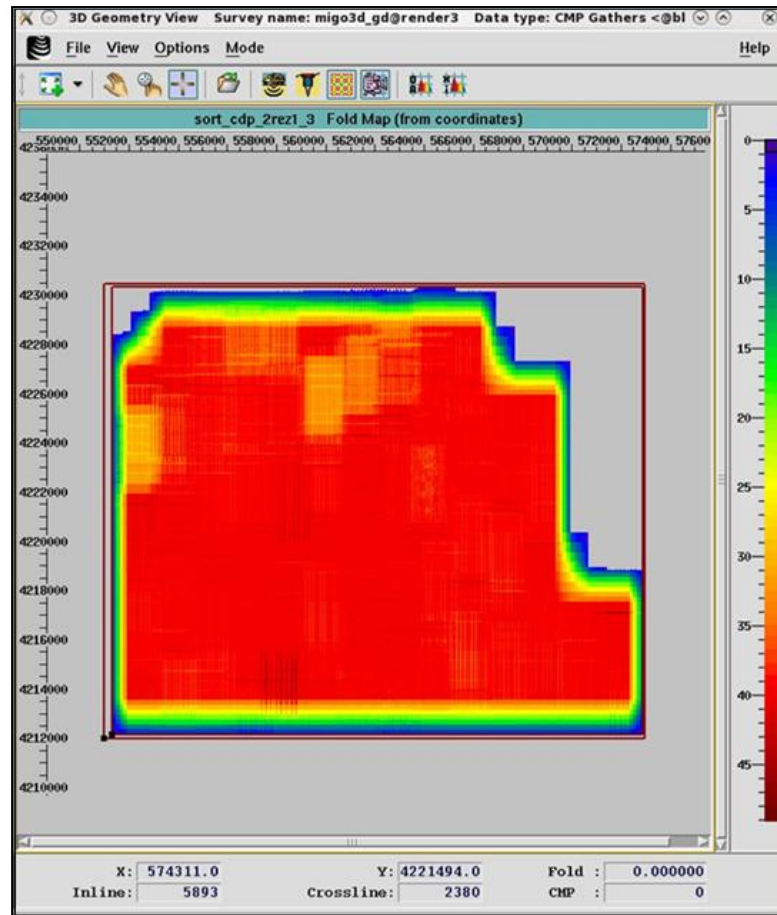
Örneğin 12 x 120 bir template için atış aralığı ve alıcı aralığı; 50 m, atış hattı aralığı ve atış hattı aralığı: 500 m,

$$C_X = 120 \times 50 / (2 \times 500) = C_X = 6 \quad C_Y = 12 / 2 = C_Y = 6$$

$$\text{Fold} = C_X \cdot C_Y = 36$$

Bir ‘‘bin’’ içerisine farklı azimut açılı ve farklı ofsette en fazla 36 adet iz düşecektir.

Diyarbakır ilindeki çalışma sahamızdan elde edilen fold dağılımı Şekil 4.15.’te gösterilmiştir.



Şekil 4.15. Diyarbakır Miyadin 3D sahasının fold dağılımı (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

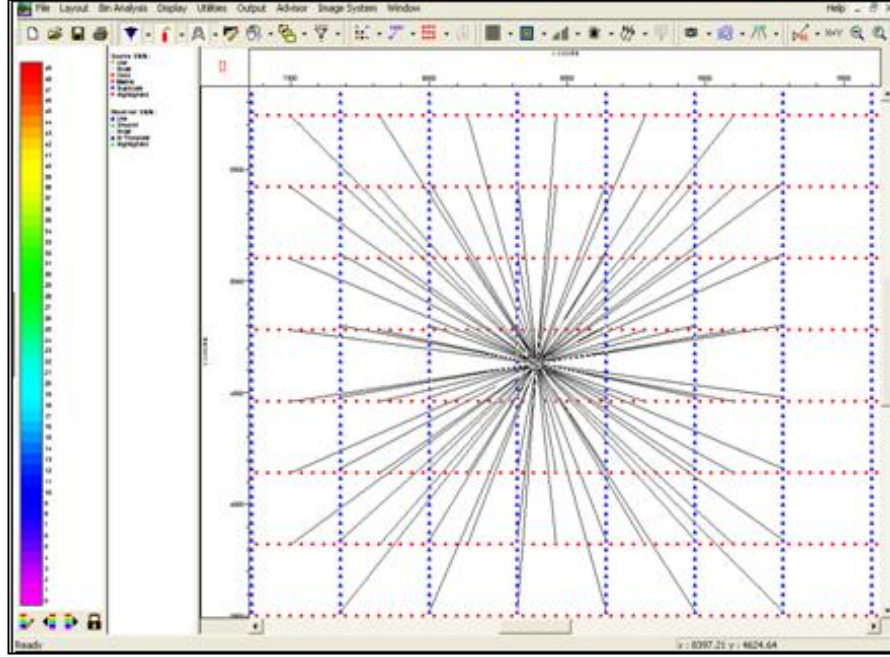
Migrasyon, eğimli yapıları ve fayları gerçek yerlerine taşımak için sismik veriye uygulanır. Şekil 4.15.’te tam katlamanın olduğu kırmızı alanın etrafı migrasyon mesafesi kadar genişletilmiştir. 3B alışma sahasının sınırları belirlendikten sonra yapılması gerek aşama kenar düzeltmesidir. Bu aşamada, tam katlama elde edilmesi

gereken alan ve göç mesafesi dikkate alınarak kayıt alınacak ve atış yapılacak 3B alan dizayn edilir.

Sismik yorumcunun yorumu yapacağı alan birinci alan (görüntü alanı) olarak adlandırılır. Bu alan içerisine düşen bütün izler tam katlama olarak kaydedilmiş ve tam olarak göç yapılmıştır. Birinci alanın etrafında bir koridor şeklinde olan alana ise ikinci alan (göç mesafesi) denir ve koridorun boyu göç mesafesine eşittir. Sismik veri işlemci koridorda tam katlama sağlayarak “yığma” edilmiş izleri birleştirecektir. Göç işlemi, bu izlerin çoğunun enerjisini birinci alan olan görüntü alanının kenarları içerisine hareket ettirecektir. Orta alanın etrafında yer alan koridora ise üçüncü alan (katlama azalımı) denir ve bu zonun genişliği katlamanın azalarak bitmesiyle oluşur. Bu koridor içerisinde kaynak ve alıcı noktaları öyle yerleştirilmelidir ki, orta zonun başlangıcından tam katlama sağlanmış olsun. 3B sismik program dizaynında kenar düzenlenmesi bu üç zonun yerleştirilmesidir.

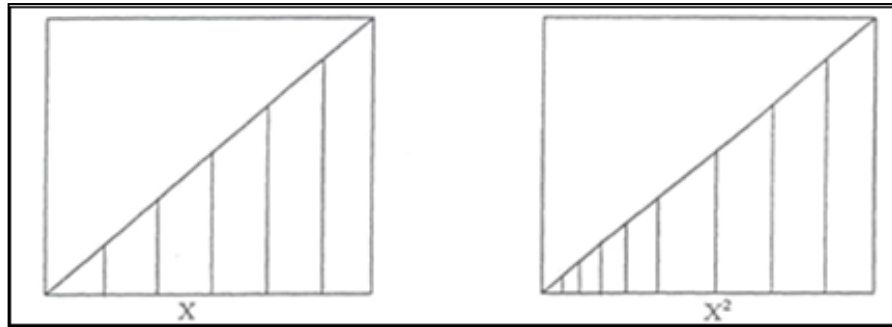
Çoğu zaman bin boyutu ile bin aralığı birbiri ile karıştırılır. Bin boyutu; yığma işleminde üst üste toplanmış izlerin alanıdır. Bin aralığı ise, toplanacak izler arasındaki mesafedir. Bin boyutu ile fold arasında önemli ilişkiler vardır. Fold kare şeklindeki binin bir kenarının uzunluğunun karesi ile orantılıdır. Sismikte kare şeklinde “bin” tercih edilir (Şekil 4.16.).

Bin boyutu, hedef seviyenin genişliği, “aliasing” olmayacak maksimum frekans ve yanal ayrımlılık gibi üç önemli faktör dikkate alınarak seçilmelidir.



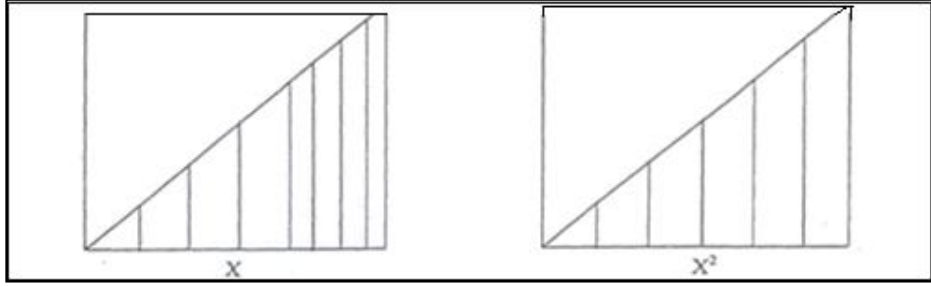
Şekil 4.16. Bir “bin” üzerinden yansıyan izler (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

Dar azimut dağılımlı çalışmalar x ofsetine göre “doğrusal” bir ofset dağılımına sahiptir (Şekil 4.17.). Azimut ofsetin karesine (x^2) karşılık çizildiğinde, ofset dağılım, yakın ofsetlerde kümelenme gösterir. Dar azimut patchleri yanıl hız değişimleri ve DMO ve AVO çalışmalarında daha iyi neticeler vermektedir.



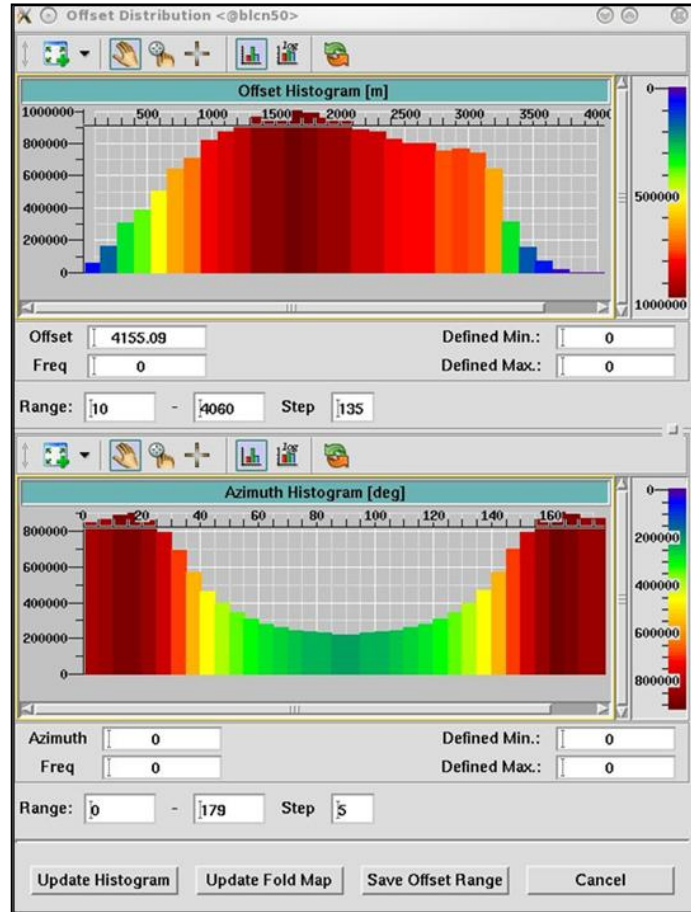
Şekil 4.17. Dar azimut dağılımı.

Geniş azimutlu çalışmalar ise x 'e göre doğrusal olmayan bir ofset dağılımına sahiptir (Şekil 4.18.). x^2 'ye göre çizildiğinde doğrusal bir dağılım gösterir. Hız analizi, multiple sönümü, statik ve daha fazla uniform yönlü örnekleme için geniş azimut dağılımlı çalışmalar oldukça faydalı bilgiler sağlar.



Şekil 4.18. Geniş azimut dağılımı.

Diyarbakır Miyadin çalışma sahasından elde edilen ofset ve azimut dağılımını Şekil 4.19.'da gösterilmiştir.



Şekil 4.19. Sahanın ofset ve azimut dağılımı (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

4.2. Çalışma Alanındaki Veri İşlem Aşamaları

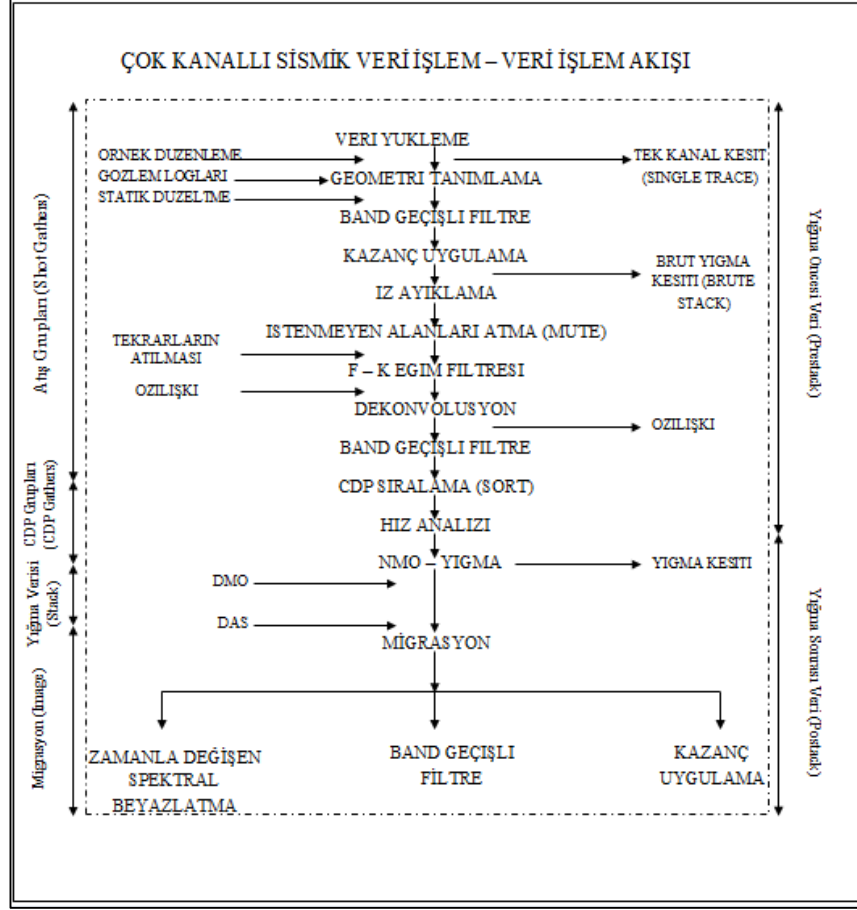
Çok kanallı sismik yansıma verilerinden taban altının görüntüsünün elde edilebilmesi için, toplanan verinin birtakım karmaşık veri işlem aşamalarından geçmesi gerekir. Ardışık olarak uygulanan bir dizi matematik işlemden oluşan ve sismik verilerin bulunduğu formdan başka bir forma geçirilmesi için uygulanan işlemler bütününe “sismik veri işlem (seismic data processing)” adı verilir (Şekil 4.20.). Temel amaç basittir: Sinyal/Gürültü oranını (S/G) ve sismik rezolüsyonu arttırmak. Verideki gürültü, sahip olduğu frekans, yayılım hızı, yayılım yönü gibi herhangi bir özelliği ile sinyalden ayrılıyorsa, bu özelliği kullanılarak gürültüyü veriden atmak mümkün olabilir. Miyadin sahamızda çok kanallı sismik çalışması Şekil 4.20.’de gösterildiği gibi önce veri toplama, sonra veri işlem ve en son da sismik yorumlama basamaklarından geçerek çalışma tamamlanmıştır [16].



Şekil 4.20. Çok kanallı sismikte veri işlem.

Sismik veri işlem birçok işlem adımından meydana gelir ve bunlar genellikle veriye ardışık olarak uygulanır. Bu şekildeki birçok veri işlem adımından oluşan işlemler bütünü “veri işlem akışı (processing flow)” olarak adlandırılır (Şekil 4.21.). Birçok veri işlem akışı, işlem uygulanacak veri setinin diskten okunması, bir veya daha fazla

veri işlem adımının uygulanması ve ardından elde edilen işlenmiş yeni verinin diske yazılmasından oluşur.

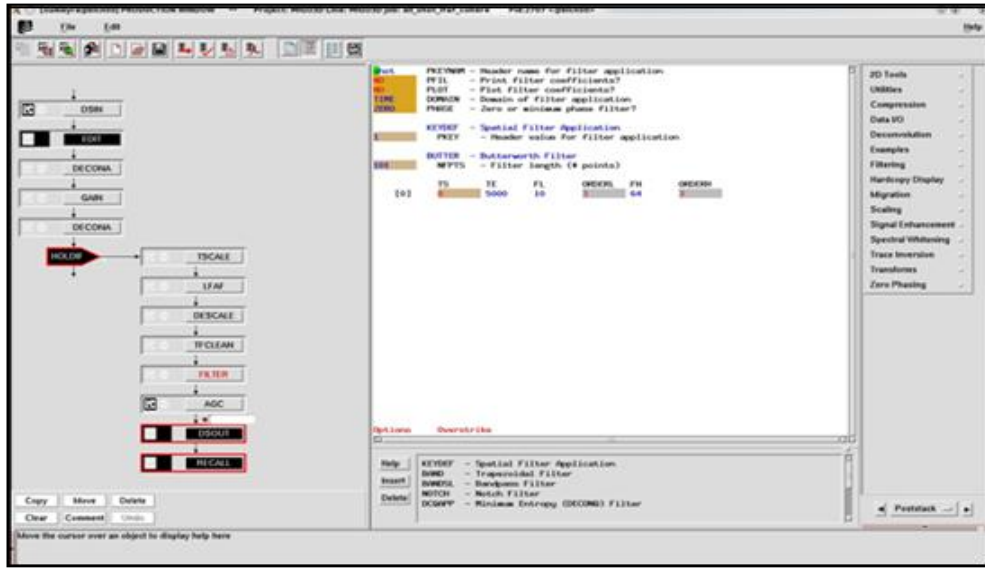


Veri işlem aşamaları; örnek düzenleme, veri yükleme, geometri tanımlama, statik düzeltmeler, kazanç uygulama, iz ayıklama, F-K eğim filtresi, dekonvolüsyon, band geçişli filtre, hız analizi, normal kayma zamanı düzeltmesi, yığma (stack) şeklinde yazılabilir.

4.2.1. Örnek düzenleme

Veri işlemin ilk aşamasıdır. Örnek düzenleme, verinin fiziksel özelliğini değiştirmeden veriye bir konum değişikliği yapmaktır. Arazi bantlarına kaydedilen ham veri karışık biçimdedir. Bu nedenle işlem olarak ilk basamak, her bir alıcı-atış

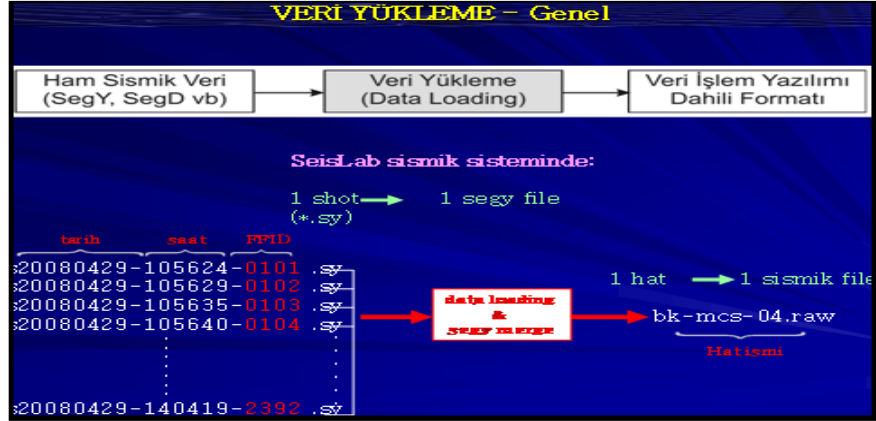
kombinasyonu için, sinyali yeniden teşkil etmek amacıyla, veriyi tekrar düzenlemektir. Ayrıca demultiplex işlemi; (2000x24)'lük bir matrisi, (24x2000)'lik bir matris haline getirmek yani matris transpozu almaktır. TPAO'da artık bu işlem yapılmamaktadır. Çünkü gelişen teknoloji ile birlikte veriler araziden itibaren düzenli bir şekilde alınıp kayıt edildiğinden bu işleme gerek duyulmamaktadır. Şekil 4.22.'de gösterildiği gibi Focus programı yardımıyla örnek düzenleme işlemi yapılmaktadır.



Şekil 4.22. Veri işlem aşamalarındaki örnek düzenleme görüntüsü (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

4.2.2. Veri yükleme

Örnek düzenleme işleminden sonra yapılan veri yükleme işlemi Şekil 4.23.'te gösterilmiştir.



Şekil 4.23. Veri işlemden veri yükleme görüntüsü [16].

4.2.3. Geometri tanımlama

Geometri tanımlama işlemi Focus programı yardımıyla Şekil 4.24. ve Şekil 4.25.'te görüldüğü gibi alıcı ve atışların koordinatları yazılarak yapılır.

Operations:	Rec-Line	Rec-Stn	Receiver X	Receiver Y	Elev	CORVEL	
Copy	1	5000	2113	537711.19	4578461.00	57.11	1750.0
Clear	2	5000	2114	537666.69	4578503.50	56.21	1750.0
Move	3	5000	2115	537622.19	4578526.50	55.71	1750.0
Delete	4	5000	2116	537577.69	4578549.50	55.01	1750.0
Insert	5	5000	2117	537533.19	4578572.50	52.41	1750.0
Interp	6	5000	2118	537488.69	4578595.00	51.91	1750.0
Extrap	7	5000	2119	537444.31	4578618.50	52.01	1750.0
Sort	8	5000	2120	537400.00	4578641.00	52.41	1750.0
Go to...	9	5000	2121	537355.50	4578664.00	54.51	1750.0
Mode	10	5000	2122	537311.00	4578687.00	60.31	1750.0
Station	11	5000	2123	537266.69	4578710.00	64.01	1750.0
Shot	12	5000	2124	537222.19	4578732.50	66.71	1750.0
Pattern	13	5000	2125	537177.69	4578755.50	68.61	1750.0
CDP	14	5000	2126	537133.30	4578778.50	70.01	1750.0
Relation	15	5000	2127	537088.81	4578801.50	69.21	1750.0
Geometry	16	5000	2128	537044.30	4578824.50	66.01	1750.0
3d	17	5000	2129	536999.88	4578847.50	61.81	1750.0
Undo	18	5000	2130	536955.62	4578870.50	60.91	1750.0
Undo All	19	5000	2131	536911.62	4578893.50	62.21	1750.0
Send	20	5000	2132	536866.19	4578916.00	66.51	1750.0
	21	5000	2133	536822.19	4578939.00	67.81	1750.0
	22	5000	2134	536777.81	4578962.00	71.71	1750.0
	23	5000	2135	536733.31	4578985.00	77.51	1750.0
	24	5000	2136	536689.00	4579007.50	83.01	1750.0
	25	5000	2137	536644.30	4579030.50	87.31	1750.0
	26	5000	2138	536600.19	4579053.50	88.31	1750.0
	27	5000	2139	536555.62	4579076.50	88.91	1750.0
	28	5000	2140	536511.19	4579099.50	88.01	1750.0
	29	5000	2141	536466.69	4579122.50	88.31	1750.0
	30	5000	2142	536422.30	4579145.00	87.11	1750.0

Şekil 4.24. Alıcı geometrisi (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

	Shot	Shot-Line	Shot-Stn	Pattern	Orig	Rec-L	Orig	Rec-S	Shot-X
1	1	2112	5013	5555	5013	2112			538020.62
2	2	2112	5014	5555	5014	2112			538047.62
3	3	2112	5015	5555	5015	2112			538068.69
4	4	2112	5016	5555	5016	2112			538089.00
5	5	2112	5017	5555	5017	2112			538113.00
6	6	2112	5018	5555	5018	2112			538135.50
7	7	2112	5019	5555	5019	2112			538159.31
8	8	2112	5020	5555	5020	2112			538182.19
9	9	2112	5021	5555	5021	2112			538210.19
10	10	2112	5022	5555	5022	2112			538257.00
11	11	2112	5023	5555	5023	2112			538293.30
12	12	2112	5024	5555	5024	2112			538370.30
13	13	2112	5025	5555	5025	2112			538295.50
14	14	2112	5026	5555	5026	2112			538310.31
15	15	2112	5027	5555	5027	2112			538341.31
16	16	2112	5028	5555	5028	2112			538363.30
17	17	2112	5029	5555	5029	2112			538386.31
18	18	2112	5030	5555	5030	2112			538409.19
19	19	2112	5031	5555	5031	2112			538449.50
20	20	2112	5032	5555	5032	2112			538485.00
21	21	2112	5033	5555	5033	2112			538479.12
22	22	2112	5034	5555	5034	2112			538502.31
23	23	2112	5035	5555	5035	2112			538525.12
24	24	2112	5036	5555	5036	2112			538547.50
25	25	2112	5037	5555	5037	2112			538571.12
26	26	2112	5038	5555	5038	2112			538594.19
27	27	2112	5039	5555	5039	2112			538616.31
28	28	2112	5040	5555	5040	2112			538637.30
29	29	2112	5041	5555	5041	2112			538661.31
30	30	2112	5042	5555	5042	2112			538684.12

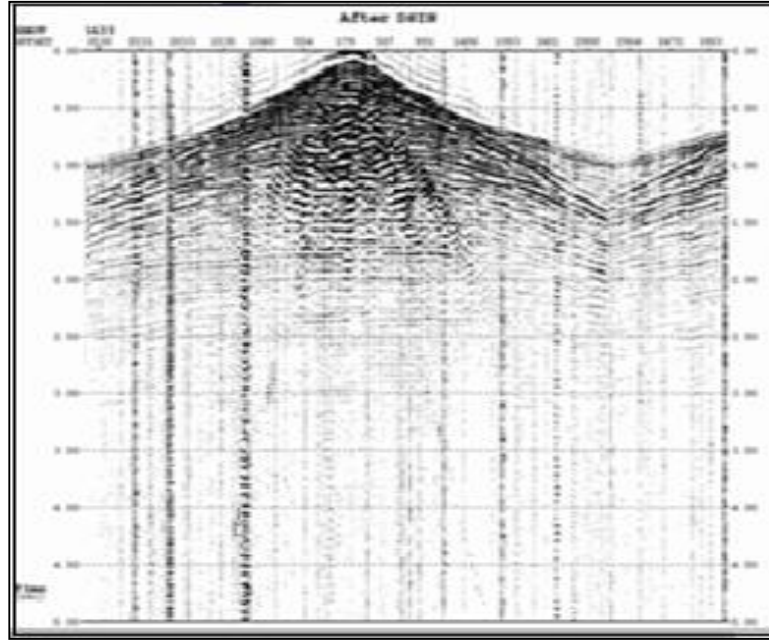
Şekil 4.25. Atış geometrisi (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

Her izin koordinatı, atış noktasından olan uzaklığı, kara sismiğinde alıcı ve atışların yükseklikleri, deniz sismiğinde kaynak-streamer derinlikleri ve tekrarlı yansıma bastırımında kullanılmak üzere su derinliği bilgisi, sismik verinin başlıklarına (header) yazılmalıdır.

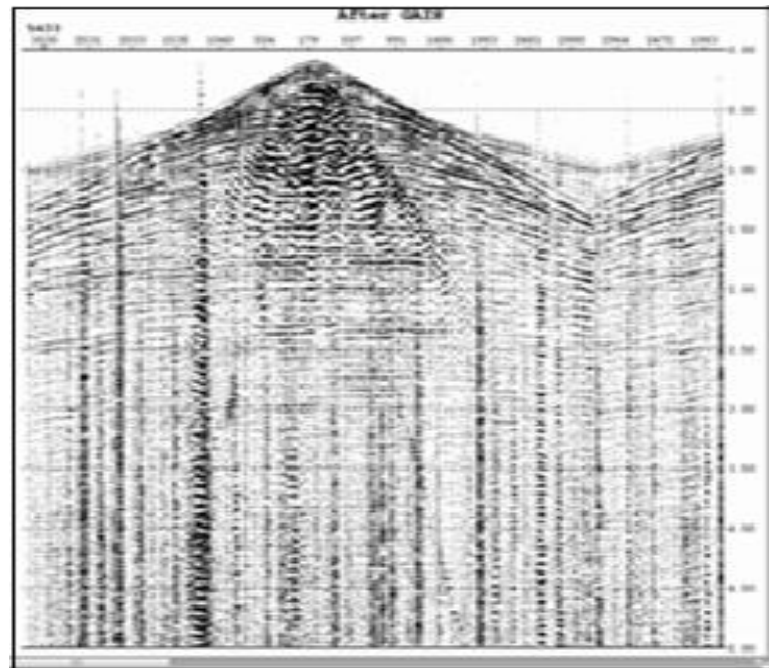
4.2.4. Kazanç uygulamaları

Demux işleminden sonra yapılması gereken bir düzeltmedir. Saha çalışmalarından elde edilen sinyallerin kazancı (gain), küresel dağılma, elastik olmayan azalma, yansıma katsayısı kaybı gibi etmenlere bağlı olarak azalır. Bu etmenler yerin yapısal özelliklerine bağlıdır. Kazanç düzeltmesi uygulanmış veri, diğer veri işlem uygulamalarına hazır hale getirilmiş olur. Bu aşamada alet ve alıcıların verinin fazında meydana getirebileceği bozukluklar giderilmeye çalışılır. Kazanç düzeltmesi yapılan veri, sort işlemine girmeden önce dalgacık işlemi, dekonvolüsyon, filtreleme, dengeleme gibi isteğe bağlı işlemlere bağlı tutulur.

Şekil 4.26.'da sismik verinin kazanç uygulaması yapılmadan önceki görüntüsü, Şekil 4.27'de ise sismik veriye kazanç uygulanmış hali yer almaktadır.



Şekil 4.26. D-B doğrultulu hatta ait 12 numaralı atışın olduğu hattın gain uygulanmadan önceki görüntüsü.



Şekil 4.27. D-B doğrultulu hatta ait 12 numaralı atışın olduğu hattın gain uygulandıktan sonraki görüntüsü.

Küresel Açılım Etkisi;

$$A(r) = A_0 \frac{1}{r} A_r = A_0 \frac{e^{-ar}}{r} \quad (4.5)$$

Soğurma Etkisi;

$$A_{(r)} = A_0 e^{-ar} \quad (4.6)$$

$$A = \frac{\pi f}{QV} \quad (4.7)$$

a: Soğurma katsayısı, f: Hakim frekans, Q: Kalite faktörü (RQ), V: Ortalama hız, $A_{(r)}$: R kadar uzaktaki genlik, $A_{(0)}$: Kaynaktaki genliktir.

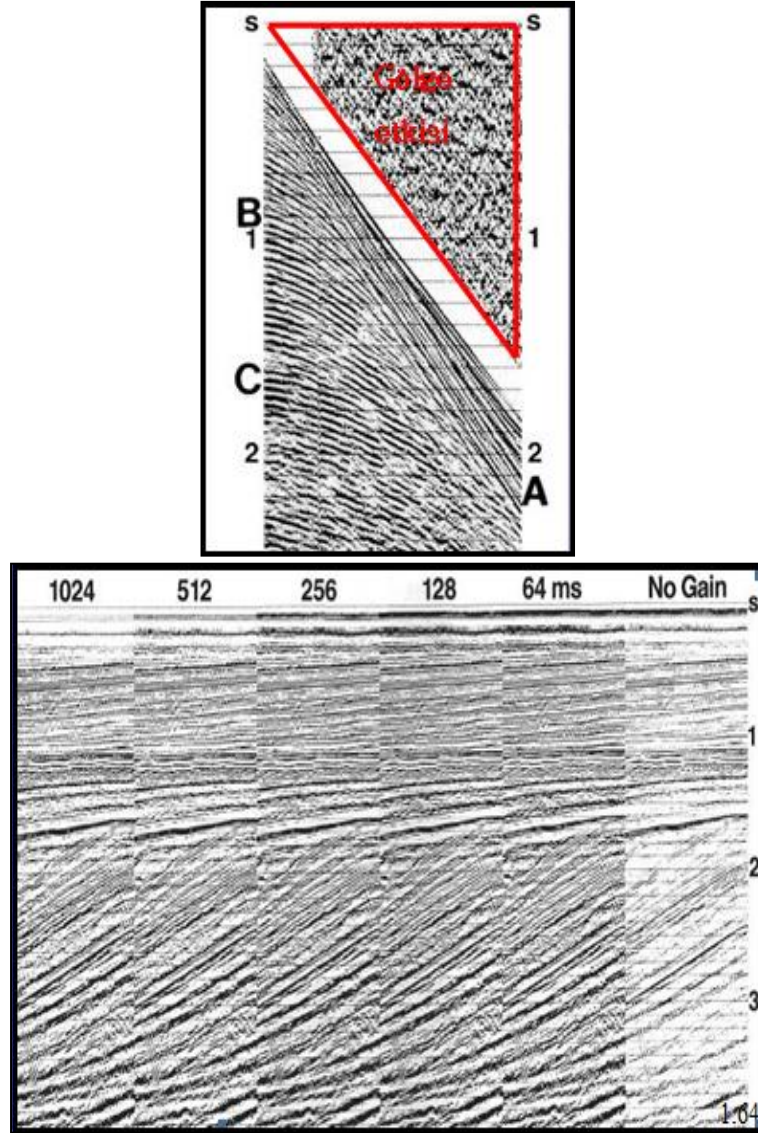
4.2.5. t^{Power} düzeltmesi

t^P düzeltmesinin avantajı; göreceli genlik farkları korunur, hız bilgisine ihtiyaç duymaz, uygulama basittir. Aşağıdaki şekilde verilen farklı p değerlerine karşılık sinyalin değişimi görülmektedir.

Kazanç; $g(t) = t^P$ 'dir ve (P) $0,5 < P < 2$ aralığındadır.

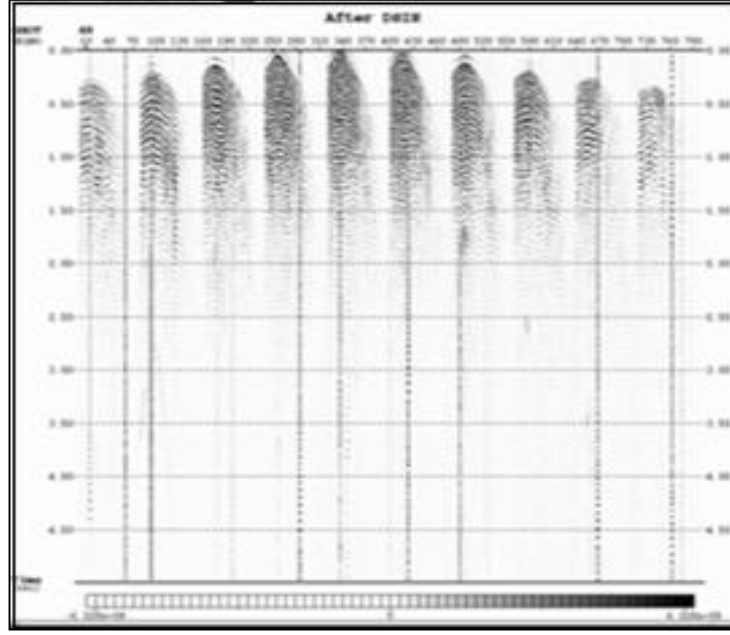
4.2.6. Kazanç uygulama (AGC)

AGC düzeltmesinin avantajı; tüm izler eşdeğer genlik seviyesindedir ve büyük seyahat zamanları için genlikler yükseltilir. AGC düzeltmesinin dezavantajı; göreceli genlik değişimlerini yok eder, gölge etkisi oluşturur (Şekil 4.28.) ve gürültünün genliğini yükseltebilir.

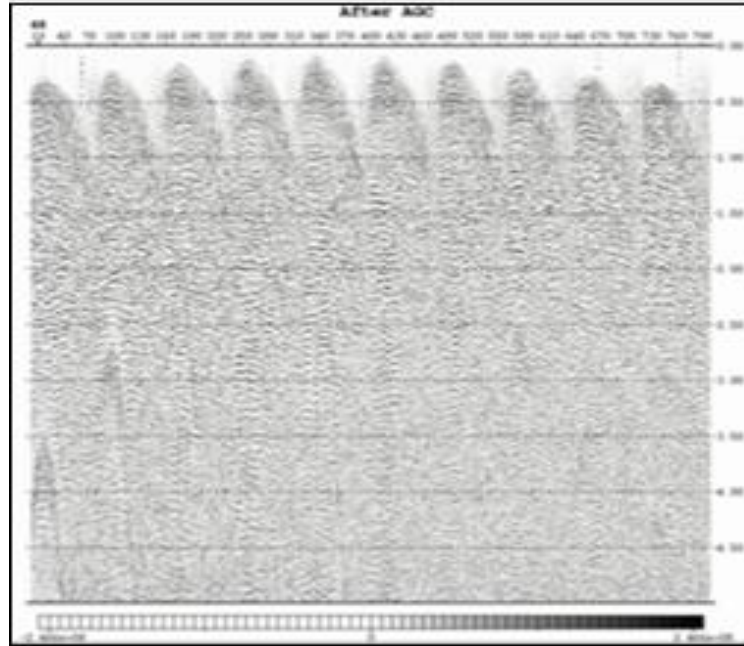


Şekil 4.28. K-G doğrultulu hatta ait 25 numaralı atış hattının bulunduğu sismik kesite kazanç uygulayarak gölge etkisinin giderilmesi ve izlerin belirginleştirilmesi.

Aşağıda yer alan Şekil 4.29.'da sismik kesitin AGC uygulanmadan önceki çoklu görüntüsü, Şekil 4.30.'da ise sismik kesite AGC uygulandıktan sonraki çoklu görüntüsü görülmektedir.



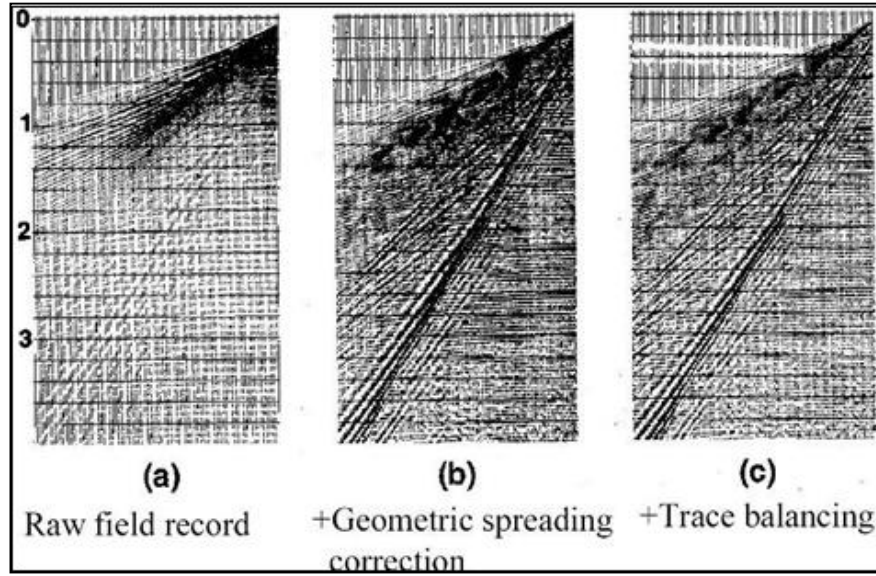
Şekil 4.29. D-B doğrultulu hatta ait 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40 numaralı atış hatlarının AGC uygulanmadan önceki çoklu görüntüsü.



Şekil 4.30. D-B doğrultulu hatta ait 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40 numaralı atış hatlarının AGC uygulandıktan sonraki çoklu görüntüsü.

4.2.7. İz dengeleme

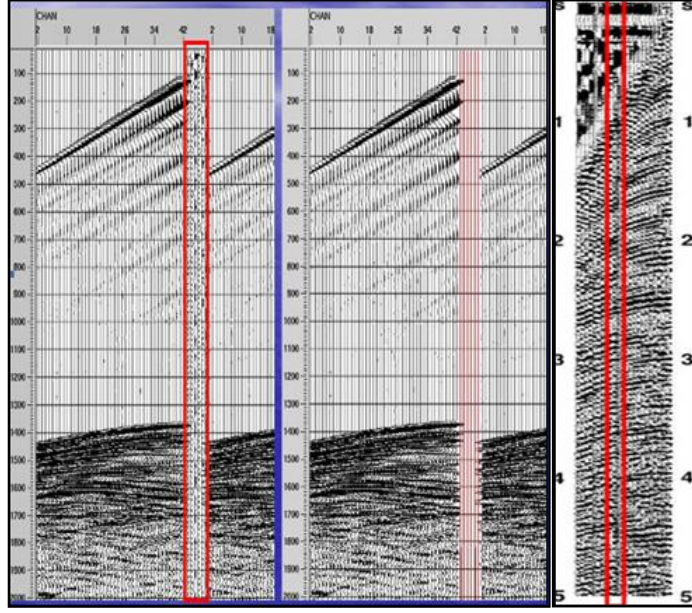
İz dengeleme yönteminin avantajı; tüm izler eşdeğer genlik seviyesindedir ve tüm izler genliklerin RMS ortalama değeri veya max değeri kullanarak normalize edilir. İz dengeleme yönteminin dezavantajı ise; genlik yükseltiminin fiziksel bir temeli yoktur, zamana göre oluşan kayıpları dengelemez ve izdeki büyük değerler baskın hale gelebilir (Şekil 4.31.).



Şekil 4.31. K-G doğrultulu hatta 17 numaralı atışın olduğu hattın, (a) Ham kayıt (b) Geometrik yayılma düzeltmesi (c) İz dengeleme görüntüsü.

4.2.8. İz ayıklama

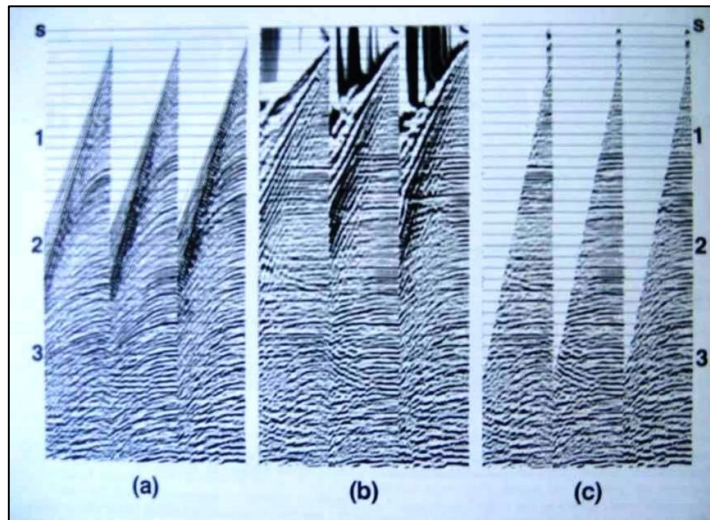
İz ayıklama yöntemi ile; yüksek gürültülü kanallar, ters polariteli izler, çalışmayan kanallar, kaçan atışlar veriden atılır veya sıfırlanır (Şekil 4.32.).



Şekil 4.32. K-G doğrultulu hatta 21 numaralı atış hattından iz ayıklama örneği gösterilmiştir.

4.2.9. Mute

Alıcılardaki ilk sismik varışlar, genellikle bizim kaydetmek istediğimiz yansımalar olmayıp, kırılmalar veya yüzey dalgaları gibi sığ derinlikte yayınmış olan enerjidir. Bu istenmeyen dalgalar büyük genliklere sahip olabilirler ve bastırılmazlarsa önemli bir kaynak gürültüsü oluşturacaklardır. Bunlar belirli bir zaman öncesi her bir izin sıfırlanması ile giderilir. Buna “muting işlemi” adı verilir (Şekil 4.33.).



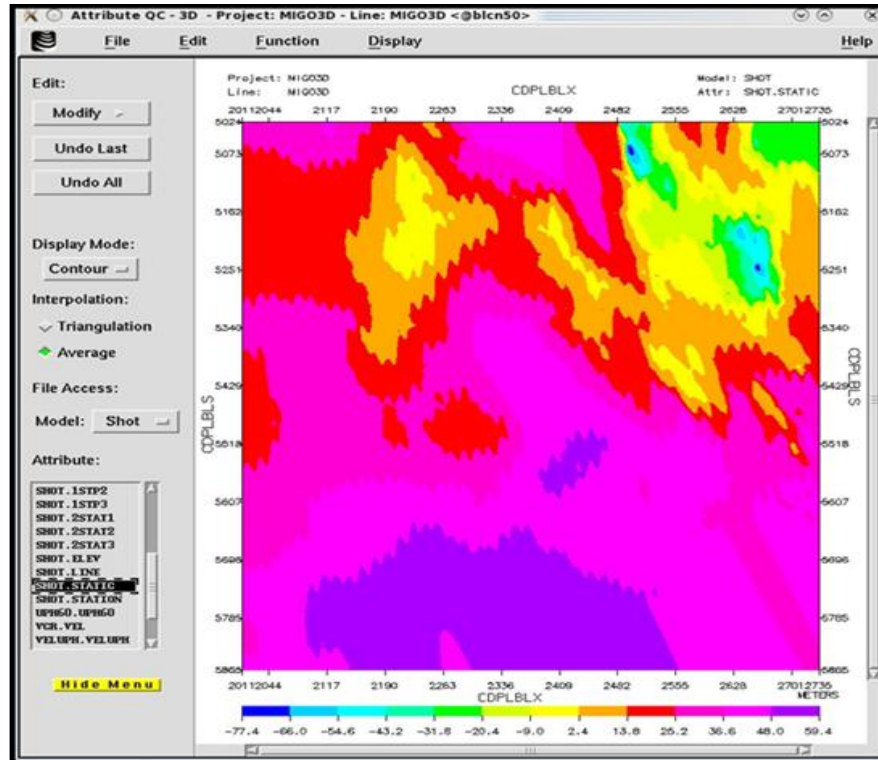
Şekil 4.33. D-B doğrultulu hatta ait 25 nolu atışın (a) Ham veri (b) Veriye offset artışı uygulanması (c) Veriye mute işlemi uygulanmış hali.

4.2.10. Statik düzeltme

Yüzeğe yakın zaman gecikmeleri iki farklı sebepten meydana gelir. Kara verisi durumunda, birincisi hat boyunca yükseklik değışikmelerinin, diğeri yüzeğe yakınında kuvvetli hız değışikmelerinin olabilmesidir.

Statik düzeltme gerek topografyadaki yükseklik ve gerekse çoğru kez ayrıışmış zonu da içeren ilk tabakadaki hız değışikmelerinin neden olduğu, izler arasındaki zaman anomalilerinin giderilmesi şeklinde tanımlanabilir (Şekil 4.34.).

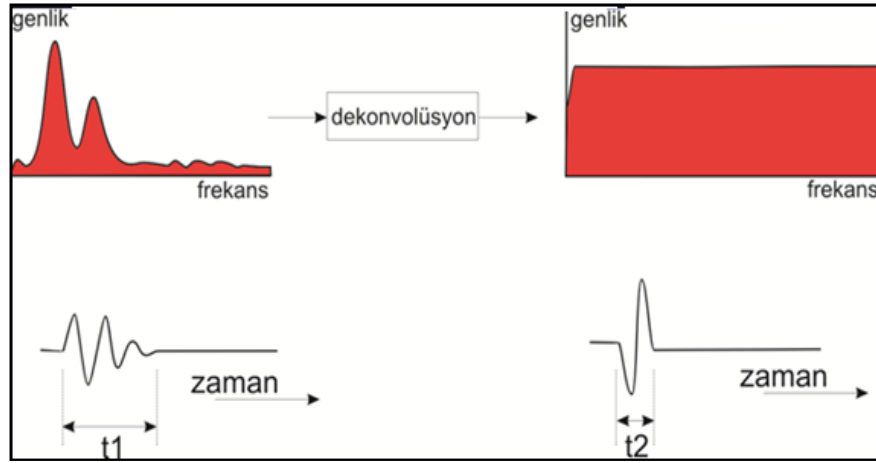
CDP atış yönteminin sağladığı veri bolluğru sayesinde, yapılmış statik düzeltme hesaplarının iyileştirilmesi ve bazı rastgele hataların giderilmesi mümkün olur. Bu işleme de “artık veya kalıntı (residual) statik” adı verilir.



Şekil 4.34. K-G doğrultulu hatta 36 numaralı atış hattına statik düzeltme uygulaması (TPAO verilerinden değıştirilerek alınmıştır).

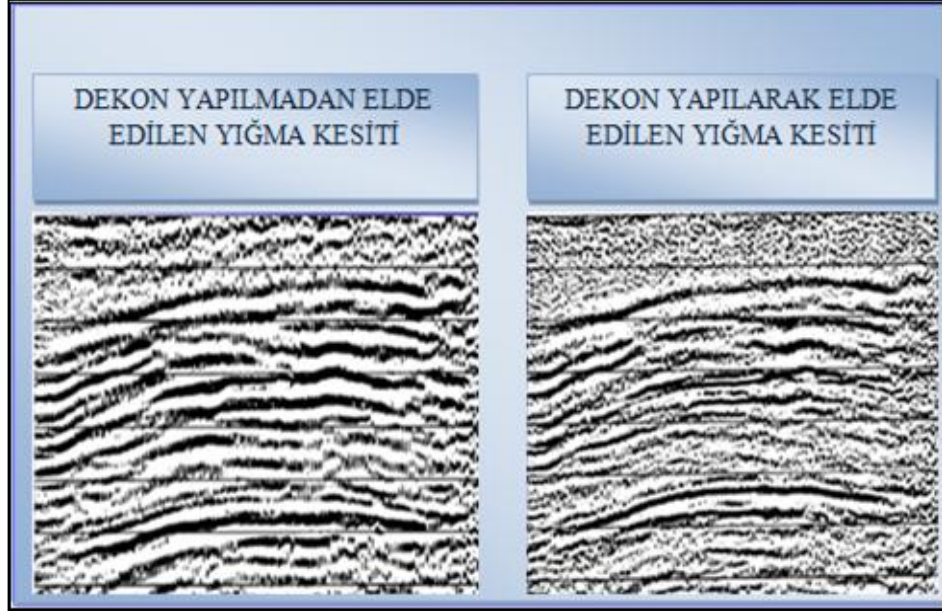
4.2.11. Dekonvolüsyon

İdeal bir sismik iz, yalnızca yer içindeki yansıtıcılara karşılık gelen çift yol zamanlarındaki (TWT) bir iğnecikler (spike) serisidir. Gerçek bir sismik iz ise, bu ideal biçimden oldukça uzaklaşır. Dalganın yer içindeki seyahati sırasında dalga şekli, soğurulma ve tekrarlayan yansımalar sebebiyle derece derece değişir. Dekonvolüsyon işlemi; enerji kayıplarını geri almak için yapılır. Soğrulan enerjileri ortaya çıkarır. Tekrarlı yansımaların (multiple) atılmasını sağlar. Yüksek frekanslı proses imkanı sağlar. Çözünürlüğü yükseltir. Dekonvolüsyon zaman ortamındaki dalgacığı sıkıştırır, frekans ortamındaki dalgacığı genişletir (Şekil 4.35.).



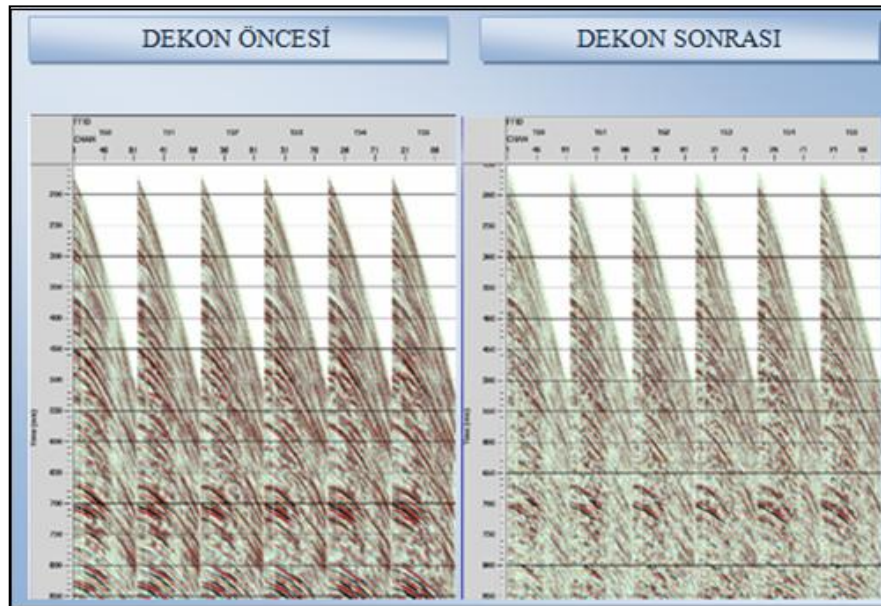
Şekil 4.35. Dekonvolüsyon işlemi [16].

Şekil 4.36.'da dekonvolüsyon işleminin sismik verinin salınımlı görünümünü yok ettiği görülmektedir.



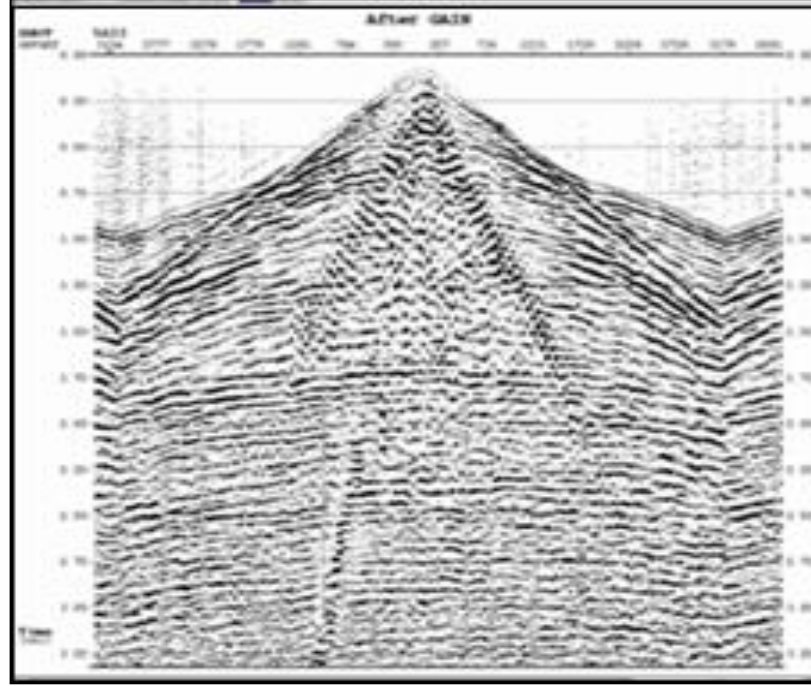
Şekil 4.36. K-G doğrultulu hatta ait 5 nolu atışın sismik kesite ait iğnecik dekonvolüsyon işleminin uygulanması.

Şekil 4.37.'de dekonvolüsyon işleminin sismik dalgacığı sıkıştırdığı görülmektedir.

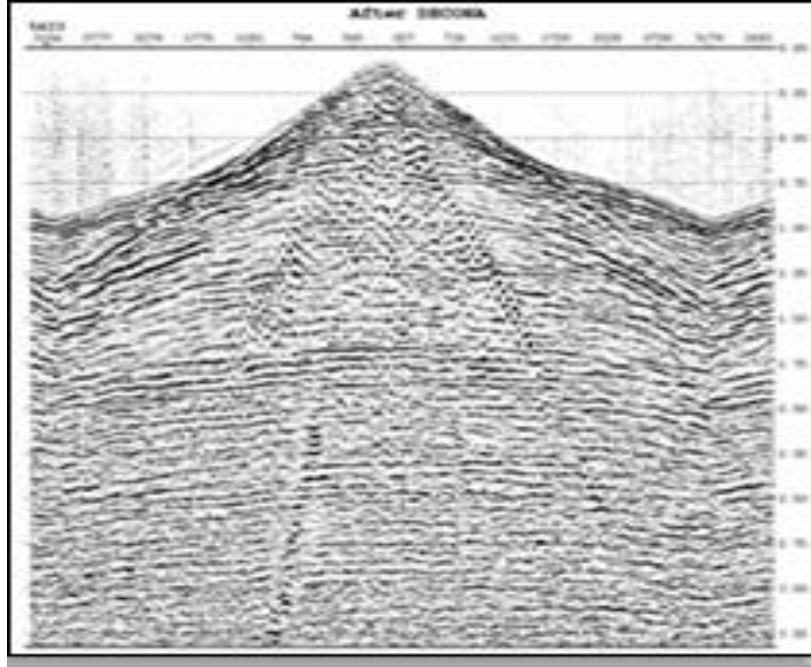


Şekil 4.37. K-G doğrultulu hatta ait 7, 8, 9, 10, 11, 12 nolu atış hatlarının dekonvolüsyon öncesi ve sonrası sismik kesitleri.

Şekil 4.38.'de gain uygulamasından sonraki kesit, Şekil 4.39.'da ise de konvolüsyon uygulamasından sonraki sismik kesit görülmektedir.



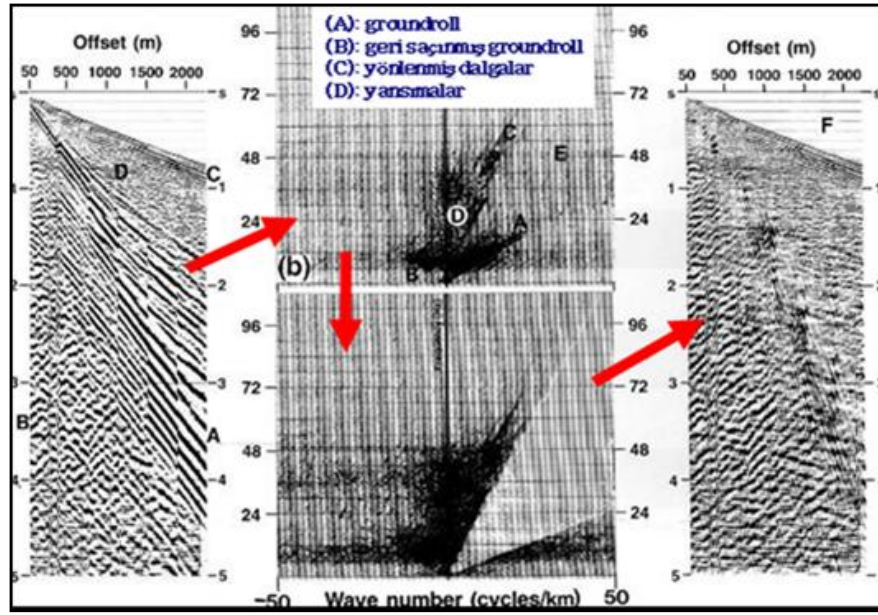
Şekil 4.38. D-B doğrultulu hatta ait 29 numaralı atış hattına gain uygulaması (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).



Şekil 4.39. D-B doğrultulu hatta ait 29 numaralı atış hattına gain uygulaması (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

4.2.12. F-K eğim filtreleri

F-K eğim filtresi uygulaması sırasında, fourier dönüşümünün ürettiği wrap-around gürültüsünü (F) önlemek için atış kaydı x ve t yönünde 4 kat uzatılır. Burada sıfırlama zonu çok dar ve keskin olmamalıdır. Katlanma varsa, sıfırlama zonu, katlanan bu alanları da içine alacak şekilde sıfırlanmalıdır (Şekil 4.40.).

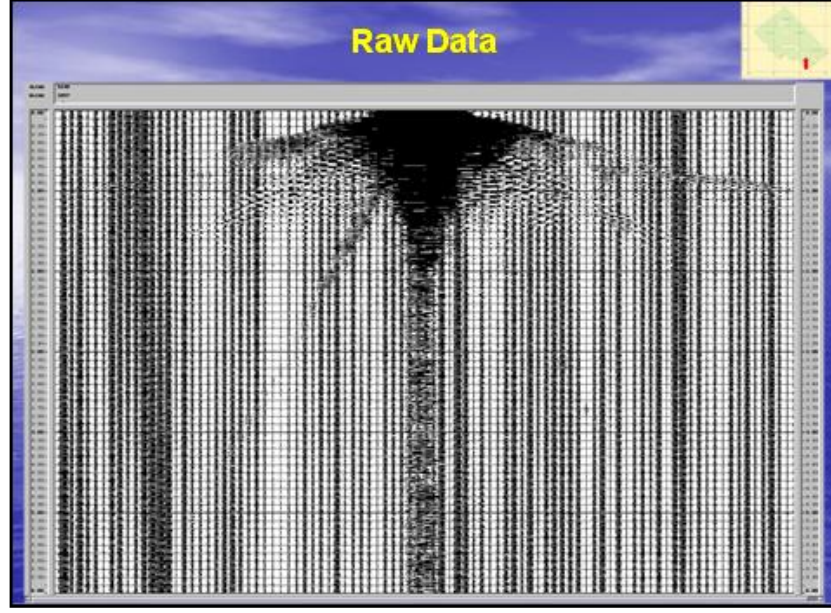


Şekil 4.40. D-B doğrultulu hatta ait 21 numaralı atış hattının F-K eğim filtresi uygulandıktan sonra sismik kesitte meydana gelen değişim [16].

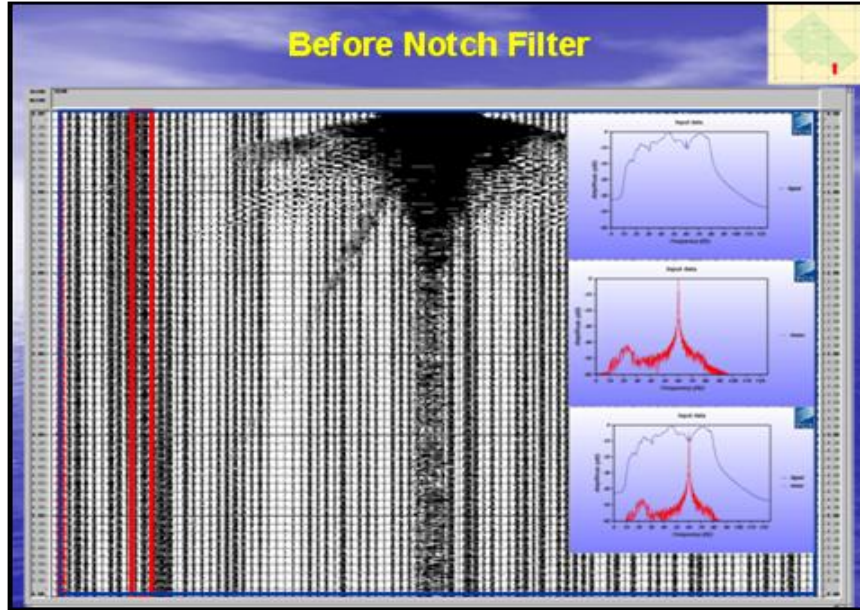
4.2.13. Çentik bantlı filtre

Sismik yöntemde filtre çeşitleri; alçak geçişli, yüksek geçişli, band geçişli, çentik bantlı ve band kesmeli filtre olmak üzere sıralanabilir. Çentik bantlı filtre dizaynında sadece seçilmiş satır ve sütunlardaki pikleri sıfırlar.

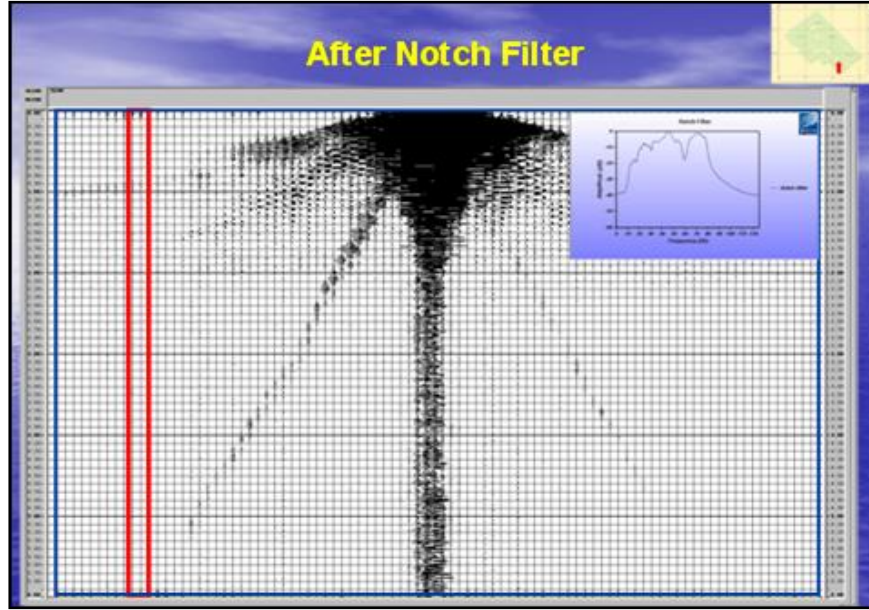
Aşağıdaki uygulamalarda çentik bantlı filtrenin işlenmemiş veriye uygulanmadan önce ve uygulandıktan sonraki görüntüleri görülmektedir (Şekil 4.41., Şekil 4.42., Şekil 4.43.).



Şekil 4.41. K-G doğrultulu hatta ait 13 numaralı atış hattına ait işlenmemiş veri [16].



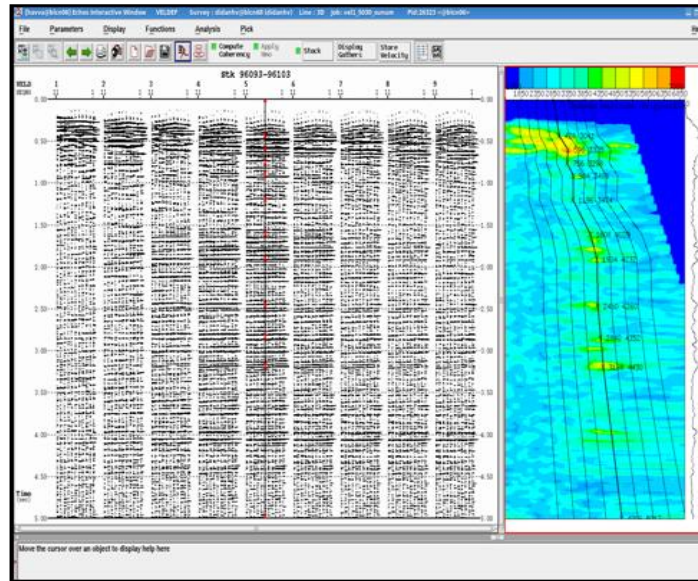
Şekil 4.42. K-G doğrultulu hatta ait 13 numaralı atış hattına ait çentik bantlı filtre uygulanmadan önceki veri [16].



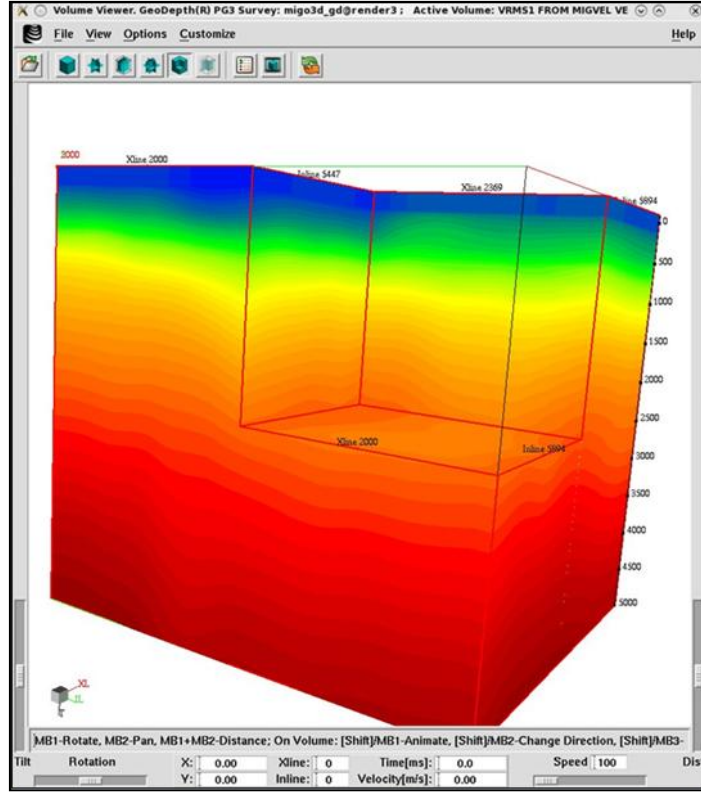
Şekil 4.43. K-G doğrultulu hatta ait 13 numaralı atış hattına ait çentik bantlı filtre uygulandıktan sonraki veri [16].

4.2.14. Hız analizi

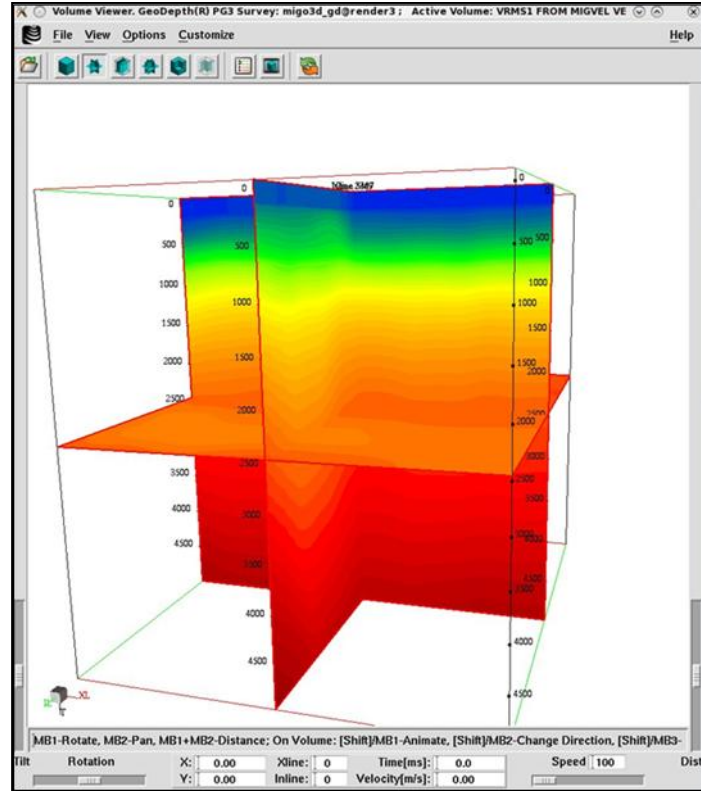
Sismik hız analizi Focus programı yardımıyla ve hız paneli yöntemiyle yapılmıştır (Şekil 4.43.). Hızlar dikkatli bir şekilde seçildikten sonra hiperbol konumundaki hız düzeni yatay hız düzenine sokulmuş olur (Şekil 4.44., 4.45., 4.46., 4.47., 4.48., 4.49.).



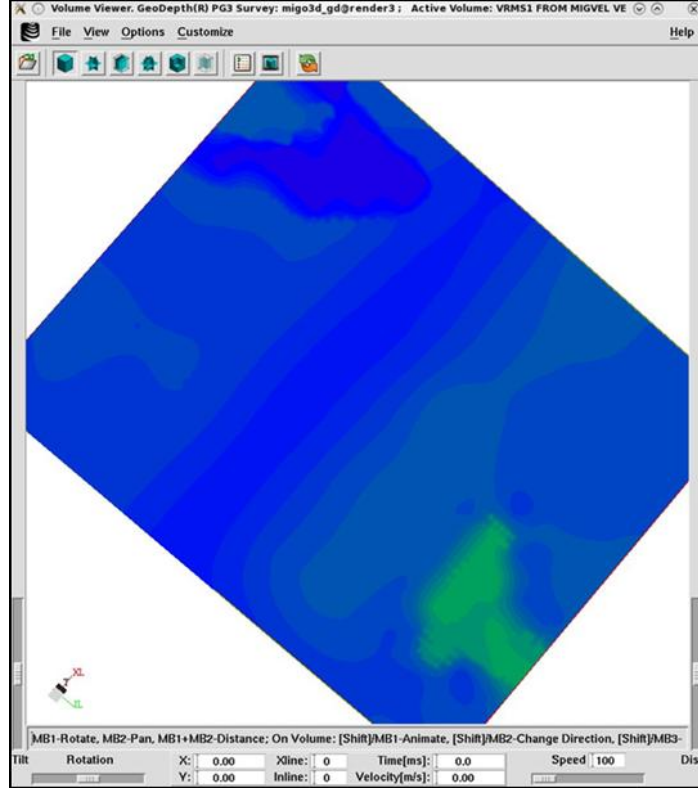
Şekil 4.44. Hız seçimi.



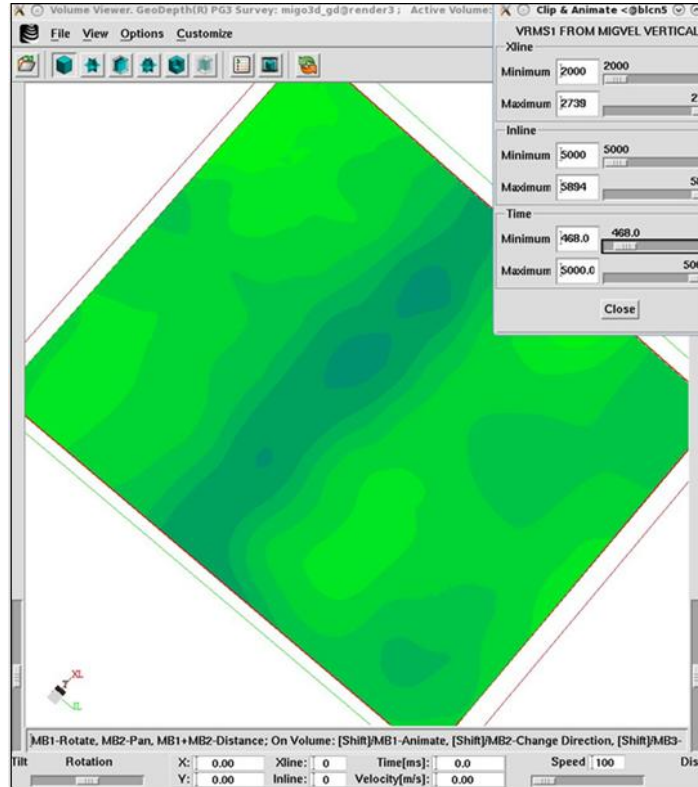
Şekil 4.45. 2100 m/sn değerindeki hız 1 seçimi.



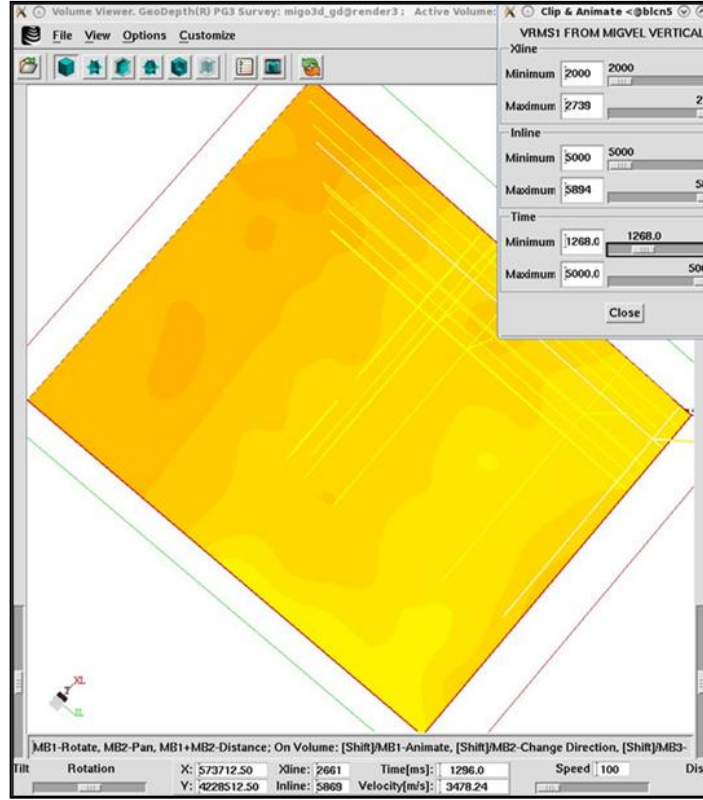
Şekil 4.46. 2300 m/sn değerindeki hız 2 seçimi.



Şekil 4.47. 2500 m/sn değerindeki hız 3 seçimi.



Şekil 4.48. 2700 m/sn değerindeki hız 4 seçimi.

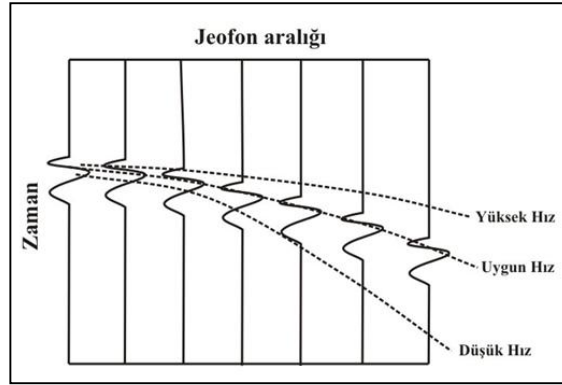


Şekil 4.49. 2800 m/sn değerindeki hız 5 seçimi.

4.2.15. NMO düzeltmesi ve birleştirme

CDP toplamasının sismik izlerini normal moveout (NMO) için düzeltmek, daha sonrada bunları hep birlikte toplamak istenir. NMO düzeltmesinin tayini, kesitin sismik hız yapısının analizine eşdeğerdir. Prensip olarak her CDP toplaması (gather) hız bilgisi içerir. Hız analizlerinin yerleri jeolojik yapıya bakılarak seçilir. “CDP gather” analizi için birkaç temel yöntem vardır. Bunlar; sabit hız toplaması (constant velocity gather), sabit hız birleştirme (constant velocity stack) ve otomatik hız tayini olarak sıralanabilir. İlk yöntemde, sismik hız ışın yolu boyunca belirli bir değere sahiptir. İkincisinde, ilkinde olduğu gibi sabit bir hız kullanarak NMO hesaplaması yapılır. Daha sonra da veriye, birleştirme (yığma) (stack) işlemi uygulanır. Son yöntemde ise, hızın en iyi uyan (best-fit) değeri otomatik olarak bulunur.

Şekil 4.50.'de bir CDP toplaması üzerindeki NMO hiperbollerini görülmektedir.

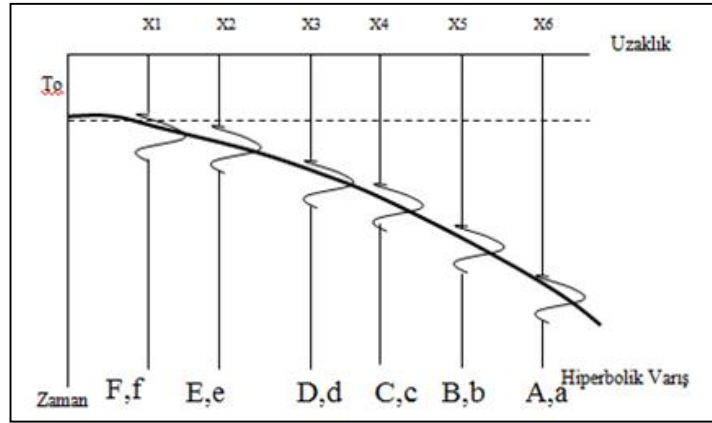


Şekil 4.50. Bir CDP toplaması üzerindeki NMO hiperbollerini.

NMO düzeltmesinden sonra CDP toplamasının izleri, birleştirilmiş iz (yığma izi) (stacked trace) oluşturmak üzere birlikte toplanabilir. Bu işlem, sinyalin rastgele gürültüye oranını \sqrt{n} faktörü ile iyileştirir. Bu toplamadaki (gather) izlerin sayısıdır.

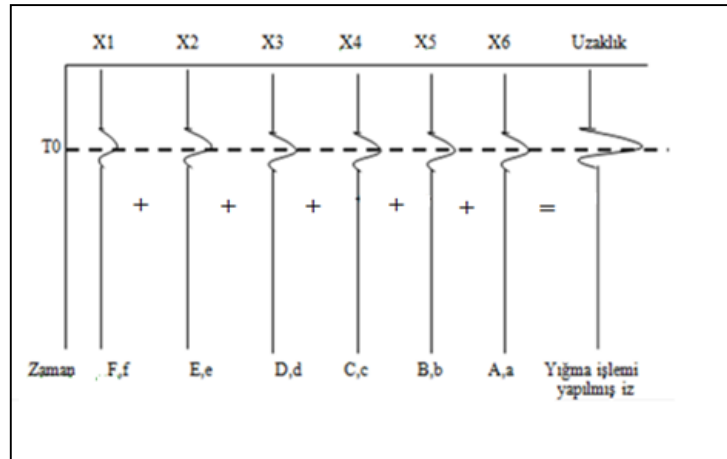
4.2.16. Yığma

Çok katlamalı sismik veri toplamasında ortak yansıma noktasından yansıdıkları halde farklı dalga yolları izleyen izlerin tek bir iz haline getirilmesine “birleştirme işlemi” denir. Birleştirme işlemiyle yapılmak istenen kaynak-alıcı uzaklıklarını sıfıra götürecek bir işlemle tüm kaynak ve alıcıları O noktasına toplamaktır. Şekil 4.51.’de görüldüğü gibi her izdeki yansıma sinyali, uzaklığa bağlı olarak gelişme göstermektedir. Ortamın dalga yayılım hızı ve T_0 düşey çift zamanı bilindiğinden her iz için uzaklık kayması hesaplanabilir. Her iz için hesaplanacak uzaklık kayması, hiperbolik varış zamanı eğrisi ile T_0 gidiş-geliş zamanı arasındaki farktan bulunabilir. Her izdeki sinyal uzaklık kayması kadar yukarı çekildiğinde, tüm izlerde yansıma sinyalleri aynı T_0 zamanına gelir [11].



Şekil 4.51. Hiperbolik varış zamanı.

Şekil 4.52.'de ise izlerin aynı zamanlı genliklerinin toplanarak birleştirilmiş iz elde edilmesi açıklanmıştır.



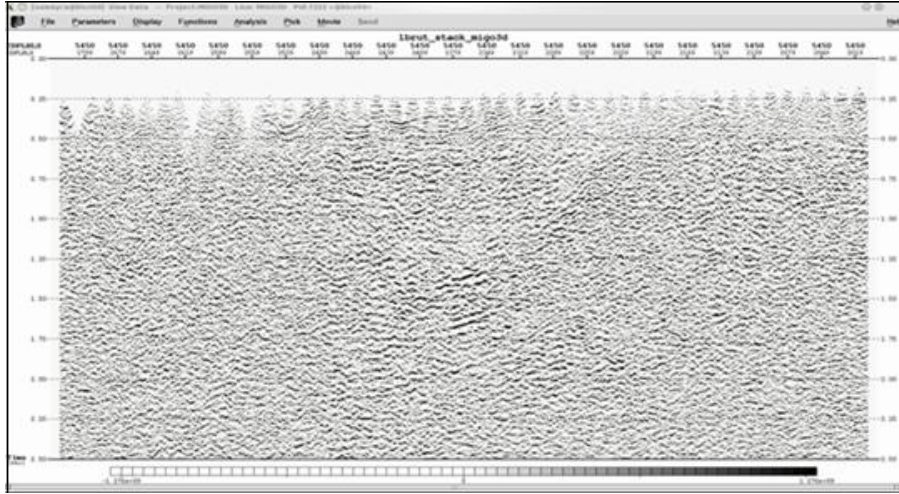
Şekil 4.52. Yığma işlemi [13].

Yığma işlemi, rastgele gürültüleri katlanmanın karekök oranında sönümler. Bir başka deyişle 48 katlanmalı bir yığmada $S/G=\sqrt{48}=7$ kat kadar artar. Ayrıca tekrarlı yansımalar yığma sonrası sönümlenirler. Bu avantajlara karşı OYN'deki izler iyi işlenmemişse, yani kalıntı NKZ veya kalıntı statik değerleri izde bulunuyorsa, yığma sonunda birbirini ters yönde etkileyeceklerdir. Dolayısıyla yığma izinin kalitesi düşecektir. Yığma işlemi sonunda elde edilen izlere sıfır açılımlı izler gözüyle bakılabilir. Bu kabul, yansıma yüzeylerinin eğimli olmaması durumunda geçerlidir. Eğer yansıma yüzeylerinin eğimleri artarsa, sinyaller olması gerekenden farklı

yerlerde olacaklardır. Bu durum istenmeyen bir durumdur. Bu yüzden sinyalleri olmaları gereken yerlere taşımak için göç (migrasyon) işlemi uygulamak gerekir.

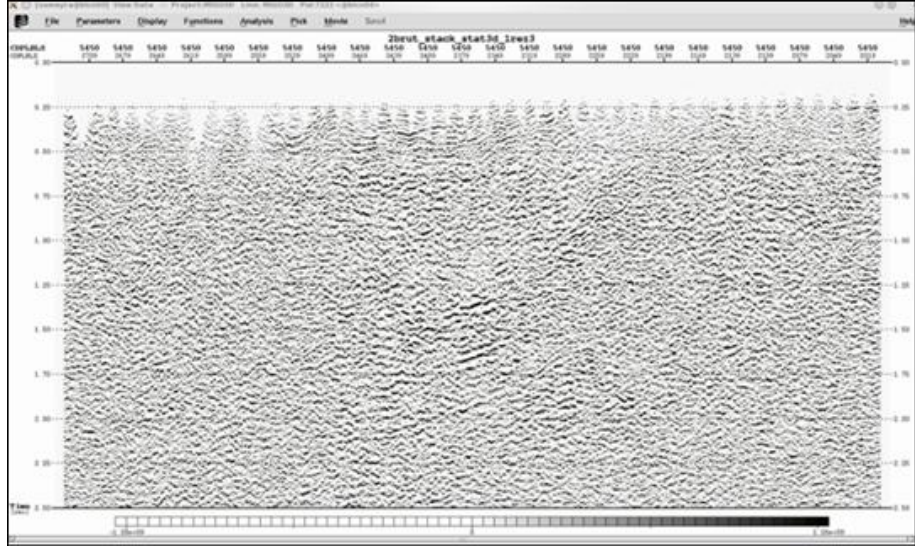
4.2.16.1. 3B yığma örnekleri

Sort işlemiyle CDP ortamına geçildikten sonra burada statikler dataya uygulanır. Statik düzeltme yapılmasının sebebi, hem düşük hız etkisini kaldırıp hem de topografik düzeltme yapmasıdır. NMO düzeltmesi yapmak için hız bilgisine ihtiyaç vardır. Bunun için hemen birinci hızlar seçilir. Ve hemen arkasından birinci brüt stack çıkarılır (Şekil 4.53.).



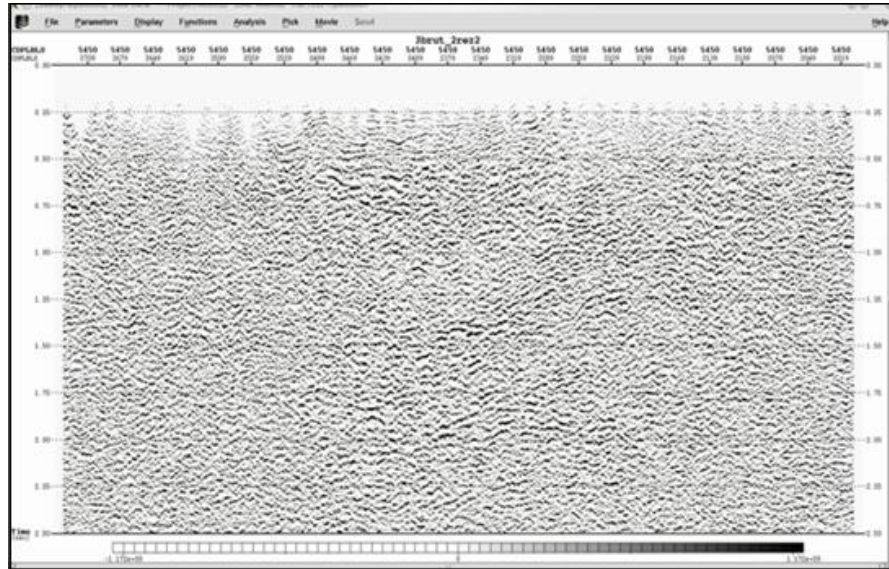
Şekil 4.53. D-B 1 profiline ait yığma yapılmış kesit.

Brüt stackten sonra kalan statik etkilerini ortadan kaldırmak için Staticar programıyla rezidüel statik uygulaması yapılır. Bu datumdaki kalıntı statığı atmak için ve yüzeye bağlı statik değişimlerini bertaraf etmek için yapılır. Bunun sonuçlarını uygulayarak çıkarılan stack adı ikinci brüt olur (Şekil 4.54.).



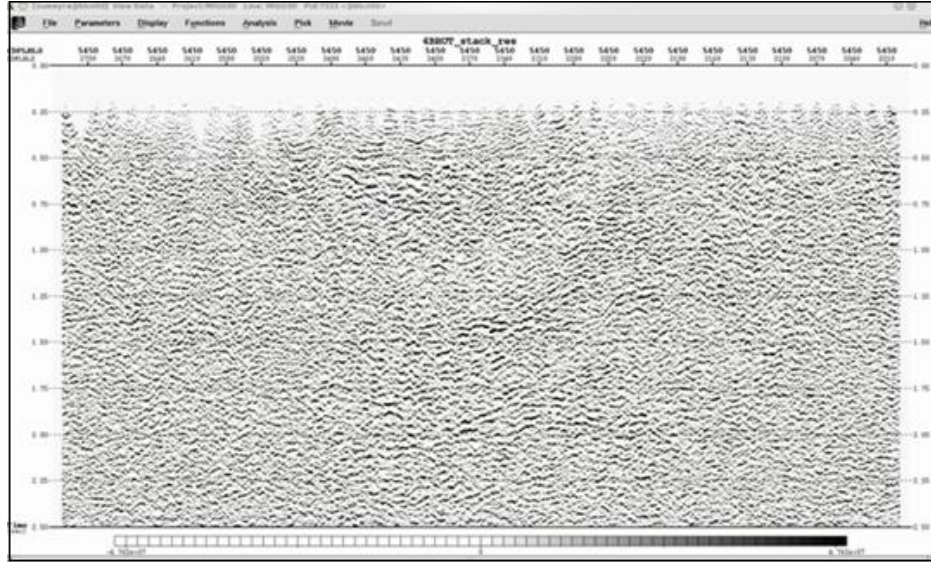
Şekil 4.54. D-B 2 profiline ait yığılmış kesit.

Burada her aşamanın bir önceki aşamadan daha ilerde olması beklenir. İkinci hızları seçmek için birinci rezidüel sonuçlar cdp gatherlara uygulanarak yeniden hız seçilir (ikinci hızlar). Bu hızların daha doğru ve daha iyi stack veren hızlar olması beklenir. Daha sonra bu hızları kullanıp yeniden NMO yaparak stack çıkarılır. Buna da üçüncü brüt stack denir (Şekil 4.55.).



Şekil 4.55. D-B 3 profiline ait yığılmış kesit.

Sonra bu hızlara ikinci rezidüel statikler hesaplatılır. Buna da ikinci staticar denir. İkinci rezidüellerin sonuçları uygulanan kesitlere final kesit (final stack) (dördüncü brüt stack) denir (Şekil 4.56.).

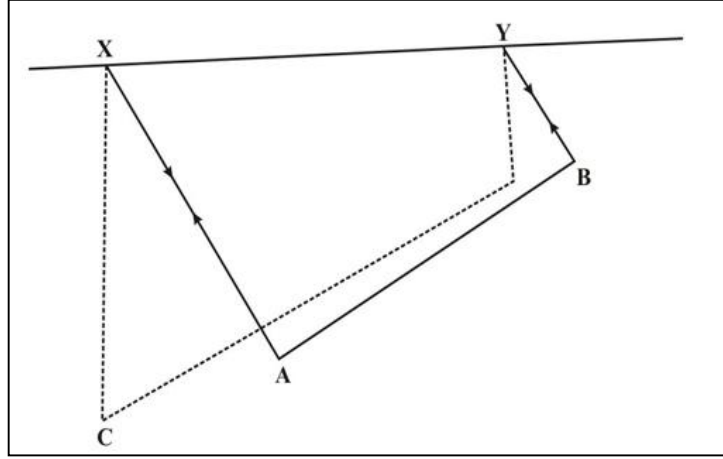


Şekil 4.56. D-B 4 profiline ait yığma yapılmış kesit.

Final kesitten ikinci hızları düzenleyerek (çok değişken olmayan hızlar hazırlanarak) postack migration yapmış olunur. Ve bu migrasyonla faylar gerçek yerlerine taşınır, antiklinaller yukarı kalkar, senklinaller daralır. Prestack migration ise stack öncesi gatherlardan girilir. Yani datalar stack edilmeden önce tek tek migrasyona sokulur. Bu genel olarak daha iyi sonuçlar verir. Fakat daha masraflı ve zahmetli bir işlemdir.

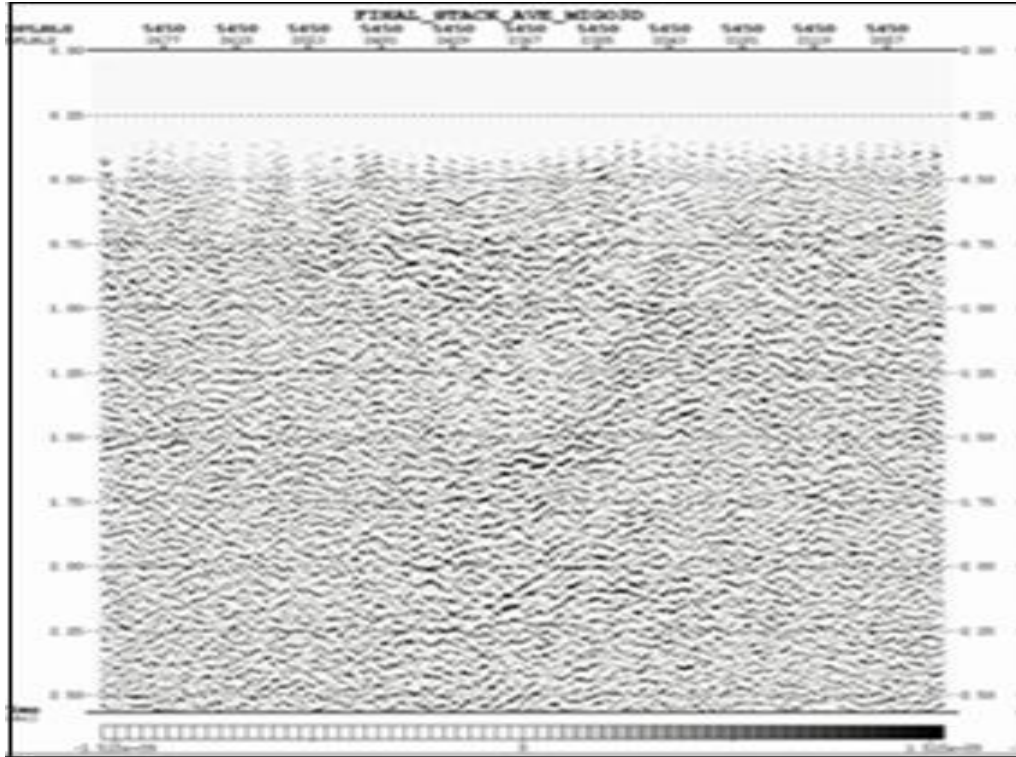
4.2.17. Migrasyon

Sismik kesitlerle ilgili çok önemli bir veri işlem basamağı migrasyon (göç) olup, çok genel bir anlamda, sismik kesitteki olayların gerçek yerlerine taşınması şeklinde tanımlanabilir. Dik eğimli sahalarda yansıtıcı parçaları zaman kesitleri üzerinde gerçek konumlarından bir hayli taşınmış gözükürler (Şekil 4.57.).

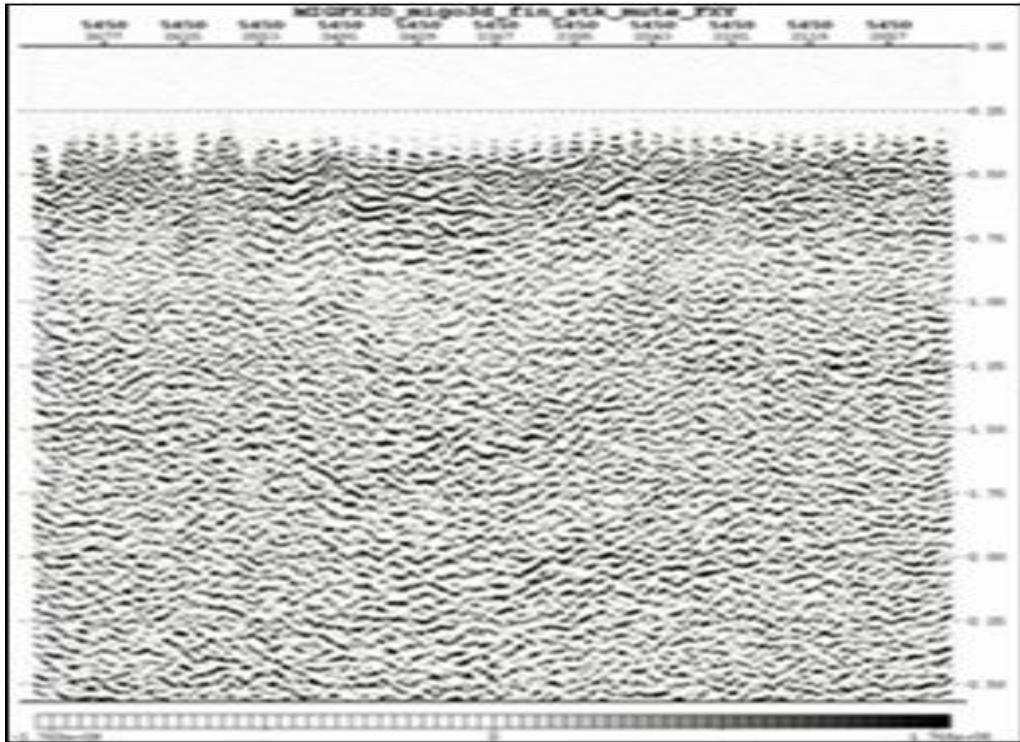


Şekil 4.57. AB gerçek olgusu, CD görünür (zahiri) olgusunu meydana getirir [17].

Burada görüldüğü gibi, bir senklinalin varlığı tanınabilir fakat yanlarının kesin (gerçek) şekli belirsizdir. Migrasyon, çift yol zamanı (TWT) bir derinliği ifade eden geometriyi verecek şekilde, yansıtıcı parçalarını yeniden konumlandırmaya çalışan bir işlemdir. Özet olarak migrasyon işlemi sonunda; eğimli olaylar eğim yönünde taşınırlar, eğim artar ve yansıtıcının boyu kısalır. Şekil 4.58.'de migrasyon yapılmadan önceki sismik kesit, Şekil 4.59.'da ise migrasyon yapıldıktan sonraki sismik kesit görülmektedir.

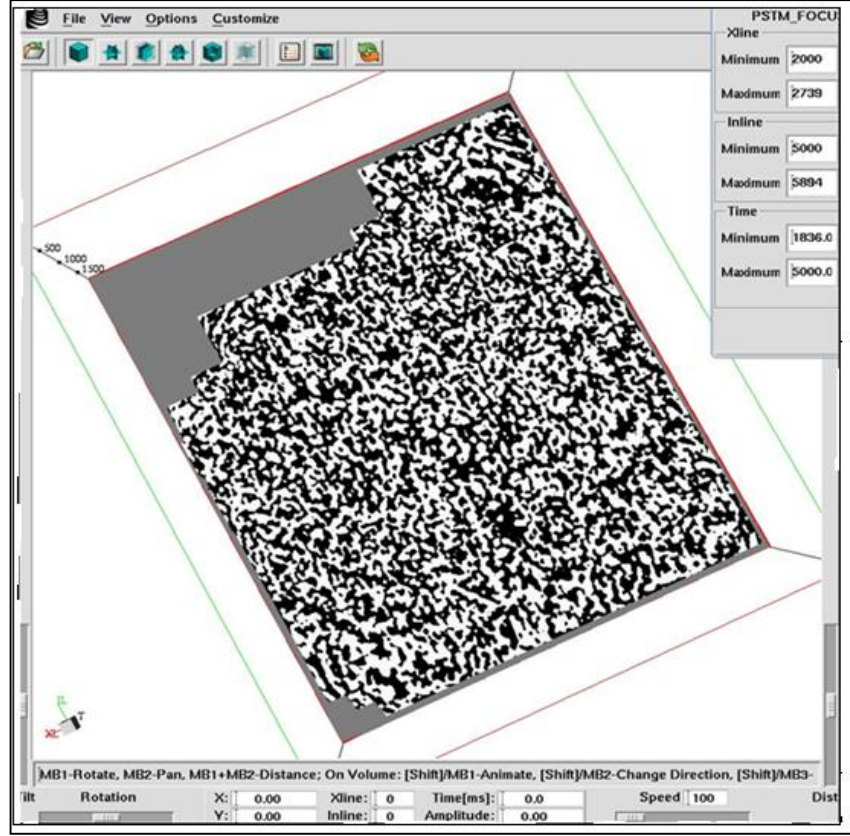


Şekil 4.58. K-G doğrultulu hatta ait 18 numaralı atış hattına ait migrasyon öncesi sismik kesit (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır.).



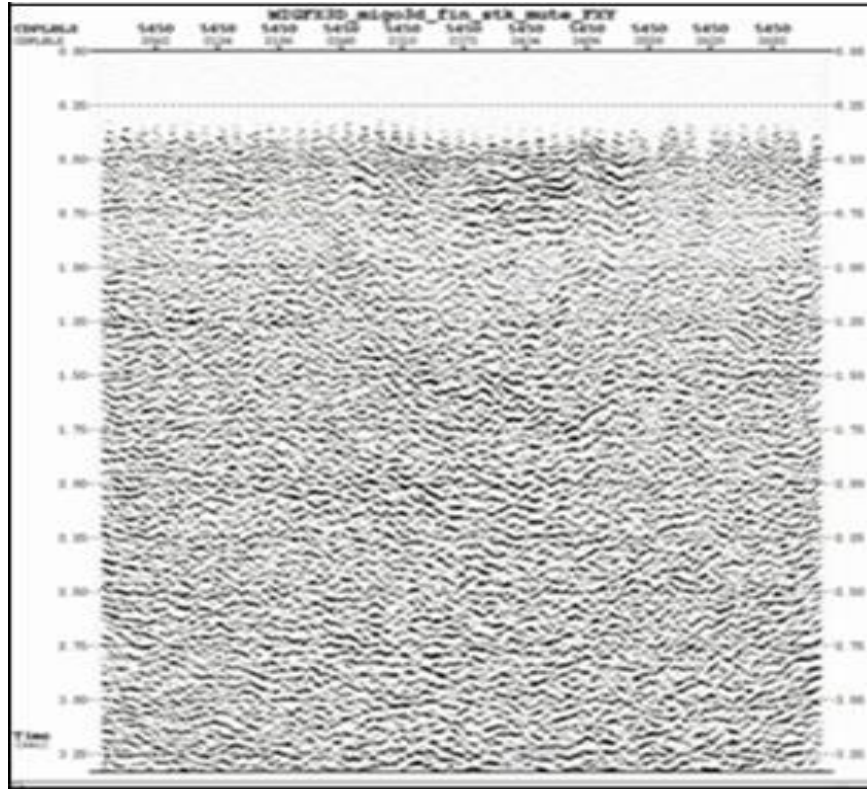
Şekil 4.59. K-G doğrultulu hatta ait 18 numaralı atış hattına ait migrasyon sonrası sismik kesit (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır.).

Miyadin çalışma sahasından elde ettiğimiz yatay “time slice” kesit Şekil 3.60.’da görülmektedir.

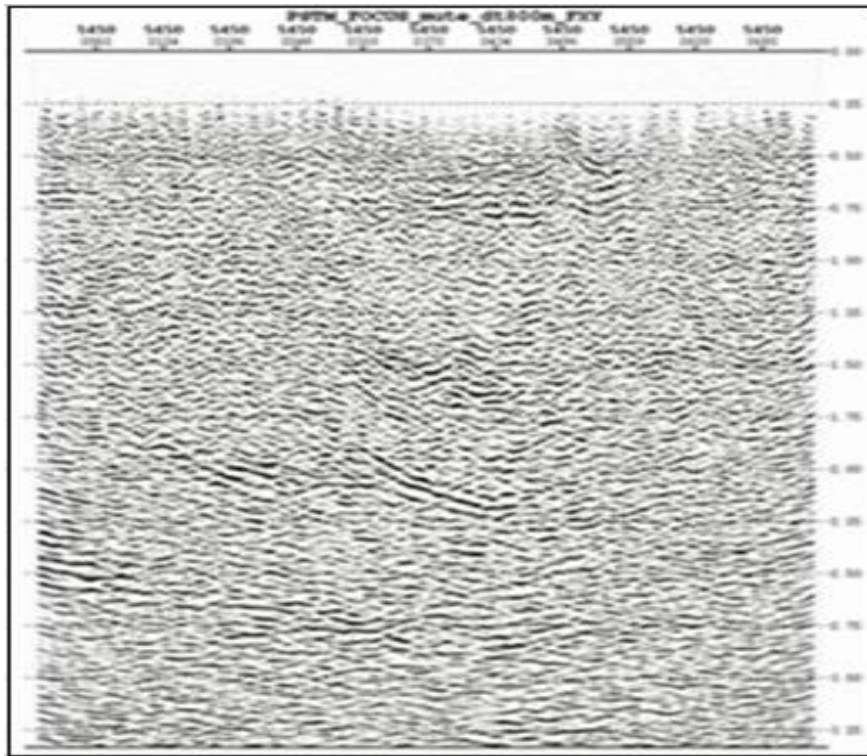


Şekil 4.60. Time-slice kesit (TPAO verilerinden değiştirilerek alınmıştır).

Migrasyon işlemi poststack migrasyon ve prestack migrasyon olmak üzere iki çeşittir. Poststack migrasyonda sismik izler toplanıp migrasyon işlemi uygulanırken (Şekil 4.61.), prestack migrasyonda izler birleştirilmeden tek tek migrasyon işlemi uygulanır (Şekil 3.62.).



Şekil 4.61. K-G doğrultulu hatta ait 31 numaralı atış hattına ait poststack migrasyon.



Şekil 4.62. K-G doğrultulu hatta ait 31 numaralı atış hattına ait prestack migrasyon.

4.3. Yansıma Çalışmasının Yorumlaması

Sismik verinin işlenmesi ve sismik kesitin elde edilmesinden sonra, sıra bu kesitin yorumlanmasına gelir. Sismik yorumun esasını, sismik kesitlerde izlenen, yansıyan sinyallerin oluşturduğu geometrik yüzeyler ve sinyallerdeki karakter değişimleri teşkil eder. Sismik verilerin yorumu başlıca;

- a. Yapısal yorum,
- b. Stratigrafik yorum,
- c. Litolojik yorum

adı altında üç gruba ayrılır. Yapısal yorum, sismik kesitlerdeki kaynak dalgacıklarının oluşturduğu kesit yüzeyleri geometrilerinin kullanılmasına dayanır. Stratigrafik yorumlar, çoğunlukla yapısal özelliklerden dolayı, varış zamanlarına doğrudan bağlı olmayan işlemleri kapsar ve genlik ile faz bilgilerinin yanı sıra, hız fonksiyonlarının da kullanılmasını gerektirir. Matematiksel dönüşümlerle sismik izlerden akustik parametrelere geçilir. Litolojik yorum ise, modeli oluşturan tabakaların elastik özelliklerinin incelenmesini içerir. Boyuna dalgaların yansıma genliğinin, boyuna ve enine hızlarla birlikte yoğunluk ve kaynak-alıcı arasındaki uzaklığa bağımlılığından yararlanarak yapılan sismik litolojik çalışmalar, birleştirme öncesi verilerin kullanılmasını ve özel veri işlemleri gerektirir.

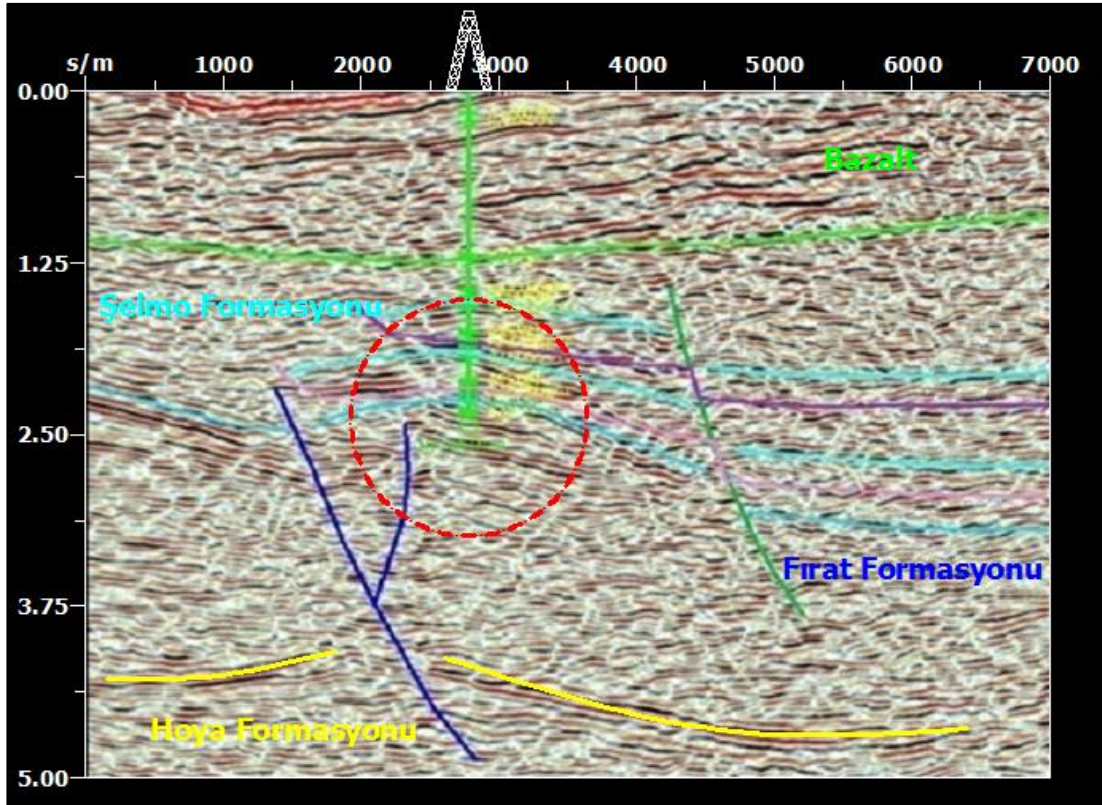
Doğru yorum yapabilmek için çeşitli yer modellerinin vereceği sismik cevapları tanımak ve bilmek gerekir. Günümüzde sismik kesitlerin yorumu, iki ve üç boyutlu modellemelerle (bilgisayar yardımıyla) kontrol edilebilmektedir. Bu suretle sismik modelleme, yoruma yardımcı bir araç olarak kullanılmaktadır.

BÖLÜM 5. TARTIŞMA VE SONUÇ

Diyarbakır ili Miyadin bölgesinde olan inceleme alanında 3B veri toplama ve işleme tekniği kullanılarak sismik yansıma çalışması uygulanmıştır. Bu tez çalışması kapsamında ise seçilen hatlar üzerinde değerlendirilen birleştirilmiş ve yorumlanmış 2B final kesiti elde edilmiştir. Kaliteli sonuçlara ulaşmak için öncelikle atış ve alıcı aralıkları, örnekleme aralıkları, jeofon dizilimleri gibi parametreler önceki yapılan sismik çalışmalardan da yararlanılarak farklı olarak seçilmiş ve uygun bir veri toplama programı belirlenmiştir.

Çalışma sahasında enerji kaynağı olarak vibroseis kullanılmıştır. Böylece istenilen frekans aralıklarında yere sinyaller gönderilmiş ve kaliteli bir şekilde sinyaller kaydedilmiştir. Uygulanan çeşitli veri işlem aşamalarından sonra Şekil 5.1.'de görülen jeolojik yapıya ait modellenmiş final kesiti elde edilmiştir.

Buna göre yukarıdan aşağıya düz açık yeşil renkli 2500 metre derinliğine kadar inen kuyu, hattın üzerinde bulunan sondaj kuyusudur. Sondaj kuyusunun altı jeolojik yapının hemen hemen üst kısımlarına denk gelmektedir. Burada görülen petrol emaresinin içerisinde bulunan jeolojik yapının, etrafında farklı faylanmalara neden olduğu görülmektedir. Mor çizgiyle çizilmiş olan kısım bindirme fay zonunu, hemen altında pembe çizgiyle ayrılmış olan kısım ters faylanmayı, yukarıdan aşağı inmekte olan koyu yeşil çizgi doğrultu atımlı fayı, sol taraftaki çiçeksi yapı ise normal (listrik) faylanmayı temsil etmektedir.



Şekil 5.1. Sismik çalışmalar sonucunda ortaya çıkan final kesit.

Kesitte kuyunun sol tarafındaki listrik faylanma ile sağ tarafında bulunan doğrultu atımlı faylanmanın hareketi sonucu antiklinal bir yapı meydana gelmiştir. Tektonik oluşumlar sonucu meydana gelen bu jeolojik yapının (antiklinal) üst kısımlarında petrol emaresine rastlanılmıştır. Yaklaşık 2500 metre derinliğinde olduğu düşünülen antiklinal bölgesi sondaj çalışmalarıyla desteklenmiş ve petrol üretiminin önünün açılması sağlanmıştır.

Final sismik kesitte elde edilen antiklinalin yapısı bölgedeki (Miyosen) birimleri etkilemiş olduğu görülmektedir. Miyadin çalışma sahasında ve çevresindeki bölgelerde açılan kuyuların büyük bir kısmında petrol emarelerine rastlanmış, havzada günümüze kadar kaynak kaya özelliklerinin belirlenmesine yönelik yapılan araştırmalar bu havzada hidrokarbon oluşumunun gerçekleştiğini göstermektedir. Bu durumun sonucu olarak da Diyarbakır havzasında sismik çalışmalara devam edilmesi gerektiğini anlaşılmaktadır.

2013 yılında açılan sondaj kuyusundan %80 verim ile (%20 su oranı) günde 80 varil petrol üretimi gerçekleşirken, 2016 yılında su oranı artmış bulunup (%60-%70 su oranı) günde 15 varil civarında üretim yapılmaktadır (Şekil 5.2.).



Şekil 5.2. Miyadin çalışma alanımızdaki atbaşı görüntüsü.

KAYNAKLAR

- [1] Özçep, F., Akkaryan, Ş., Özçep, T., Doğal kaynakların araştırılması, Jeofizik Bülteni, sayı:38, sayfa: 93-94, Eylül, 2001.
- [2] Şahin, A., Sıraseki (Adana) sahasında sismik yansıma yöntemi ile hidrokarbon araştırılmasında sismik veri toplama ve parametre seçimi. Çukurova Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı, Adana, 2011.
- [3] Gülen, L., Sakarya Üniversitesi, Yer Fiziği Anabilim Dalı, ders notları, 2012.
- [4] http://www.pigm.gov.tr/images/haritalar/Kara_Bolgesi_Ruhsat_Haritasi.pdf. Erişim Tarihi: 13.07.2015.
- [5] <http://www.mta.gov.tr/v2.0/bolgeler/adana/bolgesel-jeoloji/jeoloji-gaziantep.pdf>. Erişim Tarihi: 21.06.2015.
- [6] Özdemir, F., Ünlügenç, U.C., Gökiçi (Diyarbakır) yapısının stratigrafik ve hidrokarbon potansiyeli açısından incelenmesi. TPAO Trakya Bölge Müdürlüğü, Jeoloji Müdürlüğü, Çukurova Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Adana.
- [7] Keçeli, A., Uygulamalı Jeofizik. TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası, JFMO Eğitim Yayınları No.9, Ankara, 2009.
- [8] http://www.mta.gov.tr/v2.0/dairebaskanliklari/jeof/images/sismik/sismik_yontemler.pdf. Erişim Tarihi: 18.10.2016
- [9] Kayıran, T., Kadioğlu, S., Ankara Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı, sismik yöntemler ders notları, 2010.
- [10] Hunter et al., 1984, Pullan & Hunter, 1985, Knapp&Steeple, 1986a e 1986b, Pullan & Macaulay, 1987, Reynolds, 1987.
- [11] Aytünür, O., Güreli, O., Çetinkaya, Ö., Sismik yansıma yöntemiyle 2D-3D veri toplaması ve saha uygulamaları. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Arama Grubu Jeofizik Operasyonlar Müdürlüğü, Ankara.

- [12] Kaşlılar, A. Sismik yansıma yöntemi ve veri işlem. İstanbul Teknik Üniversitesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, 2009.
- [13] Güreli, O., Başar, H.S., Seymen, T., 3 boyutlu sismik veri toplama yöntemi. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Arama Grubu, Jeofizik Operasyonlar Müdürlüğü, Gölbaşı, Ankara, 2005.
- [14] Sakallıoğlu, Y., Vibrosismik tekniğinde sweep sinyali seçimi. Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi, 1992.
- [15] Beşevli, D.T. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı, Ankara, 2013.
- [16] Özer, D., Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, kurs notları. Antalya, 2009.
- [17] Durmaz, D., ve ark. Güney Tuz Gölü sahasında hidrokarbon aramacılığına yönelik sismik 2B ve 3B yansıma çalışması, Aksaray staj raporu, 2010.
- [18] Küçük, Z. İki boyutlu ve üç boyutlu sismik veri toplama ve test atışlarının önemi. Karadeniz Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Trabzon, Ekim 2006.
- [19] Öztürk, K., Prospeksiyon Jeofiziği (Sismik). İstanbul Üniversitesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, 1993.
- [20] Güreli, O. Sismik yansıma yöntemi ile 2B-3B veri toplama teknikleri, veri işlem ve spektral analiz, North African Geophysical Exploration Company. Libya, 2008.

ÖZGEÇMİŞ

Derya DURMAZ, 1990 yılında Sakarya'da doğdu. 2008 yılında Sakarya Üniversitesi Jeofizik Mühendisliği Bölümü'nde lisans eğitimine başladı. 2012 yılında bu bölümden ikincilikle mezun oldu. Aynı yıl Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü'nde Yüksek Lisans Programı'na başladı. Yüksek lisans eğitimi halen devam etmektedir.