

**KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**İKİ BOYUTLU VE ÜÇ BOYUTLU SİSMİK VERİ TOPLAMA VE TEST
ATIŞLARININ ÖNEMİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Jeofizik Müh. Zübeyir KÜÇÜK

**EKİM 2006
TRABZON**

**KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**İKİ BOYUTLU VE ÜÇ BOYUTLU SİSMİK VERİ TOPLAMA VE TEST
ATIŞLARININ ÖNEMİ**

Jeofizik Müh. Zübeyir KÜÇÜK

**Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsünde
“Jeofizik Yüksek Mühendisi”
Ünvanı Verilmesi İçin Kabul Edilen Tezdir.**

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 19.09.2006

Tezin Savunma Tarihi : 06.10.2006

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Hakan KARSLI

Jüri Üyesi : Yrd. Doç. Dr. Aysel ŞEREN

Jüri Üyesi : Prof. Dr. Fikri BULUT

Enstitü Müdürü : Prof. Dr. Emin Zeki BAŞKENT

Trabzon 2006

ÖNSÖZ

Bu çalışmada sismik yansıma yöntemi iki boyutlu ve üç boyutlu olarak ele alınmıştır. Arazi uygulamaları sırasındaki uygulama adımlarından bahsedilmiştir. Ayrıca, dinamit ve vibratör için yapılan test çalışmalarının önemi incelenmiştir. Çalışmada örneklerle karşılaştırmalı olarak anlatılacak olan test atışları Trakya Bölgesinde yapılmıştır.

Bu çalışma boyunca benden her türlü yardımlarını esirgemeyen Sayın hocam, Yrd. Doç. Dr. Hakan KARSLI'ya ve Arş. Gör. Serkan ÖZTÜRK'e teşekkür ederim.

Ayrıca, değerli çalışma arkadaşlarım Hakkı ŞİMŞEK, Murat PEHLİVANLI, M.Erkan TAŞERİ, D.Tayfun BEŞEVLİ'ye ve daima desteklerini arkamda hissettiğim aileme de teşekkürü bir borç bilirim.

Zübeyir KÜÇÜK
Trabzon 2006

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖNSÖZ.....	II
İÇİNDEKİLER.....	III
ÖZET.....	V
SUMMARY.....	VI
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	VII
1. GENEL BİLGİLER.....	1
1.1. Giriş.....	1
1.1.1. Sismik Yöntemin Önemi.....	6
1.1.2. Sismik Yöntemin Ana Hatları.....	7
1.1.3. Çok Katlamalı Sismik.....	9
1.2. İki Boyutlu Sismik Program Dizaynı.....	13
1.2.1. Saha Kayıt Parametrelerinin Seçiminde Dikkate Alınması Gereken Faktörler.....	15
1.2.1.1. İlgilenilen Yapının Tipi ve Özelliği.....	15
1.2.1.2. En Sığ ve Derin Hedef Seviyeler.....	15
1.2.1.3. Sığ ve Derin Hedeflere Kadar RMS Hızı.....	15
1.2.1.4. En Büyük Eğim.....	15
1.2.1.5. İstenen Yatay ve Düşey Ayrımlılık.....	16
1.2.1.6. Saha Şartları ve Lojistik Sorunlar.....	16
1.2.2. Sismik Yansıma Yöntemin Uygulanmasında Seçilmesi Gereken Saha Parametreleri.....	16
1.2.2.1. Uzak Açılım.....	16
1.2.2.2. Yakın Açılım.....	17
1.2.2.3. Grup Aralığı.....	18
1.2.3. Kara Sismik Kaynakları.....	19
1.2.3.1. Vibratör.....	19
1.2.3.2. Dinamit.....	20
1.2.4. Jeofon Düzeni.....	20
1.2.5. Kayıt Geometrisi.....	22
1.2.6. Alıcı Düzenleri.....	23
1.2.7. Statik Düzeltme.....	24
1.2.7.1. Hat Boyunca Statik Düzeltme Zamanlarının Hesaplanması.....	26
1.2.7.2. Derin Kuyu (up-hole) Atışları.....	26
1.2.7.3. Kırılma (Refraction) Atışları.....	29
1.3. Üç Boyutlu Sismik Veri Toplama Yöntemi.....	29
1.3.1. Üç Boyutlu Sismik Program Dizaynında Bazı Terim ve Parametreler.....	31
2. YAPILAN ÇALIŞMALAR.....	47
2.1. Giriş.....	47
2.2. Parametre Testleri.....	47
2.2.1. Kuyu Derinliği ve Dinamit Miktarı Testleri.....	48
2.2.2. Vibratör ile Yapılan Testler.....	55
3. BULGULAR VE İRDELEME.....	65

4.	SONUÇLAR.....	67
5.	KAYNAKLAR.....	70

ÖZET

Son yıllarda teknolojide meydana gelen hızlı gelişmelere bağlı olarak petrol ve doğal gaz aramacılığı için çok önemli olan sismik yöntemlerde çok yenilikler olmuştur. Bu yenilikler sayesinde arama faaliyetleri çok daha hızlı ve sağlıklı bir şekilde yapılmakta ve hedeflenen yapılar daha kolay ortaya çıkarılmaktadır. Böylece bir sismik çalışmanın nihai sonucu olan kuyu yerinin belirlenmesi de çok daha kısa sürede yapılabilmekte ve yapılan çalışmanın sonucuna da eskiye nazaran çok daha kısa sürede ulaşılmaktadır.

Bir sismik arama çalışması; proje, veri toplama, veri-işlem, yorum ve kuyu tespiti adımlarından oluşmaktadır. Sonuç olarak, yeni teknolojik gelişmeler arama faaliyetlerinin bu aşamalarının hemen hepsini gerek zaman, gerek maliyet ve gerekse iş gücü açısından olumlu yönde etkilemiştir.

Bu çalışmada petrol ve doğal gaz aramacılığı için büyük önem taşıyan sismik yansıma yöntemi ile araziden 2 ve 3 boyutlu veri toplama adımları ve öncesinde yapılan test atışlarının önemi, veri kalitesi açısından incelenmiş ve değerlendirilmiştir. Trakya bölgesinde bir sismik çalışma için yapılan test atışlarından örnekleme yapılmış ve en uygun parametre seçimi konusunda dikkat edilmesi gereken noktalar belirlenmiştir. Sonuç olarak, araziden veri toplama öncesi yapılacak test atışları sayesinde kaynak-alıcı açılımları, inceleme derinliği, katlanma sayısı, kullanılacak kaynak frekansları v.b. gibi parametrelerin, 2- ve 3- boyutlu verinin toplanma şartlarını oluşturması ve zaman, maliyet ve iş gücü için planlamada kolaylıklar sağlaması bakımından yüksek doğrulukta belirlenmesi gerektiği tespit edilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Sismik Yansıma Yöntemi, 2 ve 3 Boyutlu Veri Toplama, Katlanma, Test Atışları.

SUMMARY

2d and 3d Seismic Data Collection and Importance of Test Shots

Recently, according to developments occur in technology, many innovations occurred in seismic methods which are very important for petroleum and oil exploration. Through these innovations, exploration activities are done more quickly and the targeted structures are detected more easily. Thus, setting well area which is the final result of seismic study can be done in a very short time and the result of the study can be achieved more quickly than before.

A seismic exploration study is consist of project, data collection, data-process, interpretation and well establishing steps. As a result, new technological developments affect these phases of exploration facilities positively in the view of time, cost and labour force.

In this study, 2D and 3D data collection steps in the field with seismic reflection method and the importance of test shots made prior to that which are so important for oil and gas exploration is explored and estimated in the view of data quality. In Trakya zone, a sampling which is consist of test shots made for seismic study is done and the important points are determined in the matter of optimum parameter choice. Consequently, through test shots will be done prior to data collection in the field, forming collection conditions of 2- and 3-D data and in the point of providing easies in planning for time, cost and labour force, parameters such resource-receiver expansions, checking deepness, folding number, resource frequencies etc. are needed to determine in high accuracy is established.

Keywords: Seismic Reflection Method, 2D and 3D Data Collection, Folding, Test Shots.

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa No

Şekil 1.	1921'deki Vines Branch deneyinde sismik dalgaları kaydetmek için Karcher ve Haseman tarafından kullanılan sismograf	1
Şekil 2.	Ortak yansıma noktası ile veri toplama.....	3
Şekil 3.	Bir sismik çalışmanın şematik gösterimi.....	8
Şekil 4.	Örnek bir atış üzerinde dalgaların görünüşü.....	9
Şekil 5.	Ortak yansıma noktası ve katlanma diyagramı.....	11
Şekil 6.	Ortak yansıma noktası.....	12
Şekil 7.	Bir CMP noktasından toplanan izler ve hiperbolik varış zamanı eğrisinin görünümü.....	12
Şekil 8.	CMP izlerinin yığılmasının şematik gösterimi	13
Şekil 9.	Yığma işlemi sonrası sıfır ofsete getirilen iz.....	13
Şekil 10.	Örnek bir iki boyutlu program dizaynı.....	14
Şekil 11.	İlgilenilen derinlik - uzak açılım ilişkisi.....	16
Şekil 12.	Ardışık yansımaların sönümü için uzak açılım.....	17
Şekil 13.	Yakın açılım mesafesi.....	17
Şekil 14.	Eğimli yansıtıcı durumunda grup aralıkları.....	18
Şekil 15.	Bir vibratörün önden ve soldan görünüşü.....	19
Şekil 16.	Bir sismik çalışmada kullanılan serim konfigürasyonu ve jeofon paterni.....	21
Şekil 17.	Jeofon seriminin arazideki görünüşü.....	22
Şekil 18.	Simetrik atış dizilimi.....	23
Şekil 19.	Tek taraflı iterek ve çekerek dizilimi	23
Şekil 20.	Alıcı düzeni.....	24
Şekil 21.	Statik düzeltme.....	25
Şekil 22.	Kuyu üstü atışlarda kullanılan alıcı dizilimi.....	27
Şekil 23.	Bir kuyu üstü atışı çıktısı örneği.....	27
Şekil 24.	Kuyu üstü atış şeması.....	28
Şekil 25.	Bir kırılma çalışması için atış şeması.....	29
Şekil 26.	CMP yığma, iki boyutlu göç işlemi, üç boyutlu göç işlemi.....	30
Şekil 27.	Üç boyutlu saha dizaynı.....	31

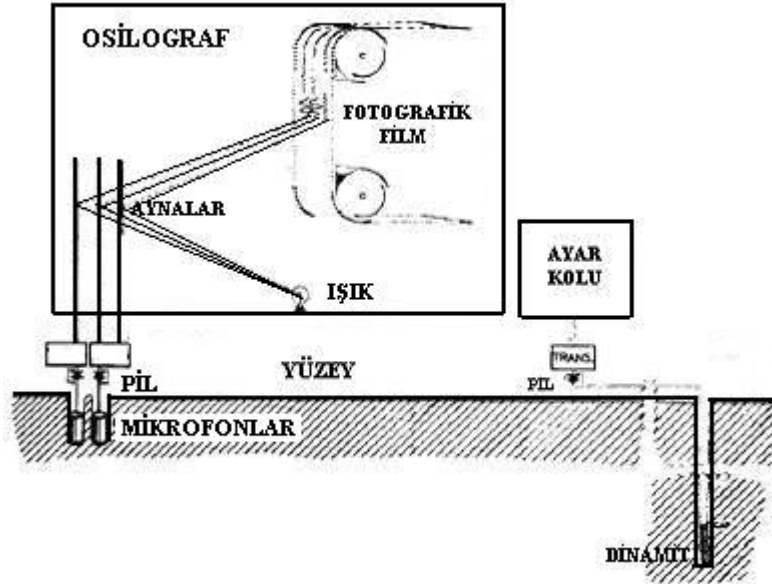
Şekil 28. Üç boyutlu sismikte alıcı ve atış hatlarının görünümü.....	32
Şekil 29. Üç boyutlu veri toplamada üç zonun teoriksel modeli.....	33
Şekil 30. Katlanma sayısına bağlı olarak km^2 'ye düşen atış sayısı.....	35
Şekil 31. Alıcı ve atış hatları, “ bin ” ve X min mesafesini gösteren bir 3B kutusu.....	36
Şekil 32. Bir bin'den yansıyan izler	37
Şekil 33. Patch, Template ve bir salvodaki atışlara göre yeraltı kaplamasının görünüşü.	37
Şekil 34. Bir salvodaki atışa göre yeraltı kaplamasının 3 boyutlu görünüşü.....	38
Şekil 35. Swath, Template ve Salvo şematik gösterimi	39
Şekil 36. 3B alanı içerisinde bir template görüntüsü.....	39
Şekil 37. 3B Sahasının Planlanan Atış ve Alıcı Hatları.....	41
Şekil 38. 3B Sahasının Gerçekleşen Alıcı ve Atış Hatlarının Görünümü.....	41
Şekil 39. 3B sahasının planlanan katlanma dağılımı.....	42
Şekil 40. 3B sahasının gerçekleşen katlanma dağılımı.....	42
Şekil 41. 3B sahasının azimut dağılımı.....	43
Şekil 42. 3B sahasının açılım dağılımı.....	44
Şekil 43. 3B sahasının katlanma dağılımı.....	44
Şekil 44. 3B sahasının açılım dağılımı (Gül diyagramı).....	45
Şekil 45. 3B sahasının katlanma - açılım dağılımı grafiği.....	46
Şekil 46. Kuyu derinliği ve dinamit miktarı testlerinin yapıldığı sahanın alıcı ve atış hatlarının görünümü.....	49
Şekil 47. 15 m / 1 kg, 15 m / 2 kg, 15 m / 3 kg kullanılarak yapılan test atışları.....	51
Şekil 48. 18 m / 1 kg, 18 m / 2 kg, 18 m / 3 kg kullanılarak yapılan test atışları.....	52
Şekil 49. 21 m / 2 kg, 21 m / 3 kg, 21 m / 4 kg kullanılarak yapılan test atışları.....	53
Şekil 50. 15 m / 1 kg, 15 m / 2 kg, 15 m / 3 kg'a ait frekans spektrumları.....	54
Şekil 51. 18 m / 1 kg, 18 m / 2 kg, 18 m / 3 kg'a ait frekans spektrumları.....	54
Şekil 52. 21 m / 2 kg, 21 m / 3 kg, 21 m / 4 kg'a ait frekans spektrumları.....	55
Şekil 53. Vibro testlerinin yapıldığı sahanın alıcı ve atış hatlarının görünümü.....	56
Şekil 54. 12-96 Hz -3dB 10 sn, 12-96 Hz +3dB 10 sn, 12-96 Hz 10 sn kullanılarak yapılan test atışları.....	58
Şekil 55. 12-96 Hz 8 sn, 12-96 Hz 10 sn, 12-96 Hz 12 sn kullanılarak yapılan test atışları.....	59
Şekil 56. 12-80 Hz 8 sn, 12-88 Hz 8 sn, 12-96 Hz 8 sn kullanılarak yapılan test atışları.....	60

Şekil 57. 10-80 Hz 8 sn, 10-88 Hz 8 sn, 10-96 Hz 8 sn kullanılarak yapılan test atışları.....	61
Şekil 58. 12-80 Hz, 8 sn'ye ait frekans spektrumu.....	62
Şekil 59. 12-88 Hz, 8 sn'ye ait frekans spektrumu.....	62
Şekil 60. 12-96 Hz, 8 sn'ye ait frekans spektrumu.....	63
Şekil 61. 12-96 Hz, 10 sn'ye ait frekans spektrumu.....	63
Şekil 62. 12-96 Hz, 12 sn'ye ait frekans spektrumu.....	64

1. GENEL BİLGİLER

1.1. GİRİŞ

1921 yılında fizikçilerden ve jeologlardan oluşan küçük bir grup (William P. Haseman, J. Clarence Karcher, Irving Parrine ve Daniel W. Ohern, 1921) Oklahoma'nın güneyindeki Vines Branch bölgesi yakınlarında tarihi bir deney yapmışlardır. Sismik kaynak olarak dinamit kullanılarak "Sismograf" adını verdikleri özel bir alet geliştirmişlerdir. Bununla yerin arayüzeyinden yansıtılarak gelen sismik dalgaları kaydetmişlerdir.



Şekil 1. 1921'deki Vines Branch deneyinde sismik dalgaları kaydetmek için Karcher ve Haseman tarafından kullanılan sismograf (Schriever, 1952).

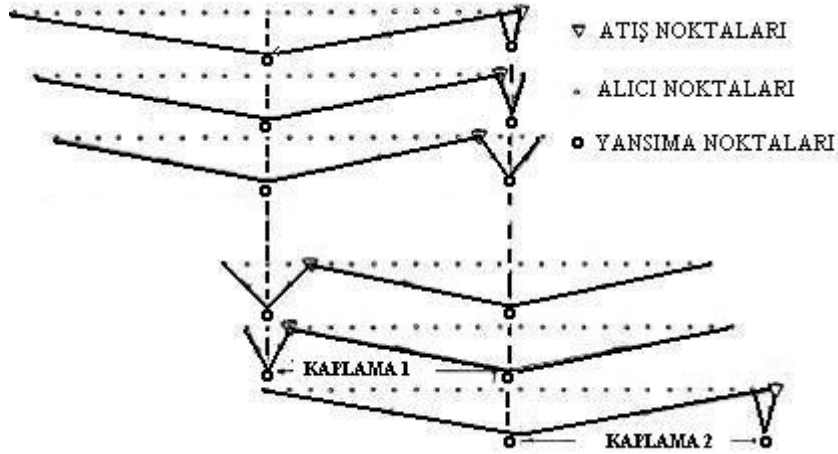
Elde edilen bu verinin analizi sonucunda, iki yeraltı tabakası arasındaki sınırdan gelen yansımaların tabakaları belirlediğini anlamışlardır. Daha sonra yapılan ilave analizlerle bu verinin ara yüzeyi temsil eden ve sismik yansıma profili olarak adlandırılan ve bilinen jeolojik özelliklerle aynı niteliklere sahip bir görüntü ortaya koyduğu anlaşılmıştır. Bu sonuç, sismik yansıma dalgaları kullanılarak yerin arayüzeyinin doğru bir şekilde görüntülenebildiğini gösteren ilk kanıt olmuştur. Vines Branch deneyi, sismik dalgaların

petrol ve gaz aramalarında da kullanılabileceğini göstermiştir. Deneyin başarısı ile daha sonra yapılacak çalışmalar için finansal destekte sağlanmıştır.

Sismik aramanın ilk otuz yılında yansıma ölçümleri tek kat'lı (fold) idi. Yani, Vines Branch deneyindeki gibi her arayüzey noktası bir atış ve bir alıcıdan oluşuyordu. Yapılan çalışma sonucunda arayüzeyin yapısının ortaya çıkması gerekiyordu. Bu işlem bir grup alıcı ile eş zamanlı atışların kaydedilmesiyle olmuştur. Daha sonra bir sonraki atış için kaynak ve alıcılar yeni yerlerine taşındılar. İlk olarak atış başına düşen iz sayısı 10'dan az olmuştur. Fakat 1940'ların sonunda 20 yada daha fazla ize yükselmiştir. Ancak, ölçümler hala tek kat'lı yapılmıştır. Tek kat'lı aramadaki en büyük sorun gürültülerin varlığıdır. Tek alıcı kullanılarak kaydedilen sismik veride aşırı derecede gürültü olabilir. Bu gürültüler ancak band geçişli süzgeç ile kaldırılabilirler. Fakat bu durumda, yansıma sinyallerinde de kayıplar olur. Bu durum, "Dizilim" adı verilen geometrik atış ve alıcı düzenekleri kullanılarak ortadan kaldırılabilir. 1930'ların sonunda kullanılan alıcı düzenleri (array) 3-6 elemandan oluşmuştur. 1940'ların sonunda ise, bazı gürültülü bölgelerde, 100 yada daha fazla elemanlı sistemler kullanılmıştır. Atış düzenleri ile alıcı düzenleri, özellikle bastırılması çok zor olan gürültülerin olduğu bölgelerde birlikte kullanılmıştır. Sismik kayıtlardaki en sorunlu gürültüler düzenli gürültülerdir, çünkü bu gürültüler veriye aynı yerde aynı etkiyi yaptıklarından birbirlerini güçlendirici bir etki yaparak yansıma sinyallerini bozarlar.

1950'lerde, sismik veri toplama için en uygun dizilim düzenleri yapılmaya başlanmıştır. Bu düzenler; en uygun atış ve alıcı aralıkları, en uygun ağırlık ve bu ikisinin bileşiminden oluşmuştur. Bu düzenekler bugünde yaygın olarak kullanılmaktadır. 1950'de Petty Jeofizik Mühendisliğinden Harry Mayne, sismik arama, veri toplama ve veri işleminde devrim yapan fikrini açıklamıştır. Mayne'ye göre; her arayüzeydeki yansıma noktası, bir atış/alıcı çifti ve sürekli bir kaynak alıcı mesafesi kullanılarak araştırılabilir (Mayne, 1950). Mayne bu yöntemi "Ortak Yansıma Noktası" (OYN, CRP) olarak adlandırmıştır. Bu yöntem ayrıca "Ortak Orta Nokta" (OON, CMP) veya "Ortak Derinlik Noktası" (ODN, CMP) olarak bilinir. CMP'deki ortak noktaların sayısı katlanma (fold) olarak isimlendirilir. CMP yöntemi ile arazide uzun jeofon düzenekleri kullanılmadan gürültünün sönmelenmesi sağlanmıştır. Fakat sonraları arazi uygulamalarında etkin bir biçimde veri toplamayı sağlayan CMP yöntemide kullanılmaya başlanmıştır. Uygulamada sismik kaynak olarak dinamit ve vibratör kullanılmış olmakla birlikte, vibratör sayesinde dinamite göre çok daha hızlı kayıt alınmaya başlanmıştır.

Kayıtlar, önceleri manyetik ve daha sonra sayısal teyplere yapılmıştır. İlk önceleri, CMP izleri analog olarak toplanmıştır. 1960'larda dijital kayıt alınmaya ve daha hızlı veri işlem yapan daha güçlü bilgisayarlar kullanılmaya başlanmıştır. Bugün sismik yansıma yöntemi kullanılarak yapılan hemen hemen tüm aramalarda aynı CMP yöntemi kullanılmaktadır.



Şekil 2. Ortak yansıma noktası ile veri toplama. Birbirine paralel iki hat (düşey kesikli çizgi ile gösterilen) yansıma noktalarını temsil etmektedir. Her atıştan sonra atış noktası (üçgen ile gösterilen) bir sola ve alıcı noktası (nokta ile gösterilen) bir sağa kaydırılır. 12 atış sonra iki yansıma noktası için de 12 kayıt alınmış olur. Her yansıma noktasında, kaydedilen 12 atışın her biri farklı atış-alıcı açılımından kaynaklanır. Şekilde bir atıştan diğerine geçerken kayma görülmektedir. Fakat uygulamada bütün atışlar ve alıcılar aynı hat üzerindedir (Mayne, 1962).

Sismik aramadaki ikinci büyük yenilik üç boyutlu veri toplama yönteminin gelişimi olmuştur. 1980'lerin ortasına kadar sismik aramaların çoğu iki boyutlu yapılmıştır. Yani alıcılar ve atışlar aynı hat üzerinde iken üç boyutlu yöntem ile kabaca, birbirine paralel olan iki boyutlu hatların haritalanması yapılmaya başlanmıştır.

İlk üç boyutlu sismik çalışma 1967 yılında Houston yakınlarında Exxon tarafından yapılmıştır. Birkaç yıl sonra GSI ve altı petrol şirketinden oluşan birlik Güneydoğu Meksika'daki Bell Lake sahasında deneysel amaçlı bir üç boyutlu sismik yapmışlardır. Toplanan verinin veri işlemi ve yorumu uzun yıllar almasına rağmen, bu çalışma büyük yankılar uyandıran bir başarı sağlamıştır. Verinin üç boyutlu yorumundan elde edilen sonuç ile sahada daha önce açılan kuyular arasında oldukça iyi bir uyumluluk sağlanmıştır. Bu başarıya rağmen üç boyutlu veri toplamanın alışılmış bir uygulama

haline gelmesi yaklaşık on yıl sürmüştür. Bu gecikmenin en önemli sebebi hiç şüphesiz ekonomik nedenler olmuştur. Çünkü, üç boyutlu sismik daha çok maliyet, daha çok atış ve veri işlem için ise daha çok süre gerektiren bir uygulamadır. Dolayısıyla insanlar üç boyutlu sismiğin faydalarına bakmaksızın ve yapılan çalışmanın sonuçlarını görmek için bir yıl beklemeyi de göze alarak üç boyutlu sismik için çok istekli olmamışlardır.

Doğru bir şekilde yapılmış 3B çalışma daima iki boyutludan daha iyi bir görüntü sağlar. Hem düzenli hemde düzensiz gürültüler 3B kullanılarak zayıflatılır. 3B kullanılmasındaki temel faktörler şunlardır:

- Yapısal karmaşıklık
- Büyük hatalar yapılması
- Uzaysal ayrımlılığı geliştirme ihtiyacı

Çoğu zaman, 2B çalışmalar problemleri çözmez ve yapılan bu çalışmanın hemen yanında ilave hatlar yapılır. Daha sonra, bu çalışmayı bir 3B çalışma izler. Bu tekrarlar pahalıdır ve fazlasıyla uzun gecikmelere neden olur. Birçok durumda, özellikle deniz çalışmalarında, erken 3B veri toplama tercih edilir.

Sismik aramacılıkta kayıt sistemlerinde de geçmişten günümüze önemli yenilikler olmuştur. Sismik aramanın ilk otuz yılında kayıt sistemleri bütünüyle analog sistemlerden oluşmuştur. Yani, bir dizilimden yada sensörden gelen elektrik sinyali sürekli bir sinyal olarak kaydedilmiştir. Sinyal analog yükselteç ve süzgecin içinden geçip film yada kağıtlara sürekli bir iz olarak kaydedilmiştir. Sismik izlerin film yada kağıtlara yaklaşık 20 dB'lik bir dinamik dizi ile kaydedilmesi sinyal oranı açısından yetersiz olmuştur. Bu sorun, sinyale bir kazanç uygulayan ve Otomatik Kazanç Kontrolü (AGC) olarak adlandırılan sistem kullanılarak çözülmüştür. Gürültü problemleri sinyal kaydedilmeden önce band geçişli filtreler uygulanarak giderilmiştir. En uygun filtre parametreleri arazideki test atışlarının analizi sonucunda seçilmiştir. 1950'lerin başında analog manyetik teypler kullanılmıştır. Bu manyetik teyplerin dinamik dizileri 40-45 dB'dir. Fakat AGC'ye olan ihtiyacı ortadan kaldıramamıştır. 1960'ların başında, sayısal teknolojinin tanıtımı ile doğal sismik alet kullanımı büyük ölçüde değişmiştir. Sayısal veri örnekleri 0 ve 1'lerden oluşan "binary" sisteme benzeyen bitlerden oluşmuştur. 1990'ların başında, Western Geophysical WG-24 adı verilen ve analog bileşenleri ortadan kaldıran bir deniz sismik kayıt sistemini dünya ile tanıştırmıştır. Bu sistem 1-2 msn örnekleme aralığı ile kayıt yapabilmektedir. 24 bit'lik Analog-Sayısal dönüştürücü, 114

dB'den daha etkili bir dinamik dizi oluşturmuştur. Bu durum, AGC kullanılmadan tamamen kayıt alınmasını sağlamıştır.

Günümüzde ise iki ve üç boyutlu sismik yansıma yöntemi petrol ve doğal gaz aramacılığında önemli rol oynamaktadır. Genel olarak, daha önce hiç çalışılmamış bir sahada ilk olarak iki boyutlu sismik uygulanır. Üç boyutlu sismik ise, maliyeti yüksek olduğundan dolayı ya iki boyutludan sonra yada halihazırda üretim yapılan bir sahayı genişletmek amacıyla uygulanır.

Sismik yöntemin gelişimi sürecinde kanal sayılarında da önemli artış olmuştur. Sismik yöntem ilk uygulanmaya başlandığı 1921 yılında tek kanallı sistem kullanılırken bugün Sercel'in yeni kayıt aleti 428 XL ile 10000 kanal kapasiteli çalışmalar yapılmaktadır (URL-1).

Günümüzde dört boyutlu (4B) sismik ve Q teknolojisi en yeni teknolojiler olarak dikkat çekmektedir. 4B sismikte 3B'den farklı olarak zaman boyutu da işin içerisine katılmaktadır. Elde edilen kesitlere istenilen zaman dilimlerinden bakılabilmekte ve daha verimli çalışmalar yapılabilir. Q teknolojisi ise, Western Geco firması tarafından rezervuar karakterizasyonunun görüntülenme kalitesinin artırılması amacıyla geliştirilmiştir. Kara ve deniz çalışmalarında saha çalışmalarının planlanması, rezervuarların görüntülenmesi ve üretim sahalarının geliştirilmesi konularında devrim niteliğindedir. Q teknolojisi, aramadan üretime kadar daha doğru sonuçlar elde edilmesini sağlar. Q teknolojisinde çok fazla kanal sayısı (30000'den fazla), toplu atış-alıcı dizilimi ve veri işlem sistemleri kullanılmaktadır. 1990'lar boyunca mevcut sismik teknolojiden elde edilen ayrımlılık görüntüleri belli bir sınırlandırma ile yapılmıştır. Sürekli çok katlı ve güçlü kaynaklı veri toplamak, istenen kalitede veri elde edilmesini sağlamamıştır. Bu yüzden Western Geco firması toplanan, kaydedilen ve veri işleme tabi tutulan sismik sinyal ve gürültülerin yeniden düzenlenmesini sağlayacak bir araştırma-geliştirme programına başlamıştır. Bu programın sonucunda Q teknolojisi ortaya çıkmıştır. Q teknolojisi, birleştirilmiş sismik veri toplama ve veri işlemdir. Sismik dalga sahasındaki sinyal ve gürültüyü doğru bir şekilde örneklemek için yüksek kanallı atış ve alıcı dizilimleri kullanılır ve gürültü doğru bir şekilde ölçülerek atılabilir. Q teknolojisinden elde edilen yığma öncesi veri ile yüksek sinyal / gürültü oranı, daha güvenli genlik değerleri, dengeli faz ve geniş frekans bandı elde edilir. Elde edilen bu veriler sismik verinin görüntüsünün değişiminde istenen bir adımdır. Q teknolojisi henüz yaygın olarak

bilinmemekte ve kullanılmamaktadır. Ancak, önümüzdeki birkaç yıl içerisinde yaygın olarak kullanılması düşünülmektedir.

Hiç şüphesiz teknolojideki gelişime paralel olarak jeofizik biliminde ve arama yöntemlerinde de yeni gelişmeler olacaktır. Bu gelişmelerin asıl amacı yer altındaki yapıların daha iyi bir şekilde ortaya çıkarılması ve daha az maliyetle kaliteli veri toplanmasıdır.

Türkiye’de de petrol ve gaz aramacılığında dünyada kullanılan en son teknoloji kullanılmaktadır. Bu konuda Türkiye Petrolleri A.O., Sercel SN 388 ve Sercel 408 UL kayıt aletleri ile ve en son teknolojiyi kullanarak arama faaliyetlerine devam etmektedir.

Bugün, Dünyada kara aramacılığı yapan yaklaşık 400 sismik ekip vardır. Bunlardan yaklaşık 200 tanesi Çin’e aittir. Türkiye Petrolleri A.O. ise iki adet ekiple çalışmalarını sürdürmektedir (TPAO).

Bu çalışmada, iki boyutlu ve üç boyutlu sismik yansıma yöntemi ile veri toplanması ve bu süreçte test atışlarının önemi anlatılacaktır. Arazi kayıtlarından örnekler verilerek parametre testi atışları irdelenecek ve aralarındaki farklar, avantaj ve dezavantajlar tartışılacaktır. Bilindiği üzere, sismik yöntemler kullanılarak petrol ve doğal gaz aramacılığında ilk adımlardan bir tanesi test atışlarıdır. Saha çalışmaları başlamadan önce test atışları mutlaka yapılmalıdır. Çünkü her sahanın kendine özgü nitelikleri vardır ve her sahada farklı parametrenin seçilmesi olasıdır. Yapılan testler ile hangi sahada hangi parametrenin kullanılacağı belirlenebilir. Bu işlemin yapılması, kalite kontrol adımlarının en önemlisidir. Zira, bir saha çalışması eğer yanlış bir parametre seçilerek yapılmışsa, bu yanlış daha sonraki adım olan veri işlem aşamasında göç ve yorum kesitlerinin elde edilmesi sırasında diğer bir çok yanlışla neden olabilir. Burada en büyük yanlış, açılacak kuyunun yerinin yanlış tespit edilmesi ve olası petrollü yada gazlı kuyu yerine boş bir kuyunun açılmasıdır. Bunun sonucunda, zaman, maliyet ve iş gücü faktörleri göz önüne alındığında yapılan çalışma bir çok açıdan boşa yapılmış bir çalışma olur.

1.1.1. Sismik Yöntemin Önemi

Sismik yansıma yöntemiyle elde edilen sismik kesitlerin diğer bütün jeofizik yöntemlere oranla yüksek hassasiyetinin ve yüksek ayrımlılık gücünün olması nedeniyle bütün dünyada en fazla para, zaman ve jeofizikçi gücünün kullanıldığı en yaygın yöntem haline gelmiştir. Hidrokarbon aramalarında jeofizik kesitin çıkarılması, yeraltındaki

katmanların durumlarının saptanması, herhangi bir kuyudan elde edilmiş bulguların yanal değişimlerinin saptanması, yeraltının haritalanması ve sonuçta açılacak kuyunun yerinin saptanması ve beklenir jeolojik kesitin belirlenmesi gerekmektedir. Bu amaçla yapılacak tektonik ve stratigrafik çalışmalar sismik yöntemle ihtiyaç duymaktadır. Hiç kuşkusuz en sağlıklı ve en doğru bilgi, açılan bir kuyudan elde edilir. Fakat kuyudan elde edilen bilgi haritada tek bir nokta için düşey yöndedir. Bu bilginin tek bir noktadan haritanın tamamına taşınabilmesi için sismik yöntemin kullanılması zorunludur.

Sismik yöntemin esası patlayıcı veya diğer kaynaklar kullanılarak sismik dalgalar oluşturulması ve çeşitli noktalarda jeofonlar veya hidrof fonlar tarafından bu noktalara gelen dalgaların zamanın (t) bir fonksiyonu olarak kaydedilmesidir.

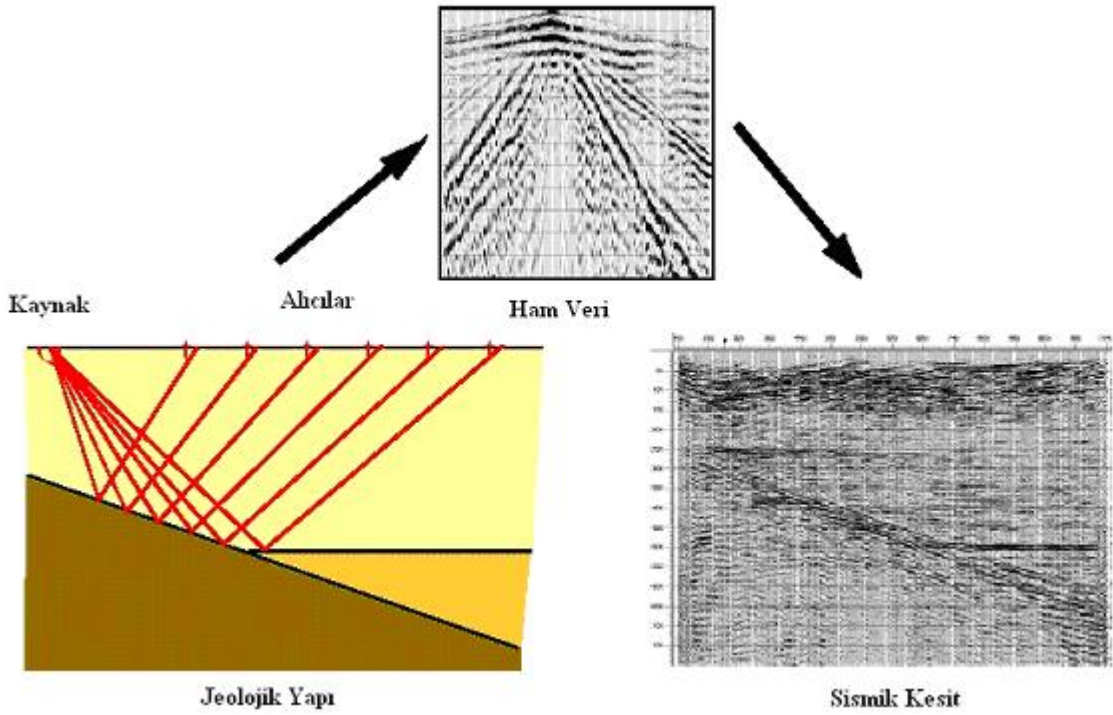
Şekil 3’de, bir jeolojik modelden yola çıkılarak elde edilen sismik izler ve bu izlerin üst üste toplanmasıyla elde edilen sismik kesit gösterilmektedir (Kruk, 2003). Sismik kesiti elde ederken CMP yöntemi kullanılmıştır. Yani, aynı noktadan yansıyan fakat farklı yolları izleyerek kaydedilen izler üst üste toplanmıştır.

1.1.2. Sismik Yöntemin Ana Hatları

Sismik yöntem denildiğinde, P dalgasının düşey bileşeninin Ortak Orta Nokta (CMP) kavramının kullanıldığı iki boyutlu (2B) veya üç boyutlu (3B) yansıma sismikliği ile kayıt etme akla gelir. Sismik yöntemde; çok kanallı kayıt aletleriyle manyetik bantlara kayıt yapılmakta, enerji kaynağı olarak dinamit, vibratör veya hava tabancası, algılayıcı olarak ise jeofon veya hidrof fon grupları kullanılmaktadır. Kayıtlar sayısal (digital) olarak manyetik bantlara yazılmaktadır.

Karada yapılan sismik uygulamada haritada önceden belirlenen hatlara ait atış ve kayıt noktaları araziye uygulanır. Bu noktalar uygulamanın iki boyutlu olması durumunda bir hat boyunca, uygulamanın üç boyutlu olması durumunda ise harita düzleminde her iki boyutta eşit aralıklı olarak belirlenir. Atış noktalarında 10-12 cm çapında, derinliği 6-30 m arasında kuyular delinerek bunlara 2-15 kg arasında değişen, arazinin özelliğine göre daha önceden saptanmış miktarda dinamit yerleştirilir. Bu miktar Ar-ge olarak adlandırılan Araştırma – Geliştirme amaçlı çalışmalarda 60 kg’a kadar çıkabilmektedir. Kuyudaki dinamite kapsül yerleştirilir ve kapsül ikili kablo yardımıyla patlayıcıya (Blaster) bağlanır. Alıcı noktalara yerleştirilen jeofon gruplarının çıkışları “Ana Kablo”

ile kayıt aletine iletilir. Tek bir alıcı noktasına yerleştirilen birbirine yakın ve belli bir düzen içindeki jeofonların çıkışlarının tek bir çıkış haline getirilmesi, düzenli ve/veya düzensiz bir takım gürültülerin bastırılmasını sağlar. Kayıt aletinde herhangi bir atış için kullanılacak olan atış noktası ve alıcı noktaları belirlendikten sonra kayıt aleti tarafından patlama sinyali verilir ve alıcı gruplarından gelen elektrik sinyalleri manyetik bantta ayrık değerler olarak belirlenmiş zaman aralığı (Δt) boyunca kaydedilir.

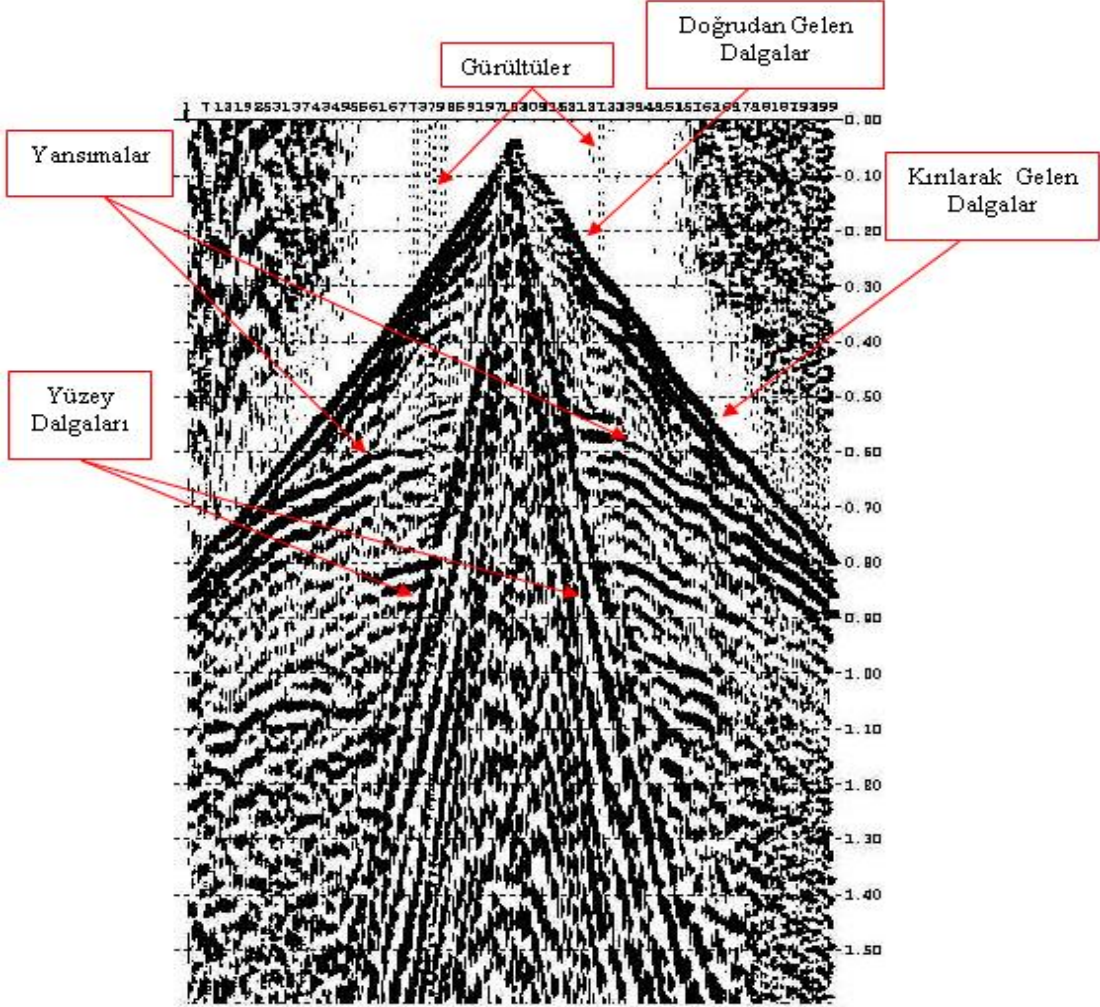


Şekil 3. Bir sismik çalışmanın şematik gösterimi (Kruk, 2003).

Bütün atış noktaları için kayıtlar tamamlandıktan sonra sismik veri, Veri İşlem Merkezine gönderilir. İşlenen ve son haline getirilen veriler yorumlanmaya hazırdır. Sismik verilerin yorumlanması ise sismik kesitler yardımıyla ve interaktif yorum sistemleri kullanılarak gerçekleştirilir.

Şekil 4'de örnek bir atış görülmektedir. Bu kayıt, 1'er metrelik 3 adet kuyunun her birinde 140 gram dinamit kullanılarak elde edilmiştir. Şekilden de açıkça görüldüğü gibi, yüzey dalgaları oldukça baskındır. Bunun sebebi atışın yüzeye yakın yapılmasındandır. Ayrıca, yansımaların da frekanslarına bakıldığında oldukça düşük oldukları görülür.

Burada ayrıca otomatik kazanç kontrolü (AGC) uygulanmıştır. Sağ ve sol köşelerdeki etkiler bundan kaynaklanmaktadır.



Şekil 4. Örnek bir atış üzerinde dalgaların görünüşü (TPAO).

1.1.3. Çok Katlamalı Sismik

Sismik yansıma yönteminde kayıt edilen sinyaller genellikle çok zayıftır. Gerek bu sinyalleri kuvvetlendirmek gerekse kaynak ve alıcı düzenlerinin söndüremediği tekrarlanan sinyalleri söndürmek için çok katlamalı sismik yöntem kullanılır. Sismiğin temelini oluşturan çok katlama; Ortak yansıma noktası (Common Reflection Point = CRP), ortak derinlik noktası (Common Depth Point = CDP) veya ortak orta nokta (Common Mid Point = CMP) olarak bilinir (Mayne, 1950). Çok katlamalı sismik

yöntemin esası farklı dalga yolları izledikleri halde aynı yansıma noktasına ait sinyallerin elde edilmesine dayanır.

Katlama sayısını K ile gösterecek olursak;

$$K = \frac{KS}{2} \times \frac{GA}{AA} \quad (1)$$

KS= Kanal sayısı

GA= Grup Aralığı

AA= Atış Aralığı

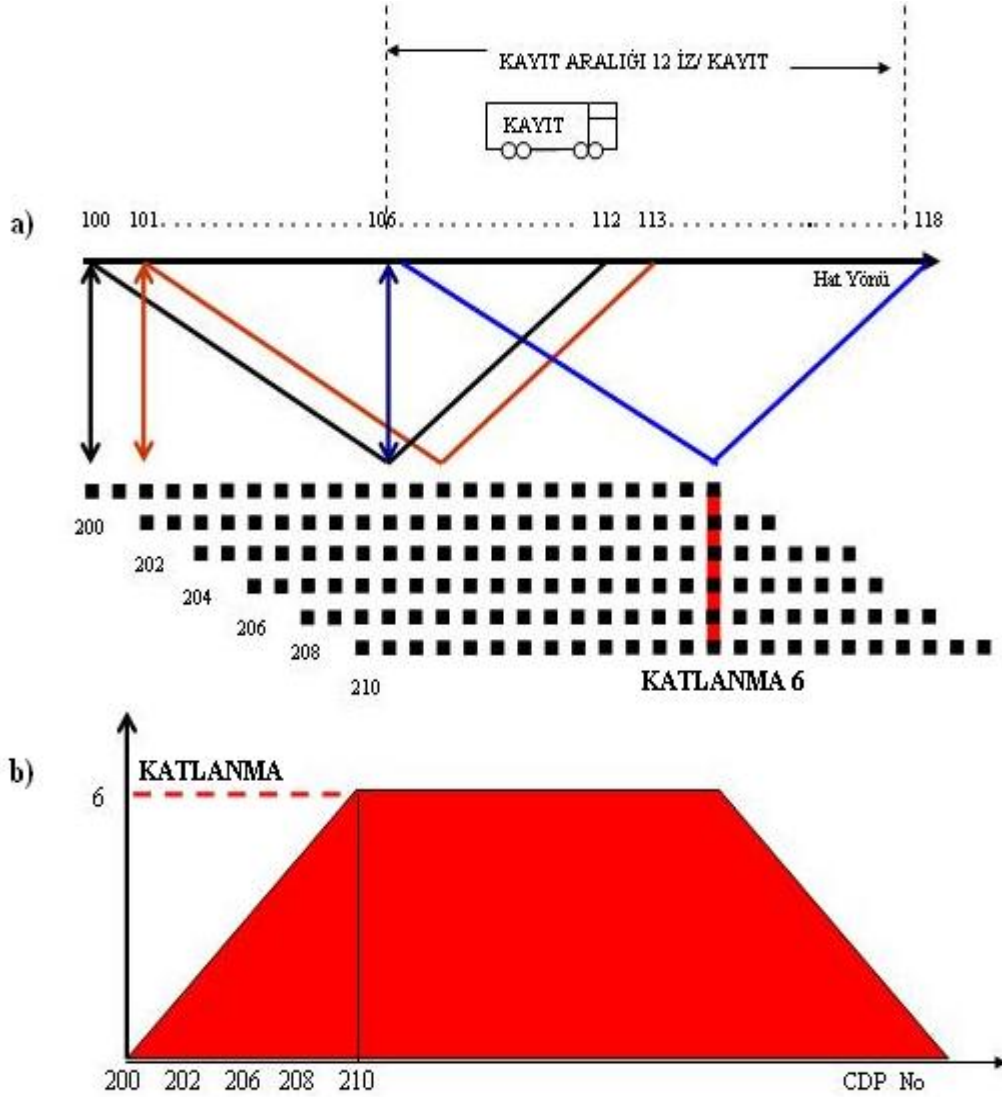
Şekil 5a'da ortak yansıma noktasının şematik gösterimi görülmektedir. Burada, 100 hattın başını, 118 ise hattın sonunu ifade etmektedir. Alttaki siyah kare şekilleri ise yansımaları temsil etmektedir. Yani, hangi atışla hangi noktalardan kayıt alındığını göstermektedir.

Şekil 5b ise, atış yapıldıktan sonra elde edilen katlanma diyagramını göstermektedir. Burada, 200'den başlayarak katlanma artmaktadır ve 210'a gelindiğinde tam katlanma durumu oluşmuştur. Hattın sonuna doğru ise katlanma düşmeye başlamıştır. Sonuç olarak, bir sismik çalışmada hattın başında ve sonunda katlanma sayısı düşükken orta kısımlarda en yüksek katlanma sayısı elde edilir ve saha planlaması da buna uygun biçimde yapılır.

Şekil 6'da, farklı yolları izleyen ancak aynı noktadan yansıyan izler görülmektedir. Bu noktaya "Ortak Yansıma Noktası" denir. Şekilden de görüldüğü gibi O noktası ortak yansıma noktası olmak üzere F'den gelen sinyal f'de, E'den gelen sinyal e'de, D'den gelen sinyal d'de, C'den gelen sinyal c'de, B'den gelen sinyal b'de ve A'dan gelen sinyal a'da kaydedilmiştir. (F,f) yolunu izleyen dalga (A,a)'ya göre en yüksek hızda hareket etmiş gibidir. Ancak gerçekte ortam hızı (F,f) ve (A,a) için aynıdır. Fark açılımdan kaynaklanmaktadır.

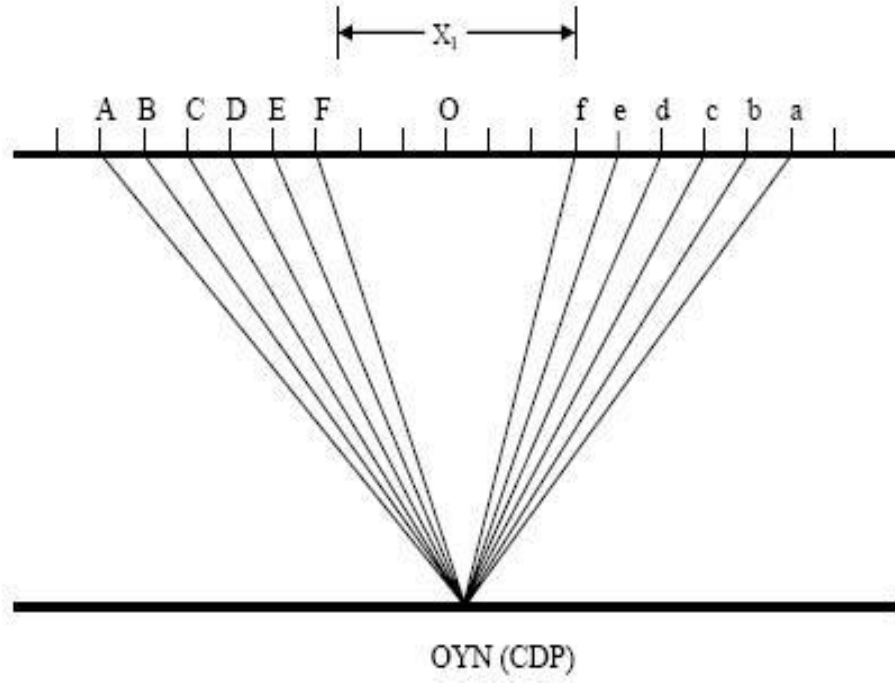
Yığma işlemiyle yapılmak istenen, kaynak-alıcı uzaklıklarını sıfıra götürecek bir işlemle tüm kaynak ve alıcıları CDP noktasına toplamaktır. Şekil 7'de görüldüğü gibi her izdeki yansıma sinyali, uzaklığa bağlı olarak gecikme göstermektedir. Ortamın dalga yayılım hızı ve T_0 düşey gidiş-geliş zamanı bilindiğinden her iz için uzaklık kayması

hesaplanabilir. Her iz için hesaplanacak uzaklık kayması, hiperbolik varış zaman eğrisi ile T_0 düşey gidiş-geliş zamanı arasındaki farktan bulunabilir. Her izdeki sinyal, uzaklık kayması kadar yukarı çekildiğinde tüm izlerde yansıma sinyalleri aynı T_0 zamanına gelir.

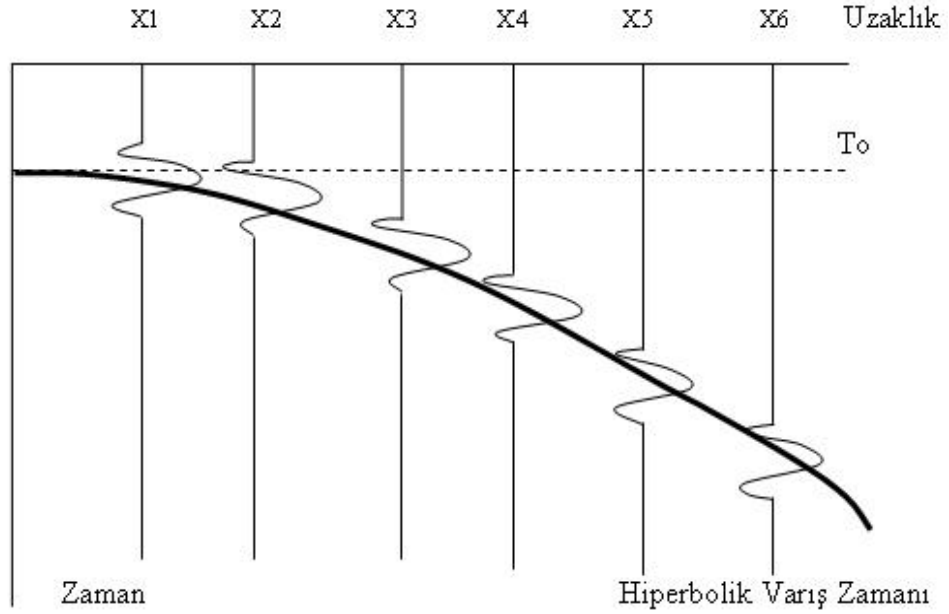


Şekil 5. a) Ortak yansıma noktası, b) Katlanma diyagramı.

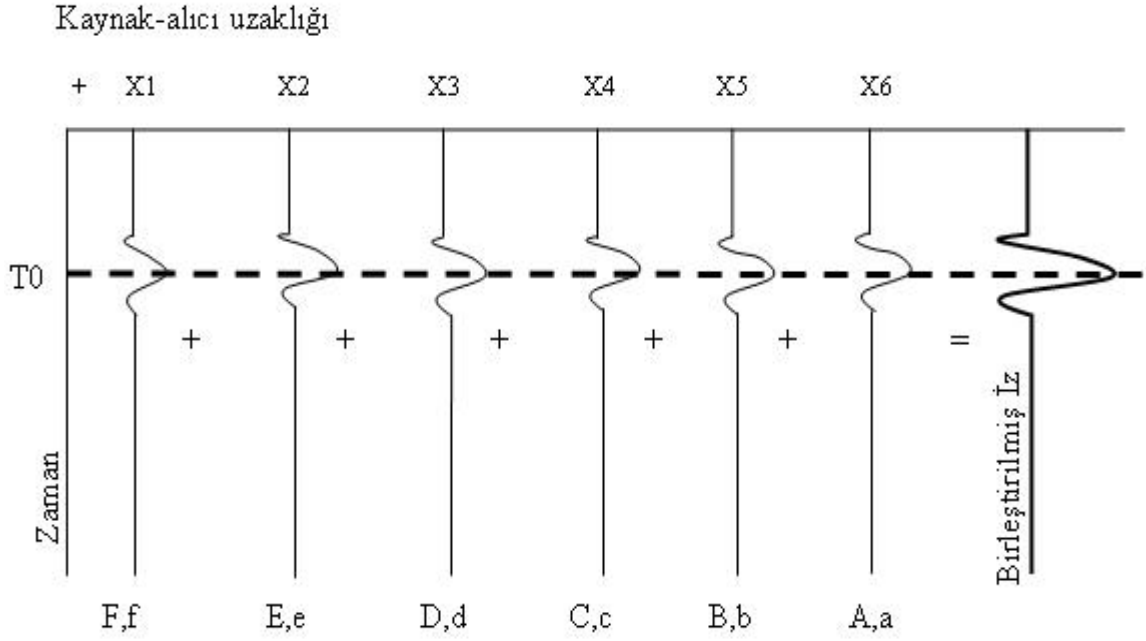
Şekil 8'de ise yığıma işlemi yani izlerin eş zamanlı genliklerinin toplanarak birleştirilmiş iz elde edilmesi açıklanmıştır. Sinyaller birbirini güçlendirirken gürültüler sönmülmür. Böylece izler toplandığında oldukça güçlü bir sinyal elde edilir. Buradaki birleştirme işleminden beklenen, yansıma sinyali varış zamanının da düşey gidiş-geliş zamanı T_0 'a indirgenmesidir. Dinamik düzeltmesi yapılp birleştirilen izler Şekil 9'da sunulmuştur.



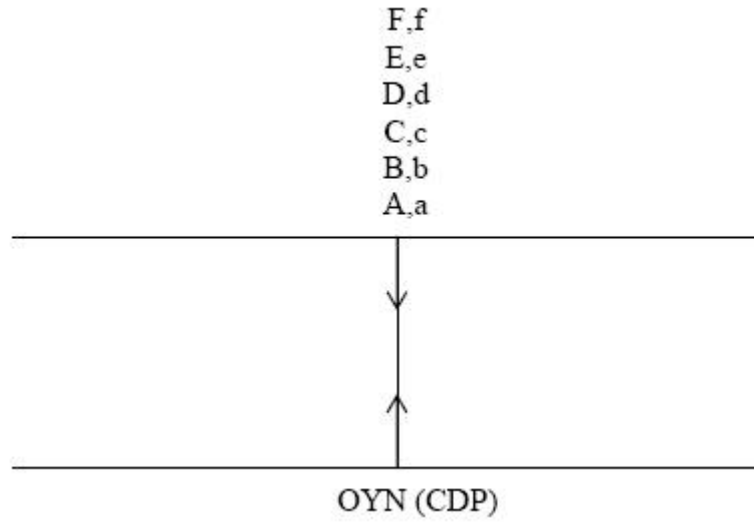
Şekil 6. Ortak yansıma noktası.



Şekil 7. Bir CMP noktasından toplanan izler ve hiperbolik varış zamanı eğrisinin görünümü.



Şekil 8. CMP izlerinin yığılmasının şematik gösterimi.



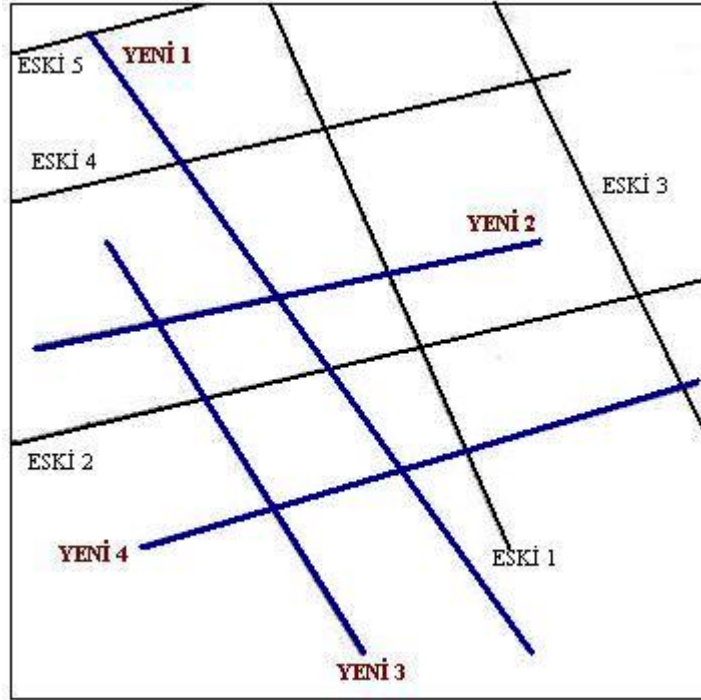
Şekil 9. Yığılma sonrası sıfır açılıma getirilen izler.

1.2. İki Boyutlu Sismik Program Dizaynı

Hidrokarbon arama amaçlı yapılan sismik yansıma yönteminde hedeflenen, amaca uygun sismik veri toplama parametrelerini belirlemektir. Amaca uygun ve iyi

düzenlenmiş parametreler maliyeti ve zamanı en aza indirirken, verilerin en sağlıklı bir şekilde elde edilmesini sağlar.

Şekil 10'da örnek bir iki boyutlu arazi uygulaması görülmektedir. Şekilden de görüleceği gibi en az maliyetle en iyi ve en kaliteli veri toplanabilmesi için gerekli olan dizilim şekli seçilmelidir. Bunun için genelde birbirini dik kesen hatlardan oluşan arazi uygulamaları seçilir. Burada amaç, her iki yönde de hatlar atılarak, aranan yapının değişimlerinin saptanmaya çalışılmasıdır. Yeni 1, Yeni 2, Yeni 3, Yeni 4 ile gösterilen hatlar planlanan hatları göstermektedir. Eski 1, Eski 2, Eski 3, Eski 4, Eski 5 ile gösterilen hatlar ise daha önceki yıllarda yapılmış olan hatları göstermektedir. Veri toplama çalışmalarında ilk adım, hazırlanmış sismik programın saha kayıt parametrelerini seçmektedir. Kayıt parametrelerini seçmeden önce uygulanacak parametreleri etkileyen faktörler belirlenmelidir.



Şekil 10. Örnek bir iki boyutlu program dizaynı.

1.2.1. Saha Kayıt Parametrelerinin Seçiminde Dikkate Alınması Gereken Faktörler

1.2.1.1. İlgilenilen Yapının Tipi ve Özelliği

İlgilenilen hedef seviyelerdeki jeolojik yapıların tipi ve özellikleri çözüm bekleyen problemleri ortaya koymada ve parametre seçiminde önemli bir yer tutar. Eğer yapı geniş bir antiklinal ve kesit üzerinde az çok belirlenmek isteniyorsa uzun peryotlu statik düzeltmeler ve yansımaların devamlılığı için yapısal çalışmalar, hedef seviye ince bir kum merceği veya küçük bir yaşlı kapan fay ise, bu durumda stratigrafik amaçlı çalışmalar yapılır.

1.2.1.2. En Sığ ve Derin Hedef Seviyeler

En sığ ve en derin hedef seviyeleri belirlemek kolay gibi görünsede, bazen beklenilmeyen jeolojik seviyelerle karşılaşılır ve belirlenen veya önceden tahmin edilen hedef seviyeler tutmayabilir.

1.2.1.3. Sığ ve Derin Hedeflere Kadar RMS Hızı

Sığ ve derin hedeflere kadar olan RMS (karekök ortalama hız veya ağırlıklı ortalama hız) hızlarını; uzak açılım, yakın açılım, grup aralığı, jeofon düzeni gibi önemli parametreleri tespit ederken bilinmesi gerekir.

1.2.1.4. En Büyük Eğim

Hedef seviyelerde beklenen en büyük eğimde; grup aralığı, jeofon düzeni, göç (migrasyon) için en kısa profil boyu ve profilin yönü kayıt geometrisi açısından oldukça önemlidir. Genellikle daha önceki çalışmalardan elde edilmiş sismik kesitler yorumlanarak ortalama bir eğim alınır veya kuyu bilgileri incelenerek bulunabilir.

1.2.1.5. İstenen Yatay ve Düşey Ayrımlılık

Bir sismik kesitte ayrımlılığın her zaman yüksek olması her zaman istenilen ve beklenen bir durumdur. İyi bir ayrımlılık gücü elde etmek için daha fazla para harcanacağı için, yatay ve düşey ayırım ile maliyet beraber düşünülerek uygun parametreler tespit edilmelidir.

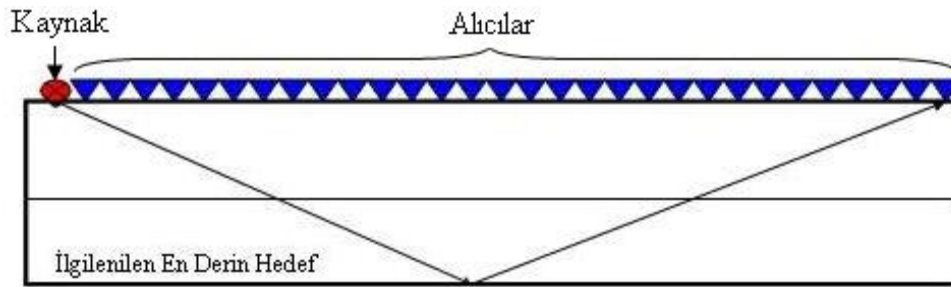
1.2.1.6. Saha Şartları ve Lojistik Sorunlar

Sahanın lojistik şartları, topoğrafya, yüzey jeolojisi saha parametrelerini etkiler. Eğer arazi şartları zor ise; daha pratik kuyu delme yöntemlerini veya istenilen jeofon düzeni yerine arazi şartlarına uygun jeofon düzenlerini uygulamak zorunda kalınmaktadır. Çeşitli nedenlerle profil yönü, profiller arası uzaklık, katlanma sayısı, kayıt geometrisi gibi önemli parametreler istenilen şekilde uygulanamayabilir.

1.2.2. Sismik Yansıma Yönteminin Uygulanmasında Seçilmesi Gereken Saha Parametreleri

1.2.2.1. Uzak Açılım

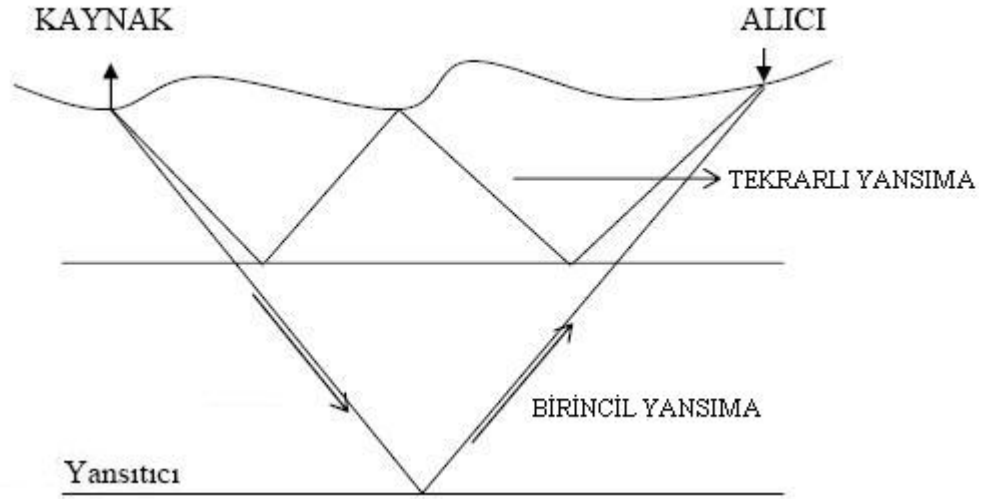
Sahada jeofon serimindeki uzak açılım veya uzak iz mesafesi öyle seçilmeli ki, o iz üzerindeki ön atma bölgesinin hemen altındaki önemli yansımalar kaydedilebilsin. Eğer açılım çok küçük ise; birincil ve ardışık yansımalar arasındaki NMO farkı olabildiğinden daha az olacaktır. Bu durumda ardışık yansımaların sönümlenmesi olmayacaktır.



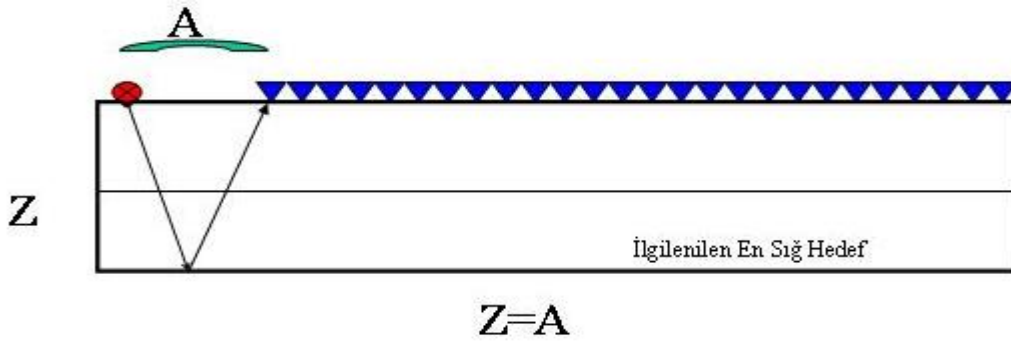
Şekil 11. İlgilenilen derinlik-uzak açılım ilişkisi.

1.2.2.2. Yakın Açılım

Kaynak ve kaynağın en yakın olduğu jeofon grubu arasındaki mesafe yakın açılım olarak bilinir. Bu mesafe ilgilenilen en sığ yansımaların kaydedileceği seviyenin derinliğini geçmemelidir. En kısa yakın açılım sığ yansımalar üzerinde daha fazla CDP-katlanma sağlayacaktır. Böylece, genel kural olarak, yakın açılım mümkün olduğu kadar kısa olmalıdır. Bazı kayıtlarda, kaynağa yakın olan izler, atıştan kaynaklanan gürültülerden etkilenir ve oldukça gürültülü oldukları gözlenir. Bu durumda bile yakın izlerin, uzak açılımda kaydedilmiş izlerden daha faydalı olacağı bilinmelidir.



Şekil 12. Ardışık yansımaların sönümü için uzak açılım.



Şekil 13. Yakın açılım mesafesi.

1.2.2.3. Grup Aralığı

Örnekleme teoremine göre bant sınırlı fonksiyonlardan mevcut en yüksek frekans için her bir devirde en az iki örnek alınmalıdır. CMP yönteminde yeraltı, grup aralığının yarısında örneklenmektedir. Böylece en küçük dalga boyu, grup aralığına eşit olarak yeniden elde edilebilir. Minimum dalga boyu, ortamın hızının frekansa bölünmesi ile belirlenir. Bu durumda görünür hız en düşük ve frekans bileşeni en yüksektir.

$$\sin \theta = [(t_2 - t_1)] V_{RMS} / \text{CDP Aralığı}$$

$$T = \text{Sinyal Peryodu}$$

$$T_2 - T_1 \leq T_{\text{sinyal}} / 2$$

$$\sin \theta = T \cdot V_{RMS} / 4 \cdot \text{CDP Aralığı}$$

$$\text{CDP} = T \cdot V_{RMS}$$

V_{RMS} : Hedef derinlikteki RMS hızı

f_{max} : Hedef derinlikteki en yüksek frekans bileşeni

θ : Hedef derinlikteki eğim

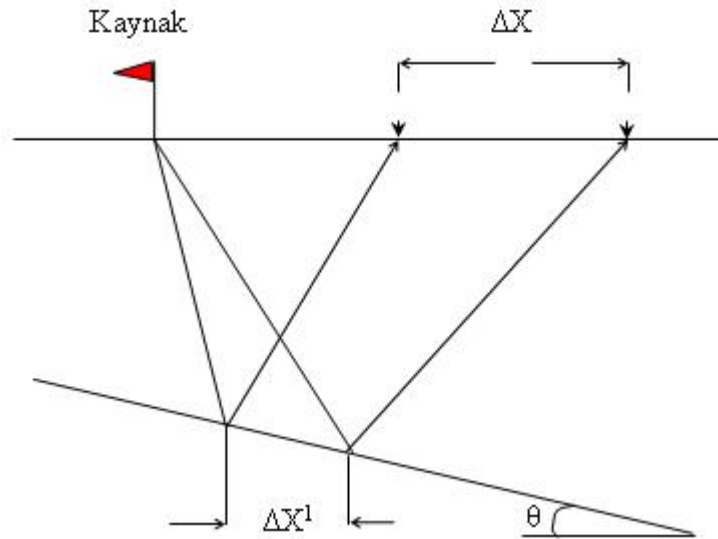
$$\Delta X = \text{Jeofon Aralığı}$$

$$\Delta X^1 = \text{CDP Aralığı}$$

$$\Delta X = 2\Delta X^1$$

$$\Delta X = T \cdot V_{RMS} / 2 \cdot \sin \theta \rightarrow T = 1/f$$

$$\Delta X = V_{RMS} / 2 \cdot f_{\text{max}} \cdot \sin \theta \quad (2)$$



Şekil 14. Eğimli yansıtıcı durumunda grup aralıkları.

1.2.3. Kara Sismik Kaynakları

1.2.3.1. Vibratör

Titreşimli bir sismik kaynaktır. Frekansı zamanla değişen bir tarama sinyalini uzun bir süreyle yeryüzüne aktarır. Pilot veya tarama sinyali adı verilen sinyal, frekansın zamanla doğrusal veya üstel bir değişim şeklinde tariflenir. Frekans bandı, frekansın zamanın bir fonksiyonu olarak artması veya azalması yapılacak sismik çalışmanın amacına ve sahanın özelliklerine göre belirlenir. Bir çalışmada istenilen, yüksek frekansların kaydedilmesidir. Ancak düşük frekanslar da kaydedilmelidir. Çünkü kaydedilen sinyalin içerisinde düşük frekanslarda mevcuttur ve sadece yüksek frekansların kaydedilmesi düşük frekansların ise atılması gibi bir durum söz konusu değildir.

Kaydedilen sismik iz yeraltından yansıyan tarama sinyallerinin süper pozisyonu olduğu için doğrudan yorumlanması imkansızdır. Kayıt edilen izin tarama sinyali ile çapraz ilişkisi alınarak sismik iz tepkisel kaynaklarla elde edilen sismik ize benzetilir ve yorumlanabilir bir duruma getirilir.



Şekil 15. Bir vibratörün önden ve soldan görünüşü (URL-1).

)

Sismik, elektrik akımı olarak üretilen tarama sinyalinin hidrolik sistemle mekanik titreşime dönüştürülmesi ve mekanik titreşim iki tonluk bir kütle yardımıyla yeryüzüne iletilir. Bütün sistem güçlü bir araca monte edilmiştir. Birden fazla vibratör sistemi uyumlu olarak kayıt aleti tarafından idare edilebilir. Uygulamalarda dört veya daha fazla vibroseis kullanılarak atış düzeni gerçekleştirilir. Aynı atış noktasında tekrarlanan kayıtlar çapraz ilişkileri hesaplandıktan sonra üst üste toplanır.

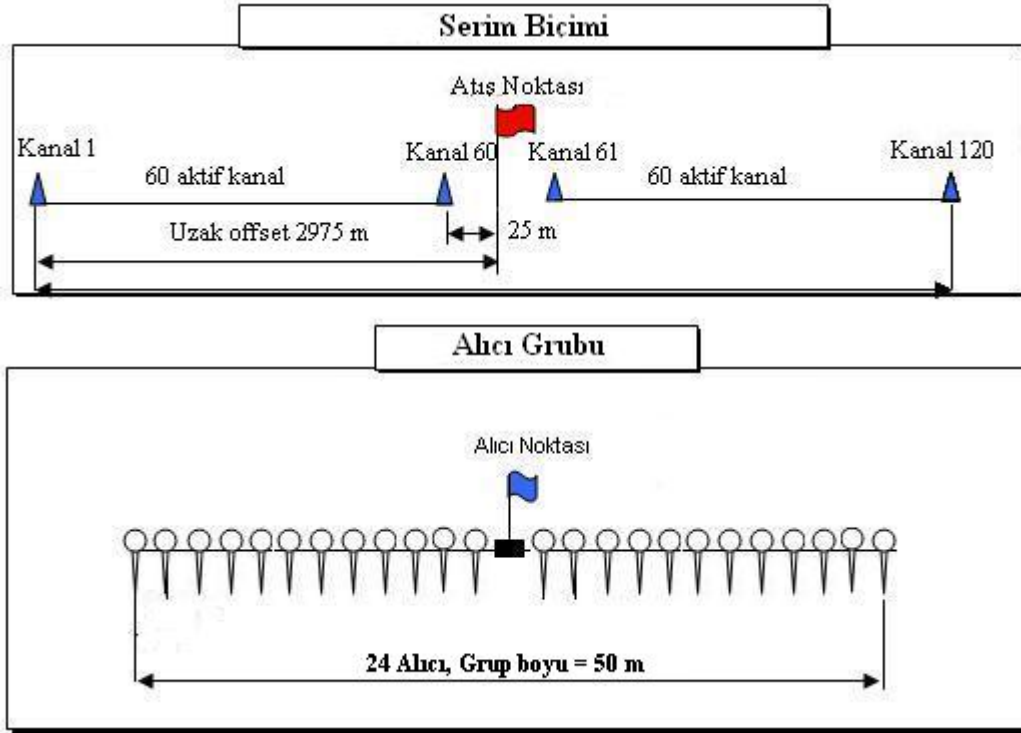
Vibro uygulamalarında tarama frekans bandının kontrol edilebilir olması, uygulamaların dinamit kullanımına göre daha ucuz ve hızlı olması, çevreye en az zararı vermesi, yerleşim bölgelerinde kullanılabilmesi gibi özellikler nedeniyle vibroseis yaygın şekilde kullanılan bir sismik kaynaktır.

1.2.3.2. Dinamit

Sismik uygulamalarda kullanılan dinamit 30-40 cm boyunda 3-5 cm çapında plastik muhafazalar içinde dinamit çubukları şeklindedir ve özellikle çok yüksek patlama hızına (7000-8000 m/sn) sahiptir. Dinamit çubukları birbirlerine vidalanarak birleştirilebilir ve istenilen miktarda dinamitin aynı anda patlatılması sağlanır. Patlayınca yüksek miktardaki enerji ani olarak yeryüzüne yer hareketi olarak aktarılır. Dinamitin performansı ısı ile değişmediği için çölden kutuplara kadar her bölgede rahatlıkla kullanılabilir. Hem karada hem denizde kullanılabilen bir enerji kaynağıdır. Deniz sismiğinde kullanılan dinamit özel kutular içinde imal edilmektedir. Kara sismiğinde, ortaya çıkan enerjinin azamisini yere gönderebilmek amacıyla yeryüzünde açılan kuyularda (15-30 m) patlatılır. Yüzeyde patlatıldığı zaman çok az bir miktarı yere gönderilmiş olur. Çok büyük bir kısmı ise yüzey dalgalarının ve S dalgalarının yaratılmasına harcanır.

1.2.4. Jeofon Düzeni

Alıcıların çıkış verileri, istenilen sinyallerle birlikte istenmeyen sinyalleride içerir. Çok genel bir tanımla verilerin istenen bileşenlerine sinyal, istenmeyenlerine de gürültü denir. Amaç sinyallerin kayıt edilmesi olduğundan gürültülerin sinyalleri bastırması istenmeyen bir durumdur.



Şekil 16. Bir sismik çalışmada kullanılan serim düzeni ve alıcı grubu.

Şekil 16'da 120 kanallı bir sismik çalışma için serim gösterilmiştir. Burada grup aralığı (jeofon aralığı = alıcı aralığı) 50 m, yakın ofset 25 m ve uzak ofset 2975 m'dir. Alıcı grubu olarak 1x24 hat içinde kullanılmıştır. Yani bir alıcı noktasında 24 alıcı kullanılmıştır. Bu da, daha sağlıklı veri toplanabilmesi amacıyla yapılır.

Şekil 17'de 1x24 hat içinde alıcı dizilimi kullanılarak yerleştirilmiş alıcıların bir kısmı görülmektedir. Burada, 20 m alıcı aralığı için 24 alıcının her birinin aralıkları 0,83 m olur.

Gürültüler iki grupta toplanır. Birinci grup düzensiz gürültüler, ikinci grup ise düzenli gürültülerdir. Düzensiz gürültüler herhangi bir yayılım geometrisine sahip olmayan düzensizlikleri ile bilinirler. Düzensizliklerinin doğal sonucu olarak sönmümlendirilebilmeleri için doğrudan yapılacak bir işlem olmadığı gibi, çok büyük problem yaratmazlar. Düzenli gürültüler; kaynağa bağlı ve kaynaktan bağımsız olarak kendi içinde sınıflandırılır. Kaynağa bağlı düzenli gürültülerin yayılım geometrilerinin belirlenmesi çeşitli yöntemlerle sönmümlenebilmelerine olanak sağlar. Bu gürültülerin etkin olanı yüzey dalgalarıdır.



Şekil 17. Jeofon seriminin arazideki görünüşü (TPAO).

Hem yansıyan dalgaları kuvvetlendirmek hem de gürültüleri sönmölemek için veri toplamada çok çaba sarf edilir. Bazı durumlarda sinyalin gürültüden etkilenmesinden dolayı saha işlemleri çok önemlidir. Sinyal / Gürültü oranı aşağıdaki formül ile ifade edilmiştir.

$$S / N = 20 \text{ LOG } \sqrt{N} \quad (3)$$

N parametresi amaca göre farklılık gösterebilir;

N: Toplam CMP – Katlanma sayısı

N: Bir kümedeki jeofon sayısı

N: Aynı atış noktasındaki toplam atış sayısı (Düşey Yığıma)

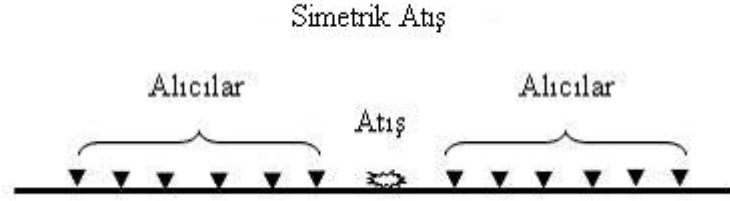
N: Bir atış düzenindeki kaynak sayısı

1.2.5. Kayıt Geometrisi (Tek taraflı; iterek-çekerek ve Simetrik Atış)

Kayıt cihazının kanal sayısı çok fazla ise simetrik atış (split spread) geometrisi yapılmalıdır. Simetrik atış geometrisi, atış noktalarına göre simetrik olmak zorunda

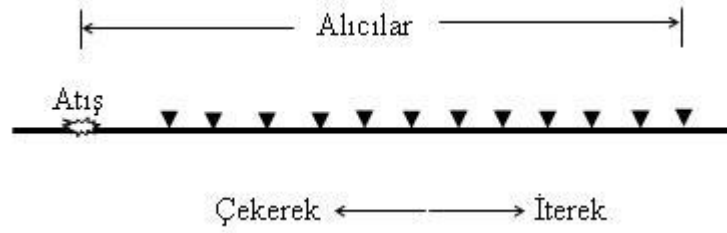
değildir. Atış noktasının bir tarafındaki kanalların sayısı hedef derinlik göz önüne alınarak en uzak açılım kadar değildir. Diğer kanallar ise atışın diğer kısmına serilir.

Simetrik atış geometrisi tek taraflı atıştaki avantajların hepsine sahiptir. Yer altındaki hedef seviyenin eğim yönüne bağlı olarak alıcı serimini atışın önüne ve arkasına serip iterek veya çekerek kayıt almak mümkündür.



Şekil 18. Simetrik atış dizilimi

Şekil 18’de görüldüğü gibi simetrik atış dizilimde, alıcılar atış noktasının her iki yanına eşit olarak yerleştirilirler.



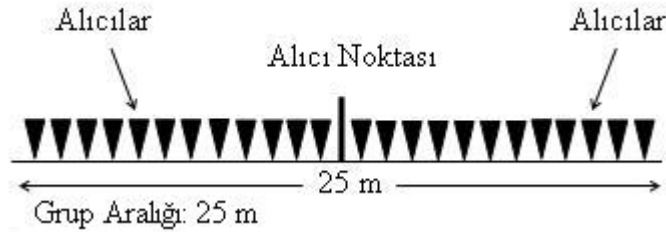
Şekil 19. Tek taraflı iterek ve çekerek dizilimi.

Şekil 19’da ise tek taraflı iterek ve çekerek dizilim gösterilmiştir. Genel olarak simetrik atış kullanılmasına rağmen, arazi şartlarına göre tek taraflı iterek ve çekerek dizilim de kullanılabilir. Örneğin, eğimli bölgelerde simetrik atış diziliminin zor yapılabildiği yerlerde kullanılabilir. Yeni çıkan kayıt aletlerinin kanal sayısı çok fazla olduğu için hedef seviyenin eğim yönüne bakmaksızın simetrik atış yapılarak kayıt alınmaktadır. Aşağıdaki şekilde eğim yukarı ve eğim aşağı kayıt geometrisi izah edilmiştir.

1.2.6. Alıcı Düzenleri

Sismik yöntemde jeolojik problemi çözmeye yönelik sismik dalgaların kaydedilmesine ve bu tür dalgaların dışındaki bütün sinyallerin gürültü olarak nitelendirilerek çözümlenmesine uğraşırlar. İki tür gürültü tanımlanabilir, gelişigüzel (random) gürültü ve sistematik gürültülerdir. Gelişigüzel gürültü genlik ve faz olarak gelişigüzeldir ve ortamda herhangi bir düzene bağlı değildir. Örneğin; kaynak kullanılmadan yapılan bir kayıt ortamdaki gelişigüzel gürültüyü sergiler. Sistematik gürültü ise belli bir kaynağın, genellikle sismik kaynağın, yarattığı sistematik gürültülerdir ve bunlar kayıtlarda saptanabilir ve sınıflandırılabilir. Bu tür gürültülerin en önemlisi sismik kaynağın yarattığı yüzey dalgaları türünden dalgalardır. Yüksek genlikli olarak alıcılara gelen bu tür enerji yansıma dalgalarını maskeler ve aynı zamanda da kayıt aletinin dinamik bandını zorlarlar. Sinyal/Gürültü oranını artırabilmek amacıyla tek bir alıcı kullanmak yerine istasyonda bir alıcı düzeni (array) kullanılır.

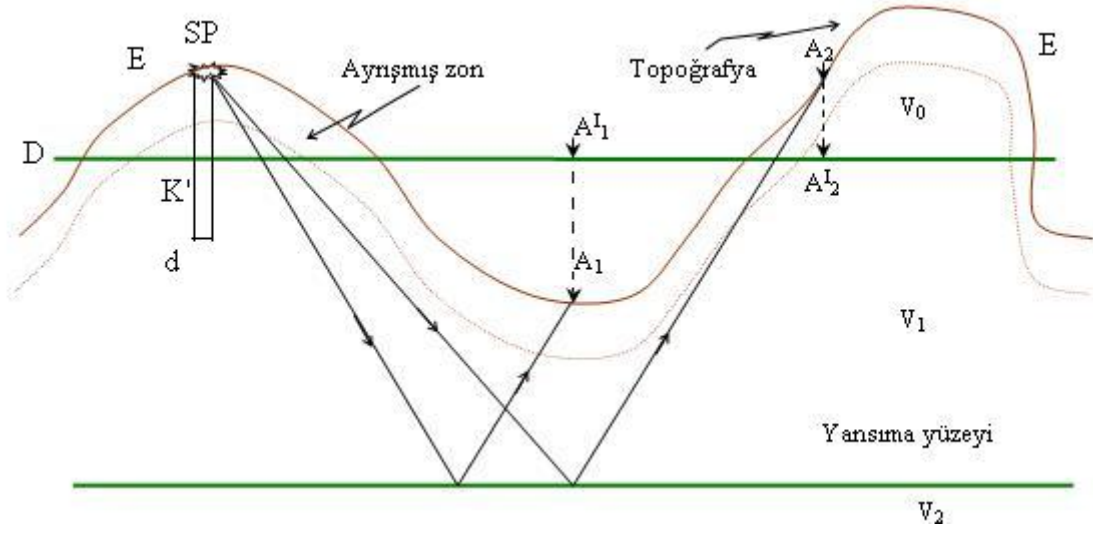
Şekil 20'de 25 m alıcı aralığı için alıcıların dizilimi verilmiştir. Alıcılar, alıcı noktasının her iki yanında 6'lı dört grup halinde 12 şer tane olacak şekilde dizilirler. Yani, bir alıcı noktasında 24 alıcı düzeni kullanılır.



Şekil 20. Alıcı düzeni.

1.2.7. Statik Düzeltme

Kaynak ve Alıcının bulunduğu yeryüzü topoğrafyası düz olmadığından yansıyan dalgalar, alıcılara farklı zamanlarda gelmektedir. Yer altındaki gerçek jeofizik yapıyı resimleyebilmek için, kaynak ve alıcıları belirlenen bir referans düzlemine (Datum) indirgeme işlemine **statik düzeltme** denir. Yeryüzündeki düşük hız zonunun (Weathering Zone) ve topoğrafyanın etkisini giderebilmek için statik düzeltme yapılır.



Şekil 21. Statik düzeltme.

$$t_s = - \frac{E - d - D}{V_c} \quad (4)$$

$$t_g = - \left(\frac{E - d - D}{V_c} + t_u \right) \quad (5)$$

d : Kuyu Derinliği

E : Topoğrafya Kodu

t_u : Kuyu tabanından yüzeye olan zaman

V_c : Düzeltme (correction) hızı

D : Datum seviyesi

SP : Atış Noktası

t_s : Atış statığı

t_g : Jeofon statığı

Şekil 21’de statik düzeltme şematik olarak gösterilmiştir. Burada, SP ile gösterilen atış noktasından atış yapıldığında sinyalin izlediği yollar görülmektedir. Bu sinyaller A_1 ve A_2 noktalarında alıcılar tarafından kaydedilirler. Ancak, topoğrafyanın ve düşük hız zonunun etkisinden dolayı bu sinyaller alıcılara geç ulaşır. Bu etkiyi ortadan kaldırmak

için alıcılar D ile gösterilen bir datum seviyesine çekilirler. Datum değeri bölgeye göre farklılık gösterir. Örneğin, Trakya’da sıfır olurken, Güney Doğu’da binli rakamlar olabilir. Bu tamamen çalışma yapılan bölgenin deniz seviyesinden yüksekliği ile ilişkilidir. Alıcının bulunduğu noktanın kotu datum seviyesinden büyükse o zaman hesaplanan statik değeri çıkartılır, kot küçükse hesaplanan değere ekleme yapılır.

1.2.7.1. Hat Boyunca Statik Düzeltme Zamanlarının Hesaplanması

Düşük hız zonunun (Weathering Zon) giderilmesi için hat boyunca yanıl ve düşey hız-derinlik değışiminin modellenmesi gerekir. Bunun için;

-Hattın başında, sonunda ve hat kesişmelerinde kuyu üstü

-Kuyu üstü noktalarının arasında yaklaşık 2 km aralıklarla Refraction (Kırılma) atışları yapılır. Ancak, bu 2 km’lik aralık çalışmanın amacına göre değışiklik gösterebilir. Örneğin, daha önce çalışma yapılan ve dolayısıyla bölgenin hız bilgisi hakkında fikir sahibi olunan bir sahada çalışılıyorsa bu aralık daha geniş tutulabilir.

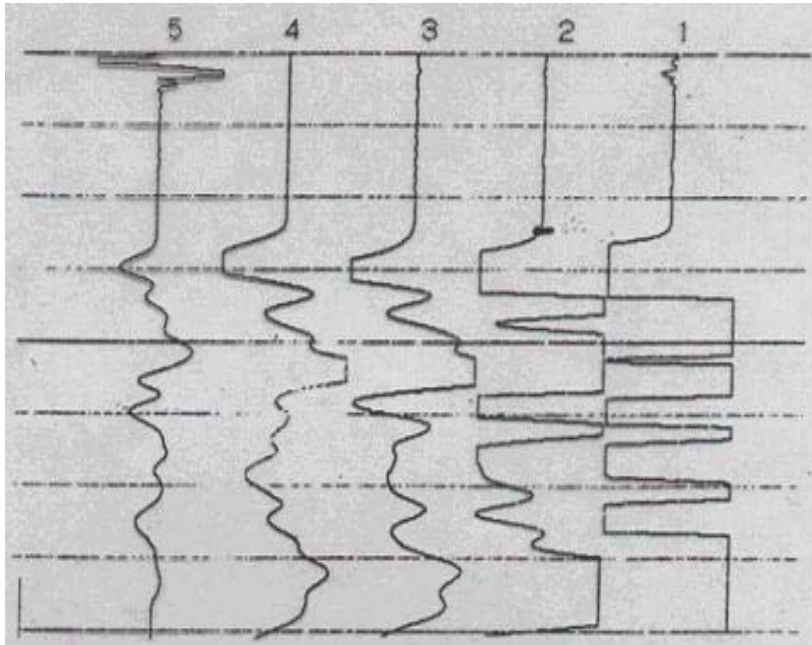
1.2.7.2. Kuyu Üstü (Up-Hole) Atışları

Kuyu üstü kuyuları hatların kesişme noktalarında, hat başında ve sonunda yapılır. Kuyu üstü kuyuları ayrıışmış zonun içinde en az iki atış yapılacak kadar derinlikte olmalıdır. Derin kuyu atışlarından yararlanarak düşük hız zonundaki ara hızlar ve ayrıışmamış zondaki düzeltme hızı (Correction Velocity) ve tabaka kalınlıkları tespit edilerek statik hesabında kullanılır.

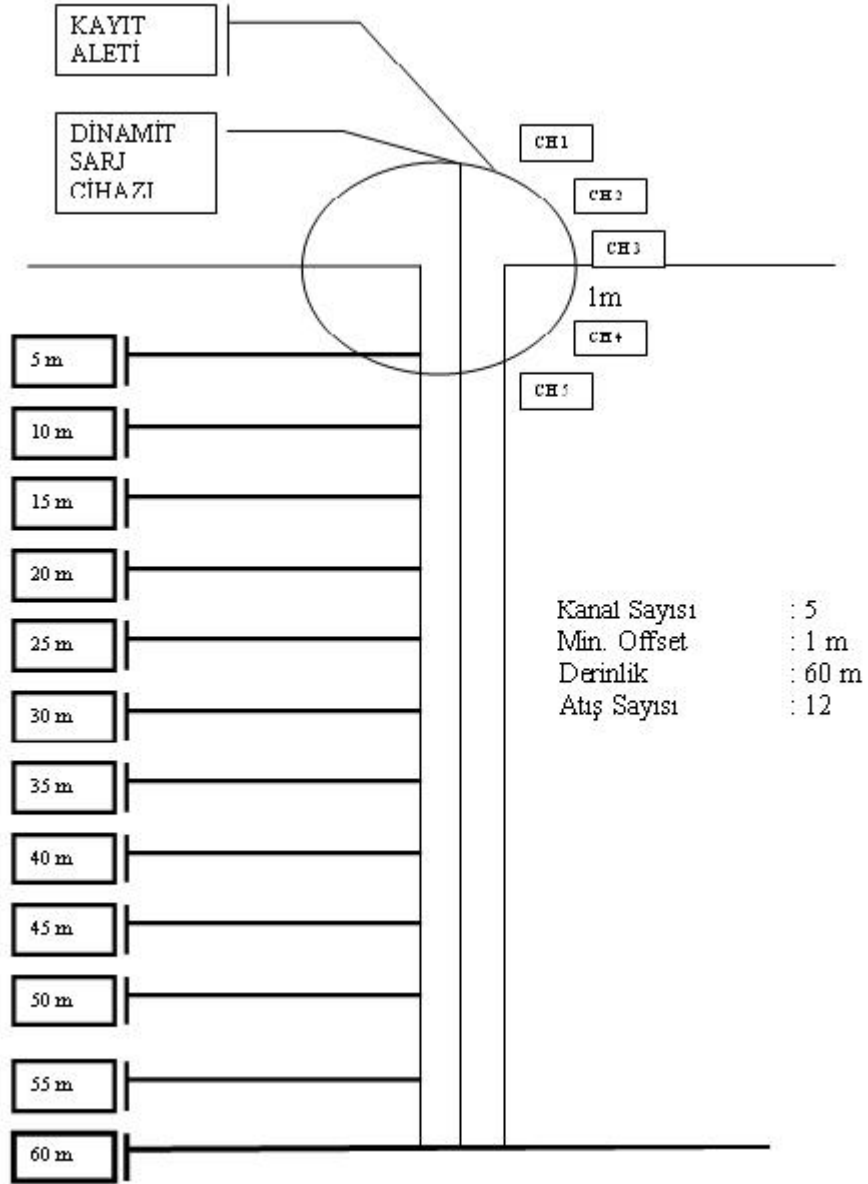
Şekil 22’de kuyu üstü kuyusu başına yerleştirilen beş alıcı ile kayıt alınır. Şekil 23 ise yapılan atışlar sonrasında alınan kaydı göstermektedir. Burada, ilk varış zamanları kullanılarak kuyu üstü zamanları bulunur. Elde edilen bu zamanlar kullanılarak hız, kalınlık ve tabaka bilgileri hesaplanır. Beş tane alıcının kullanılmasının sebebi, daha sağlıklı zamanlar elde etmek içindir. Nitekim Şekil 23’de görüldüğü gibi 5 no’lu alıcıdan elde edilen zaman hatalıdır. Ancak diğer dört alıcıdan elde edilen zamanlar doğru değerleri göstermektedir.



Şekil 22. Kuyu üstü atışlarda kullanılan alıcı dizilimi (TPAO).



Şekil 23 . Bir kuyu üstü atış çıktısı örneği (TPAO).



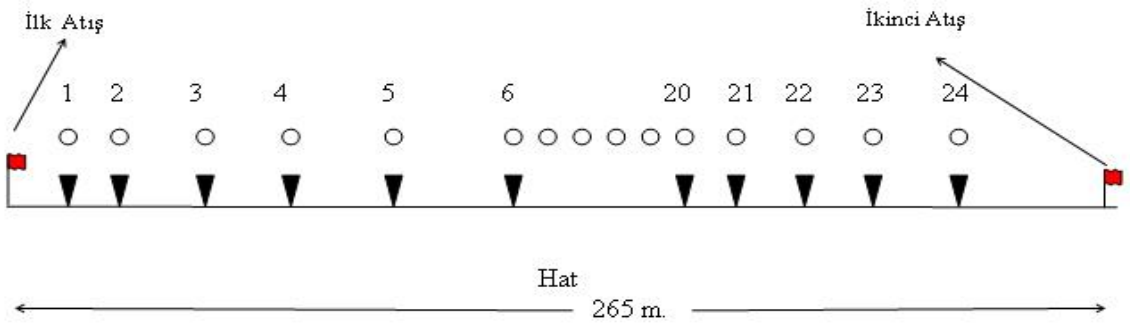
Şekil 24. Kuyu üstü atış şeması.

Şekil 24’de görüldüğü gibi, 60 m’den başlanarak 5 metre aralıklarla atışlar yapılır. bu atışlar yüzeydeki beş alıcıda kaydedilir.

1.2.7.3. Kırılma (Refraction) Atışı

Kırılma atışları hat üzerinde belirli aralıklarla (yaklaşık 2 km) atışlar yapılarak yanal yönde hız ve tabaka kalınlıklarının değişimi tespit edilir.

Kırılma atışı 24 kanallı aletle yapılır. Toplam uzunluğu 265 m olan açılımın solundan ve sağından atışlar yapılarak 24 jeofonla kayıt edilip değerlendirilerek statik hesabında kullanılır. Her iki yönde atış yapılması eğimli tabakaların tespiti için olup hız ve tabaka kalınlığı değerlerinin ortalaması alınır.



Şekil 25. Bir kırılma çalışması için atış şeması.

Şekil 25’de görüldüğü gibi, kırılma atışlarında 24 alıcılı bir serim kullanılarak, önce bir taraftan atış yapılır ve kaydedilir. Sonra açılımın tam tersinden atış yapılır ve kayıt alınır. Burada, karşılıklı atış yapılmasının nedeni, eğimli tabakanın belirlenebilmesi içindir. Ayrıca, her iki yönden yapılan atışlardan bulunan hızların ortalamaları alınarak daha sağlıklı bir hız elde edilmiş olur.

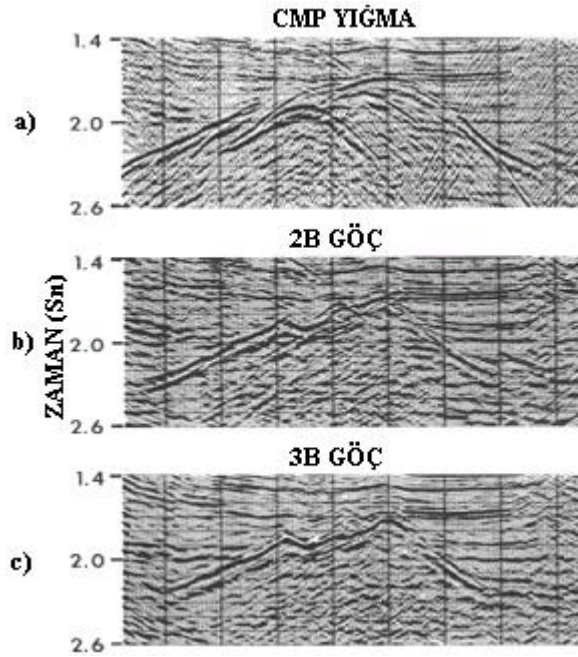
1.3. Üç Boyutlu (3B) Sismik Veri Toplama Yöntemi

Hidrokarbon aramalarında ilgilenilen yeraltı yapısının doğası üç boyutludur (Örn.: 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 yeraltında 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 çalışmalarda yeraltı hız alanının sadece sismik profil boyunca dağılımı elde edilirken, 3B sismik çalışmalarda profil yönüne dik yönde hız dağılımı sağlanarak 3B göç işlemi karmaşık yeraltı yapısını daha gerçekçi ortaya koymaktadır.

2B sismik çalışmalar; sahanın yeraltı yapısını bölgesel olarak belirlemek, genel tercihleri ortaya çıkarmak anlamında gereklidir. Bu yönde çalışmalardan sonra 2B sismik kesitlerde açıklanamayan üç boyutlu yeraltı yapılarını daha sağlıklı yorumlamak için mutlaka 3B sismik çalışmaları yapılmalıdır. Genel bir kural olarak sahadaki petrol keşfi yapıldıktan sonra, daha sağlıklı kuyu yerleri için 3B sismik çalışma yapılır.

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



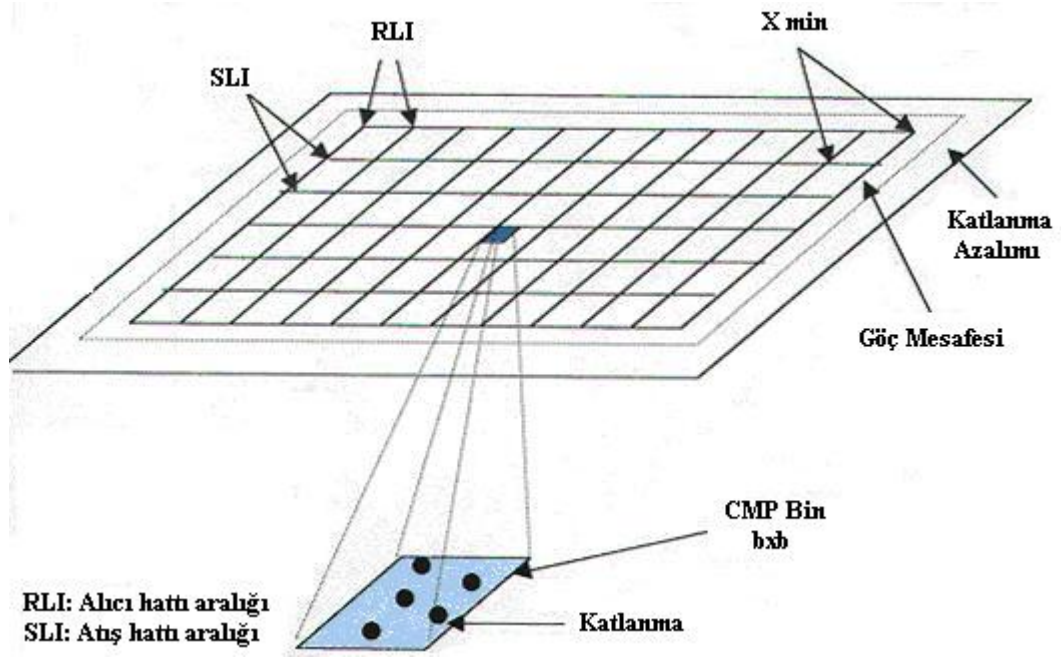
Şekil 26. a) CMP yığma, b) İki boyutlu göç işlemi, c) Üç boyutlu göç işlemi.

Şekil 26a'da 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 26b ise, şekil 26a'daki CMP yığma kesitine 2B göç uygulanması sonucunda elde edilmiştir. Bunun sonucunda, izlerin sürekliliğinde belirgin bir iyileşme görülmektedir.

Şekil 26c'de, 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.

1.3.1. 3B Sismik Program Dizaynında Bazı Terim ve Parametreler



Şekil 27. 3B saha düzeni.

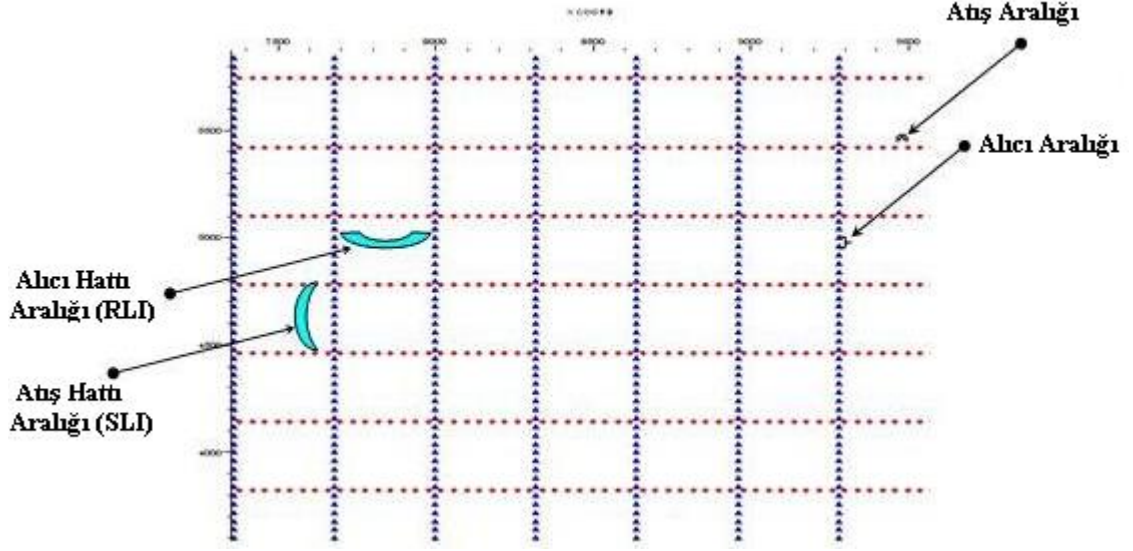
Atış hatları: Atış yapılacak noktaların belli aralıkta alıcı hatlarına dik olarak yerleştirildiği bir hattır. Atış Hatları Aralığı (Shot Line Interval); iki atış hattı arasındaki mesafedir. 3B sismikte atış hatları yönüne “Cross-Line” veya “X-Line” yön denir.

Alıcı hatları: Alıcıların düzenli ve belirli bir aralıkta atış hatlarına dik olarak yerleştirildiği bir hattır. Alıcı Hatları Aralığı (Receiver Line Interval) ; iki alıcı hattı arasındaki mesafedir. 3B sismikte alıcı hatları yönüne “In-Line” yön denir.

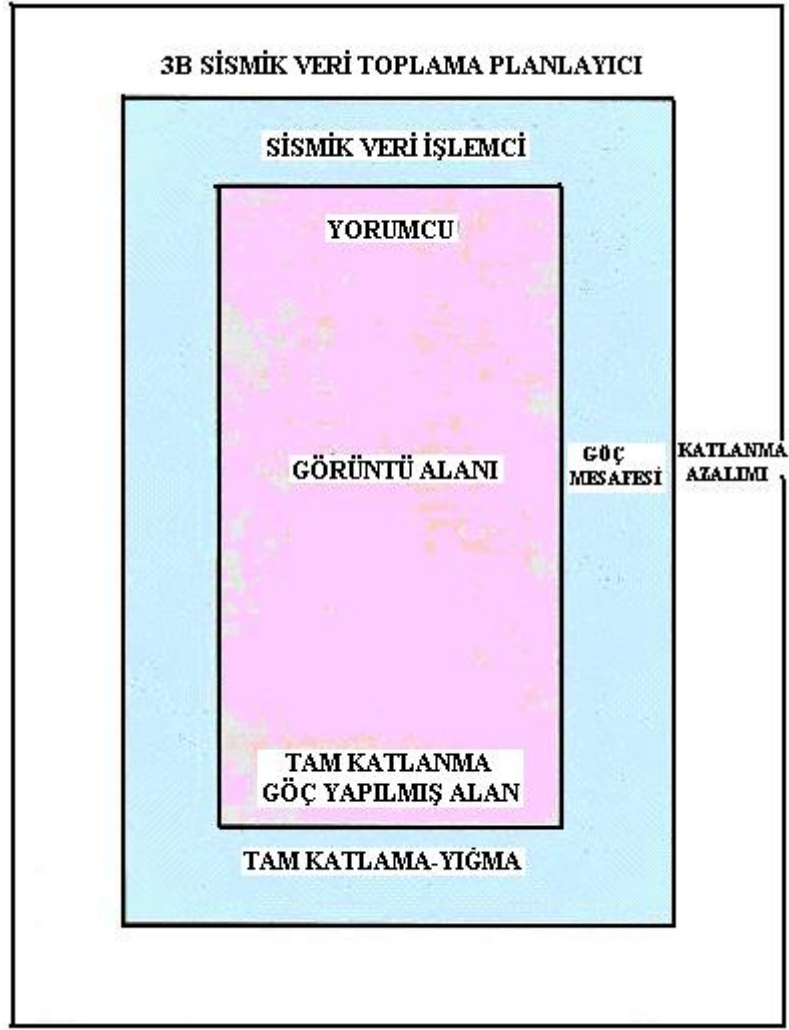
Alıcı aralığı: İki alıcı arasındaki mesafeye alıcı aralığı (Receiver Interval) denir.

Atış aralığı: İki atış noktasının arasındaki mesafeye atış aralığı (Shot Interval) denir.

Şekil 28’de görüldüğü gibi alıcı ve atış hatları genellikle birbirine dik olarak yerleştirilirler. Uygulamada anlaşılabilirlik açısından genellikle alıcı hatları mavi, atış hatları kırmızı renk ile gösterilirler.



Şekil 28. 3B sismikte alıcı ve atış hatlarının görünümü.



Şekil 29. 3B veri toplamada üç zonun teoriksel modeli.

Göç mesafesi: Eğimli yapıları ve fayları gerçek yerlerine taşımak için sismik veriye migrasyon uygulanır. 3B çalışma yapılacak sahanın sınırlarını belirledikten sonra, tam katlama alanı migrasyon mesafesi kadar genişletilmelidir.

Katlama azalımı: Katlamanın düşmeye başladığı nokta ile katlamanın sıfır olduğu nokta arasındaki mesafedir. Bu mesafeye “Halo Mesafesi” de denir. 3B çalışması yapılacak sahaya göç mesafesinden sonra bu mesafenin de ilave edilmesi gerekmektedir.

Kenar düzenlemesi: 3B çalışma sahasının sınırları belirlendikten sonra yapılması gereken bir aşama, sınır kenarlarını genişletilerek düzenlenmesidir. Bu aşamada, tam katlama elde

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

Birinci alan (görüntü alanı): Yorumcunun yorumu yapacağı alandır. Bu alan içerisine düşen bütün izler tam katlama olarak kaydedilmiş ve tam olarak göç yapılmıştır. Bu bölgede bütün jeolojik yorumlar temel alınarak bir imaj alanı kullanılır.

İkinci alan (göç mesafesi): Birinci görüntü alanının etrafında bir koridordur. Teorik olarak bu koridorun genişliği göç mesafesinin boyuna 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.

Üçüncü alan (katlama azalımı): Orta alanın etrafındaki bir koridordur. 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. Yerleştirmede gerekli şartlar dikkate alınarak bir uzlaşmaya varılmalıdır.

Katlama sayısı: 2B sismik katlamanın 1/2'si veya 2/3'ü kadar olmalıdır.

Hat İçinde (hat içinde katlama):

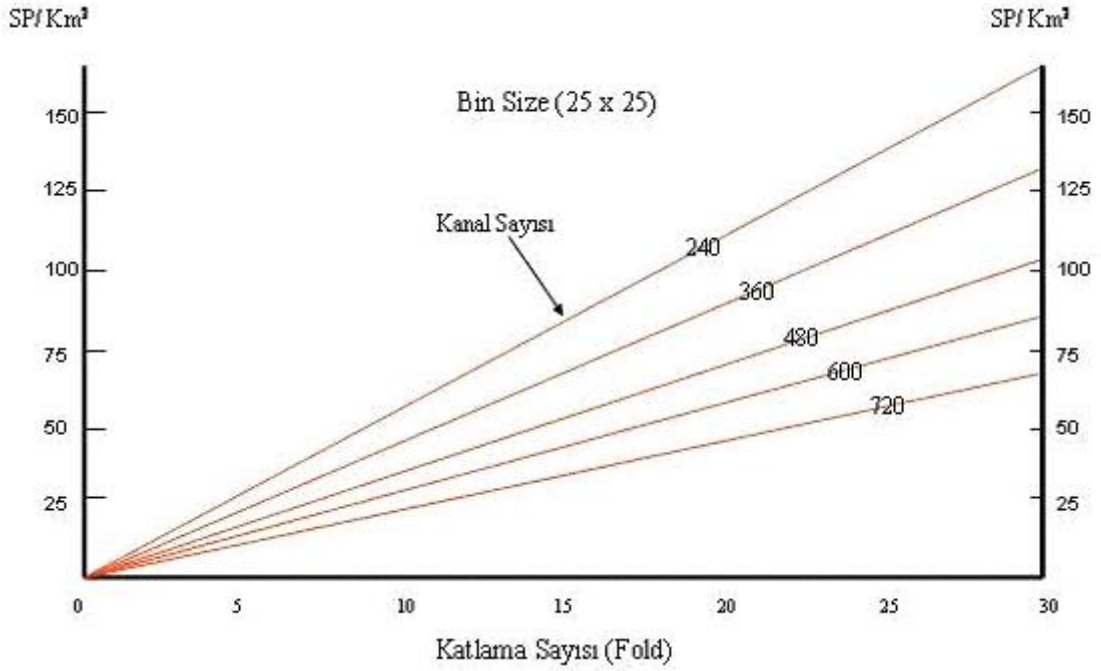
$$C_x = (\text{Bir Alıcı Hattındaki Kanal Sayısı} * \text{Grup Aralığı}) / (2 * \text{Atış Hattı Aralığı})$$

Hatta dik yönde Katlama:

$$C_y = (\text{Alıcı Hatları Sayısı}) / 2$$

Toplam Katlama:

$$C = C_x * C_y \quad (6)$$



Şekil 30. Katlanma sayısına bağlı olarak km^2 'ye düşen atış sayısı.

Şekil 30'da kanal sayısı, katlanma ve atış sayısı arasındaki ilişki görülmektedir. Şekilden de anlaşılacağı gibi, 25x25 lik bir bin için örneğin, 480 kanallı bir çalışmada tam katlanma alanında 30 katlanma elde etmek için yaklaşık 100 atış yapmak gerekir.

Aynı kanal sayısı kullanıldığında, katlanma sayısı arttıkça atış sayısı da artar. Yani daha az kanallı çalışmalarda aynı katlanma sayısını elde etmek için daha fazla atış yapılmalıdır.

X_{\min} : İki alıcı ve atış hatlarının oluşturduğu kare veya dikdörtgen kutunun tam ortasındaki "bin" in sahip olacağı en küçük açılım mesafesine denir.

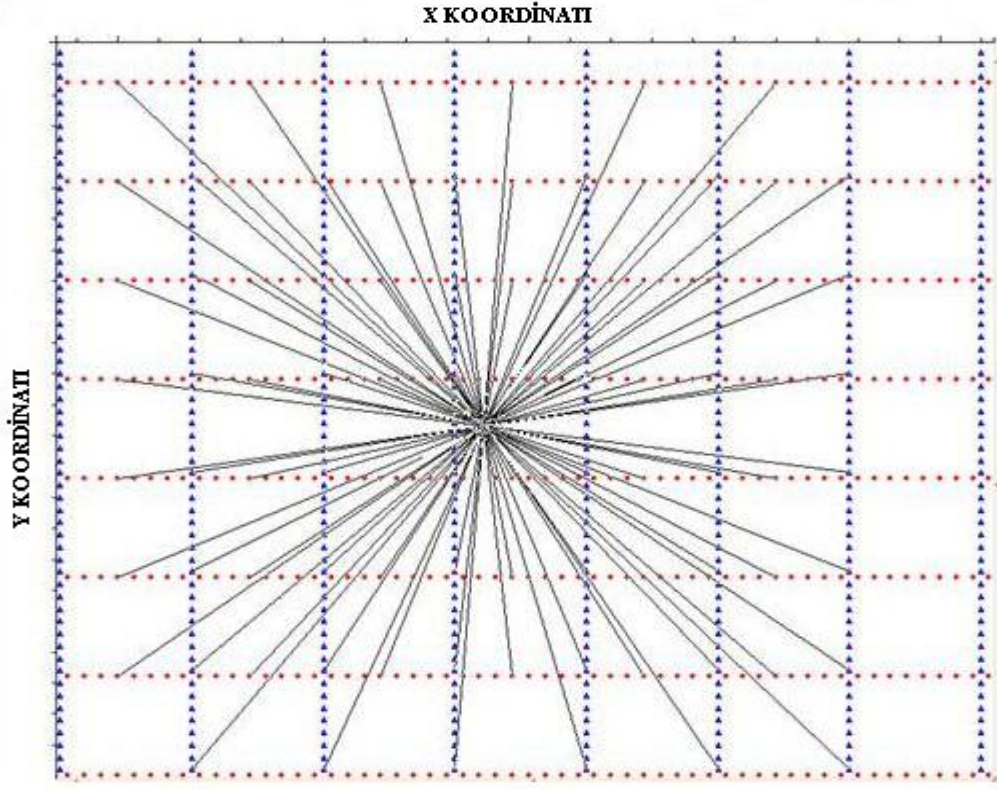
Orta nokta (midpoint): Kaynak-alıcı arasındaki mesafenin yarısına yerleştirilmiş noktadır.

CMP Bin: Küçük bir kare veya dikdörtgen alanıdır. Bütün orta noktalar bu alanın (bin) içerisine yayılır ve aynı Ortak Orta Nokta'ya sahipmiş gibi kabul edilir. Aynı bin içerisine düşen izlere "CMP Yığıma" yapılır ve bu izlerin sayısı katlama sayısını verir.



Şekil 31. Alıcı ve atış hatları, “ bin ” ve X_{min} mesafesini gösteren bir 3B kutusu.

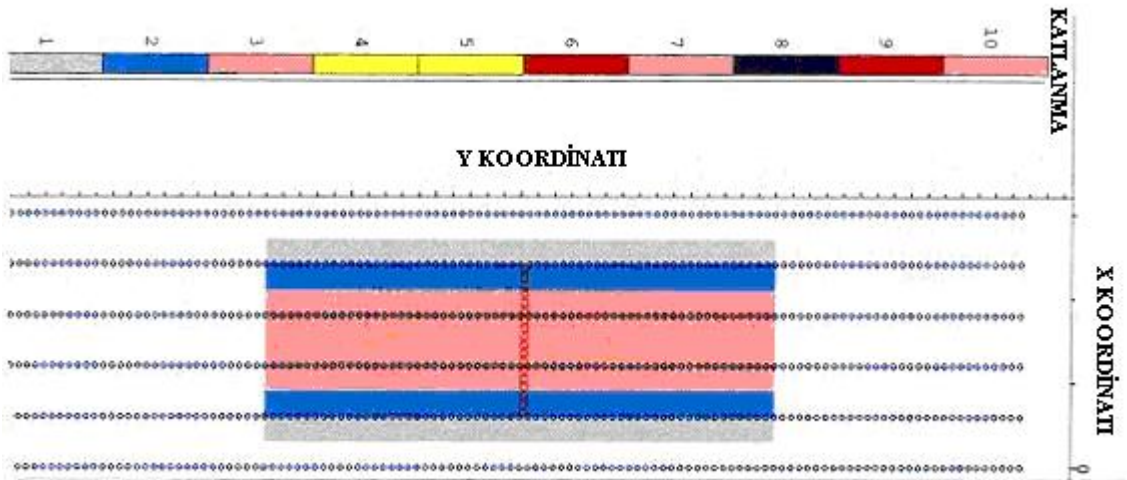
Şekil 31’de atış yapıldığında bir birim hücre için en yakın ve en uzaktaki alıcılar ve bunlara olan mesafeler gösterilmiştir. Mavi ile gösterilenler alıcı noktalarını, kırmızı ile gösterilenler ise atış noktalarını tanımlamaktadır. Burada, alıcı hatları aralığı 400 m, atış hatları aralığı 400 m, alıcı aralığı 50 m ve atış aralığı 50 m’dir. Şekile göre; 2005,5/5001 no’lu atış noktasında atış yapıldığında, bir birim hücre için kayıt alınabilecek en uzaktaki alıcı 5008,5/2008 no’lu istasyondur ve bu mesafe X_{maks} olarak isimlendirilir. Aynı noktadan atış yapıldığında en yakındaki alıcı ise 5000,5/2001 no’lu istasyondur ve bu mesafeye de X_{min} denir.



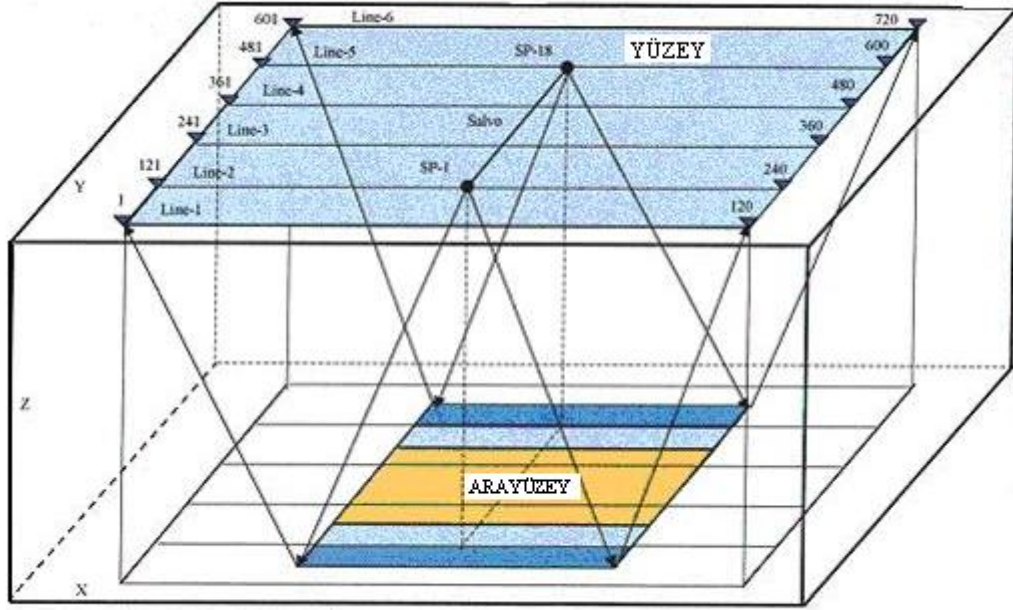
Şekil 32. Bir bin'den yansıyan izler.

Şekil 32'de bir bin'den yansıyan izler gösterilmiştir. Burada, azimut ayrımı yapılmaksızın bir bin'den yansıyan bütün izler gösterilmiştir.

Şekil 33'de bir salvoda yapılan atışlar sonucunda yer altı kaplaması ve katlanma dağılımı gösterilmiştir. Salvodaki atışlar tam açılımda yapılmıştır.



Şekil 33. Patch, template ve bir salvodaki atışlara göre yeraltı kaplamasının görünüşü.



BİR SALVODAN ELDE EDİLEN 3B YERALTI KAPLAMASI (18 ATIŞ)

Şekil 34. Bir salvodaki atışa göre yeraltı kaplamasının 3B görünüşü.

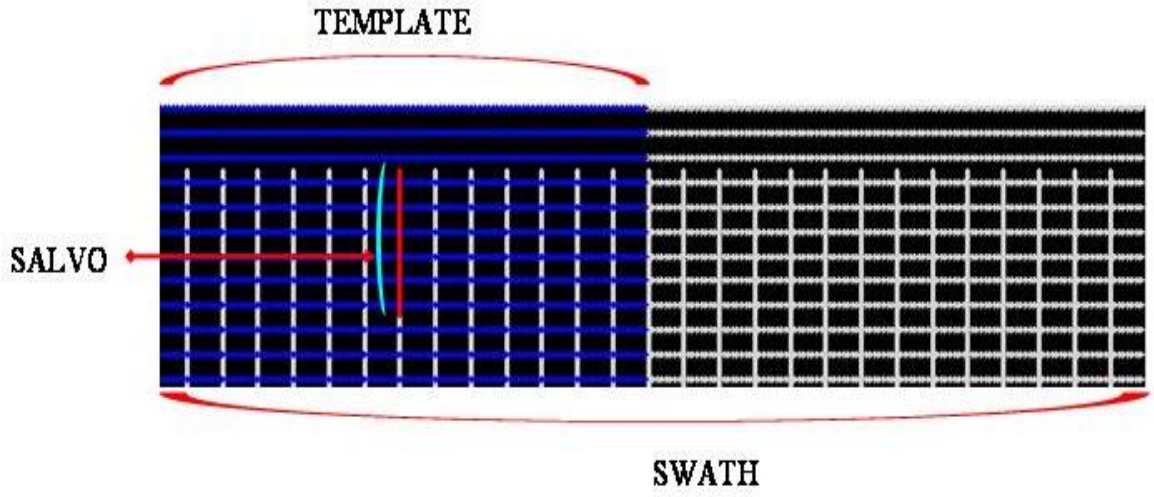
Şekil 34’de Şekil 33’e benzer şekilde elde edilen yeraltı kaplaması üç boyutlu verilmiştir. Bu uygulamada 6 hatlı sistem kullanılmıştır ve her bir hat üzerinde 120 kanal vardır. Yani, toplam kanal sayısı: $6 \times 120 = 720$ kanaldır.

Swath: Atış ve alıcı hatlarının birbirine dik şekilde yerleştirimi sonucunda, kayıt esnasında “Template’in ” ilerleyişi dikkate alınarak hareket eden alıcı hatlarının sayısı “Swath” olarak tanımlanır.

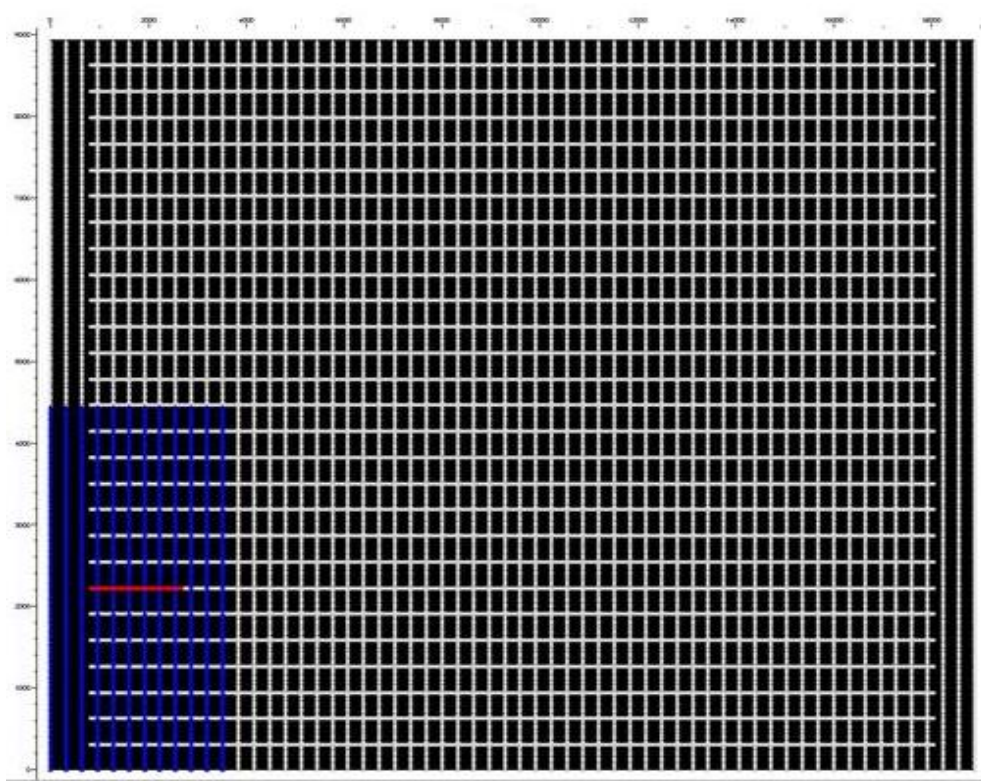
Salvo: Bir swath içerisindeki template için yapılan atış sayısıdır.

Patch: 3B alanında herhangi bir kaynak noktası için kayıt alabilecek bütün istasyonların kapladığı alana denir. Patch şekli genellikle birbirine paralel alıcı hatlarının oluşturduğu dikdörtgendir.

Template: Belirli bir alıcı patch topluluğu içerisindeki kaydedilmiş kaynak noktalarının sayısıdır. Bu kaynak noktaları Patch’in içinde veya dışında olabilir.



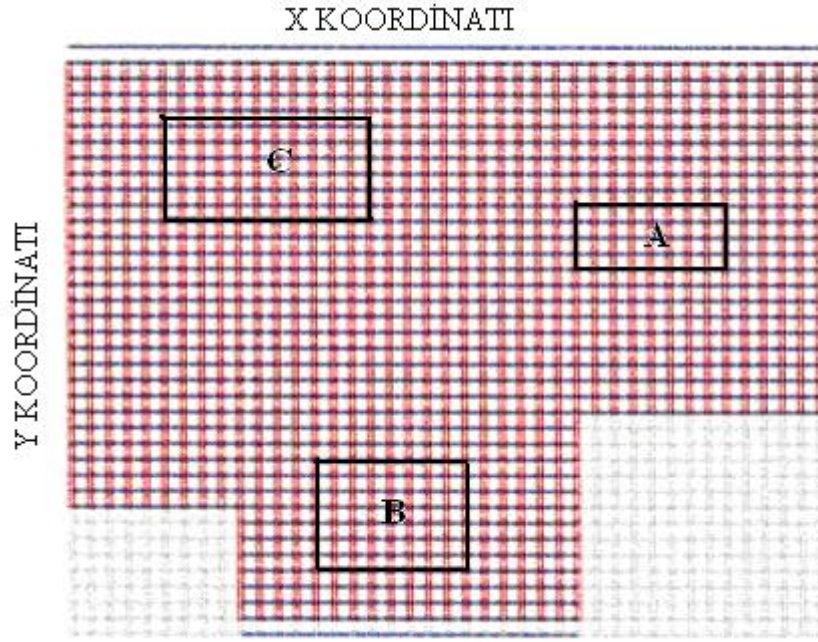
Şekil 35. Swath, template ve salvo şematik gösterimi.



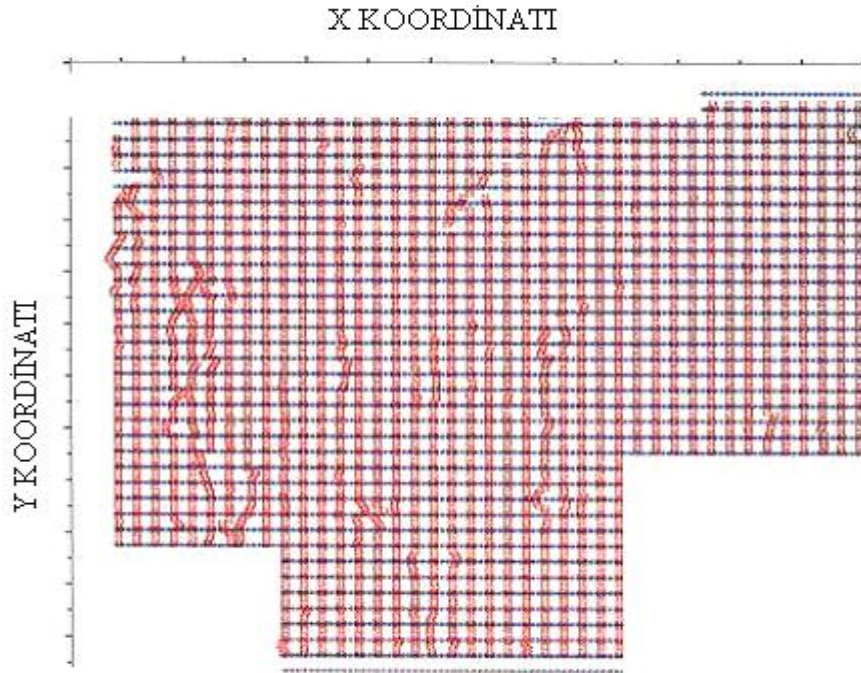
Şekil 36. 3B alanı içerisinde bir template görüntüsü.

Şekil 36’da tam açılım anındaki bir template görülmektedir. Kırmızı ile gösterilen salvodur ve bir salvodaki atışlar bittiğinde diğer salvoya geçilir. İlk salvoda sadece ön tarafta tam açılım vardır. İkinci salvoya geçildiğinde geride kalan kanallardanda kayıt alınmaya başlanır. Daha sonra üçüncü salvoya geçilir ve atışlara devam edilir. Ön ve arkadaki alıcılar tam açılıma geldiğinde, bir süre tam açılımda atışlara devam edilir. Bu şekilde swath sonuna kadar atışlar devam eder. Swath’ın sonuna doğru ise, bu kez arka taraf tam açılımdadır ve ön taraftaki kanal sayısı azalır. Bir swath bittiğinde ise diğer swath’a geçilir ve aynı şekilde atışlara devam edilir.

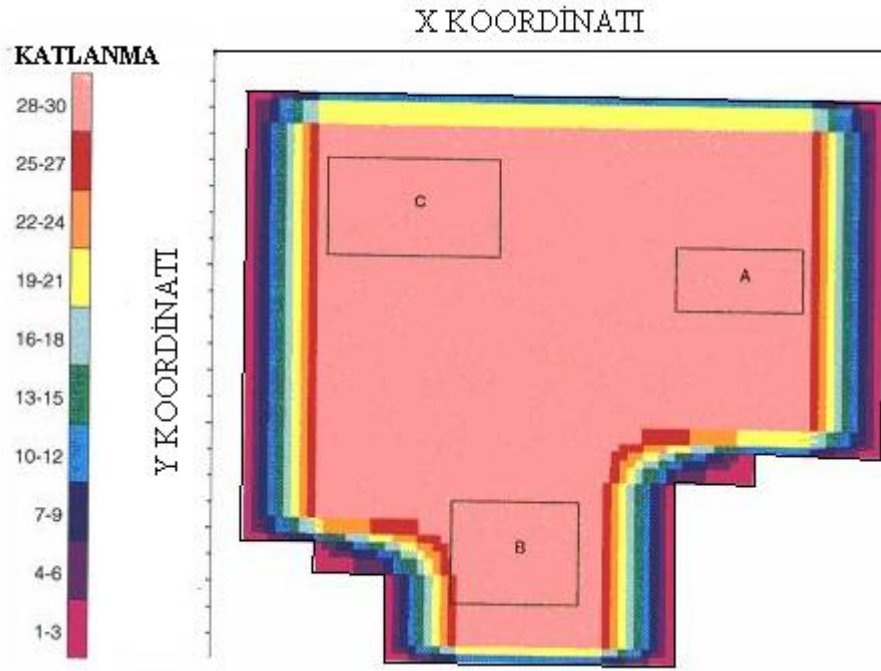
Şekil 37’de saha çalışmaları öncesi planlanan 3B alanı görülmektedir. Şekilde, atış hatları kırmızı, alıcı hatları mavi ile gösterilmiştir. 3B’nin herhangi bir köşesinden atış başlanır ve atış hatları boyunca atış devam eder. Bu arada kanal sayısına bağlı olarak kayıt alınır. Şekil 38’de saha çalışmaları bittikten sonraki 3B alanı görülmektedir. Şekilden de anlaşılacağı gibi, bazı noktalarda sapmalar görülmektedir. Bunun sebebi, çalışma sahasının yapısından kaynaklanmaktadır. Saha içerisindeki, yerleşim alanı, baraj, gölet vb. gibi yapılardan dolayı bazı noktalar ya ofsetli atılır yada hiç atılamazlar. Bu tip sapmalar genelde alıcı noktalarında oluşmaz. Çünkü alıcıların serilmesi atışlara göre daha kolaydır.



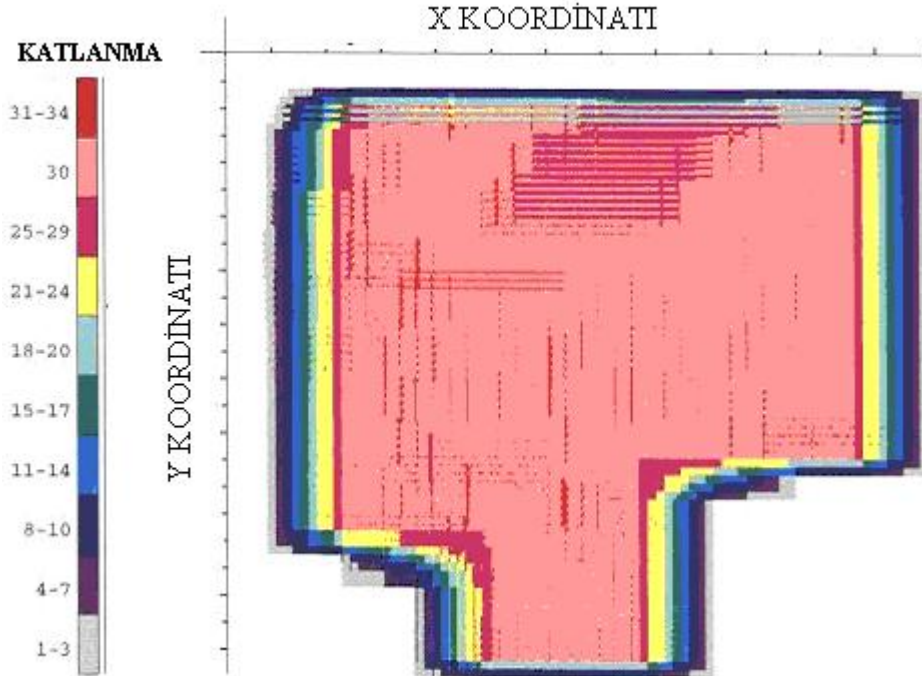
Şekil 37. 3B sahasının planlanan atış ve alıcı hatları.



Şekil 38. 3B sahasının gerçekleşen alıcı ve atış hatlarının görünümü.



Şekil 39. 3B sahasının planlanan katlanma dağılımı.



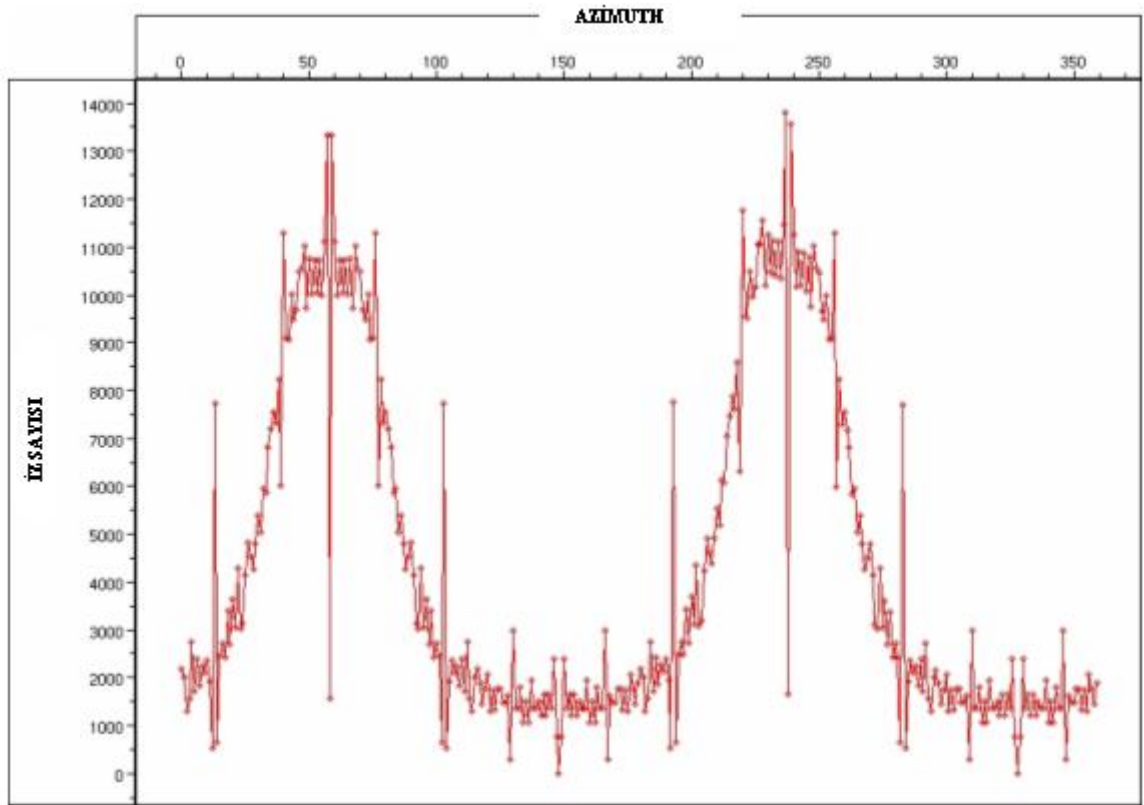
Şekil 40. 3B sahasının gerçekleşen katlanma dağılımı.

Şekil 39’da 3B sahasının planlanan katlanma dağılımı görülmektedir. Planlanan dağılımda katlanma sayıları beklendiği gibi olur. Çünkü planlama aşamasında hangi noktaların ofsetli atılacağı veya hiç atılmayacağı henüz bilinmemektedir.

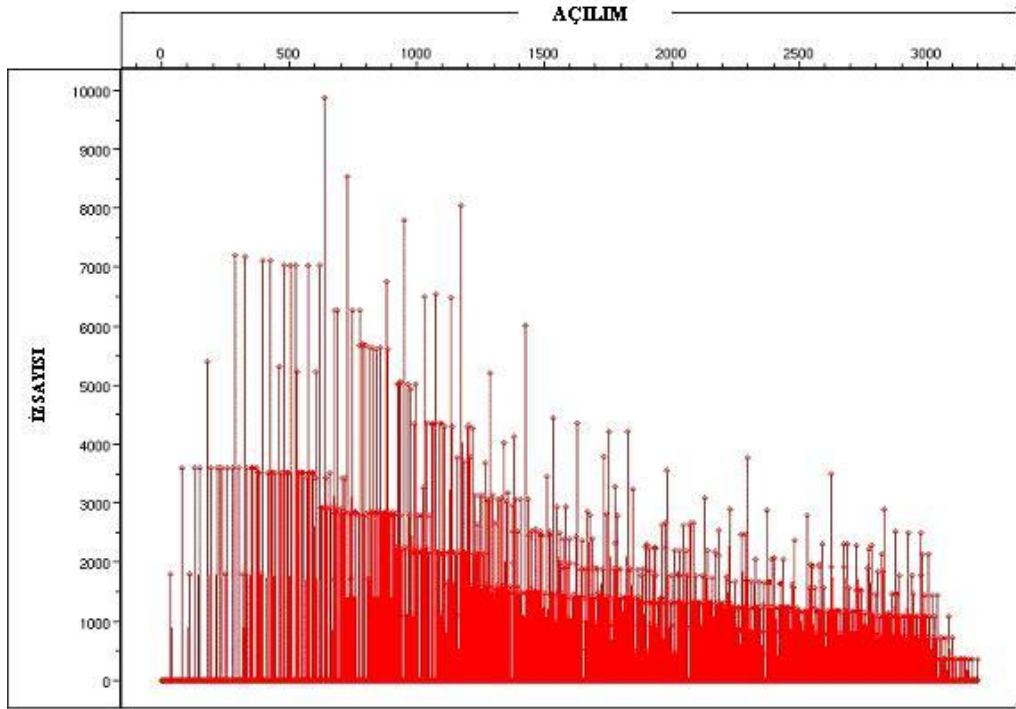
Şekil 40’da çalışma sonrası elde edilen katlanma dağılımı görülmektedir. Bazı noktalarda renk değişimleri görülmektedir. Bu durum çalışma yapılırken ofsetli atılan veya hiç atılmayan noktalardan dolayı oluşmaktadır. Bu da katlanma sayısını etkilemektedir.

Şekil 41’de dikey eksen iz sayısını, yatay eksen azimutu göstermektedir. Buradan hangi açıdan kaç iz kaydedildiği anlaşılmaktadır. Örneğin, 59° ‘den yaklaşık 13500 iz kaydedilmiştir.

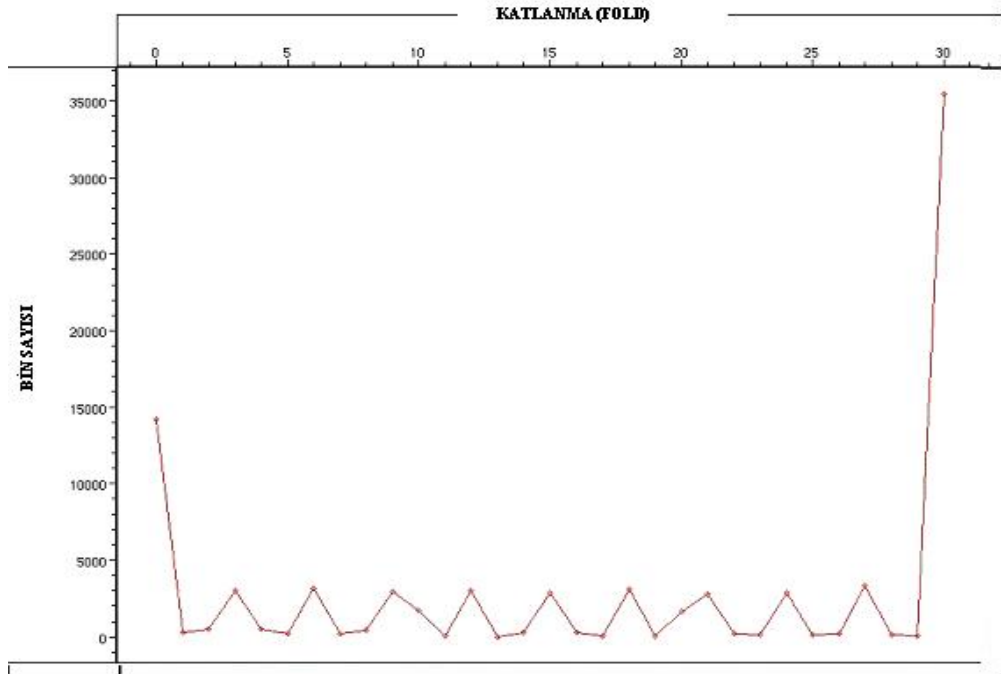
Şekil 42’de yatay eksen ofseti, dikey eksen iz sayısını göstermektedir. Buradan hangi ofsetle kaç iz kaydedildiği anlaşılmaktadır. Örneğin, yaklaşık olarak 620 m ofsetli 10000 tane iz kaydedilmiştir.



Şekil 41. 3B sahasının azimut dağılımı.



Şekil 42. 3B sahasının açılım dağılımı.

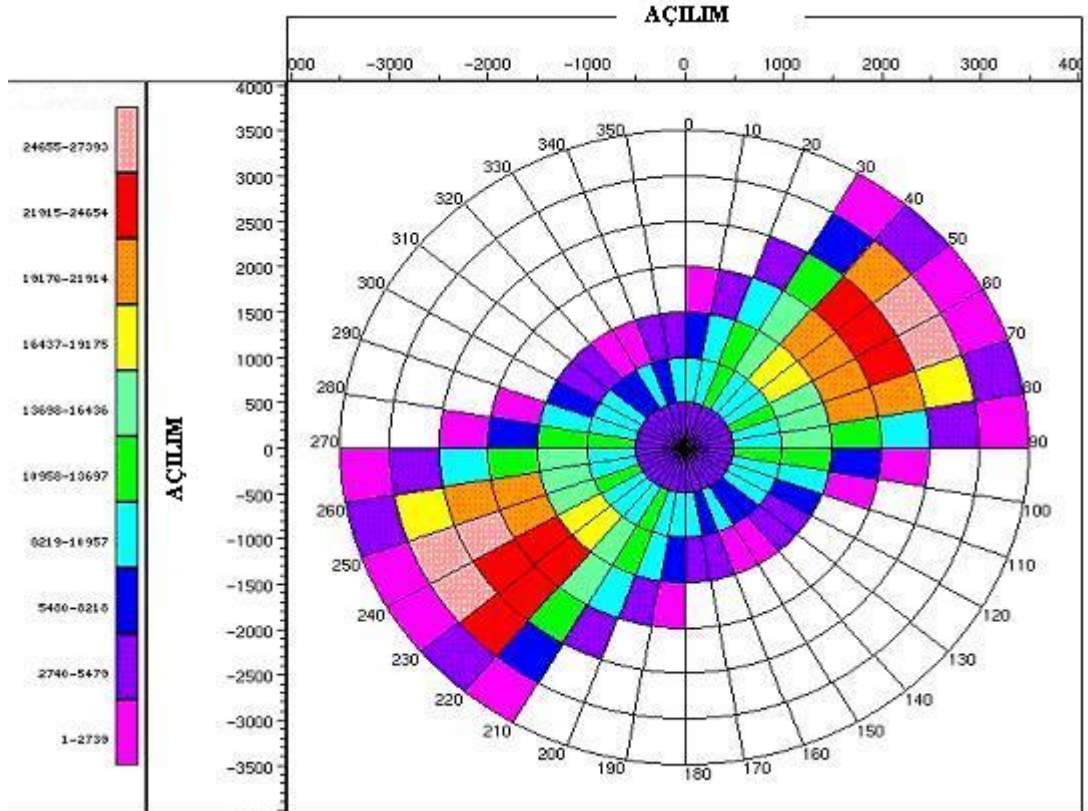


Şekil 43. 3B sahasının katlanma dağılımı.

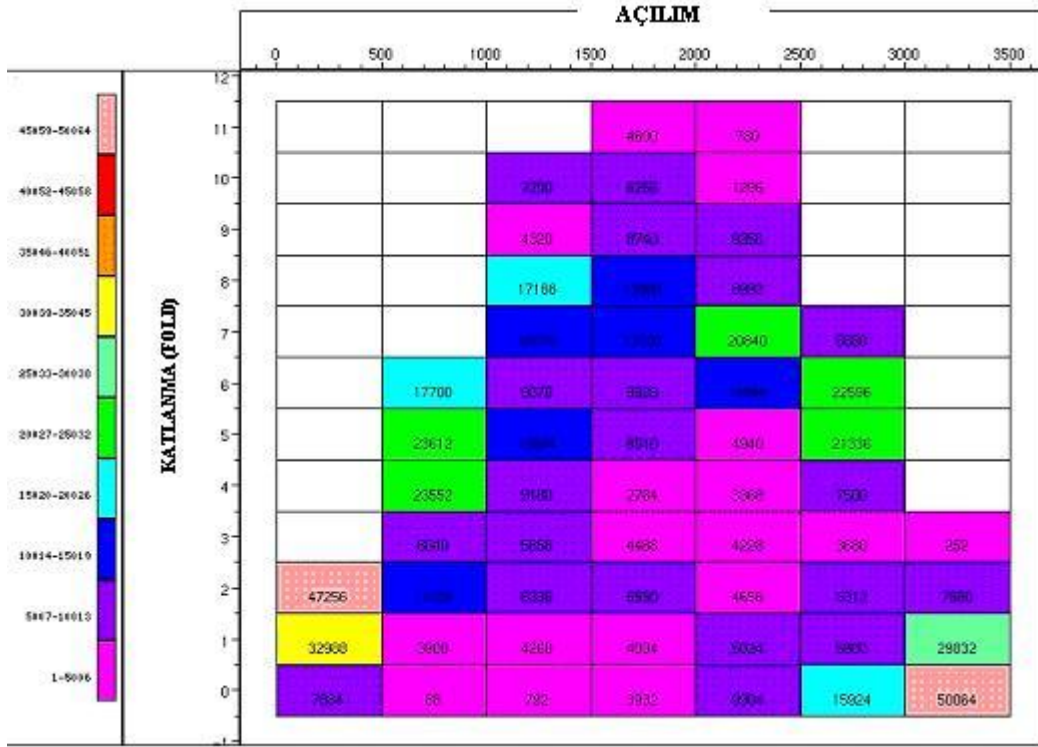
Şekil 43’de yatay eksen katlanmayı, düşey eksen bin sayısını göstermektedir. Burada katlanma ile bin sayısı arasındaki ilişki gösterilmektedir. Yani; “kaç tane bin, hangi katlanma sayısı ile kaydedilmiştir?” sorularına cevap aranmaktadır. Örneğin, 35000 tane bin 30 katlanma ile kaydedilmiştir.

Şekil 44, hem açığa ve hemde ofsete bağlı olarak iz sayısını göstermektedir. Örneğin, 0° ile 10° arasından 1500 m ofsetli kaydedilen iz sayısı 1 ile 2739 arasındadır. Benzer şekilde, 220° ile 230° arasından 2500 m ofsetli kaydedilen iz sayısı 2740 ile 5479 arasındadır.

Şekil 45’de, hem katlanmaya hemde açılıma bağlı olarak iz sayısı gösterilmektedir. Örneğin, 500 ile 1000 arasından 6 katlanmalı 17700 tane iz kaydedilmiştir.



Şekil 44. 3B sahasının açılım dağılımı (Gül diyagramı).



Şekil 45. 3B sahasının katlanma - açılım dağılımı grafiği.

2. YAPILAN ÇALIŞMALAR

2.1. Giriş

Bu çalışmada yapılan testlerin bulunduğu sahanın geneli kil, çakıl ve kum karışımından oluşan bir jeolojiye sahiptir. Dolayısıyla çok sert olmayan bir yapıdadır. Bu da sinyalin yere –özellikle vibratörle yapılan çalışmalar için- daha iyi iletilmesini sağlar. Çünkü dinamit, vibroya göre daha güçlü bir kaynaktır ve her şartta sinyali vibrodan daha iyi iletir. Çalışmalar sırasında kayıtlar bir Fransız üreticisi olan ve Türkiye Petrolleri A.O.’nun da kullandığı Sercel’in SN 388 ve 408 UL kayıt cihazlarıyla alınmıştır. Çalışılan sahanın Trakya Bölgesi’nde olmasından dolayı, çalışma esnasında bir çok zorlukla karşılaşmıştır. Bu zorluklardan en önemlisi ekili alanların fazla olmasıdır. Bölge ekonomisinde önemli bir yer tutan tarım alanlarının çok geniş olması çalışmaları etkilemiştir. Özellikle ayçiçeği ve buğday ekili alanların varlığı önemli bir faktördür. Diğer bir faktör ise bölgede çok sayıda fabrikaların varlığıdır. Zira bu fabrikaların çokluğu zaman zaman veri kalitesinde düşümlere neden olmuştur. Ayrıca, yerleşim alanlarının varlığında gürültü oluşturarak verinin kalitesini etkilemiştir. Bir diğer faktör ise yağışlı havalarda çalışmayı engellemesidir. Ancak bu, diğer faktörlere göre en az etkili olmuştur. Zira, çalışma zamanları bölgenin mevsimsel koşullarına göre yapılmış ve böylece yağışsız bir zamanda veri toplanmıştır.

2.2. Parametre Testleri

Arazi çalışmalarında sahada ilk olarak test atışları yapılarak en uygun parametre seçilir. Bu parametreler dinamitli çalışmalarda kuyu derinliği ve dinamit miktarı, vibro’lu çalışmalarda ise tarama (sweep) frekansdır. Testleri yaparken dikkat edilmesi gereken en önemli şey, testi yaptığımız yerin sahanın tamamını temsil etmesidir. Örneğin, saha geneli düz ve eğimsiz bir topoğrafyadan oluşuyorsa, parametre testi düz olan bir yerde yapılmalıdır. Eğer saha geneli engebeli bir yapıda ise, parametre testi engebeli yerde yapılmalıdır. Burada vibro için farklı bir durum söz konusudur. Vibro ile yapılan testlerde sahanın geneli eğimli olsa bile hem eğimli hemde düz yerde test yapılmalıdır. Bunun da

nedeni; eğimli yerlerde vibronun tablasının yer ile iyi temas etmemesindedir. Ayrıca, test yapılırken birbirine yakın yerler seçilmelidir. Bu durum zaman farkları açısından çok önemlidir. Mümkünse aynı açılım kullanılarak test yapılmalıdır.

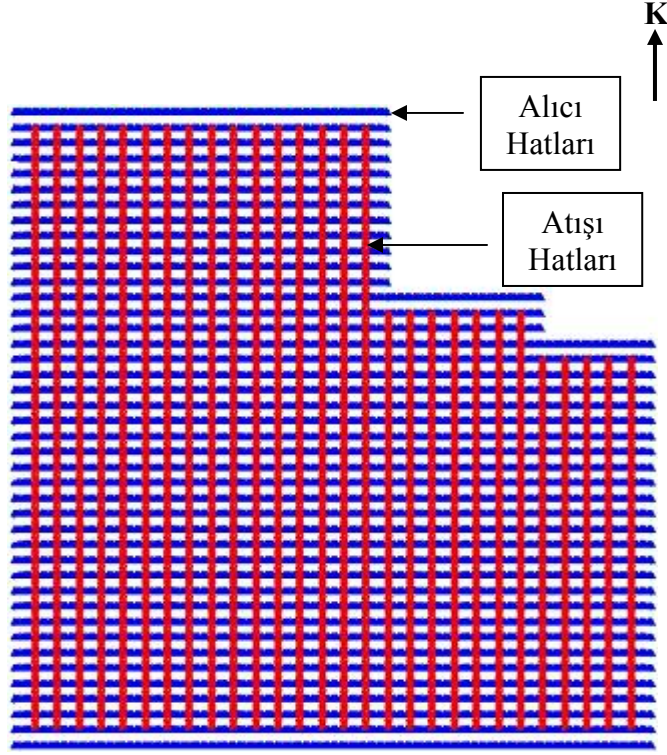
Hem dinamit ve hemde vibro kullanılarak yapılan testlerde alıcı aralığı 50 m, atış aralığı 50 m'dir. Çalışma üç boyutlu bir sahada yapıldığından çok sayıda alıcı ve atış hattı kullanılmıştır. Burada, alıcı hattı aralığı 300 m ve atış hattı aralığı ise 500 m'dir. Ayrıca, kayıt uzunluğu 5 sn'dir. Ancak bu çalışmada sadece ilk 2,5 sn'lik kısım yer almıştır. Bununla birlikte, hedef seviyeden dolayıdır. Örnekleme aralığı ise 2 msn'dir.

2.2.1. Kuyu Derinliği ve Dinamit Miktarı Testleri

Eğer kaynak olarak dinamit kullanılıyorsa, iki önemli parametrenin test atışları yapılarak belirlenmesi gerekir. Bu parametreler kuyu derinliği ve dinamit miktarıdır. Kuyu derinliği artırıldıkça; frekans ve ayrımlılık artar, yüzey dalgalarının etkisi ise azalır. Dinamit miktarı artırıldıkça; frekans ve ayrımlılık azalır, yüzey dalgalarının etkisi ise artar. Ayrıca bu iki parametrenin seçimi yapılan işin maliyetini de önemli ölçüde etkilemektedir. Dolayısıyla kuyu derinliği ve dinamit miktarını belirlerken bu konuda göz önünde bulundurulmalıdır. Bütün bu özellikler dikkate alınarak yapılan test atışları Şekil 47, 48, 49'da gösterilmiştir. Testler Trakya bölgesinde ve üç boyutlu bir sahada yapılmıştır. 3B saha her biri üzerinde 128 kanal bulunan 6 hattan oluşmaktadır. Toplam kanal sayısı 768'dir. Saha geneli düzdür. Dolayısıyla zaman farklarında engebeli bir sahaya oranla daha az olduğu görülür. Bu çalışma hem yapısal hemde stratigrafik amaçlı yapılmıştır. Stratigrafik amaçlı çalışmalar yüksek frekans'a gereksinim duyar yani düşük frekans hiç istenilmeyen bir durumdur. Yapısal amaçlı çalışmalar ise yüksek frekanslar ile yapılabildiği gibi düşük frekanslar ile de yapılabilir.

Kuyu derinliği ve dinamit miktarı testleri sonucunda beklenen frekans spektrumu, frekans bandının en geniş olduğu spektrumdur. Ancak, sadece frekans spektrumuna bakılarak parametre belirlemek yanlış olur. Buradaki en önemli etken hedef seviyeden gelen yansımalarıdır. Dolayısıyla, yapılan çalışmalar sonunda bazen beklenenin dışında bir frekans spektrumu da parametre olarak seçilebilir. Parametre seçiminde dikkate alınması gereken bir diğer etken ise patlatma yüzeyinin jeolojisidir. Eğer seçilen parametre de, kuyu derinliği sahanın bazı bölgelerinde düşük hız zonunu geçemiyorsa, bu

durumda sadece o bölgelerde daha derin kuyular açılmalıdır. Burada esas olan ayrılmış yüzeyin yani düşük hız tabakasının altına inmek ve patlatmayı burada yapmaktır. Frekans spektrumları hesaplanırken her bir spektrum için tam açılımdaki izler alınmıştır. Yani 128 izin frekans spektrumu alınmıştır. Böylece frekans spektrumunun bütün izleri temsil etmesi sağlanmıştır.



Şekil 46. Kuyu derinliği ve dinamit miktarı testlerinin yapıldığı sahanın alıcı ve atış hatlarının görünümü (TPAO).

Şekil 46'da kuyu derinliği ve dinamit miktarı testlerinin yapıldığı trakya bölgesine ait sahanın şekli görülmektedir. Şekilde kırmızı ile gösterilen çizgiler atış hatlarını, mavi ile gösterilenler ise alıcı hatlarını temsil etmektedir. Çok sayıda alıcı ve atış hattının olması ise sahanın bir 3B sahası olduğunu göstermektedir.

Şekil 47, 48 ve 49'daki test atışları incelendiğinde, orta kısımdaki hiperbol şeklindeki izler yansıma sinyallerini ifade etmektedir. Yine şekillerin tam ortasında kalan ve yukarıdan aşağıya doğru yelpaze şeklinde bir etki yaratan görüntü ise yüzey dalgalarını temsil etmektedir. Yansıma sinyallerinin kalın olması yüksek periyotlu olduklarını dolayısıyla düşük frekanslı olduklarını gösterir. Bu durumda izlerin birbirinden ayırt edilmesi zorlaşır ve oldukça kalın bir görüntü ortaya çıkar. Ayrıca şekil itibarıyla

bakıldığında da ayırt edilebilen tabaka sayısı daha az olur. Yüksek frekanslı izler ise şekil olarak daha ince bir görünüme sahiptirler ve ayırt edilebilen tabaka sayısı fazladır.

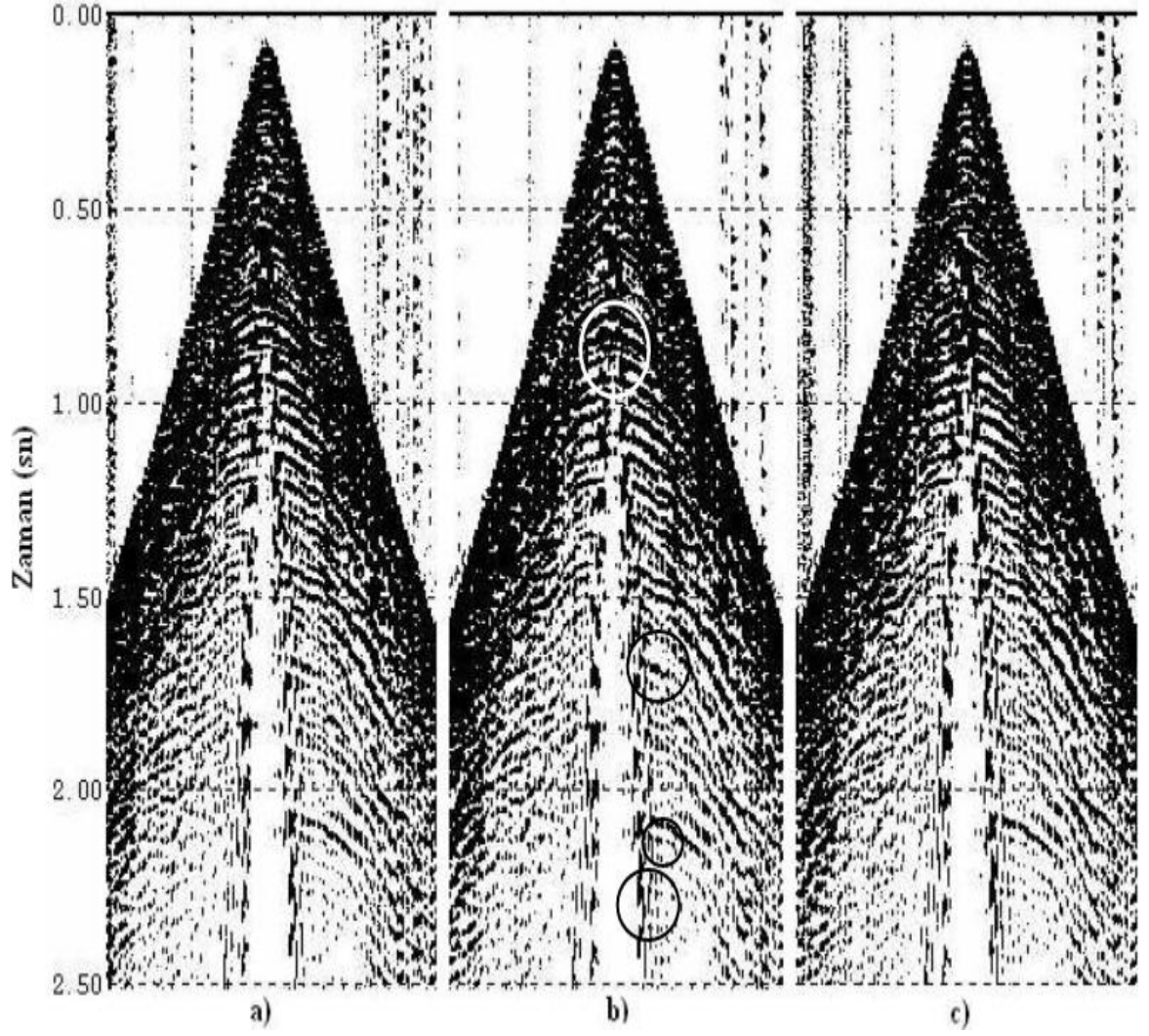
Bu bilgiler ışığında ve herbir test atışının frekans spektrumları hakkındaki değerlendirmeler aşağıda anlatılmıştır.

Şekil 47b'deki frekans içeriği ve ayrımlılık a ve c'ye göre daha iyidir. Şekilde beyaz daire ile gösterilen kısımda sinyalin sürekliliğine yüzey dalgalarının yaptığı etki görülmektedir. Burada b'deki ayrımlılık daha iyidir. En alttaki siyah daire ile gösterilen kısım ise atış üzerinde yüzey dalgalarının etkisini göstermektedir. Orta kısımdaki iki siyah daire ise izlerin sürekliliği hakkında bilgi vermektedir. Bu atışların Şekil 50 deki frekans spektrumları incelendiğinde Şekil 50a'daki sonuç b ve c'ye göre daha geniş frekans bandına sahiptir ve frekans spektrumları içerisinde en iyi sonucu vermektedir.

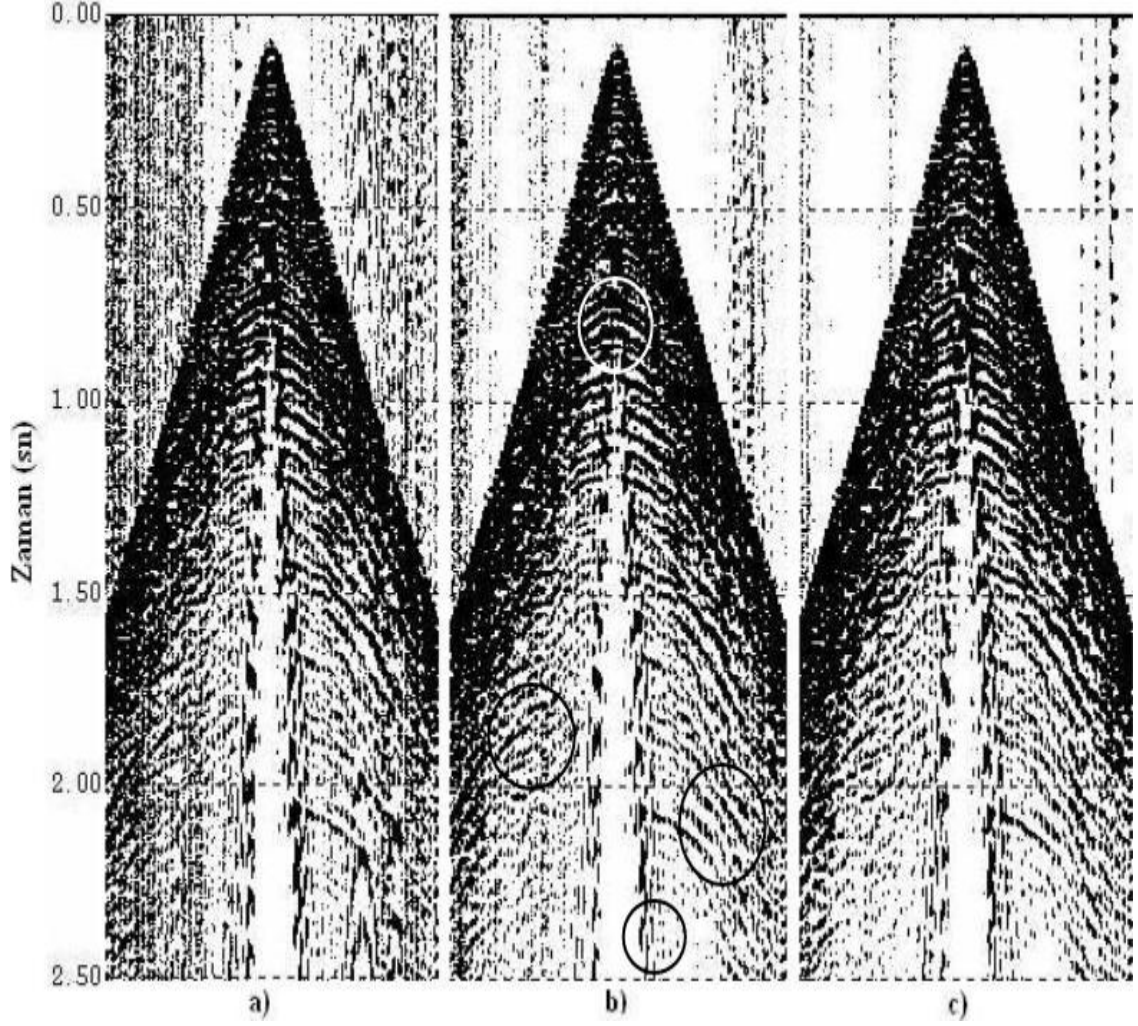
Şekil 48b'de yine en üstteki beyaz daire ve an alttaki siyah daire yüzey dalgalarının etkisini göstermektedir. Orta kısımdaki daireler ise süreklilik ve frekans içeriği hakkında bilgiler vermektedir. Bu durumda en iyi sonucu Şekil 48b vermektedir. Şekil 51 deki frekans spektrumlarına bakıldığında da bu durum açıkça görülmektedir. Şekil 51b'deki spektrumu a ve c'ye göre oldukça geniştir ve frekanslarda ani düşüşler yoktur. Bu durumda frekans bandının daha geniş olduğuna işaret eder.

Şekil 49'da b deki iki siyah daire ve c deki beyaz daire incelendiğinde b ve c'nin a'ya göre çok daha iyi sonuçlar verdikleri görülmektedir. Bu atışa ait şekil 52'deki frekans spektrumlarına bakıldığında ise hiç birisinin Şekil 51a'daki ideal sonucu vermediği görülmüştür.

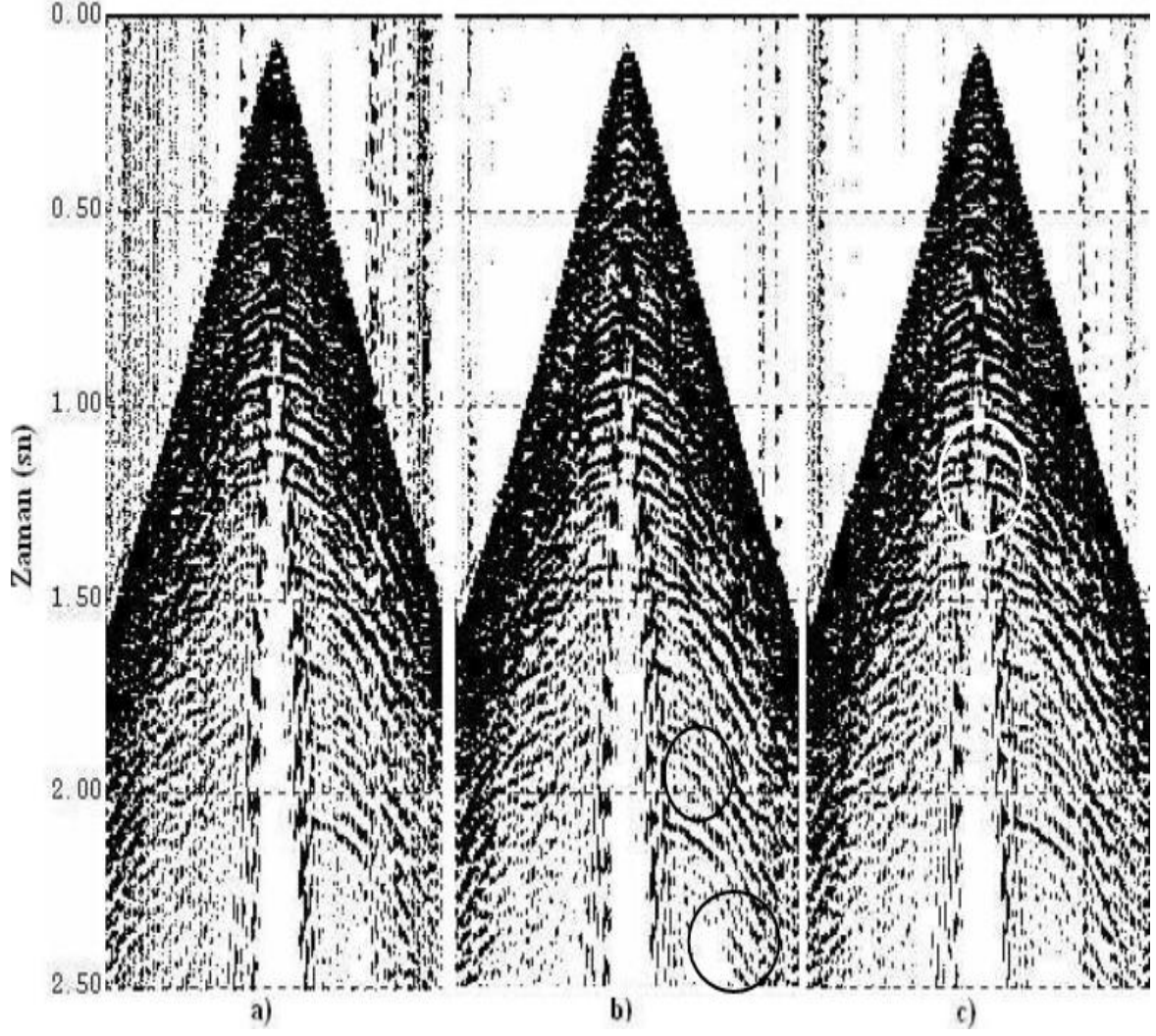
Sonuç olarak, dinamitli çalışmalarda istenilen ideal frekans spektrumu Şekil 51a'dakidir (18 m / 1 kg). Yani, frekans bandı oldukça geniştir. Bu durum frekans spektrumları değerlendirilirken en istenilen durumdur. Seçilen atış parametreleri kıyaslandığında en iyi frekans spektrumunu veren 18 m / 1 kg'ın yerine 18 m / 2 kg atış parametresi olarak seçilmiştir. Bunun sebebi, hedef seviyeden dolayıdır. Burada hedef seviye 1 - 2 sn dolayındadır. Bu seviyelerdeki yansımalar bakıldığında en iyi sonucu Şekil 48b vermektedir. Dolayısıyla buradan da anlaşılıyor ki, her zaman en iyi frekans spektrumunu veren parametre en iyi parametre değildir. Daha önemli olan hedef seviyedeki yansımaların kalitesidir.



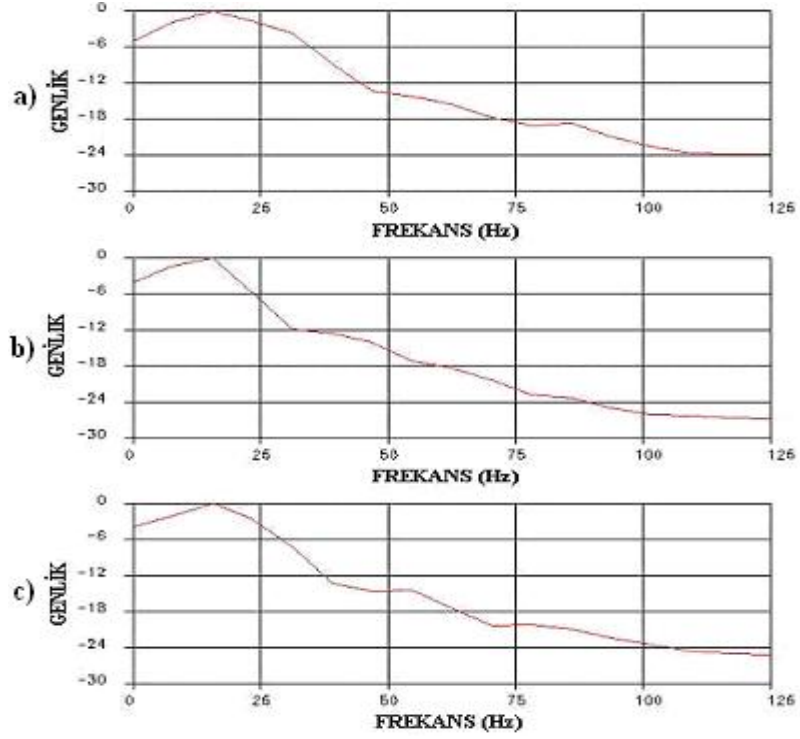
Şekil 47. a) 15 m / 1 kg, b) 15 m / 2 kg, c) 15 m / 3 kg kullanılarak yapılan test atışları.



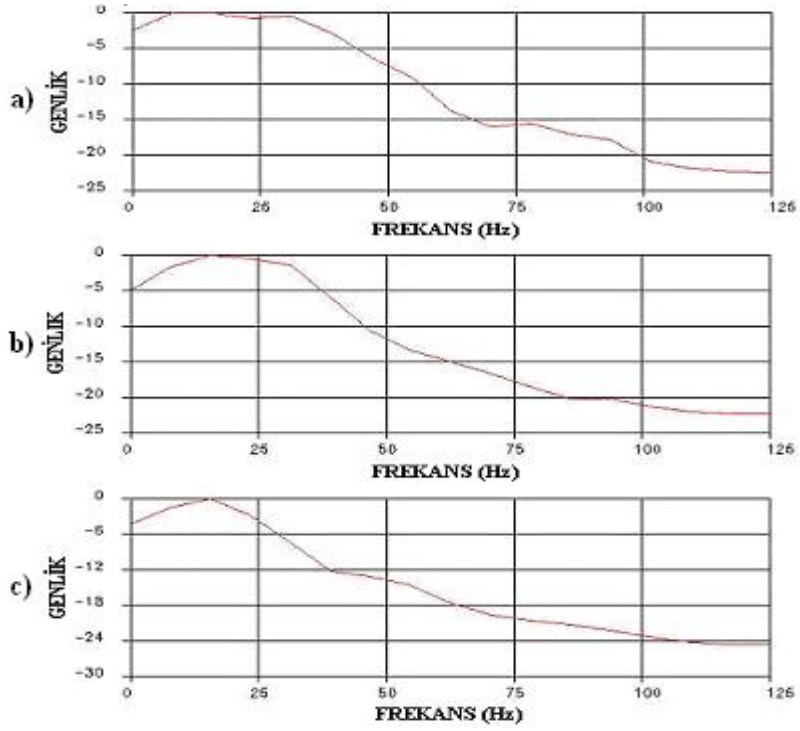
Şekil 48. a) 18 m / 1 kg, b) 18 m / 2 kg, c) 18 m / 3 kg kullanılarak yapılan test atışları.



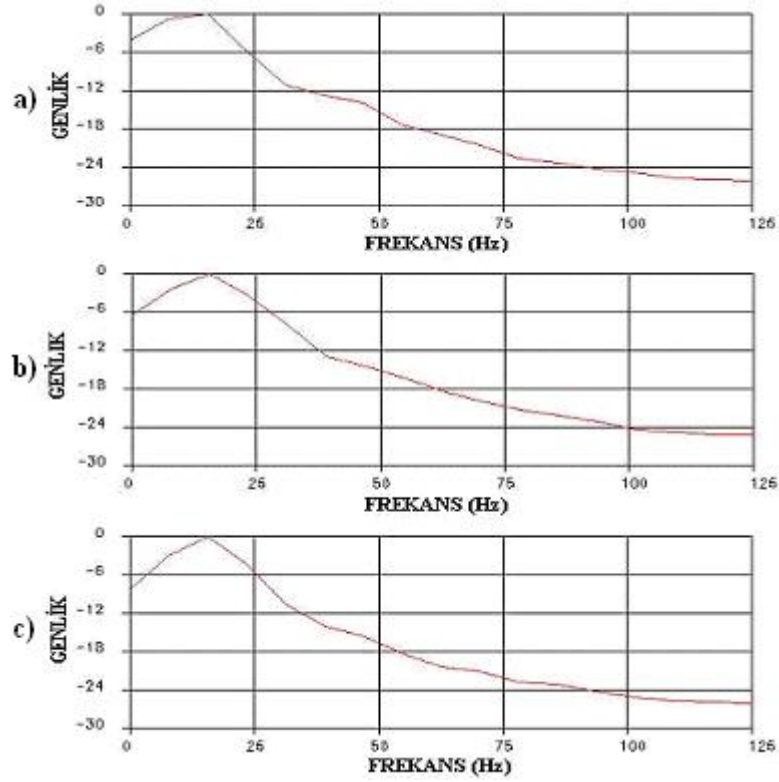
Şekil 49. a) 21 m / 2 kg, b) 21 m / 3 kg, c) 21 m / 4 kg kullanılarak yapılan test atışları.



Şekil 50. a) 15 m / 1 kg, b) 15 m / 2 kg, c) 15 m / 3 kg'a ait frekans spektrumları.



Şekil 51. a) 18 m / 1 kg, b) 18 m / 2 kg, c) 18 m / 3 kg'a ait frekans spektrumları.



Şekil 52. a) 21 m / 2 kg, b) 21 m / 3 kg, c) 21 m / 4 kg'a ait frekans spektrumları.

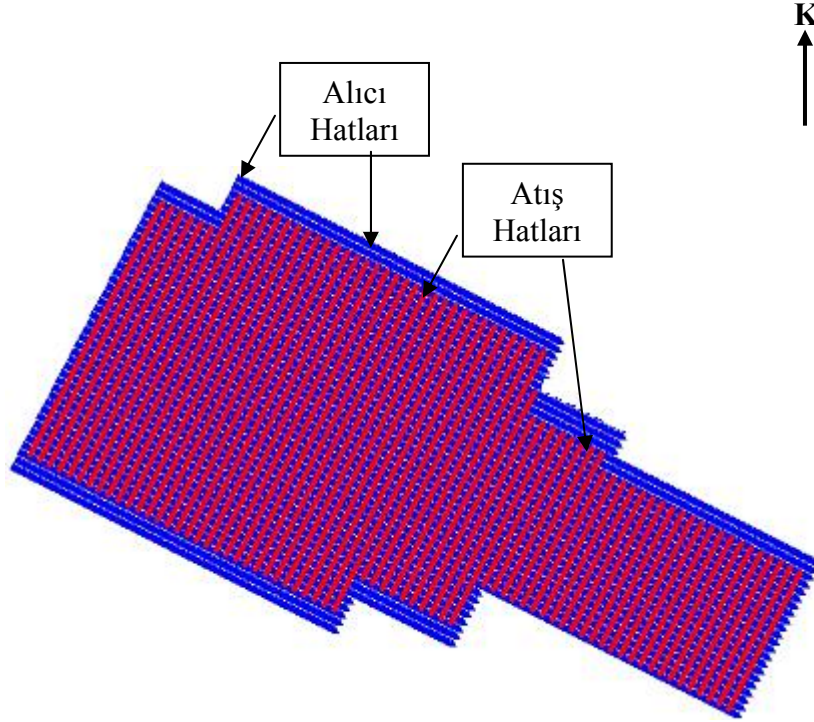
2.2.2. Vibratör ile Yapılan Testler

Vibro ile yapılan çalışmalarda belirlenmesi gereken parametreler; sweep (tarama) frekansı bandı, sweep boyu, sweep tipi ve sweep sayısı'dır. Şekil 54, 55, 56 ve 57'de, değişik frekans bandlarına sahip parametre testi atışları görülmektedir. Test atışları üç boyutlu bir sahada yapılmıştır. Sahanın topoğrafyası genel olarak bakıldığında engebesizdir. 3B sahası 10 hattan oluşmaktadır ve herbir hat üzerinde 112 kanal olduğu düşünülürse, toplam 1120 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.

Vibratör ile yapılan testlerde Trakya Bölgesinde 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 alınmamışsa daha kötü sonuç veren spektruma ait parametre tercih edilebilir.

Şekil 53’de vibro testlerinin yapıldığı Trakya bölgesinde bulunan sahanın atış ve alıcı hatları görülmektedir. Şekilden de görüldüğü gibi testler sahada üç boyutlu olarak yapılmıştır. Burada da yine alıcı hatları mavi ile atış hatları ise kırmızı ile gösterilmiştir.



Şekil 53. Vibro testlerinin yapıldığı sahanın alıcı ve atış hatlarının görünümü (TPAO).

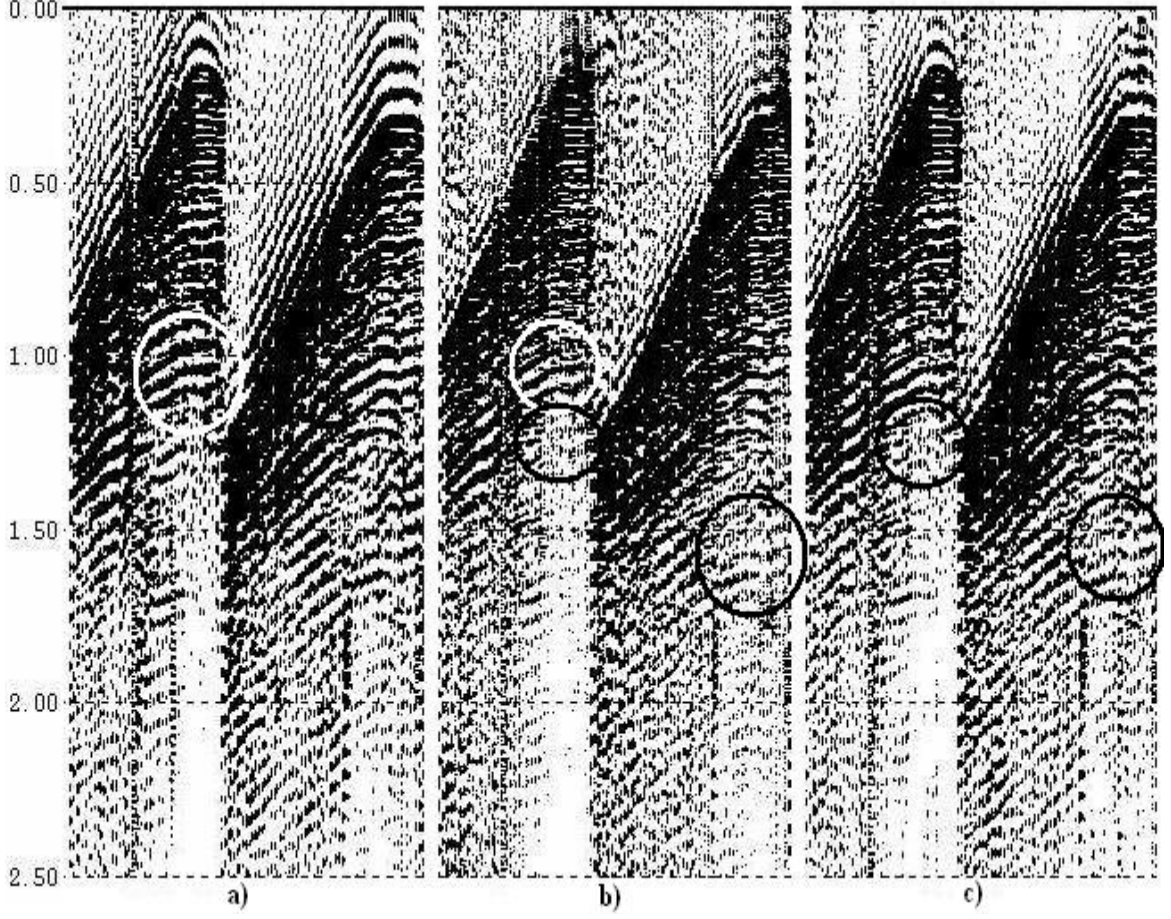
Şekil 54a’daki özellikle beyaz dairenin olduğu bölüme bakıldığında b ve c’ye göre oldukça kalın bir görüntü görülmektedir. Bunun sebebi -3 dB kullanılmasındandır. -3 dB kullanılarak 10 sn’lik tarama sinyali süresince yere düşük frekanslar daha fazla gönderilir ve sonuçta Şekil 54a’daki kalın görüntü ortaya çıkar. Şekil 54b ve c’ye bakıldığında ise c’nin b’ye göre daha iyi süreklilik verdiği görülmektedir. Şekil 54b’deki +3 dB de ise a’nın aksine yüksek frekanslar daha fazla gönderilir ve görüntü olarak da b’deki ince görüntü ortaya çıkar.

Şekil 55’de özellikle işaretli kısımlar incelendiğinde frekans, izden ize süreklilik ve ayrımlılık açısından en iyi sonucu Şekil 55b verir. Şekil 55b’de izlerin devamlılığı çok daha iyidir ve bu da istenilen bir durumdur. Bu testlere ait Şekil 60, 61 ve 62’deki frekans

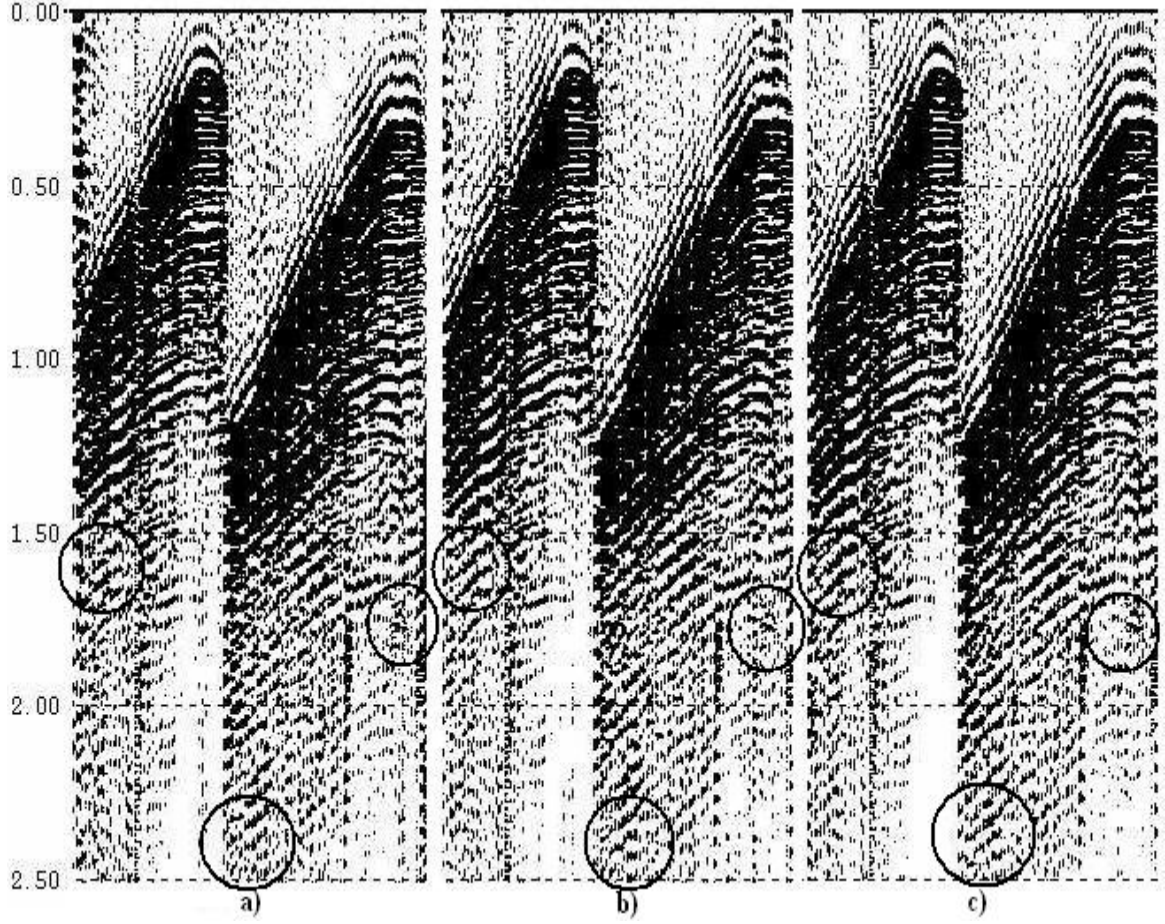
spektrumlarına bakıldığında en iyi sonucu 12-96 Hz 12 sn vermektedir. Zira, tarama sinyali süresinin 10 sn'den 12 sn'ye çıkarılmasıyla gözlenen frekanslarda ki artım Şekil 62'de açıkça görülmektedir. Tarama süresinin 12 sn'ye çıkarılmasıyla sinyalin daha yüksek frekansla iletilmesi sağlanmıştır.

Şekil 56'da yapılan bir başka test atışı görülmektedir. Burada yine işaretli bölgeler incelendiğinde Şekil 56c'deki 12-96 8 sn'den elde edilen sonuç en iyisidir. Çünkü, tarama süresi aynı olmasına rağmen frekans aralığı arttırılmıştır. Fakat yine de Şekil 55b'deki 12-96 Hz 10 sn'ye göre daha kötü neticeler vermektedir. Bunlara ait frekans spektrumları ise Şekil 58, 59, 60'da verilmiştir ve en yüksek frekans içeriği Şekil 60'da görülmektedir.

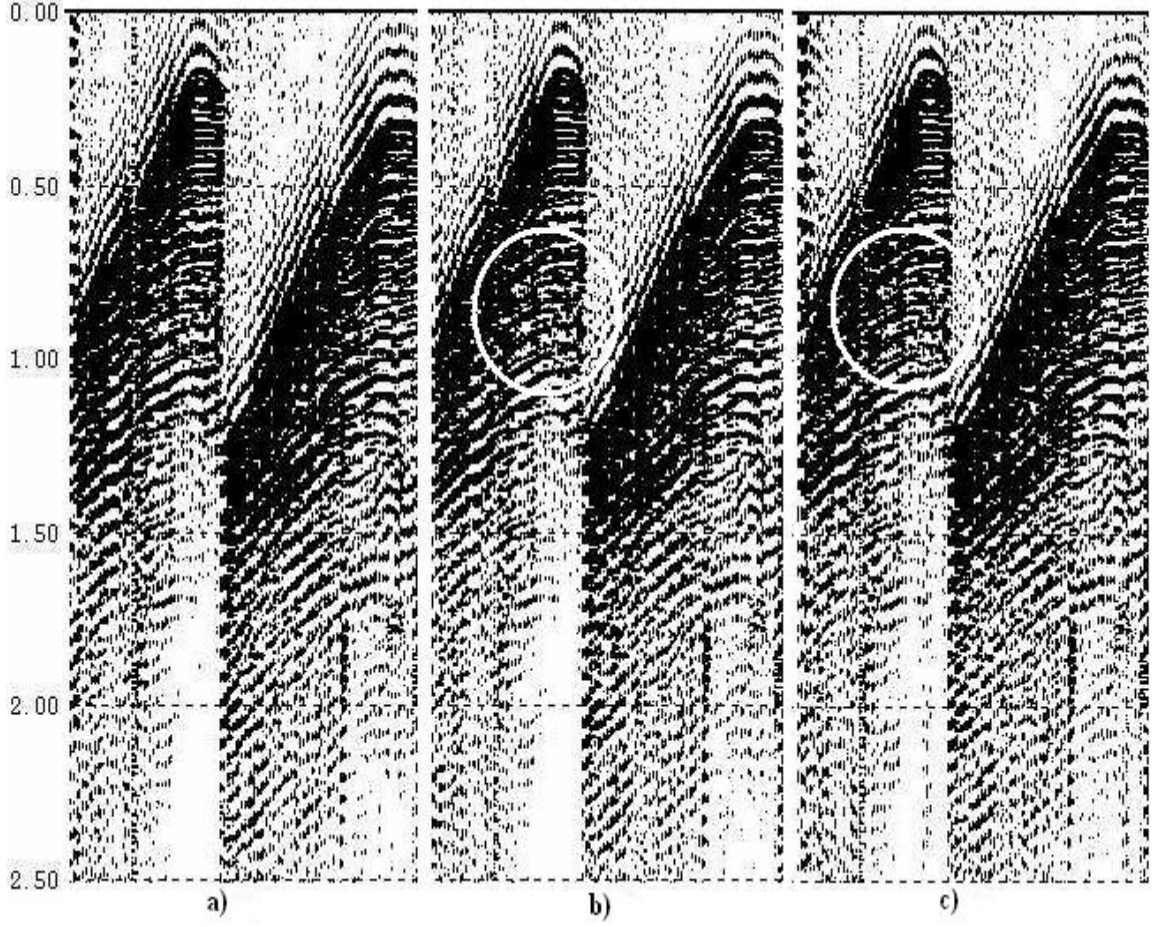
Şekil 57'de ise bir başka test atışı denenmiştir. Bu testlere bakıldığında Şekil 57c'deki 10-96 Hz 8 sn en iyi sonuçtur. Ancak, 12-96 Hz'lere kıyasla kötü sonuçlar vermektedir.



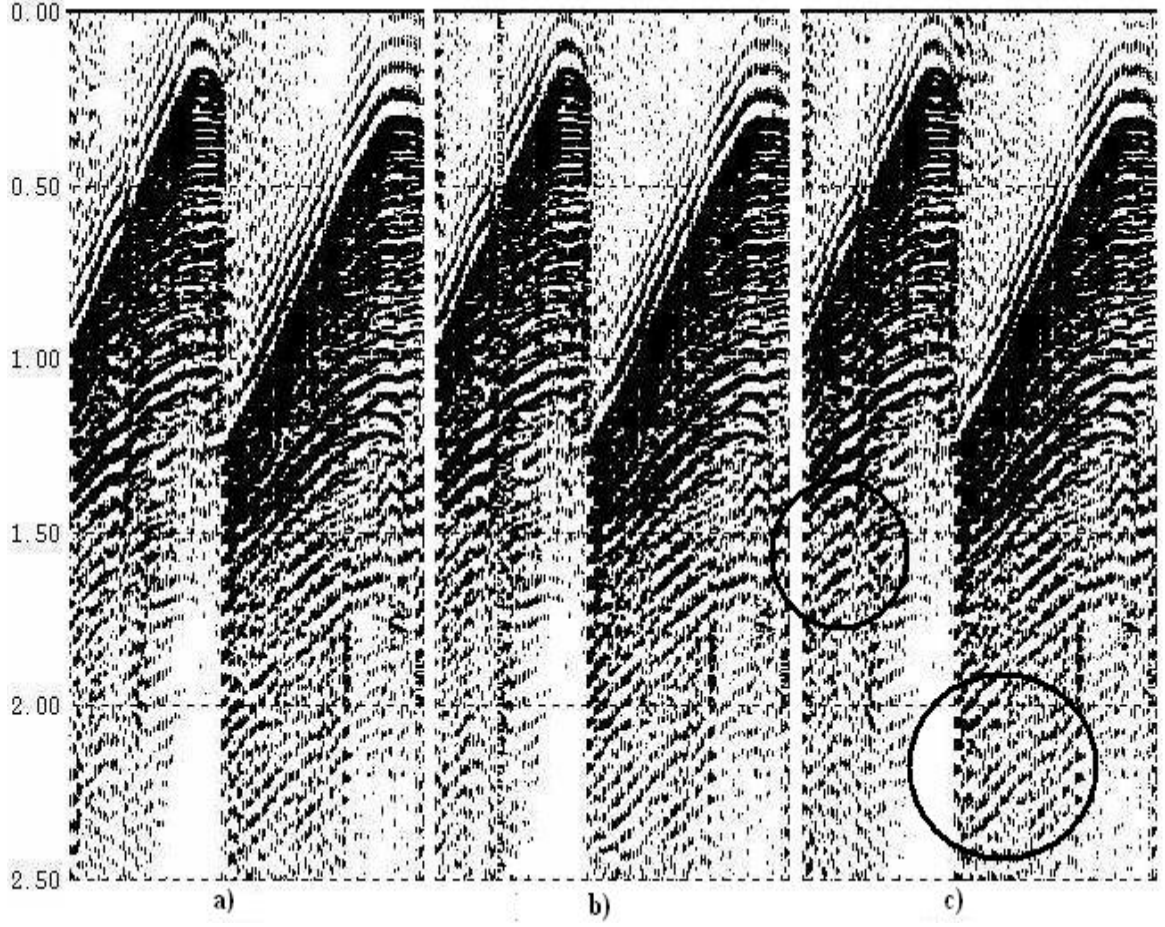
Şekil 54. a) 12-96 Hz -3dB 10 sn, b) 12-96 Hz +3dB 10 sn, c) 12-96 Hz 10 sn kullanılarak yapılan test atışları (TPAO).



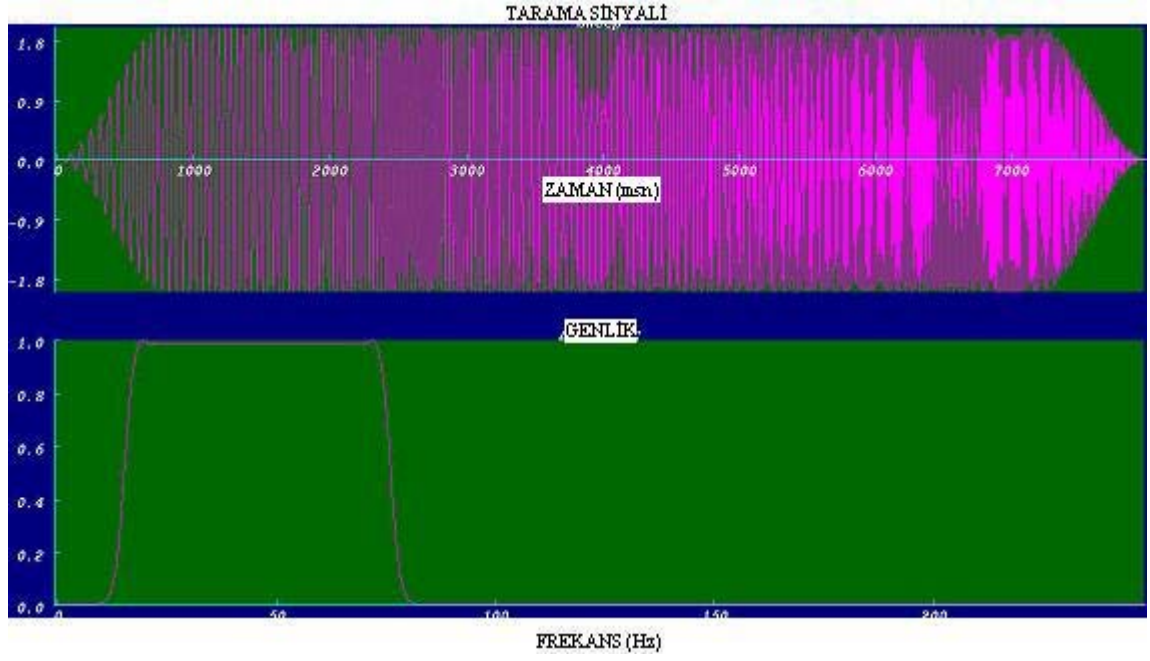
Şekil 55. a) 12-96 Hz 8 sn, b) 12-96 Hz 10 sn, c) 12-96 Hz 12 sn kullanılarak yapılan test atışları (TPAO).



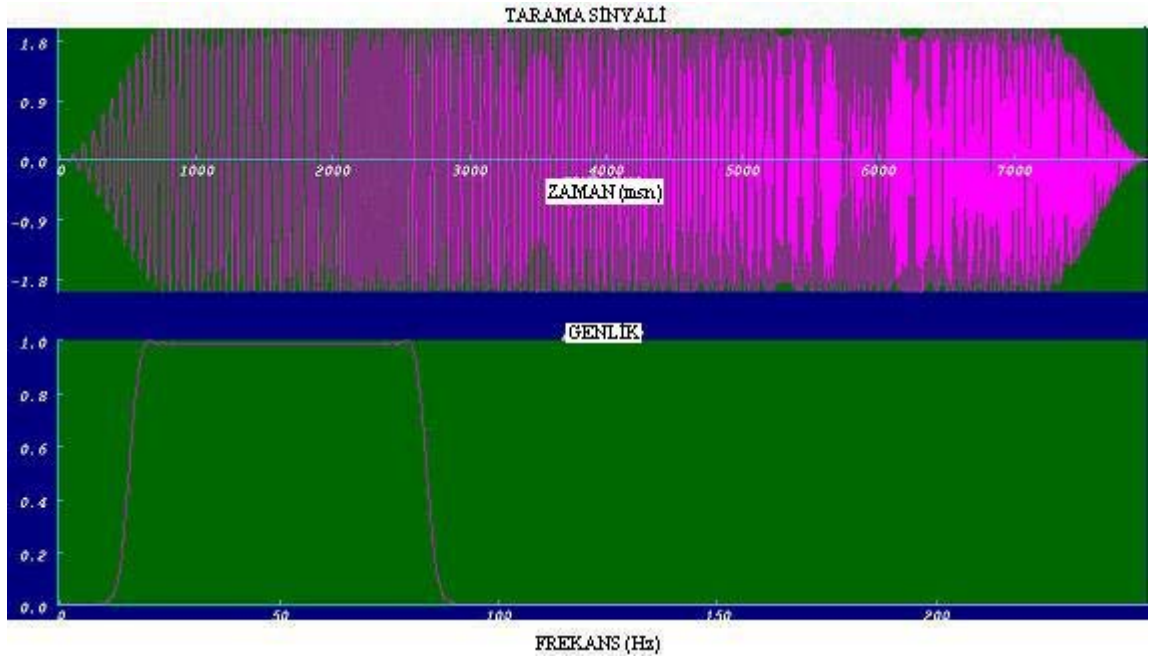
Şekil 56. a) 12-80 Hz 8 sn, b) 12-88 Hz 8 sn, c) 12-96 Hz 8 sn kullanılarak yapılan test atışları (TPAO).



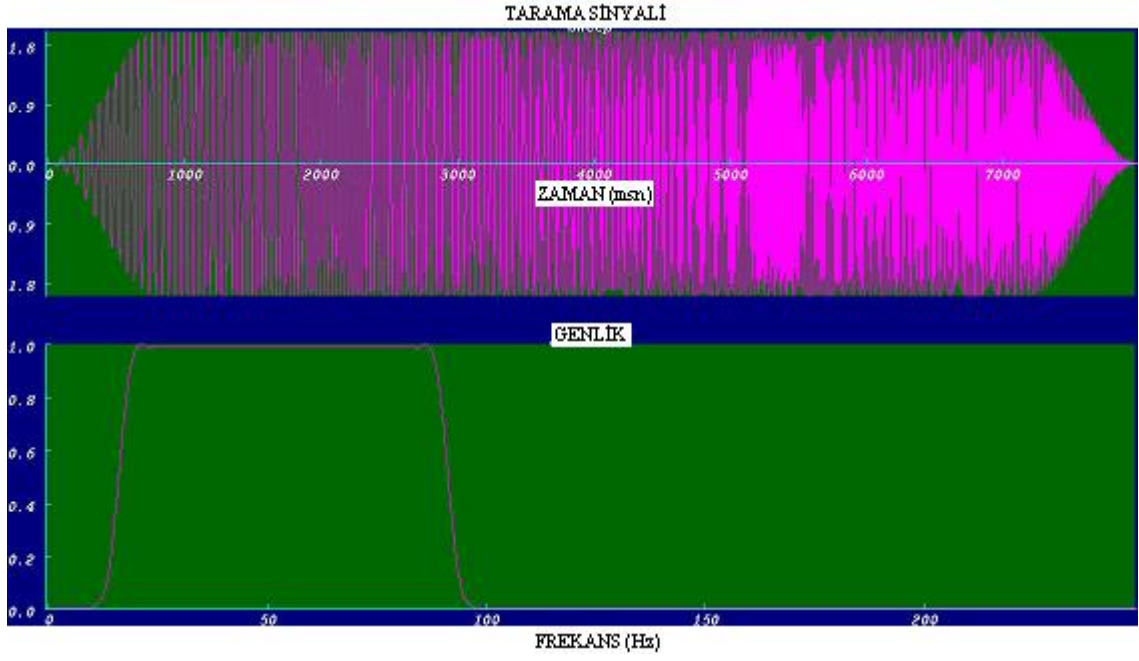
Şekil 57. a) 10-80 Hz 8 sn, b) 10-88 Hz 8 sn, c) 10-96 Hz 8 sn kullanılarak yapılan test atışları (TPAO).



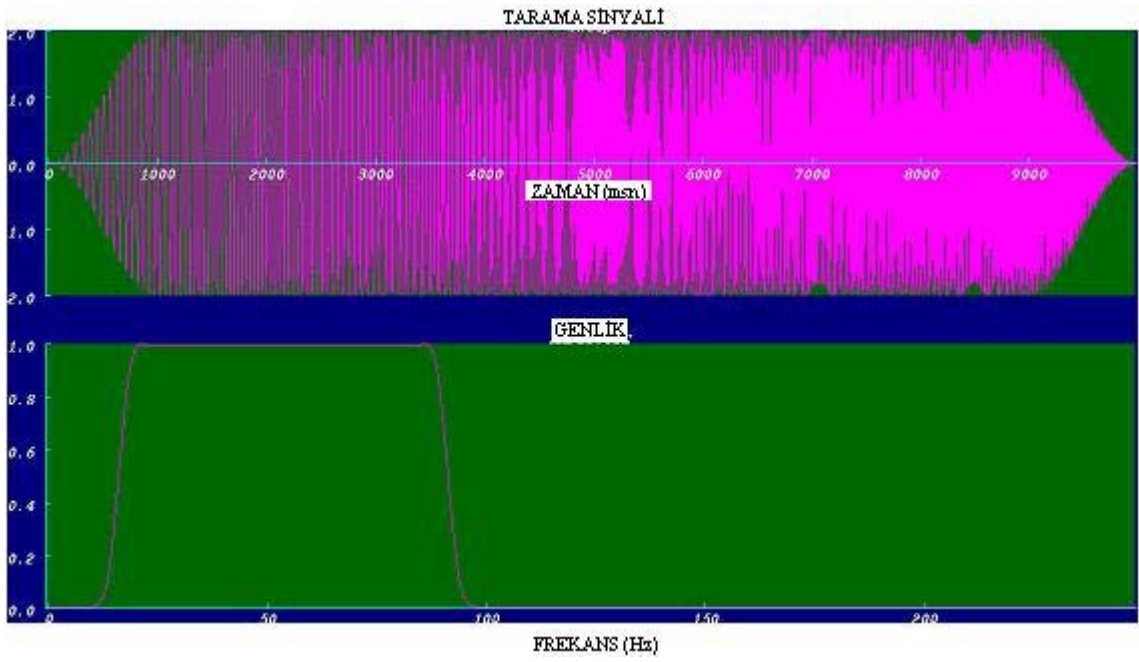
Şekil 58. 12-80 Hz, 8 sn'ye ait frekans spektrumu.



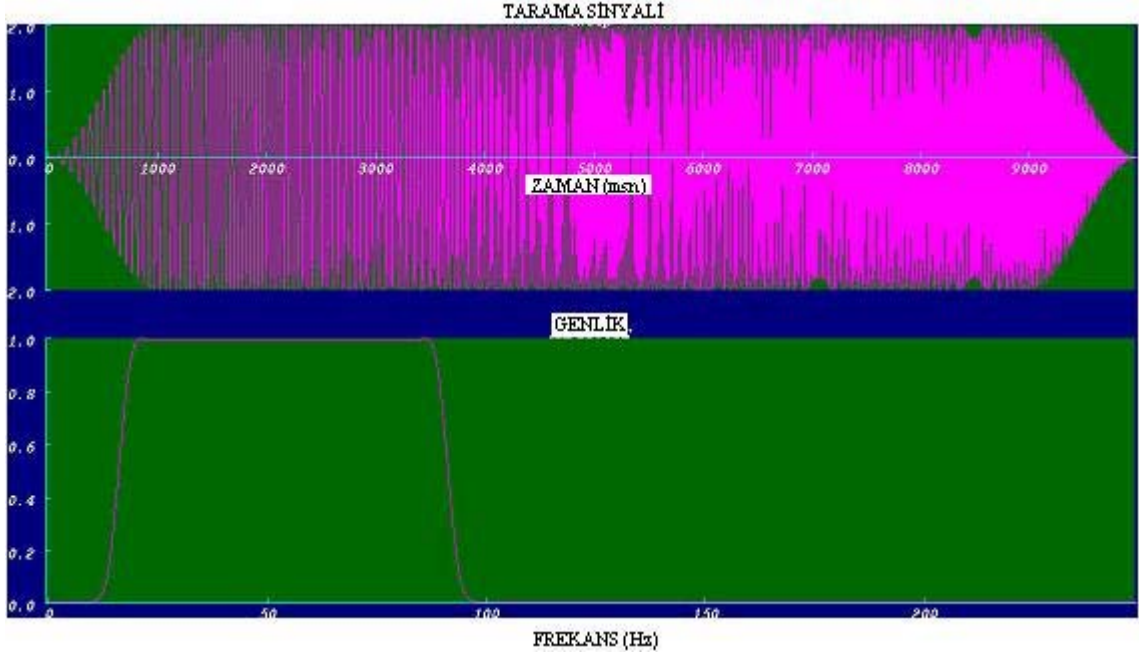
Şekil 59. 12-88 Hz, 8 sn'ye ait frekans spektrumu.



Şekil 60. 12-96 Hz, 8 sn'ye ait frekans spektrumu.



Şekil 61. 12-96 Hz, 10 sn'ye ait frekans spektrumu.



Şekil 62. 12-96 Hz, 12 sn'ye ait frekans spektrumu.

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 ününe 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 seçilmişlerdir.

3. BULGULAR VE İRDELEME

Bu çalışmada petrol ve doğal gaz aramacılığında en önemli yöntem olan ve en kesin sonucu veren sismik yöntem ve bu yöntem kullanılarak yapılan çalışmalardan bahsedilmiştir. Petrol ve Doğal Gaz arama amaçlı çalışmalarda, sahaya gidildiğinde ilk yapılması gereken test atışlarıyla en uygun parametreyi belirlemektir. Günümüzde sismik arama çalışmalarında kaynak olarak genellikle vibratör ve dinamit kullanılmaktadır. Test yapılırken bu kaynakların kendine özgü özellikleri hesaba katılmalıdır. Dinamit, vibroya göre daha itici (impulsive) bir kaynaktır. Dolayısıyla, enerjisinin büyük bir kısmını ilk saniyelerde kaybeder. Vibro ise tarama (sweep) süresinin başından sonuna kadar seçilen frekans bandında yere sinyal gönderir. Kuyu derinliği arttıkça; frekans ve ayrımlılık artar, yüzey dalgalarının etkisi azalır. Dinamit miktarı arttıkça; frekans ve ayrımlılık azalır, yüzey dalgalarının etkisi artar.

Sabit kuyu derinliğinde dinamit miktarının farklı olduğu atışlarda bir irdeleme yapılırsa, 15 metre'lik test atışları incelendiğinde, 1 kg dinamit kullanılarak yapılan atışta yüzey dalgalarının etkisinin 2 kg ve 3 kg'a göre daha az olduğu görülür. Bununla birlikte, 15 m / 1 kg'da frekans 15 m / 2 kg ve 15 m / 3 kg'a göre daha yüksektir.

Kuyu derinliğinin 15 m ve dinamit miktarının değişken olduğu durumda atışların frekans bant genişliğine göre sıralanışı;

$$15 \text{ m} / 1 \text{ kg} > 15 \text{ m} / 2 \text{ kg} > 15 \text{ m} / 3 \text{ kg}$$

Atışların yüzey dalgasının etkisine göre sıralanışı;

$$15 \text{ m} / 1 \text{ kg} < 15 \text{ m} / 2 \text{ kg} < 15 \text{ m} / 3 \text{ kg}$$

Kuyu derinliğinin 18 m ve dinamit miktarının değişken olduğu durumda atışların frekans bant genişliğine göre sıralanışı;

$$18 \text{ m} / 1 \text{ kg} > 18 \text{ m} / 2 \text{ kg} > 18 \text{ m} / 3 \text{ kg}$$

Benzer şekilde, Kuyu derinliğinin 21 m ve dinamit miktarının değişken olduğu durumda atışların frekansa göre sıralanışı;

$$21 \text{ m} / 2 \text{ kg} > 21 \text{ m} / 3 \text{ kg} > 21 \text{ m} / 4 \text{ kg}$$

Sonuç olarak, sabit kuyu derinliğinde dinamit miktarı arttıkça frekans ve ayrımlılık azalır.

Genel olarak dinamit miktarının sabit, kuyu derinliğinin değişken olduğu durum incelendiğinde daha derin kuyularda frekans ve ayrımlılığın daha yüksek olduğu görülür. Yüzey dalgaları ise nispeten daha az etkilidirler. Ancak bu durum çalışılan sahanın yerel jeolojik özelliklerine göre değişim gösterebilir. Bu çalışmada görülmüştür ki genel kabul her zaman geçerli olmayabilir. Aşağıda bu çalışma için aynı dinamit miktarları, farklı derinlik kıyasları yapılmıştır.

1 kg dinamit miktarı için frekansa göre değişim,

$$18 \text{ m} / 1 \text{ kg} > 15 \text{ m} / 1 \text{ kg}$$

2 kg dinamit miktarı için frekansa göre değişim,

$$18 \text{ m} / 2 \text{ kg} > 21 \text{ m} / 2 \text{ kg} > 15 \text{ m} / 2 \text{ kg}$$

3 kg dinamit miktarı için frekansa göre değişim,

$$18 \text{ m} / 3 \text{ kg} > 15 \text{ m} / 3 \text{ kg} > 21 \text{ m} / 3 \text{ kg}$$

Bu kıyaslama ve bu çalışmanın sonucu göstermiştir ki her çalışılan saha için mutlaka gerekli ve yeterli test atışları yapılmalı ve atış parametreleri belirlenmelidir.

4. SONUÇLAR

Bu çalışmada sismik yöntemin arazide uygulanması hakkında bilgiler verilmiş ve test atışlarının önemi anlatılmıştır. Yapılan testlerden örnekler verilmiş ve karşılaştırmaları yapılmıştır. 2B Sismik yansıma çalışmaları sonucunda yeraltının yapısı tariflenmeye çalışılır. 2B sismik çalışmaları yapmak için farklı enerji kaynakları ile (Dinamit, Vibrosismik, Ağırlık düşürme) yeraltına gönderilen sismik enerji yeraltından yansıyıp gelen sinyaller alıcılar tarafından kayıt edilir. Sismik çalışmalar CDP (Ortak Yansıma Noktası) prensibine göre çalışmaktadır. Bu yöntem ile sismik verideki ardışık yansımalar dahil çeşitli gürültülerin bastırılıp sismik sinyal kalitesinin artırılmasını sağlar. 2B Sismik çalışmalar sırasında topoğrafyanın etkisinden dolayı sismik kesitlerdeki bozulmayı giderebilmek için bütün atış ve alıcılar aynı düzlemdeymiş gibi bir referans düzlemi seçilerek topoğrafyanın etkisi giderilir. Dinamitli çalışmalarda istenilen hedefe göre kuyu derinliği ve kuyu metrajı seçilir. Örneğin; Çalışma petrol veya doğal gaz arama amaçlı ise kuyu derinliği 15-30 m arasında dinamit miktarı 2-6 kg seçilir. Fazla miktarda kullanılan dinamit, kayıt edilen sinyallerin yüksek frekanslı bileşenlerini azaltırken, gürültülerin artmasına neden olur. Uygun olmayan Grup Aralığı ile toplanmış sismik veriler frekans katlanmasına neden olur. Çok kısa seçilen yayılım boyu (Uzak Açılım); derin hedef seviyelerden beklenen yansımaları kayıt edemezken, çok uzun seçilen yayılım boyunda NMO ve atma (mute) işlemi sonucu gereksiz kayıt ve hız analizinde ayrımlılık sorunları yaratacaktır. Kısa kayıt edilmiş sismik hatlar göç işlemi sonucu yeterli bilgiyi sağlamayabilir. Yeterli grid aralığında kayıt edilmeyen sismik hatlar aranan yapıların sağlıklı bir tarifi için yeterli olmayabilir. 2B sismik çalışmalarda aranan yapıların düzlemi dışında atılan sismik hatlarda üçüncü boyuttan yansıyan bilgiler kayıt edilebilir. Sismik veri toplama uygulamasında yanlış planlama ve seçim sonucu karşılaşılabilecek bu tür örnekleri çoğaltmak mümkündür. Ancak unutulmamalıdır ki iyi dizayn edilmiş ve saha da uygulanmış test sonucu elde edilen veriler doğrultusunda seçilen saha kayıt parametreleri ile toplanmış sismik veriler bu sorunların üstesinden gelecek hem veri işlem, hem de yorum aşamasında oldukça faydalı bilgiler sağlayacaktır. Genel bir kural olarak sahada petrol keşfi yapıldıktan sonra, daha sağlıklı kuyu yerleri için 3B sismik saha çalışması yapılır.

2B sismik yöntemde doğrusal sismik profiller kullanılır ve kanal sayısı 360-400 civarındadır. Kaynak ve alıcı aynı profil yönündedir ve alıcı serimi doğrusaldır. Alıcı ve kaynak hattı aynı ve tektir. Yer altı bilgisi noktasaldır (CMP). 2B sismik yöntem kaynak, alıcı ve açılım aralığı prensiplerine göre çalışır. Yansıyan enerji profil yönündedir ve hat içinde kaydedilir. Hat içinde hız analizi yapılır ve iki boyutlu göç işlemi uygulanır. Katlanma sayısı 80-100 civarındadır ve ortalama km maliyeti 3000-5000 \$'dır.

3B de ise alansal profiller kullanılır ve kanal sayısı 1200-1400 civarındadır. Uygulamada genellikle kaynak ve alıcı hattı birbirine dik konumda bulunur. Alıcı serimi alansal olmakla birlikte alıcı ve kaynak hatları farklı yönde fazla sayıdadır. Kayıtlar "bin" adı verilen kare veya dikdörtgen hücrelerden yansıyan sinyallerin kaydedilmesi ile alınır. 2B sismik yöntemden farklı olarak azimuth kavramı kullanılır. Yani izler aynı yönden ve aynı açıyla değil farklı yönlerden ve farklı açılarla kaydedilirler. 3B göç işlemi yapılır ve katlanma sayısı 30-50'dir. Ortalama km² maliyeti ise 6000-8000 \$'dır.

Yapılan test atışları sonucunda en iyi sonucu verebilecek parametreler seçilir. Bu parametreler kaynak olarak vibronun kullanıldığı çalışmalarda sweep (tarama) frekansı bandı, sweep boyu, sweep tipi ve sweep sayısı'dır. Kaynak olarak dinamit kullanılıyorsa seçilebilecek iki önemli parametre vardır ve bu parametreler; kuyu derinliği ve şarj (dinamit) miktarıdır. Test atışları yapılırken çalışılan sahanın jeoloji bilgisi, maliyet ve zaman gibi faktörlerde göz önüne alınarak ve daha önce o sahada yapılan çalışmalarda kullanılan parametrelere de bakılarak en uygun parametre seçilir. Bir sahada daha önceki çalışmalarda kullanılan bir parametrenin daha sonraki çalışmalarda da illa ki kullanılması gerekliliği yoktur. Ancak, daha önceki çalışmalara bakılarak test atışlarını yapmak için bir fikir elde edilebilir. Örneğin, bir sahada daha önce parametre olarak 18 m / 3 kg'ın kullanıldığı varsayılırsa, daha sonra bu sahada yeni bir çalışma yapılacağı zaman söz konusu parametre kullanılmayabilir. Ancak, yapılan yeni testler bu parametre civarında yapılırsa test atışları daha verimli yapılmış olur. Testler yapılırken dikkat edilmesi gereken bir başka husus ise testlerin sınırlı sayıda yapılabilmesidir. Örneğin, bir sahada test yaparken 100-150 tane test atışı yapmak yanlış bir uygulamadır. Bunun yerine en fazla 15-20 tane test atışı yapılarak uygun parametre belirlenmeye çalışılır.

Test atışlarında monitör çıktılarına bakılarak parametre seçimine karar verilirken dikkate alınması gereken en önemli faktör, hedef seviyelerden gelen yansımaların kalitesidir. Bunun yanında, frekans spektrumlarına da bakılarak frekans içerikleri hakkında fikir sahibi olunmaya çalışılır. Ancak, her zaman en iyi frekans spektrumuna

sahip olan parametrenin seçileceği gibi bir Şey söz konusu değildir. Burada dikkate alınan esas etken hedef seviye yansımalarıdır. Çünkü test atışlarından elde edilen sonuçlarda hedeflenen seviyedeki yansımalar iyi ise, bütün atışlarda da iyi olacak demektir. Zira, test yapılan bölgenin sahanın tamamını temsil eden bir bölge olması gerektiği daha önce de belirtilmişti. Ancak, doğal olarak genelde çok geniş sahalarda çalışıldığı için saha jeolojisi de farklılıklar göstermektedir. Bu durumda da, farklılık gösteren bölgelerde ikinci hatta üçüncü testleri yaparak en uygun parametre elde edilmeye çalışılmalıdır. Sonuç olarak, hedeflenen en iyi veri toplanmasıdır ve bunu elde edebilmek içinde mümkün olduğunca doğru parametreler kullanılmalı ve gerektiğinde test atışları yapmaktan kaçınılmamalıdır.

5. KAYNAKLAR

- Alford, R.M., K.R. ve Boore, D.M., 1974, Accuracy of finite-difference modeling of the acoustic wave equation, Geophysics, 39, 834-842.
- Anstey, N., 1973, The significance of color displays in the direct detection of hydrocarbons: 43rd Annual International Meeting, SEG.
- Barnes, A.E., 1996, Theory of two dimensional complex seismic trace analysis: Geophysics, 61, 264-272.
- Bednar, J. B., 2005, A brief history of seismic migration: Geophysics, 70, 3-20.
- Baysal, E., Kosloff, D.D., and Sherwood, J.W.C., 1984, A two-way nonreflecting wave equation, Geophysics, 49, 132-141.
- Baysal, E., Kosloff, D.D., and Sherwood, J.W.C., 1983, Reverse time migration, Geophysics, 48, 1514-1524.
- Berkhout, A.J., 1980, Seismic Migration, Elseiver, Amsterdam, The Netherlands.
- Bone, M.R., Giles, B. F., and Tegland, E. R., 1983, Analysis of seismic data using horizontal cross sections: Geophysics, 48, 1172-1178.
- Bortfeld, R., 1973, Comments on "Series Aproximation in velocity and traveltime computations" : Geopyhs. Prosp., 21, 796-797.
- Brown, A.R., 1986, Inpretation of three dimensional seismic data, 1st edition: American Association of Petroleum Geologists Memoir 42.
- Brown, A.R. and Robertson, J.D., 1985, Seismic interpretation for detailed exploration development and production: The Leading Edge, 4, 10, 60-65.
- Chopra, S., and O. Kuhn, 2001, Seismic inversion,: Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, 26, 1, 10-14.
- Chopra, S., D., Pruden and V. Alexeev, 2004, Multi attribute seismic analysis,: First Break, 22, 12, 43-47.
- Clearbout, J.F., 1976, Fundamentals of geophysical data processing, McGraw_Hill, New York.
- Dix, C.H., 1955, Seismic velocities from surface measurements: Geophysics, 20, 68-86.

- Dobrin, M.B., introduction to geophysical prospecting: New York, Mcgraw-Hill Book Co., Inc.
- Ford, W.T., and Hearne, J. H., 1966, Least squares inverse filtering: Geophysics, 31, 5, 917-926.
- French, W.S., 1974, Two-dimensional and three-dimensional migration of model-experiment reflection profiles: Geophysics, 39, 265-277.
- Gibson, B., Larner, K., and Levin, S., 1983, Efficient 3D midration in two steps: Geophys. Prosp., 31, 1-33.
- Keskes, N., A. Boulanouar, Y. Lechevalier and P. Zaccagnino, 1982, Image analysis techniques for seismic data: 53rd Annual Meeting, SEG, session S16.7.
- Kurfless, J.A., Giles, B.F., and Bone, M.R., 1977, Field development with 3-D seismic methods: A case history: Presented at the 47th Ann. Int. Soc. Explor. Geophys. Mtg.
- Lehmann, H.J., and Houba, W., 1985, Practical aspects of determination of 3-D stacking velocities: Geophys. Prosp., 33, 155-163.
- Lindseth, R.O., 1976, Seislog process uses seismic reflection traces: Oil & Gas Journal, 74, 67-71.
- Love, P.L., and M.Simaan, 1984, Segmentation of stacked seismic data by classification of image texture: 54th Annual Internetal Meeting, SEG, session S7.3.
- Mayne, W. Harry, 1962, Common reflection point horizontal stacking techniques: Supplement to Geophysics, 27, 927-938.
- Okaya, D.A., 1995, Spectral properties of the Earth's contribution to seismic resolution: Geophysics, 60, 241-251.
- Robinson, E.A., 1965, Multichannel z-transforms and minimum delay: Geophysics, 31, 482-500.
- Rothman, D., Larner, K.L., and Chambers, R., 1981, Trace interpolation and design of 3-D surveys: Paper presented at the 39th Ann. Eur. Assoc. Explor. Geophys. Mtg.
- Taner, M.T., and Cook, E.E., and Neidell, N.S., 1970, Limitations of reflection seismic method, lessons from computer simulations: Geophysics, 35, 551-573.
- Telford, W.M., Geldart, L.P., Sheriff, R.E., and Keys, D.A., 1976, Applied Geophysics, Cambridge University Press, England.

URL-1: <ftp://ftp.sercel.com/pdf/brochures/nomadvibrators.pdf>

ÖZGEÇMİŞ

1979 yılında Trabzon'da doğdu. 1996 yılında Affan Kitapçıoğlu Lisesi'nden, 2001 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Jeofizik Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. 2002 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeofizik Mühendisliği Anabilimdalı'nda Yüksek Lisans'a başladı. 2004 yılında Türkiye Petrolleri A.O.'da çalışmaya başladı. Halen iş hayatına ve öğrenimine devam etmektedir.