



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
FEDERICO GUTIÉRREZ DE LA PEÑA



ASESOR:  
ING. MARTIN TERRAZAS ROMERO

MEXICO, D. F.

2005

m. 340365



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-412

SR. FEDERICO GUTIÉRREZ DE LA PEÑA  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Martín Terrazas Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA**

**RESUMEN**

**INTRODUCCIÓN**

- I CONCEPTOS FUNDAMENTALES SÍSMICOS EN LAS FORMACIONES Y EN LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN
  - II EMPLEO DE LA SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA Y LA IMPORTANCIA DE LA BARRENA COMO FUENTE DE SISMICIDAD
  - III CONFIGURACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE EQUIPO DE SISMICIDAD EN LA TÉCNICA SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA
  - IV APLICACIONES DE LA TÉCNICA SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA
- CONCLUSIONES**  
**BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**

Cd. Universitario, D. F., a 3 de mayo de 2004

EL DIRECTOR

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Gutiérrez de la Peña Federico

FECHA: 26-05-05

FIRMA: [Firma]

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*JAGC\*gtg



---

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA”

TESIS PRESENTADA POR:  
FEDERICO GUTIÉRREZ DE LA PEÑA

DIRIGIDA POR:  
ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

SECRETARIO: DR. JORGE A. ARÉVALO VILLAGRAN

1ER SUPLENTE: ING. MARTÍN C. VELÁZQUEZ FRANCO

2DO. SUPLENTE: M. C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ

**A MIS PADRES (ESPERANZA Y GERARDO qepd)  
POR EL DON DE SER**

## CONTENIDO

Resumen .....	i
Introducción .....	iii
<b>I</b>	<b>CONCEPTOS FUNDAMENTALES SÍMICOS EN LAS FORMACIONES Y EN LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN.</b>
1.0	Conceptos Fundamentales ..... 1
1.1	Ondas Sísmicas ..... 1
1.1.1	Ondas de Cuerpo ..... 1
1.1.1.1	Ondas Longitudinales ..... 2
1.1.1.2	Ondas Transversales ..... 3
1.1.2	Ondas Superficiales ..... 4
1.1.2.1	Ondas Rayleigh ..... 5
1.1.2.2	Ondas Love ..... 5
1.1.2.3	Ondas Stoneley ..... 5
1.1.2.4	Ondas de Tubo ..... 6
1.2	Propagación de Ondas Sísmicas ..... 10
1.2.1	Principio de Huygens ..... 10
1.2.2	Principio de Fermat ..... 11
1.2.3	Ley de Snell ..... 12
1.2.4	Atenuación de Ondas Sísmicas ..... 15
1.2.5	Impedancia Acústica ..... 16
1.3.1	Perfil Vertical Sísmico ..... 18
1.3.1	Sinopsis histórica ..... 18
1.4	Características del Perfil Sísmico Vertical ..... 19
1.4.1	Definición ..... 19
1.4.2	Fundamentos ..... 19
1.4.3	Ondas Descendentes ..... 20
1.4.4	Ondas Ascendentes ..... 21
1.4.5	Importancia de los campos de ondas Descendentes y Ascendentes ..... 21
1.4.6	Múltiples ..... 22

1.4.7	Técnicas del VSP .....	23
1.5	Tiro de prueba (VSP checkshot) .....	23
1.6	VSP de distancia fuente-receptor cero (VSP zero offset) .....	24
1.7	VSP de distancia fuente-receptor (VSP offset) .....	26
1.8	VSP fuente alejándose (walkaway) .....	27
1.9	VSP fuente sobre receptor (VSP walkabove) .....	29

## II EMPLEO DE LA SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA Y LA IMPORTANCIA DE LA BARRENA COMO FUENTE DE SISMICIDAD.

2.1	Introducción .....	30
2.2	La perforación considerada como un fenómeno dinámico .....	32
2.3	Comportamiento de las vibraciones en la columna de perforación .....	35
2.4	Simulación dinámica de la perforación .....	37
2.5	La barrena considerada como una fuente sísmica .....	41
2.5.1	Usando el ruido generado por la barrena como una fuente sísmica y los sensores de superficie para ayudar a optimizar el proceso de perforación .....	43
2.5.2	Configuración de la barrena sísmica .....	47
2.5.3	Señales de procesamiento .....	48
2.5.4	Señal de procesamiento en la sarta de perforación .....	49
2.5.5	Agrupamiento digital .....	51
2.5.6	Correcciones del sensor / fuente .....	53
2.6	La Sísmica Mientras se Perfora .....	54
2.6.1	Principios .....	54
2.6.2	Adquisición y procesamiento de datos .....	59
2.6.3	Comparación de datos entre la barrena VSP y el VSP convencional .....	68
2.7	Tiro de prueba continuo .....	72
2.7.1	Conceptos y elementos para su aplicación .....	72
2.7.2	Creando imágenes mientras se perfora .....	76
2.7.3	Método de Limpieza de trazos .....	80

### III CONFIGURACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE EQUIPO DE SISMICIDAD

3.1	Introducción .....	83
3.2	Procedimiento de operación en tierra de herramientas de la Sísmica Mientras se Perfora .....	83
3.3	Diseño en la geometría de adquisición .....	84
3.4	Diseño del conjunto de geófonos .....	88
3.5	Despliegue de geófonos .....	91
3.6	Inspección de la calidad de la señal del arreglo de los geófonos .....	94
3.6.1	Prueba llave para identificar polaridad .....	94
3.6.2	Observación de ruido de superficie .....	94
3.7	Actualización del conjunto de geófonos .....	97
3.7.1	Señales y ruidos de la Sísmica Mientras se Perfora (swd) .....	98
3.7.2	Tareas de procesamiento de la información sísmica .....	100
3.8	Procedimiento de Operación marina de la sísmica mientras se perfora ...	103
3.8.1	Tendido de los Hidrofonos/geofonos .....	104
3.8.2	Adquisición marina mejorada .....	105

### IV APLICACIONES DE LA TÉCNICA SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA.

4.1	Predicción de sobrepresión en formaciones con Sísmica Mientras se Perfora .....	108
4.2	Imagen en tiempo real de profundidad sísmica .....	115
4.3	Optimización de la perforación empleando la Sísmica Mientras se Perfora en costa fuera del Golfo de México .....	120
4.3.1	Vista adicional al método de barrena sísmica en costa fuera .....	121

4.3.2	Aplicación en aguas del Golfo de México .....	126
4.3.2.1	Perforación con barrenas PDC .....	130
4.3.3	Identificación de fuentes de ruido y su impacto .....	132
4.4	Aplicación de la Sísmica Mientras se Perfora en la región Marina de México (POZO CANTARELL 1002) .....	135
4.4.1	Introducción .....	135
4.4.2	Semblanza .....	136
4.4.3	Tiempos de tránsito contra profundidad – velocidades .....	138
4.4.3.1	Curvas tiempo-velocidad .....	139
4.4.3.2	Curvas de velocidad .....	139
4.4.3.3	Curvas de retardamiento .....	141
4.4.4	La sección Dbseis contra La sección de tiempo sísmico de superficie .....	141
4.4.5	La desviación del pozo contra el cubo sísmico (3D) .....	144
4.4.6	Predicción de la profundidad de riesgo .....	145
4.4.6.1	Principio de la predicción .....	145
4.4.6.2	Predicción basada en las características acústicas .....	148
4.4.6.3	La predicción de profundidad del yacimiento .....	149
4.5	Tecnologías Complementarias .....	153
	Conclusiones .....	155
	Bibliografía .....	157

## Resumen:

En esta tesis el objetivo es el de dar un panorama amplio de la técnica "Sísmica Mientras se Perfora". Como son: los principios teóricos, el desarrollo de la técnica, los diferentes arreglos, las aplicaciones y las ventajas y desventajas. Lo anterior con el fin de dar a conocer el tema a la comunidad de estudiantes de ingeniería petrolera de la Facultad.

El contenido de los temas se dividió en 4 capítulos, comenzando con el capítulo 1 que hace referencia a los fundamentos de la propagación de ondas sísmicas, ya que para aplicar en forma efectiva "La Sísmica Mientras se Perfora" es necesario tener bien claros los conceptos básicos y limitaciones de la prospección sísmica. Solo así se podrá comprender que la "Sísmica Mientras se Perfora" es una técnica que proporciona información valiosa del subsuelo que puede auxiliar y complementar el programa de perforación.

En el capítulo 2 se explican los principios de la "Sísmica Mientras se Perfora", la cual consiste en emplear la sísmica en pozos usando las vibraciones producidas por la barrena mientras esta perfora, y se ve como una fuente de energía sísmica bajo el pozo. También el estudio de como afectan estas vibraciones a los equipos de perforación tanto dentro del pozo como fuera de él así como a la formación. Esta técnica es descrita como "inversa" ya que la posición de la fuente y el receptor originalmente están reservados para los VSP convencionales, así mismo no se requiere de instrumentación alguna abajo del pozo para la obtención de los datos y los datos recopilados no interfieren con el proceso de perforación. Estas características ofrecen del método los datos sísmicos en el sitio del pozo y pueden ser fácilmente adquiridos, procesarse e interpretarse durante la perforación. Dentro de la investigación y desarrollo de la técnica nuevos métodos surgieron dentro de esta: el Tiro de Prueba Continuo y un sistema, denominado, Creando Imágenes Mientras se Perfora.

El capítulo 3 aborda la configuración y el arreglo de los geófonos para la adquisición de datos así como los diferentes tipos de geófonos que hay en la industria, estos permiten captar e identificar las diferentes ondas que se producen en el fondo del pozo, en el estudio del comportamiento de las ondas se identifican unas en particular las ondas de tubo que consisten en ondas superficiales tipo Rayleigh conocidas comúnmente como "ground roll" siendo las más imperantes y difíciles de eliminar, por lo tanto es necesario diseñar correctamente un buen arreglo de geófonos en la superficie de tal modo que el ruido ground roll no interfiera con las señales de interés. En los arreglos de los geófonos individualmente cada uno se prueba y se hacen procedimientos de operación tanto en pozos en tierra como marinos. Con el uso de modernos sistemas de información apoyados por computadoras de alta tecnología situados en lugares estratégicos en el sitio del pozo se realizan diversas operaciones incluyendo: removimiento de múltiple de la sarta de perforación (drillstring), agrupación digital, alineamiento y apilamiento final, compensación del sensor,

recolección de tiempo de llegada directa, análisis de tiempo de velocidad / viaje de la sarta de perforación (drillstring), cambio de tiempo para SRD (datos de referencia sísmica) y análisis del intervalo de velocidad. Para este punto los datos han sido procesados para un informe diario.

En el capítulo cuatro se plantea y aplica realmente la técnica "Sísmica Mientras se Perfora" en el área del Golfo de México, esto es por que la mayor parte de perforación y producción de hidrocarburos en México se hace en esta región. Se hace referencia al estudio y análisis de zonas de sobrepresión, y como se desarrollaron técnica conjuntas para evaluar e interpretar la información para detectar estas zonas anormales de presión. Así con una predicción garantizada que determina la profundidad de zonas de interés para una perforación segura. Esta tecnología que actualmente es de punta se desarrolló y aplicó a un pozo de la zona marina de México (Cantarell 1002) donde colaboraron tanto ingenieros mexicanos como de la empresa de servicios petroleros transnacional Schulerberger, llegando a compenetrar adecuadamente la técnica a las formaciones altamente complicadas como lo son, las de la zona del Golfo de México. La mira actual es la de extender la técnica de la "Sísmica Mientras se Perfora" en las aguas del Golfo de México.

## Introducción:

El objetivo principal de este trabajo es presentar las características más sobresalientes de la técnica "**Sísmica Mientras se Perfora**", como apoyo a los estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

La exploración petrolera es cada día más difícil ya que los yacimientos se encuentran a mayor profundidad, en estructuras más complejas y en trampas de tipo estratigráfico, por lo que se hace necesario mejorar la sísmica de superficie, desarrollándose así una rama para aprovechar al máximo la perforación de pozos petroleros y así obtener mayor información sísmica del área, esta rama se le conoce como **sísmica de pozo**.

La sísmica de pozo es una herramienta muy poderosa, que permite extrapolar lateralmente la información del pozo y así elaborar mapas más confiables o ajustar los ya existentes. Por ello, la ley de velocidad de pozo, determinada de manera convencional (ocasionalmente por un registro sónico), el sismograma sintético con los perfiles en escala de tiempo y el perfil sísmico vertical (VSP) resultan hoy de uso cotidiano.

El perfil sísmico vertical (VSP), constituye solo una parte de la sísmica de pozo. Este método proporciona datos sísmicos, mediante sondas colocadas dentro del pozo, localizándose muy cerca de los cambios litológicos, que por lo tanto sirven para complementar la información sísmica obtenida en la superficie. Los datos obtenidos proporcionan información sobre las propiedades fundamentales de la propagación de las ondas sísmicas y asisten en el entendimiento de los procesos de reflexión y transmisión de la energía sísmica dentro de la tierra.

Mientras se desarrollaban nuevas técnicas del VSP se vio la necesidad de que las nuevas tecnologías deberían de ayudar aún más a la optimización de la perforación, desarrollándose así la técnica **Sísmica Mientras se Perfora**.

La técnica utiliza la acústica irradiada por la barrena tricónica en funcionamiento que proporciona información vital al proceso de perforación, dicha información es proporcionada en tiempo real y se emplea para optimizar la perforación de pozos. Este sistema provee de información tiempo – a – profundidad y de la velocidad de la formación, permitiendo que la posición de la barrena se determine en la sección sísmica de la superficie mientras el pozo se sigue perforando, con lo anterior se tiene significativos ahorros de costos e incrementos en la seguridad.

Al generar imágenes VSP de predicción, el acercamiento a horizontes críticos se puede monitorear y determinar puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento, zonas sobre-presurizadas o una determinación óptima de profundidad para la toma de núcleos.

Además, pueden detectarse interacciones importantes entre la sarta y la pared del pozo, la cual lleva a tener un aviso anticipado de desarrollo de "Keyseats" y problemas potenciales de atascamiento de la tubería, así la información disponible en tiempo real, en el pozo, puede llevarnos a la mejora sustancial en la eficiencia del programa de perforación y tiene obvias implicaciones de seguridad.

Hoy en día existe la necesidad de difundir esta tecnología ya que en México aún sigue siendo desconocida por muchos, lo que implica que su uso sea escaso en las diversas regiones del país.

Para la elaboración de este trabajo se contó con el apoyo de la compañía de servicios petroleros Schlumberger fue de gran valor y ayuda, ya que la información proporcionada es de lo más reciente, por lo que las herramientas y equipo, a las que se hace referencia sea tecnología de punta en la industria petrolera.

# I CONCEPTOS FUNDAMENTALES SÍSMICOS EN LAS FORMACIONES Y EN LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN.

## 1.0 Conceptos Fundamentales

Una onda se define como una perturbación que se propaga a través del medio. Las ondas físicas (todas menos las electromagnéticas) requieren de un medio elástico para propagarse. El medio elástico se deforma y recupera, vibrando al paso de la onda.

La perturbación comunica una agitación a la primera partícula del medio en que se impacta (este es el foco de las ondas) y en esa partícula se inicia la onda. La perturbación se transmite en todas las direcciones por las que se extiende el medio con una velocidad constante (si el medio es homogéneo e isótropo) y todas las partículas del medio son alcanzadas con un cierto retraso respecto a la primera y empiezan a vibrar.

Una onda transporta energía pero no transporta materia: las partículas vibran alrededor de la posición de equilibrio, pero no viajan con la perturbación.

Las características más importantes de una onda son: la frecuencia, el período y la longitud de onda (figura 1.1). Se define la longitud de onda ( $\lambda$ ) como la distancia que recorre el pulso mientras un punto realiza una oscilación completa. El tiempo que tarda una oscilación se llama período (T) la frecuencia (f) es el número de oscilaciones (vibraciones) que efectúa cualquier punto de la onda por segundo. El número de onda (k) puede definirse como el número de oscilaciones por unidad de longitud.

## 1.1 Ondas Sísmicas

### 1.1.1 Ondas de Cuerpo

Las ondas de cuerpo son aquellas que viajan a través del interior de un medio elástico y están integradas por las ondas longitudinales y las ondas transversales.

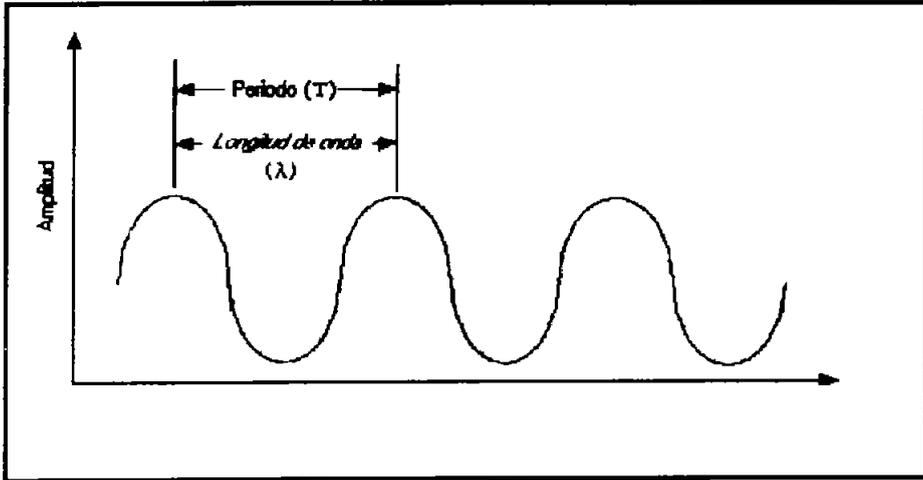


Figura 1.1 Características de una onda (cuando se habla de longitud de onda el eje horizontal es distancia y cuando de período el eje horizontal es tiempo).

### 1.1.1.1 Ondas Longitudinales

Las ondas longitudinales también reciben el nombre de onda compresional y onda primaria P. Este tipo de onda se origina si las partículas del medio en el que se propaga la perturbación vibran en la misma dirección de propagación, produciendo compresiones y dilataciones en el medio (Figura 1.2.). Se transmiten a través de cualquier material, sólido, líquido o gaseoso. La velocidad de esta onda depende de las propiedades elásticas y se define como:

$$\alpha = \frac{[\lambda + 2\mu]^{1/2}}{\rho} \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde:

- λ= constante de Lamé
- μ= módulo de rigidez
- ρ= densidad

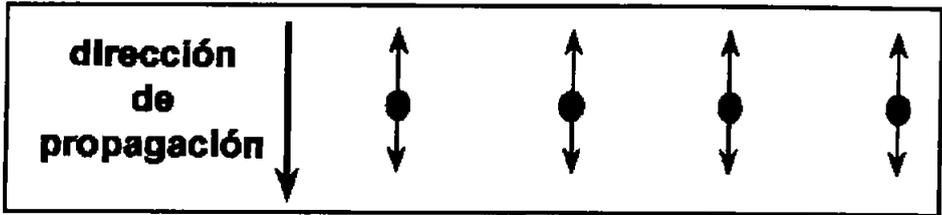


Figura 1.2 Las partículas vibran en la misma dirección de propagación de la perturbación originando las ondas P.

Las ondas P son las primeras en llegar a un punto alejado de la fuente sísmica, por lo que se les denomina ondas primarias.

Las ondas primarias decrecen marcadamente, cuando un gas reemplaza al agua como fluido intersticial.

### 1.1.1.2 Ondas Transversales

Las ondas transversales reciben el nombre de onda de corte, de cizalla o secundaria S (Son llamadas secundarias por que su arribo se registra después de las ondas P).

La onda transversal se origina cuando las partículas del medio en el que se propagan la perturbación vibran perpendiculares a la dirección de propagación y transmite esfuerzos de corte al medio en que se propaga (figura 1.3). La velocidad de esta onda depende de sus propiedades elásticas y se define como:

$$\beta = \left[ \frac{\mu}{\rho} \right] \dots\dots\dots (1.2)$$

Donde:

$\mu$  = módulo de rigidez

$\rho$  = densidad

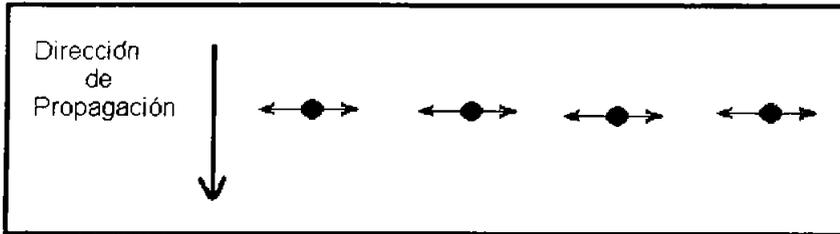


Figura 1.3 Las partículas vibran perpendicularmente a la dirección de propagación originando las ondas S.

La onda S puede existir solo en medios con propiedades elásticas como sólidos o fluidos altamente viscosos. Como los fluidos no transmiten esfuerzos cortantes, las ondas S no se propagan a través de ellos. Para su registro conviene tener herramientas con arreglos de tres geófonos ortogonales.

Los líquidos y gases no tienen resistencia al esfuerzo cortante, entonces,  $\mu = 0$  y por tanto  $\beta = 0$ ; por eso las ondas S no se propagan dentro de los fluidos.

En la práctica, el movimiento de ondas se descompone en dos componentes vectoriales una componente horizontal y otra vertical en un plano perpendicular a la dirección de propagación; conocidas como SH y SV respectivamente. Se puede tener una onda S que implique movimiento principal en un plano, por ejemplo SH o SV; se dice que esta onda está polarizada en un plano. También se puede tener una onda donde el movimiento SH y SV tenga la misma frecuencia y una diferencia de fase fija, esta onda está polarizada elípticamente.

### 1.1.2 Ondas Superficiales

Las ondas superficiales son aquellas que existen en un medio elástico y viajan por su superficie. Su amplitud disminuye con la profundidad, por sus características son de gran interés por que son eventos que interfieren en alto grado a la información que proviene del subsuelo. En el caso del VSP existe un tipo de onda que se clasifica como superficial y es muy común encontrar, la llamada "onda de tubo".

### **1.1.2.1 Ondas Rayleigh**

La onda Rayleigh se propaga a lo largo de la superficie libre (de esfuerzo) de un sólido. Aunque una superficie "libre" signifique contacto con el vacío, las constantes elásticas y la densidad del aire son tan bajas en comparación con los valores de las rocas, que la superficie de la tierra es aproximadamente una superficie libre (Sheriff 1991).

Son importantes en sismología debido a que se propagan en la parte superior de las formaciones que afloran y se encuentran generalmente alteradas (capa intemperizada), como consecuencia, las ondas Rayleigh son de baja velocidad y baja frecuencia, con un espectro sin picos pronunciados, y por tanto poseen un amplio rango de longitudes de onda.

### **1.1.2.2 Ondas Love**

Las ondas Love se comportan de manera parecida a las ondas Rayleigh, implican un movimiento transversal (SH) paralelo a la superficie del suelo, es decir, el desplazamiento de partículas se hace en un plano horizontal normal al plano de propagación.

Estas ondas se propagan rápidamente en superficies consolidadas. Su amplitud decrece con la profundidad y con la distancia recorrida. Las fuentes de energía que se usan en el trabajo sísmico no generan ondas Love en un grado significativo y por tanto, no tienen importancia en la exploración sísmica.

### **1.1.2.3 Ondas Stoneley**

Las ondas Rayleigh generalizadas o modificadas, usualmente son denominadas ondas Stoneley, son ondas superficiales que se propagan a lo largo de la interfase entre dos medios bajo ciertas condiciones rigurosas.

Una onda Stoneley siempre es posible que se genere o se propague en una interfase sólido – líquido; su velocidad es menor que la de las ondas Rayleigh, en una superficie libre de un medio sólido.

#### 1.1.2.4 Ondas de Tubo

La onda tubo es una onda Stoneley acústica en la frontera sólido-líquido, resultado de la interacción de las ondas compresionales en el líquido y de ondas transversales en el sólido. El movimiento de las partículas en el sólido es elíptico y retrógrado similar a las ondas Rayleigh.

Las ondas tubo se generan cuando las ondas de superficie de la fuente entran en contacto con el fluido del pozo y se convierten en una onda guiada viajando por la superficie hacia abajo del pozo (figura 1.4).

Las ondas de tubo son creadas por el movimiento de partículas en la columna de lodo de perforación, del cual está lleno el pozo. Las ondas superficiales son la única fuente de las ondas de tubo. Una vez iniciadas las ondas de tubo se propagan de onda ascendente y descendente dentro del pozo.

Se ha demostrado que las ondas de tubo son generadas siempre que se tenga un fuerte contraste de impedancia acústica notable, tanto en superficie como en el fondo del pozo y en cada cambio abrupto en el diámetro del pozo así como el diámetro de tubería.

La onda de tubo es una perturbación que se propaga a lo largo de la tubería de revestimiento con una velocidad de aproximadamente 5.5 km/s (Gal'perin, 1974). Mientras que la sísmica de superficie es afectada por las ondas Rayleigh y Love, el perfil sísmico vertical es afectado por la onda de tubo.

Las ondas de tubo son uno de los más perjudiciales tipos de ruido que pueden existir en el perfil sísmico vertical por que representa un tipo de ruido coherente ya que se repite en cada punto de tiro. El ruido coherente de ondas de tubo no puede ser reducido sumando varios puntos de tiro. Una forma sencilla de atenuar ondas de tubo es disminuir el nivel o cantidad de lodo (aunque esto es riesgoso), así como de minimizar el efecto de ondas superficiales. Las ondas de tubo son atenuadas si la fuente se aleja una distancia considerable del pozo.

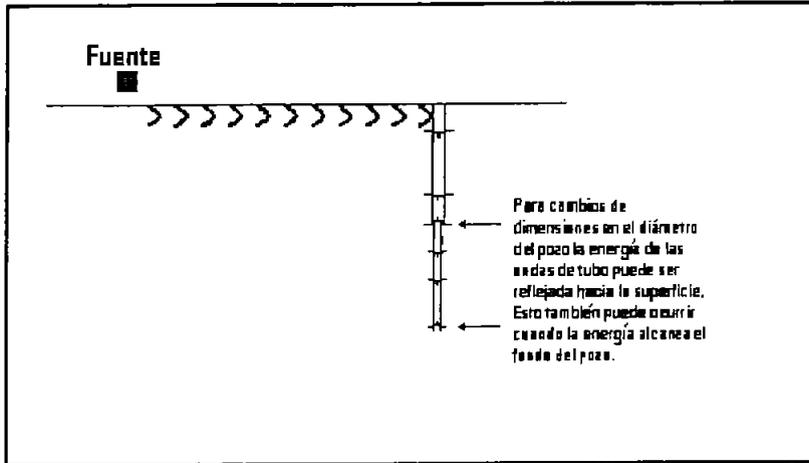


Figura 1.4 Trayectoria de viaje de la onda de tubo.

Descripción matemática y propiedades físicas de las ondas de tubo.

Se han publicado soluciones para el problema de la propagación de ondas, en un pozo rodeado de un medio elástico en los casos donde un cilindro está vacío y cuando está lleno de fluido (Biot 1952; Cheng y Toksoz, 1981; Tsang y Rarder, 1979, Wyatt, 1979). Estas soluciones muestran que las funciones potenciales  $\phi$  y  $\varphi$  que satisfacen la ecuación de onda, en el sistema de coordenadas cilíndricas que se muestra en la figura 1.5 pueden expresarse como:

$$\phi = [ A K_0(n r) + B I_0(n r) ] \exp [ i k (z - vt) ] \dots\dots\dots (1.3)$$

$$\varphi = [ C K_1(m r) + D I_1(m r) ] \exp [ i k (z - vt) ] \dots\dots\dots (1.4)$$

Las ecuaciones anteriores corresponden a una de las soluciones de la ecuación de la onda, para onda plana. Donde A, B, C, D son constantes  $K_0$ ,  $K_1$ ,  $I_0$ , e  $I_1$  son funciones de Bessel de cero y primer orden, v es la velocidad de fase de la onda de propagación, k es el número de onda en la dirección Z, n y m son números de onda en la dirección radial definida como:

$$n^2 = k^2 (1 - (1 - (v/\alpha)^2)) \dots\dots\dots (1.5)$$

$$m^2 = k^2 (1 - (v/\beta)^2) - 74 \dots\dots\dots (1.6)$$

Los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$  son las velocidades de las ondas P y S en el medio elástico alrededor del cilindro.

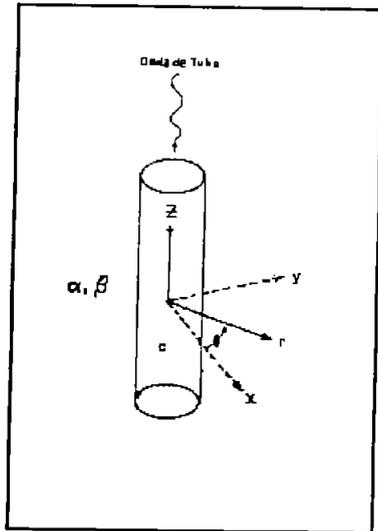


Figura 1.5 Sistema de coordenadas cilíndricas usado para describir la propagación de la onda de tubo en un pozo rodeado de un medio elástico.

Debido a la conducta matemática de las funciones de Bessel,  $K_i$  e  $I_i$ , las amplitudes de los desplazamientos de partícula calculadas de estas funciones potenciales disminuyen exponencialmente con la distancia radial,  $r$ . Entonces, la propagación de onda de tubo es confinada a la columna de fluido y a un lodo relativamente fino de la formación alrededor del pozo.

Mientras el número de ondas  $k$  es real, las ecuaciones 1.3 y 1.4 no permiten la atenuación de la amplitud en la dirección  $Z$ . En consecuencia, las ondas de tubo son algunas veces llamadas "ondas guiadas" por que ellas tienden a enfocar la

energía a lo largo del eje del fluido del pozo y permiten solo el escape de pequeñas cantidades de energía dentro de la formación.

De esta manera las amplitudes de la onda de tubo no disminuyen con la distancia de viaje tan drásticamente como las ondas compresionales o de corte debido a que las ondas de tubo no pueden expandirse esféricamente en todas direcciones como las ondas de cuerpo (Hardage 1985).

Reducción de ondas de Tubo.

Las ondas de tubo son probablemente el ruido coherente más fuerte encontrado en el perfil sísmico vertical, por lo que es importante conocer los procedimientos de campo que eliminan o reducen este tipo de onda de pozo. Se crean ondas de tubo cuando cualquier parte de la columna de fluido en un pozo se perturba para que las partículas fluidas oscilen a frecuencias dentro de la banda de frecuencia sísmica.

Los puntos clave para prevenir las ondas tubo son:

1. Las ondas tubo pueden ser creadas por ondas de cuerpo compresionales cuando estas interactúan con un fuerte contraste de impedancia dentro de un pozo, como un punto de la cubierta o un cambio drástico en el diámetro del pozo.
2. La fuente dominante de las ondas de tubo son las ondas superficiales tipo Rayleigh, que se mueven a través de la cabeza del pozo y vibra verticalmente la cima de la columna de lodo en un pozo lleno de fluido.

La mayor causa de las ondas de tubo son las ondas superficiales tipo Rayleigh, conocidas como "ground roll", de los barridos que llegan a la cabeza del pozo y crean un movimiento en la columna de lodo en el pozo. Para prevenir la transferencia de energía de las ondas superficiales a la columna de lodo, se usa una técnica simple. La amplitud de las ondas superficiales disminuye con la distancia de propagación, entonces si aumentamos la distancia entre pozo y fuente, las amplitudes de las ondas superficiales disminuyen y no afectarán tanto los datos.

Una segunda técnica que ha sido utilizada para reducir los arribos de ondas superficiales, es poner una barrera entre la boca del pozo y la fuente, la cual puede bloquear las ondas superficiales que viajan hacia el pozo. Una posible barrera es una zanja posicionada a una distancia de  $\lambda/2$  de la fuente, donde  $\lambda$  es la longitud de onda de onda Rayleigh, la zanja puede ser de uno o dos pies de ancho y de cinco o seis pies de profundidad.

## **1.2 Propagación de Ondas Sísmicas**

Para entender el fenómeno físico de una onda sísmica al propagarse, se hace el uso de los principios de óptica, el principio de Huygens, el principio de Fermat y la ley de Snell, considerando a las ondas sísmicas como ondas planas.

### **1.2.1 Principio de Huygens**

El principio de Huygens establece que todos los puntos de un frente de onda pueden considerarse como centros de excitación de nuevas ondas. De tal forma que la envolvente común de esos puntos, es la onda real o principal. Este principio es importante para entender y comprender la propagación de onda y en ocasiones es útil para localizar posiciones sucesivas del frente de onda.

El fundamento físico que respalda el principio de Huygens, es que cada partícula situada sobre un frente de onda se ha movido de su posición de equilibrio, aproximadamente de la misma manera que las fuerzas elásticas sobre las partículas circundantes por las que son cambiadas y que la resultante de los cambios de fuerza, debida al movimiento de todos los puntos sobre el frente de onda (Sheriff, 1991).

En forma práctica, el principio de Huygens ayuda a explicar como se transmiten las ondas sísmicas en la tierra. Específicamente, dada la localización de un frente de onda en cierto instante, es posible encontrar posiciones futuras del frente de onda, considerando cada punto sobre el primer frente de onda como una nueva fuente de onda. Lo anterior puede representarse esquemáticamente como se muestra en la figura 1.6.

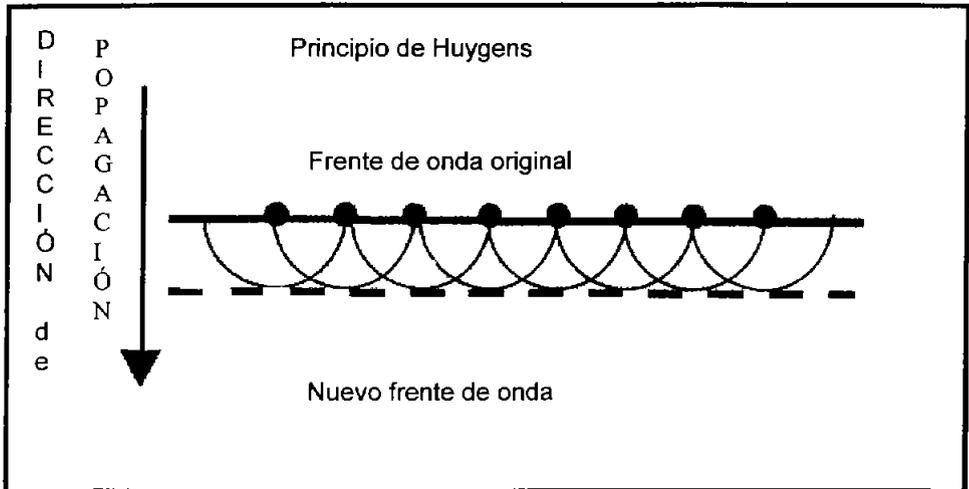


Figura 1.6 Principio de Huygens, cada punto de un frente de onda se convierte en generador de un nuevo frente de onda.

### 1.2.2 Principio de Fermat

Este principio se fundamenta en la trayectoria que sigue un rayo entre dos puntos, no necesariamente es una línea recta, ello solo es posible en un medio homogéneo e isótropo. Para cualquier otro tipo de medio, la trayectoria seguirá por el camino de más alta velocidad, lo cual dependerá de la distribución de velocidades.

El principio de Fermat explica que todo rayo (de la onda sísmica) se propague de manera tal que el tiempo de recorrido sea mínimo, debido a esto, el principio de Fermat también es llamado el principio de tiempo mínimo.

Si se considera una onda elástica que parte de un punto en la superficie y se refleja en el subsuelo, los ángulos de incidencia y de reflexión serán iguales para que la trayectoria entre dos puntos sea la del tiempo mínimo. Para la mayoría de los casos la trayectoria del rayo implica el tiempo mínimo de propagación entre los puntos, es decir, que al viajar por cualquier trayectoria cercana tomará más tiempo.

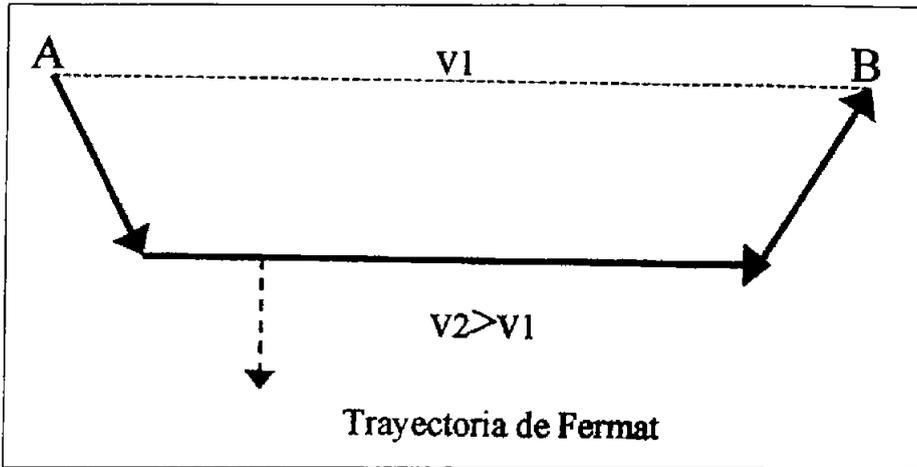


Figura 1.7 Principio de Fermat, trayectoria de viaje de un rayo por el medio de mayor velocidad.

### 1.2.3 Ley de Snell

Los frentes de onda se propagan a través de una formación hasta que se encuentran una interfase, dada por un cambio en la velocidad de propagación de ondas en el medio, como un contacto entre capas (estratos), un límite de formación o falla. En este punto las ondas son reflejadas o refractadas en el nuevo medio. Los principios de la reflexión y refracción de los frentes de onda en esta interfase, son establecidos por la ley de Snell.

Primera ley de Snell o de reflexión.

El ángulo de incidencia está definido en el plano por el rayo incidente y la normal a la superficie de incidencia y es igual al ángulo de reflexión. Para que en la superficie de contacto entre dos medios exista una reflexión, se requiere que las irregularidades (fallas, cambios litológicos) en la superficie de contacto, sean menores que la longitud de onda del ángulo incidente. Por lo tanto:

$$\theta_i = \theta_r \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde :

$\theta_i$  = ángulo de incidencia

$\theta_r$  = ángulo de reflexión

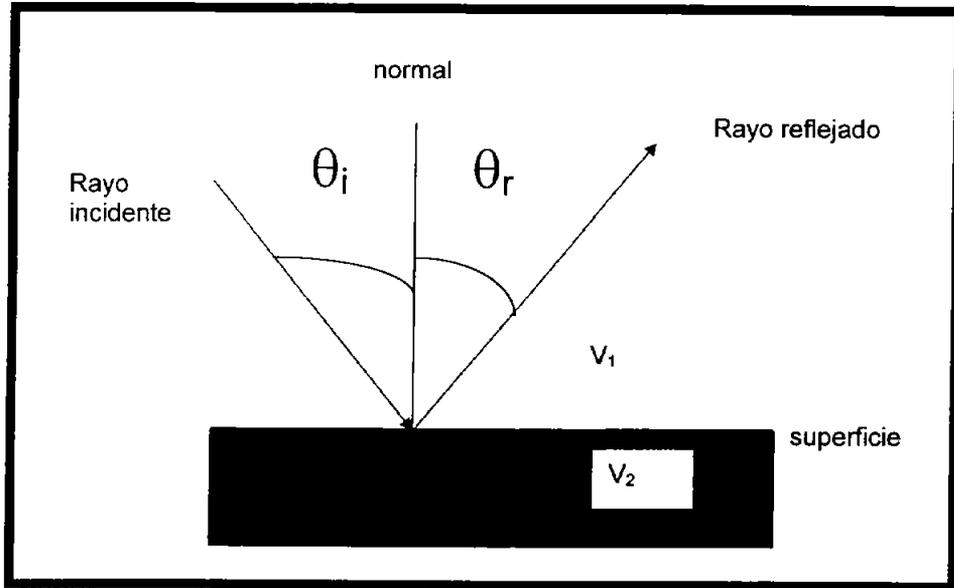


Figura 1.8 Representación de la primera ley de Snell.

Segunda ley de Snell o de refracción.

El ángulo de refracción está definido en el plano por el rayo incidente y la normal al plano de incidencia y se le relaciona por la expresión:

$$\frac{\text{Sen } \theta_i}{\text{Sen } \theta_t} = \frac{v_1}{v_2} \dots \dots \dots (1.8)$$

Donde :

$v_1$  : velocidad de propagación de la onda elástica en el primer medio.

$v_2$  : velocidad de propagación en el segundo medio.

$v_1/v_2$  : índice de refracción de los dos medios.

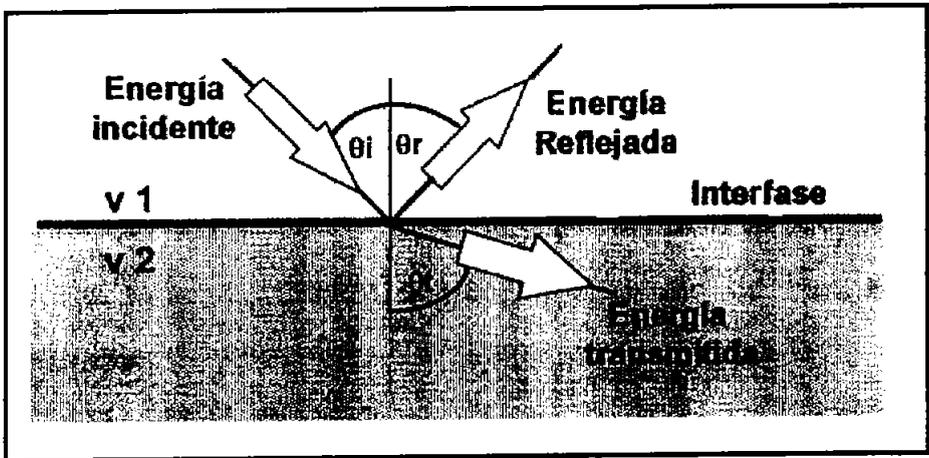


Figura 1.9 Representación de la segunda ley de Snell.

Si el ángulo del rayo incidente aumenta de manera que llega a un punto tal que hay una refracción de  $90^\circ$ , se le denomina ángulo crítico  $i_c$ ; lo anterior queda representado matemáticamente por la ecuación:

$$\text{sen } i_c = v_1/v_2 \dots\dots\dots (1.9)$$

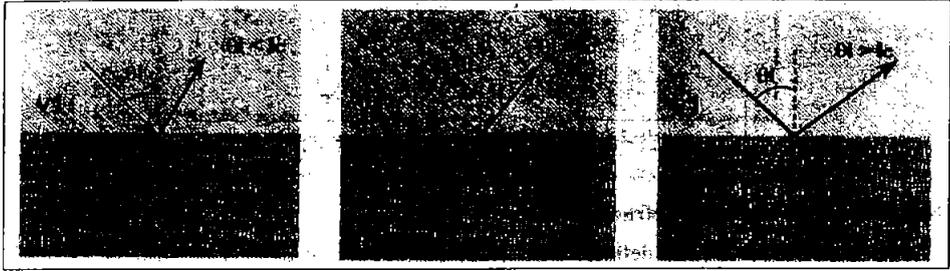


Figura 1.10 Casos para diferentes ángulos de incidencia.

La figura (a) muestra que cuando  $v_2$  es menor que  $v_1$ ,  $\theta_2$  es menor que  $\theta_1$ , sin embargo, (b) cuando  $v_2$  es mayor que  $v_1$ ,  $\theta_2$  alcanza  $90^\circ$  cuando  $\theta_1 = \sin^{-1}(v_1/v_2)$ ; para este valor de  $\theta_1$  el rayo refractado está viajando a lo largo de la interfase y el ángulo de incidencia para el que  $\theta_2 = 90^\circ$  es el ángulo Crítico  $i_c$  y (c) para ángulos de incidencia mayores que  $i_c$ , es imposible satisfacer la ley de Snell (usando ángulos reales) puesto que  $\sin \theta_2$  no puede exceder la unidad y ocurre una reflexión total.

La ley de Snell es útil para determinar trayectorias de rayo, tiempos de arribo y para derivar la posición del reflector a partir de tiempos observados, pero no proporciona información acerca de las amplitudes de las ondas reflejadas y transmitidas.

#### 1.2.4 Atenuación de Ondas Sísmicas

La atenuación de las ondas sísmicas es un parámetro sensible a los cambios del subsuelo. El término atenuación de una onda sísmica será usado para describir cualquier pérdida de energía irreversible. Esta definición es un concepto más amplio que el mecanismo de disipación, el cual es usado para describir la pérdida de energía debido a la fricción por el movimiento de las partículas o debido al movimiento de fluido dentro de los poros de una roca.

Diferentes procesos físicos afectan la amplitud de la ondícula de propagación: estos efectos pueden ser compensados por procesos numéricos usados para ajustar las amplitudes de las ondículas.

### 1.2.5 Impedancia Acústica

La cantidad de energía que es reflejada o refractada en una interfase es dependiente de las velocidades y densidades relativas de los dos medios.

La resistencia que ejerce un medio homogéneo al paso de una onda de sonido, se conoce como impedancia acústica y se define como el producto entre la velocidad de propagación de dicha onda en ese medio y la densidad total de dicho medio.

$$Z = \rho \cdot v \dots\dots\dots (1.10)$$

Donde :

$\rho$  = densidad ( $\text{gr/cm}^3$ )    y     $v$  = velocidad (m/s)

Si imaginamos un subsuelo estratificado con interfaces definidas por cambios en la impedancia acústica, se puede definir al **dato sísmico** como aquel que resulta de registrar en escala de tiempo, mediante receptores sensibles, una onda compleja que es generada por un micro sismo provocado, que ha viajado a través de la tierra transmitiéndose y reflejándose en los contrastes de impedancia acústica. A la onda compleja se le llama **ondícula**.

La magnitud de tales contrastes se mide en términos de los **coeficientes de reflexión** y la valiosa información que contienen puede extraerse de las reflexiones primarias registradas.

$$R = \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1} \dots\dots\dots (1.11)$$

Donde  $z_1 = \rho_1 \cdot v_1$     y     $z_2 = \rho_2 \cdot v_2$

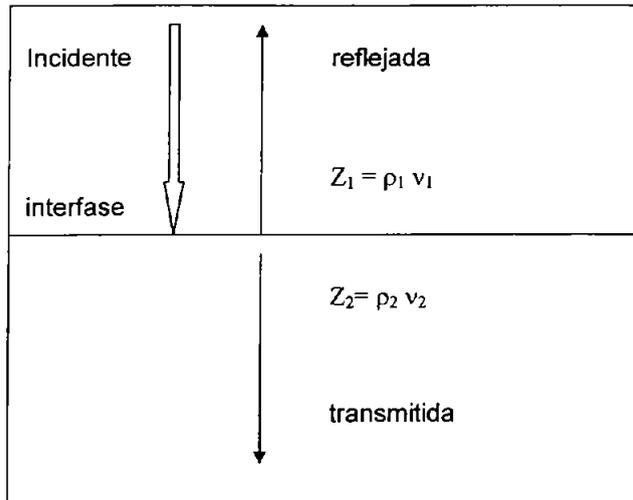


Figura 1.11 Medio estratificado que muestra un cambio de impedancia.

Para tener idea del orden de magnitud, puede considerarse que cuando en una interfase se produce un incremento del 10 % de la velocidad y del 5% en la densidad por ejemplo:

$$V_1 = 3000 \text{ m/s,}$$

$$V_2 = 3300 \text{ m/s}$$

$$\rho_1 = 2.2 \text{ gr/cm}^3 \quad \text{y} \quad \rho_2 = 2.3 \text{ gr/cm}^3$$

el coeficiente de reflexión de esta interfase será:

$R_2 = 0.07$  lo que indica que el 7 % de la energía incidente es reflejada hacia la superficie mientras que el 93 % restante continua su viaje transmitiéndose al estrato siguiente.

Se habla de "reflexiones primarias" cuando ocurre una sola reflexión de la onda antes de arribar al receptor, para distinguirlas de las "reflexiones múltiples", en las que la onda sufre más de una reflexión antes de arribar al receptor. Las reflexiones múltiples por lo general son consideradas **ruido**, por lo tanto su eliminación es un objetivo deseable.

## 1.3 PERFIL SÍSMICO VERTICAL (VSP)

### 1.3.1 Sinopsis histórica

El uso de la sísmica de pozos estuvo limitada, por muchos años, a la medición de velocidades de propagación de las ondas (Dix, 1939). Hasta la Segunda Guerra Mundial, las observaciones sísmicas en el fondo del pozo fueron hechas principalmente, para medir los tiempos de recorrido de la superficie a las estaciones especificadas, de modo que se pudiera registrar una ley de velocidades para un área local.

Desde mediados de los 60's, la necesidad de métodos más eficientes de exploración y el desarrollo del recurso de la industria petrolera, apoyaron la aplicación de las ideas teóricas sobre perfil sísmico vertical (VSP).

Las primeras fueron desarrolladas por los geofísicos soviéticos del Instituto de Física de la Tierra de la Academia de Ciencias de la URSS en 1959. Estas ideas teóricas son descritas por Gal'perin (1974). Cinco de los pioneros más importantes en el desarrollo de la técnica VSP fueron: Anstey (1974); Balch (1980); Kennett (1973); Michon (1976) y Omnes (1978).

Durante los años 60's y 70's, los geofísicos de la Unión Soviética desarrollaban la nueva tecnología VSP mientras que los países occidentales solo se preocupaban por calcular sismogramas sintéticos de registros acústicos, así, que tomó un largo tiempo para que el método VSP fuera adoptado por todo el mundo.

Se observó que la técnica VSP podía proporcionar datos sísmicos más reales simplemente aumentando el número de las mediciones dentro del pozo, con lo que se tendría mayor número de datos y un procesamiento. Haciendo una comparación directa con las secciones sísmicas de superficie llevaría a una evaluación más exacta del pozo y del área. Con el desarrollo de las ciencias de la computación y el procesamiento de datos, el VSP encontró nuevas aplicaciones.

La tecnología VSP ha tenido grandes avances en América y Europa a partir de 1980. Se han desarrollado nuevos campos de estudio como adquisición de datos de VSP en tres componentes: interpretación con énfasis en la detección de fracturas, atenuación sísmica e interpretación de ondas complexionales y de cizalla.

## **1.4 Características del Perfil Sísmico Vertical**

### **1.4.1 Definición**

El perfil Sísmico Vertical, del inglés Vertical Seismic Profile (VSP), es una evolución de la prueba de velocidad donde se analiza no solo el arribo directo sino también las reflexiones que sufre la onda, generalmente 3 o 4 segundos de registro y donde las estaciones del geófono están equiespaciadas en unas pocas decenas de metros.

### **1.4.2 Fundamentos**

EL VSP es una técnica de medición en donde una señal sísmica generada en la superficie de la tierra es registrada por geófonos colocados a diferentes intervalos de profundidad de un pozo, para registrar simultáneamente los trenes de onda ascendentes y descendentes.

Esta es una gran ventaja con respecto a la técnica sísmica de reflexión convencional, la cual solo registra las ondas ascendentes. En esta técnica el uso de sensores de pozos reduce la distorsión de la señal provocada por las capas poco profundas de baja velocidad, ya que la señal (ondas elásticas) pasa solo una vez por las capas superficiales, el perfil resultante tiene una resolución mucho mejor que la sísmica superficial alrededor del agujero, y se registra la señal de horizontes reflectores por debajo de la profundidad total del pozo.

Cada vez que se realiza un disparo sísmico, la estación de geófonos va a recibir un pulso de viaje directo desde la fuente. Este va a ser el primer pulso sísmico recibido y su tiempo de viaje se denomina tiempo de tránsito (TT). Este tiempo es de fundamental importancia en la sísmica, ya que nos da el tiempo sísmico sencillo para cada profundidad. Posterior al primer arribo se registran las ondas de trayectorias primarias y múltiples.

El campo total de ondas registrado en el detector dentro del agujero consiste en señales que viajan desde la fuente a profundidades mayores, llamadas ondas descendentes y señales que han sido reflejadas por alguna interfase y viajan hacia la superficie, llamadas ondas ascendentes.

En todos los VSP's , el campo de ondas descendentes es mucho más fuerte que el campo de ondas ascendentes. Son de gran importancia los eventos primarios y

los múltiples en los datos de VSP que puede variar dependiendo de la posición del geófono en el pozo (figura 1.12).

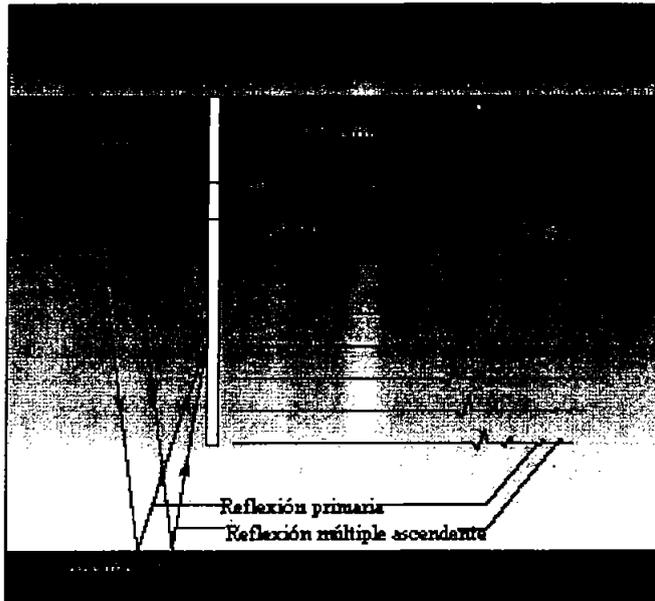


Figura 1.12 Se muestra la geometría del geófono y de la fuente, así como las ondas que se registran. Las ondas descendentes viajan de la fuente a profundidades mayores, las ondas ascendentes encuentran una interfase y se reflejan viajando hacia la superficie, y los múltiples son eventos que han sufrido más de una reflexión.

### 1.4.3 Ondas Descendentes

El campo de ondas descendentes presenta dos tipos de señales fundamentales el arribo directo y reflexiones múltiples como se muestra en la figura 1.12. Una información importante que surge del análisis de la estructura de las ondas descendentes es que en ellas no existen reflexiones primarias, esta es quizá, la característica cinemática más importante del VSP, pues para negar su validez, debe recurrirse a situaciones estructurales muy complejas. Las ondas descendentes, marcan precisamente la principal diferencia entre el VSP y la sísmica de superficie a los efectos de la inversión de datos sísmicos, ya que su análisis permite medir la ondícula con gran precisión, permitiendo saber como se propaga y modifica a lo largo de su viaje a través de la corteza terrestre.

#### **1.4.4 Ondas Ascendentes**

El campo de ondas ascendentes registrado en el VSP es a su vez comparable, en cuanto a su estructura, el campo de ondas que se registra con el método de reflexión en superficie, los eventos de reflexión registrados con ambas técnicas pueden separarse en reflexiones primarias y reflexiones múltiples.

#### **1.4.5 Importancia de los campos de ondas Descendentes y Ascendentes**

Los primeros arribos registrados a distintas profundidades describen una curva de tiempo contra profundidad. Los eventos descendentes estarán alineados paralelamente a la pendiente de dicha curva, por otra parte, los eventos reflejados se alinearán inversamente a dicha pendiente como se muestra en la figura 1.13.

Al registrar un número suficiente de niveles espaciados de manera regular en el pozo, los campos de onda ascendente y descendente pueden separarse mediante un paso del procesamiento. El análisis de los campos de ondas descendentes y ascendentes permite conocer propiedades acústicas del subsuelo, por ejemplo, velocidad de onda P y S. Por otra parte la litología se relaciona con las propiedades acústicas de las rocas, con lo cual se obtiene una interpretación geológica del registro VSP.

Una de las mayores ventajas del VSP, es entonces, la de proporcionar un conocimiento más detallado de las ondas descendentes y su amplitud relativa respecto a la de las ondas ascendentes.

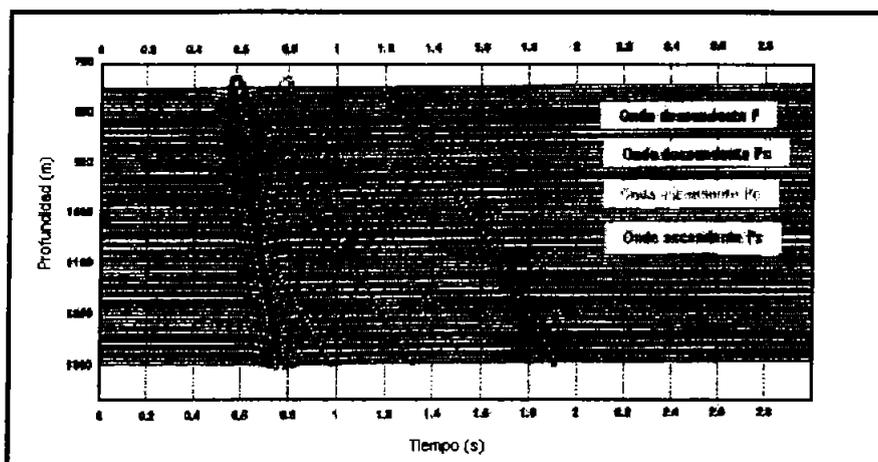


Figura 1.13 Se muestra como se registran las ondas descendentes (paralelos a la curva tiempo-profundidad) y las ondas ascendentes (inversa a las ondas descendentes) en un registro.

#### 1.4.6 Múltiples

Los múltiples son eventos que han sufrido más de una reflexión. Un múltiple se genera durante la propagación de la ondícula a través de la tierra. Como la amplitud de los múltiples es proporcional al producto de los coeficientes de reflexión para cada uno de los reflectores que intervienen y como  $R$  (ec. 1.11) es muy pequeño para la mayoría de las interfaces, solo los mayores contrastes de impedancia generarán múltiples lo bastante fuerte para ser identificados como eventos distintivos.

La mayoría de los datos sísmicos serán caracterizados por dos clases de múltiples, múltiples generados en la superficie, en la base de la capa interemperizada o de baja velocidad, que funciona como interfase donde el coeficiente de reflexión es muy grande debido al contraste de impedancia acústica y los múltiples generados dentro del subsuelo donde la interfase entre dos litologías los origina. La amplitud de los múltiples dependerá principalmente de la magnitud de los coeficientes de reflexión a profundidad.

Los múltiples pueden ser observados tanto para el campo de ondas descendentes o ascendente de un VSP, pero para la señal descendente el ruido puede ser mayor en un factor de 10 que en el campo de ondas de reflexión. (Mike Jones Abril 99).

Un múltiple es considerado como parte de la traza y estará presente después de cada evento ascendente primario de cada reflector a profundidad sobre la sección. En la figura 1.12 podemos observar claramente como los múltiples descendentes se presentan después del arribo directo. Los múltiples ascendentes pueden existir solo para geófonos posicionados a menor profundidad que de donde se registran las reflexiones primarias. El corolario de esto es que en el VSP todos los eventos ascendentes que intercepten al arribo directo, deben ser reflexiones primarias (Mike Jones abril 99).

#### 1.4.7 Técnicas del VSP

Las técnicas de medición de la sísmica de pozo difieren en el número y localización de las fuentes y geófonos usados y como son desarrollados. Existen diferentes arreglos del VSP como son el tiro de prueba (checkshot), el VSP de distancia fuente receptor cero (VSP zero offset), el VSP fuente alejada (walkaway) y VSP fuente sobre detector (walkabove), que son los más comunes, estos arreglos se usan dependiendo de las características del pozo y del objetivo de estudio, ya que cada una de ellas ofrece diferentes resultados.

Unas de las técnicas especiales de la familia VSP es *la Sísmica Mientras se Perfora o Barrena Sísmica (drill bit seismic)*.

#### 1.5 Tiro de prueba (VSP checkshot)

La técnica más sencilla de la sísmica de pozos es la de tiro de prueba, también llamada medida de velocidad. El tiro de prueba mide el tiempo de viaje directo de la fuente al receptor, sin reflexiones a lo largo de la trayectoria. Esta técnica proporciona una medida de la velocidad para convertir una sección sísmica de superficie en tiempo a profundidad y transformar correctamente la escala. En el tiro de prueba la fuente sísmica se mantiene fija, mientras el geófono se mueve a diferentes intervalos con espaciamientos regulares a lo largo de todo el pozo. Una mayor densidad de niveles proporciona un mejor control de velocidades. El tiro de prueba proporciona, para un número de estaciones un tiempo de tránsito y la profundidad asociada, se consideran como referencia el tiempo de tránsito sísmico y se utilizan para calibrar los datos acústicos.

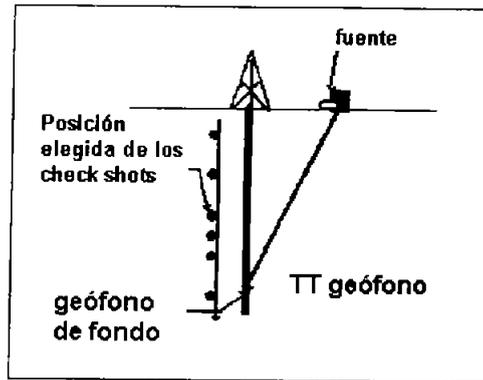


Figura 1.14 Arreglo tiro de prueba, se muestra la distribución de los geófonos (no es constante).

Las mediciones que se elaboran con esta técnica son:

- Medición del tiempo recorrido.
- No se usa la forma de onda.

Aplicaciones :

- Curva tiempo profundidad.
- Velocidad de la formación.
- Calibración sónica, sismograma sintético.
- Conversión tiempo – profundidad.

### 1.6 VSP de distancia fuente-receptor cero (VSP zero offset)

El VSP de distancia fuente receptor cero (VSP zero offset) tiene sus orígenes en 1950, en esta técnica la distancia entre la fuente sísmica y el pozo es mínima, con ello la trayectoria de los rayos sísmicos es casi vertical de la fuente al receptor aunado a tener un control de velocidades sísmicas. El VSP de distancia fuente receptor cero tiene por objetivo obtener una imagen del subsuelo, para ello se usa un mayor número de posiciones de los receptores con una distancia más cerrada y constante entre ellos (figura 1.15) a diferencia del tiro de prueba donde los niveles suelen estar más espaciados. No solo se registra en la traza sísmica el

primer arribo sino también se tienen registrados los eventos reflejados a tiempos posteriores. Un muestreo regular de la profundidad o del tiempo es necesario para separar con eficacia las ondas ascendentes y descendentes. Se acciona la fuente y el geófono registra la propagación de la onda a través del subsuelo por 3 segundos o más. La forma de onda es inferida por el posterior procesamiento y el tiempo de tránsito calculado de la superficie al geófono. En cada nivel, se activa la fuente y la adquisición se realiza varias veces para tener 4 o 5 buenas señales. Puesto que el ruido puede afectar la forma de onda registrada, apilar los 4 o 5 tipos por nivel, permite la reducción del ruido en la señal resultante.

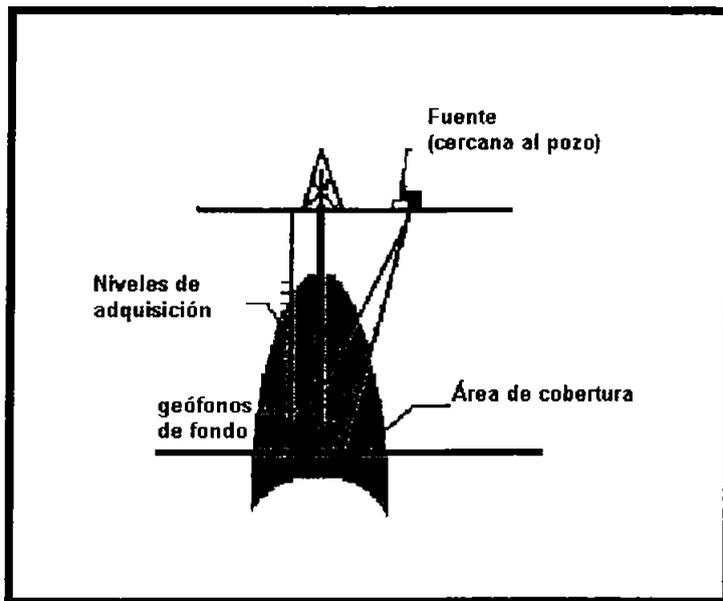


Figura 1.15 Arreglo VSP de distancia fuente receptor cero, a distribución de los niveles es estrecha y constante. La ubicación de la fuente es muy cercana a la boca del pozo.

En un VSP de distancia fuente receptor cero, la fuente debe de estar fija, el número de niveles depende de la resolución que se desee obtener. Los espaciamentos entre detectores afectan directamente el contenido de frecuencias en la señal sísmica, mientras más estrecho sea el espaciamiento, más altas frecuencias podrán ser recuperadas. Las altas frecuencias, por otra parte, podrían definir estratos más delgados, sin embargo, hay que tomar en cuenta que a grandes profundidades las altas frecuencias son filtradas por los estratos más someros. El número de niveles es variable y dependerá de la profundidad total del pozo y de la resolución que se desee obtener.

Mediciones:

- Medida de tiempo de viaje.
- Forma de onda.

Aplicaciones : además de las aplicaciones de tiro de prueba.

- Respuesta sísmica 1D, apilamiento.
- Calibración de la interpretación sísmica de superficie.
- Identificación de múltiples.

### **1.7 VSP de distancia fuente - receptor (VSP offset)**

El VSP de distancia fuente receptor se basa en los mismos principios que el VSP de distancia fuente – receptor cero, la diferencia es que la fuente es posicionada a una distancia mayor del pozo. Cuando el objetivo es estudiar la continuidad lateral de los reflectores más allá del entorno del pozo, el VSP de distancia fuente receptor cero es una herramienta muy limitada. La técnica empleada en estos casos es ubicar la fuente a mayor distancia (offset) de la boca del pozo, de manera que los puntos de reflexión se muevan significativamente a lo largo de los reflectores.

Con el VSP de distancia fuente receptor se logra una cobertura lateral de alta resolución horizontal. Usualmente el offset dependerá de la profundidad del pozo y la zona iluminada es del orden de 3/10 de la profundidad del reflector de interés. Puede lograrse la cobertura lateral de hasta la mitad de distancia de desplazamiento de la fuente en el sentido de ésta.

Aplicaciones:

- Correlación con sísmica de superficie.
  - Imagen sísmica 2D.
  - Extensión lateral de reflectores.
- Identificación de fallas y echados.
- Análisis de onda de corte.

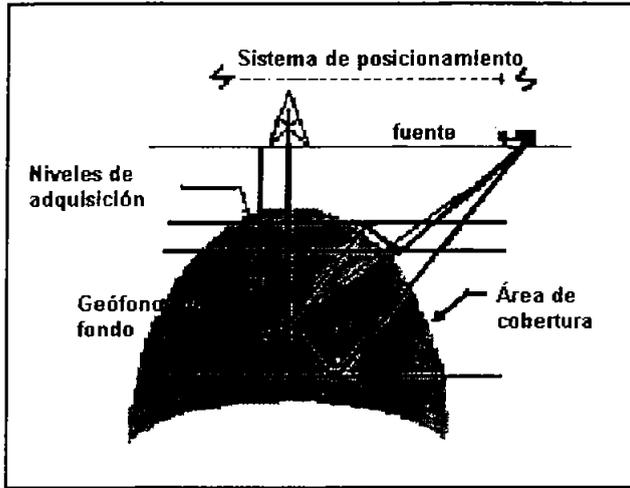


Figura 1.16 Arreglo VSP de distancia fuente - receptor, aquí la fuente se desplaza a una distancia mayor para obtener mayor cobertura lateral.

### 1.8 VSP fuente alejándose (walkaway)

Las técnicas descritas anteriormente son multireceptoras, y con una sola fuente, a diferencia de la técnica fuente alejándose que ha sido usada por muchos años para obtener representaciones estructurales complejas a lo largo del pozo. Los perfiles obtenidos con fuente alejándose son esencialmente en 2D, limitados para un plano vertical que contiene la fuente en superficie y el geófono en el pozo. Por definición la técnica fuente alejándose 2D no describe el volumen del yacimiento, pero afortunadamente la adquisición puede ser extendida con la técnica 3D.

En este método la cobertura lateral se logra desplazando sucesivamente la fuente unas pocas decenas de metros, dejando fija la posición del geófono. Esta operación se repite varias veces desplazando cada vez el receptor unos pocos metros. En consecuencia un "walkaway" es en realidad un conjunto de "mini offset" como se muestra en la figura 1.15, típicamente cada línea tiene cientos de posiciones de fuente.

Las reflexiones de cada horizonte bajo los geófonos ofrecen una amplia cobertura de la formación lateral y bajo el pozo. Estos datos son procesados para crear una imagen que generalmente tiene una resolución más alta que las secciones sísmicas de superficie.

Características:

- Geófono fijo en el pozo.
- Fuente en diferentes posiciones sobre una línea.
- Registro de reflexión alrededor del pozo.

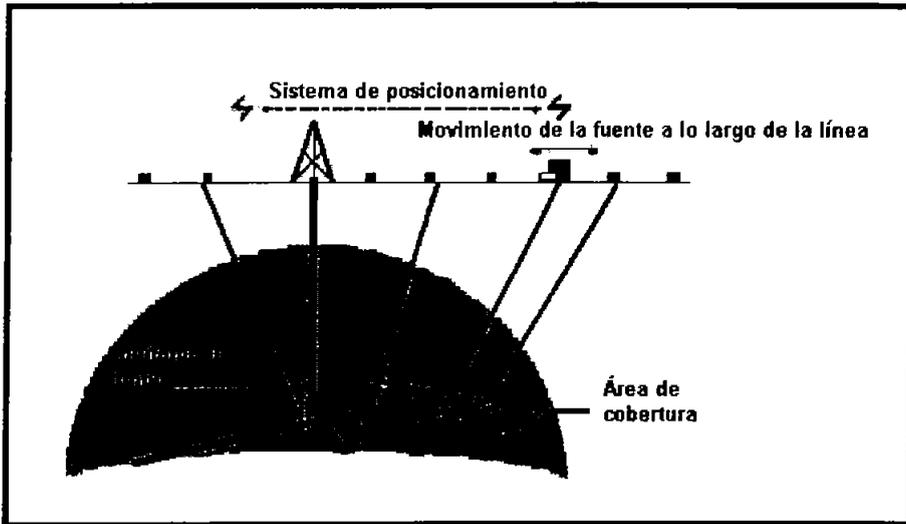


Figura 1.17 arreglo fuente alejándose (walkaway), se muestra el desplazamiento de la fuente a lo largo de una línea para un punto fijo del geófono.

Aplicaciones:

- Correlación con sísmica de superficie.
- Identificación de fallas y echados.
- Análisis de anisotropía.
- Análisis de ondas S.

### 1.9 VSP fuente sobre receptor (VSP Walkabove)

Cuando el pozo es desviado horizontalmente, el arreglo de fuentes y geófonos se le llama VSP fuente sobre receptor. En esta técnica una fuente puede ser posicionada directamente sobre los geófonos para registrar un reflector profundo y para representar un pozo desviado sobre una sección.

El geófono es movido a lo largo de una sección desviada del pozo, la fuente es colocada verticalmente sobre éste como se observa en la figura 1.18. Cuando la herramienta se corre en el pozo, la fuente se mueve lejos de la cabeza del pozo, cuando la herramienta va subiendo el pozo, la fuente se mueve hacia la cabeza del pozo.

La técnica de VSP de fuente sobre receptor utiliza generalmente un vibro en tierra y cañones de aire comprimidos de un barco en el mar. Es necesario registrar la posición del equipo, para cada tiro, así como la posición exacta de la fuente por lo que se utiliza un sistema de posicionamiento como se muestra en la figura 1.18. Esto se utiliza para el proceso geométrico adicional de la corrección y de la forma de onda. El objetivo es adquirir la forma de onda que corresponde a una trayectoria vertical recta, a lo largo del pozo.

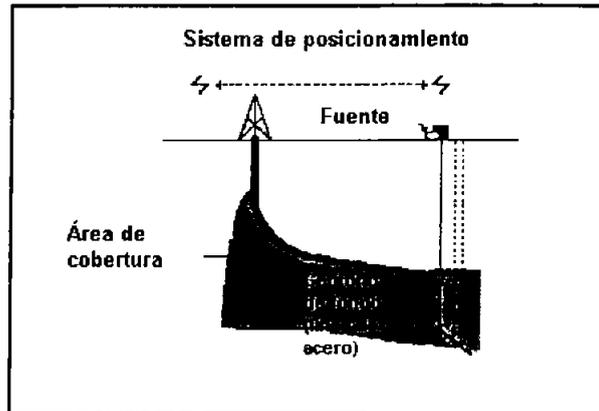


Figura 1.18 Arreglo VSP de fuente sobre receptor (walkabove), la fuente debe estar en dirección vertical al geófono por lo que se desplazan hacia la misma dirección.

## II EMPLEO DE LA SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA Y LA IMPORTANCIA DE LA BARRENA COMO FUENTE DE SISMICIDAD.

### 2.1 Introducción

La técnica consiste en emplear la sísmica en pozos usando las vibraciones producidas por la barrena mientras se perfora como una fuente de energía sísmica bajo el pozo. La técnica es descrita como "inversa" ya que la posición de la fuente y el receptor originalmente están reservados para los VSP convencionales. En esta técnica no se requiere instrumentación abajo del pozo para obtener los datos y los datos grabados no interfieren con el proceso de perforación. Estas características ofrecen un método por el cual los datos sísmicos en el pozo pueden ser adquiridos, procesarse e interpretarse mientras se perfora. Así intercambiando la posición de la fuente y la del receptor de los VSP convencionales se mejora la eficiencia de grabación en la medición de los multioffset para crear reflejos en 3D de volumen en la vecindad del pozo. Las señales continuas generadas por la barrena son grabadas por un sensor piloto instalado arriba de la sarta de perforación y los receptores están localizados en lugares estratégicos alrededor del pozo. La señal piloto es una correlación cruzada con las señales del receptor (para computar) y con los tiempos de viaje de las llegadas.

Los tiempos y las deconvoluciones de la señal piloto son compensados ya que la señal tiene que pasar por los efectos de propagación provenientes de la barrena y hasta el tope de la sarta de perforación. Repitiendo este proceso por un intervalo de profundidad del pozo, el juego de datos es generado por el VSP equivalente. Los resultados de pruebas de pozo demuestran que los datos procesados provenientes de la barrena tricónica son comparables con los datos de los VSP convencionales.

Desde que apareció el perfil sísmico vertical (VSP) como una herramienta de reflejo sub-superficial (Hardage 1985). Ha sido difundido el interés en la comunidad de ingenieros petroleros (producción y exploración), el desarrollo de las fuentes de energía sísmica en el fondo del pozo. La fuente de energía en el fondo del pozo es usada para ejecutar un VSP inverso, intercambiando las posiciones de la fuente y del receptor, los receptores son desplegados en la superficie mientras que la fuente de energía es activada en el fondo del pozo. La eficiencia de adquirir múltiples mediciones de offset (distancia fuente-receptor) es mejorada sobre los métodos de adquisición del VSP convencional y las mediciones pueden ser ejecutadas en locaciones inaccesibles para los VSP convencionales.

En este trabajo se introduce la técnica para adquirir mediciones del VSP inverso, que emplean las vibraciones producidas por los impactos de la barrena sobre la formación mientras se perfora como una fuente de energía sísmica en el fondo del pozo. La técnica es llamada **SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA** (Seismic While Drilling)(SWD). En esta técnica la barrena adopta el nombre de **Barrena Sísmica**, que tiene muchas ventajas sobre otras fuentes de energía en el fondo del pozo usadas para VSP inverso. Específicamente la medición de la barrena VSP es adquirida sin ninguna instrumentación adicional en la perforación en el fondo del pozo, lo que significa que no hay interrupción en la perforación. No se pierde tiempo en sacar el aparejo y no hay riesgo para el pozo mientras que los datos sísmicos están siendo recopilados. Usando la barrena de perforación como una fuente de energía las mediciones mientras se perfora (Measure-while-drill MWD) son posibles.

Las condiciones subsuperficiales delante de la barrena de perforación pueden ser predecidas en cualquier momento durante la perforación sin detenerlas fuera del pozo y los datos sísmicos están disponibles en el sitio del pozo para la toma de decisiones en la perforación en tiempo real.

La idea de usar vibraciones de la barrena de perforación como una fuente de energía para reflejos sub-superficiales fue discutida por 1ª. Vez por B:B Weatherby (1936). Él propuso usar impulsos discretos generados por un cable de perforación ensamblado como una fuente de energía sísmica. A diferencia de la perforación rotatoria actual, en la cual la barrena de perforación esta en contacto semi continuo con la formación a través de impactos discretos de la barrena sobre la formación, con el tiempo, las vibraciones de la barrena provenientes de la perforación rotatoria fueron analizados por ingenieros de perforación preocupados por sus efectos en la sarta de perforación y sobre el aparejo. Las vibraciones asociadas con las fuerzas del fondo del pozo pueden sentirse mientras se esta parado en el piso del aparejo aparte de ser observadas en el movimiento de la mesa rotatoria.

El trabajo de Daily et. Al. (1968) indica las vibraciones longitudinales y axiales grabadas por la tensión graduada en varios campos alrededor de la sarta de perforación, mientras éstas son producidas por la interacción de los dientes de la barrena con la formación. Las vibraciones muestran un espectro de banda ancha con una frecuencia dominante tres veces mayor a la velocidad de la mesa rotaria. Un estudio por Lutz el. Al. (1972) mostró que los sensores arriba de la tubería de perforación midieron señales generadas en la barrena. La amplitud de las vibraciones están casi siempre relacionadas con las litologías perforadas e.g., a mayor amplitud las vibraciones fueron observadas en formaciones más duras. De estos estudios, se concluye que las vibraciones producidas por la barrena pueden tener suficiente energía y proporcionan un ancho de banda para ser usada como una fuente de energía para los VSP inversos.

## **2.2 La perforación considerada como un fenómeno dinámico.**

La barrena tricónica es considerada como un generador de ondas mecánicas en un sistema de perforación complejo, comprimiendo por un lado a la sarta de perforación y al equipo y por el otro lado a la formación.

Una interpretación que ubica el comportamiento dinámico de la barrena tricónica nos permite definir las características de vibración impartida a la roca y al sistema de perforación, solo la barrena tricónica es considerada en esta técnica como fuente de ruido.

Un modelo dinámico de la operación de perforación es derivado de esta teoría, y para desarrollar un modelo de señal que sea concordante con las medidas obtenidas en el campo, las características de la roca simulada deben ser ajustadas continuamente. En esta forma y en base al estado de vibración medido en la cima del sistema de perforación; es posible obtener datos de la roca mientras es perforada. Conjuntamente, los receptores de medición son simples, atinados y dependientes y han sido desarrollados para medir las vibraciones y los principales parámetros de perforación. Estos receptores han sido usados eficientemente en el campo durante varios años.

Usando las ideas básicas derivadas de la teoría del modelo dinámico, una simplificación significa el trato que las medidas han dado a un registro instantáneo que su uso tiene un futuro prominente en desarrollar conocimiento de las características mecánicas de la roca en el tiempo de perforación. Este conocimiento puede conducir a una mejor optimización de las variables de perforación y una automatización más efectiva.

La importancia del fenómeno de vibración que tiene el aparejo de perforación es bien conocida por todos los perforadores. Ya que ciertas velocidades rotatorias deben ser prevenidas por que llevan un fenómeno de resonancia en la sarta de perforación (drillstring) y en el aparejo de perforación bastante pronunciado, este fenómeno rápidamente toma un espectacular aspecto que también puede conducir rápidamente a un daño severo si éste no es detenido a tiempo, y que muchas veces ha sido verificado en el campo.

También se ha observado en el transcurso de numerosas pruebas del comportamiento general de las barrenas tricónicas y en los bancos de pruebas de laboratorio que no siempre es comparable con los que están midiéndose en el campo. La cantidad de destrucción de roca, en particular a altos valores de parámetros de perforación, se ven mucho mejor en los bancos de prueba de

laboratorio, una posible causa es que hay una conjunción del sistema barrena-roca, que es más efectiva debido a una estructura más rígida. Por otra parte los datos más remarcados del fondo del agujero grabados, han demostrado que las variaciones de los parámetros de la barrena por debajo del agua no son detectadas en las medidas convencionales de la superficie. Esto puede ser, que la barrena este en contacto con la roca solo una parte del tiempo.

Las vibraciones de la barrena tricónica son medidas en la flecha (kelly) e interpretadas en el piso del aparejo, para dar un VSP de la formación mientras esta siendo perforada. Una versión experimental del sistema ha sido usada en el campo por varios años. Un conocimiento semejante instantáneo es valuable para ajustar variables de perforación, en formaciones correlacionadas y en prevenir que una zona de presión anormal se este aproximando.

Todo esto llama la atención a este fenómeno dinámico. Desde su extrema dificultad o incluso imposible para hacer reproducir en el laboratorio el ambiente real de la barrena, por lo tanto hay una obvia necesidad de estudios de campo para obtener un mejor conocimiento de éste fenómeno vibratorio por el equipo de investigación del laboratorio de perforación. Se describen ambos aspectos teóricos de los problemas investigados y de los resultados de campo obtenidos. En sí, se comenta que todavía hay trabajo que hacer para entender la figura mecánica de la operación de perforación que es presentada aquí. Y deriva de éste entendimiento todos los procedimientos prácticos posibles. En particular, los resultados de campo presentados en este trabajo son usados solamente para sugerir diferentes aplicaciones posibles.

En el curso de rotación de la barrena tricónica, los dientes soportan exitosamente la carga vertical de la barrena sobre la roca.

En el cambio de un diente a otro, hay un pequeño desplazamiento vertical: el diente en efecto forza su camino entre dos obstáculos: la roca y los lastrabarrena (drillcollars). El desplazamiento total es distribuido entre estos dos obstáculos de acuerdo a su relativa resistencia. Por la frecuencia de estos desplazamientos, evidentemente esto depende del diseño de la barrena y su velocidad de rotatoria.

La barrena entonces puede ser caracterizada en la siguiente forma: es un generador o un transformador de la energía; esto es, ésta recibe de la tubería de perforación la energía de torque de tiempos de rotación, el cual transforma (en particular mientras se esta trabajando por percusión), dentro de la energía hay tiempos verticales de desplazamiento. Esta transformación ocurre en diversos grados variables a frecuencias relativamente altas, de unas pocas fracciones por segundo a varias decenas de fracciones por segundo.

Concluyendo que el concepto de peso estático sobre la barrena es solo una explicación parcial del fenómeno de destrucción en la perforación. Para representar el trabajo de la barrena tricónica, se puede usar la analogía de un transformador eléctrico que transmite solamente energía alterna; la barrena tricónica es vista como una fuente de energía que va en dos sistemas paralelos la formación por un lado, los lastrabarrena (drillcollar), la sarta de perforación y el aparejo de fondo por el otro lado. La energía que es propagada dentro de la formación sirve para destruir la roca, la velocidad de perforación se incrementa cuando su energía este al máximo, mientras que otros factores de perforación permanecen constantes.

Visto desde este punto de vista, el problema de perforación se convierte en un problema de concordancia, el cual remarca este problema de concordancia a un circuito eléctrico al generador que lo esta energizando. La analogía eléctrica esta hecha adicionalmente más evidente por el hecho de que las ecuaciones de propagación de las ondas mecánicas en el medio elástico tienen la misma forma como que los que gobiernan la propagación de las ondas eléctricas. La energía que va hacia arriba de los lastrabarrena (drillcollars) es propagada en el sistema de perforación y desaparecerá más rápido o menos rápido por el campo, dependiendo de su frecuencia, o por sus pérdidas, o también dependiendo de las características de acoplamiento entre el sistema de perforación y el lodo o el sistema de perforación y las paredes del pozo.

Sin embargo, una parte de la energía puede ser detectada por la flecha (kelly), y su claridad de predecir que cantidad de energía debe ser representativa de ciertas propiedades de la roca mientras es perforada. Lógicamente esa parte de la energía recibida en la superficie que es debido a la reacción barrena-roca debe ser mayor para el impedimento mecánico de la roca que es mayor. (Esto por supuesto, no excluye a otra energía que llegue de las vibraciones, fatigamiento de la columna de perforación, resonancias en el sistema etc.).

Esta energía se puede grabar en un orden para ser de ella un registro instantáneo de la formación mientras se perfora. La verificación y utilización de esta teoría de perforación asume un extenso programa de investigación, en la cual no se han agotado todos los aspectos.

La investigación incluye:

1. Desarrollo de la teoría dinámica descrita arriba. Esta teoría llevará necesariamente una limitación importante, desde que ésta se considere solo elástica, por lo tanto reversible, el fenómeno mientras se perfora, es un fenómeno involucrado en la destrucción de la roca, y esto implica dejar el dominio elástico.

2. El estudio de la barrena tricónica (y otro tipo de barrenas) como generadores y emisores de impulsos longitudinales y torsionales; el estudio de la columna de perforación como una línea de transmisión al aparejo de perforación; estudia los impedimentos de las rocas.
3. El desarrollo de equipo de medición y detección adaptado al estudio de las señales superficiales en el campo de perforación.
4. Estudio y eliminación de señales parásitas.
5. La detección del comportamiento de la columna de perforación y sobre todo de los lastrabarrena (drillcollars), con el propósito de optimizar su comportamiento (determinando su régimen vibratorio como aquellos bajo el sub shock o sub bumper).
6. La simulación completa del proceso dinámico de perforación, con el propósito de optimizarla.

El propósito de esta investigación es el de describir algunos resultados a la fecha, llevados a cabo tanto teóricamente como experimentalmente en el laboratorio, así como en el campo. Los datos de campo se obtienen satisfactoriamente y es una justificación que se ha seguido fuera de línea sobre todo en el concepto de perforación. Sin embargo, la investigación seguirá siendo necesaria para llegar a un completo acuerdo entre la teoría y las observaciones de campo. Integrando los resultados de estos estudios dentro de las técnicas de perforación deberá ser, un paso importante en obtener un software necesario para una optimización más efectiva de esta técnica.

### **2.3 Comportamiento de las vibraciones en la columna de perforación**

Las vibraciones emitidas por la barrena son transmitidas a la superficie por la columna de perforación. En esta transferencia, las vibraciones arrastran principalmente 3 distorsiones:

1. El humedecimiento interno de la columna de perforación y la pérdida de lodo atenúa la amplitud de las vibraciones emitidas.

2. La resonancia en la columna de perforación deforma el espectro de emisión.
3. La resonancia en el equipo de perforación (aparejo) modifica la forma del espectro de vibración recibido desde el fondo.

Para calcular la influencia de estas deformaciones se usa el método de impedimentos mecánicos. La principal ventaja de la teoría de impedimentos es la que nos permite dividir un sistema mecánico complejo en sus componentes, cada uno caracterizado individualmente por su frecuencia de respuesta de un elemento a otro y a la distorsión de la frecuencia de respuesta de un componente a otro, la distorsión de la frecuencia que afectan las vibraciones son mucho más fáciles de visualizar con este método que con el método convencional. La respuesta del sistema completo es entonces la suma de las respuestas de cada componente.

Las ecuaciones que gobiernan las vibraciones de propagación en una vara prismática homogénea son en la misma forma como aquellas que dan propagación en una línea eléctrica. Se tratará únicamente el caso longitudinal; en torsión el problema es perfectamente análogo, tanto en un régimen estacionario como en un régimen periódico; las relaciones entre el estado de vibración de la vara (el lado generador transporta el subíndice  $e$ ) y en la salida (indicado por el subíndice  $s$ ) son dados por la matriz:

$$\begin{vmatrix} F_e \\ V_e \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \operatorname{ch} \gamma L & Z_c \operatorname{sh} \gamma L \\ \operatorname{sh} \gamma L / Z_c & \operatorname{ch} \gamma L \end{vmatrix} \begin{vmatrix} F_s \\ V_s \end{vmatrix}$$

Donde  $L$  = es la longitud de la sarta

$Z$  = impedancia  $F/V$

$Z_c$  = impedancia característica de la sarta de perforación

$\operatorname{sh}$  = seno hiperbólico

$\operatorname{ch}$  = coseno hiperbólico

$F$  = fuerza

$V$  = velocidad

Podemos entonces representar el más simple caso de un ensamble mecánico para perforación como se muestra en la figura 2.2: la barrena generadora, tiene en un lado la impedancia de la roca y en el otro la impedancia del sistema sarta de perforación - aparejo.

## 2.4 Simulación dinámica de la perforación

La teoría que precede, nos permite simular en la computadora el fenómeno dinámico de perforación. Una representación completa requiere de poderosos cálculos computacionales, pero al permitir ciertas limitaciones se puede estar satisfecho con un modelo eléctrico análogo, el cual es rápido y simple.

Aquí se está limitando al considerar el caso estacionario y monocromático. La analogía mecánica-eléctrica es la que equivale a la de la fuerza de voltaje y velocidad a la corriente, se conserva la forma de las ecuaciones y crea las siguientes correspondencias: masa e inductancia, brincos constantes y capacitancia, humedecimiento y resistencia. Pero el uso de tal método nos lleva a una representación de la sarta de perforación (drillstring) a través de un gran número de celdas elementales.

Una consideración nos permite reducir el número de celdas con la presencia de una suficiente y gran humedad viscosa en la columna de perforación. Entonces se muestra que la transferencia entre el tope de los lastrarbarrena (drillcollars) (indicado por el subíndice 3) y la torre o mástil (por el subíndice D) es la forma:

$$\begin{bmatrix} F_3 \\ V_3 \end{bmatrix} \cong \frac{e^{-\gamma L}}{2} \begin{bmatrix} 1 & Z_c \\ 1/Z_c & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_D \\ V_D \end{bmatrix}$$

$$F_3 \cong 1/2 e^{-\gamma L} (F_D + Z_c V_D) \dots \dots \dots (2.1)$$

$$Z_3 = Z_c \dots \dots \dots (2.2)$$

La ecuación 2.2 muestra que empezar con cierta longitud la carga de los lastrarbarrena (drillcollars) es una impedancia característica de la sarta de perforación (drillstring) ( $Z_3 = Z_c$ ), el cual significa que al menos, generalmente la tubería de perforación (drillpipe) tiene una influencia muy pequeña en el comportamiento dinámico del sistema mecánico como se describe en la figura 2.2.

Acerca de la ecuación 2.1 la impedancia del aparejo, la cual es difícil de simular con precisión puede ser reemplazada por una simple computadora analógica. La computadora transfiere a la entrada 5 in. de la tubería de perforación (drillpipe) a

las medidas tomadas en la cabeza del aparejo de perforación. Hasta volver independiente el tipo de aparejo.

Como una nota, la aproximación hecha arriba, valida tan pronto empieza a brincar el aparejo de perforación que es relativamente alta, nos permite hacer coherente la teoría y las observaciones prácticas del total del comportamiento dinámico del aparejo de perforación. Para pequeñas profundidades la resonancia ocurrirá casi a todas velocidades de rotación, a grandes profundidades y a consecuencia de los brincos habrá velocidades de rotación en las cuales no habrá resonancia, a pesar de que las vibraciones largas son posibles cuando hay una larga excitación en las frecuencias correctas. En general las inaceptables frecuencias de rotación corresponden más aún a las frecuencias de resonancias de los lastrabarrena (drillcollars) y de la torre o mástil, las cuales considerablemente limita el número de celdas.

Descripción del simulador completo.

El simulador completo es descrito en la figura 2.1. La señal medida, F3, proviene de las mediciones de superficie, como se muestra en la parte superior izquierda de la figura, después se dirige hacia el comparador. La señal simulada F3, que incluye una simulación electrónica de los lastrabarrena (drillcollars) y la tubería de perforación (drillpipe), en la parte baja de la figura también esta el comparador. Empezando con las medidas de la superficie FD y VD una computadora analógica da la fuerza arriba de los lastrabarrena (drillcollars), de acuerdo a las ecuaciones 2.1 y 2.2.

Un generador controlado da una función de la velocidad de rotación que simula la excitación del sistema barrena – roca.

Figura 2.1 Representación esquemática del tratamiento completo de datos.

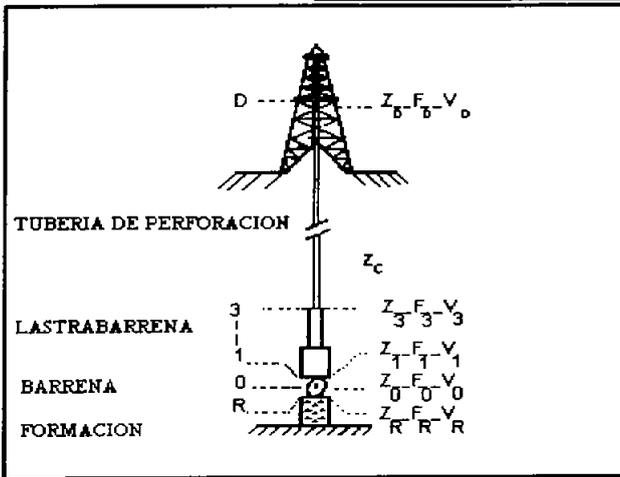
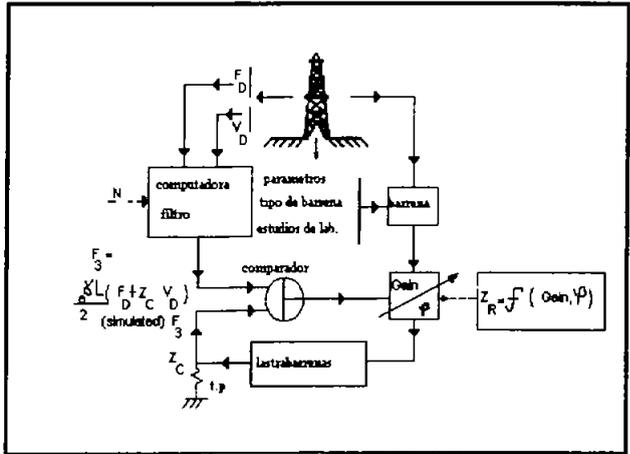
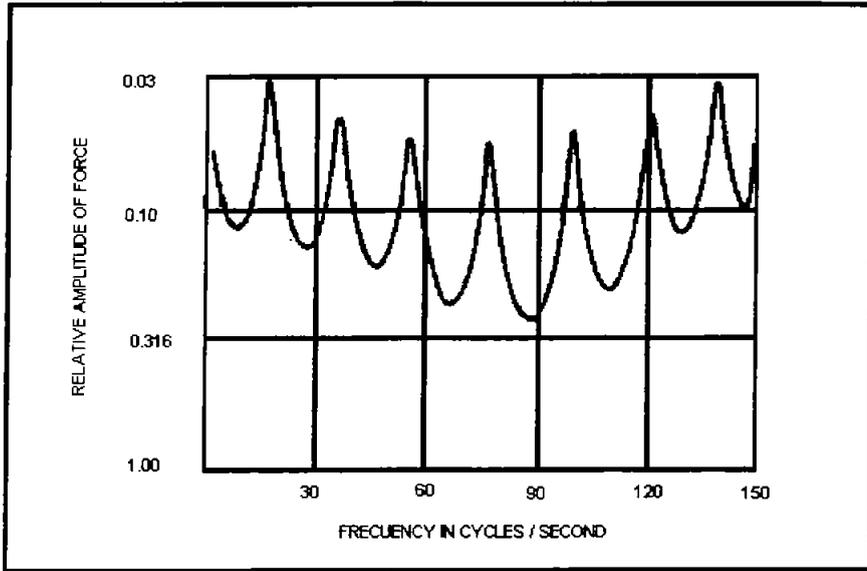


Figura 2.2 Representación Esquemática de un ensamble básico de perforación.

El control actúa con un orden, la ganancia y la fase de este generador anulan la diferencia en el nivel del piso del aparejo; entre las vibraciones simuladas y medidas. El valor de las correcciones que hay que hacer de una medida de impedancia de la roca.



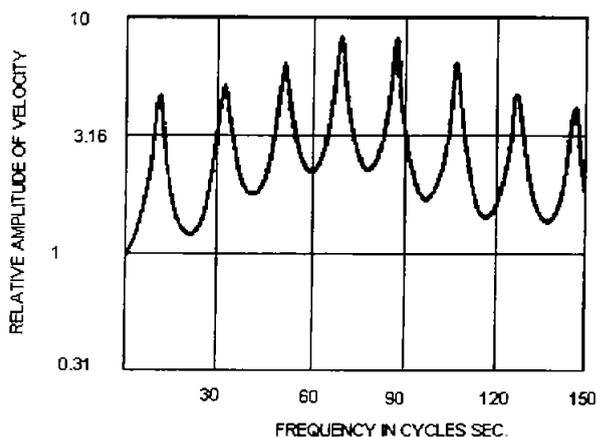
Apriete del conjunto de lastrabarrena (DrillCollars).

14"	16.21 m.
9 ½ "	83.85 m.
8"	27 m.

Figura 2.3 Función de fuerza de transferencia en la sarta (string) de los lastrabarrenas (drillcollars).

El dispositivo de tratamiento esta basado en el principio y teoría descritos, y ha sido encausado en diferentes patentes registradas en varios países. Este modelo nos hace estudiar fácilmente las funciones de transferencia de los diferentes tipos de la sarta de perforación (drillstring) (figura 2.3), para predecir la influencia de las herramientas especiales (por ejemplo el shocksub) y para usar estas herramientas con la mejor ventaja (figura 2.4).

Sin embargo, el objetivo principal, es el de investigar las posibilidades de modelos semejantes para calcularse en tiempo real, la impedancia de la roca mientras esta siendo perforada.



Apriete del conjunto de lastrabarrenas (drillcollars string).

14"	16.21 m.
9 ½"	83.85 m.
8"	27.75 m.

Figura 2.4 Función de transferencia del conjunto de los lastrabarrena (drillcollars string).

Algunos problemas han sido encontrados en la técnica y en la investigación, como los que resultaron de la interacción entre el comportamiento dinámico del sistema y del generador, o el de una evaluación inexacta por los efectos de los brinco (figura 2.3) Como resultado de la realización del modelo descrito en la figura 2.1, sin embargo, empleando una forma más simple de tratar las medidas obtenidas en la parte superior de la flecha (kelly) en un aparejo de perforación con equipo especialmente diseñado, con esto se obtuvo éxito al obtener prácticos registros que serán valores inmediatos de la perforación.

## 2.5 La barrena considerada como una fuente sísmica

La interpretación de las medidas hecha en el banco de prueba de laboratorio y en el campo muestra que la barrena tricónica es un generador de vibraciones longitudinales y torsionales. La observación del trabajo del tricono nos lleva naturalmente a considerar a la barrena sobre todo como un generador de desplazamiento, caracterizado por el levantamiento involucrado en el paso de un diente al otro (figura 2.5). Los experimentos en el banco de prueba permiten

confirmar esta hipótesis y medirla mientras se perfora, la amplitud del levantamiento elemental entre los dientes. Mientras que la penetración de los dientes aumenta, el desplazamiento del cono vertical se aproxima a cero y la señal se vuelve más húmeda. En las rocas más suaves el diente de la barrena penetra más, y menos energía es mandada a la superficie.

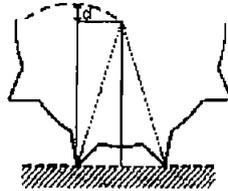
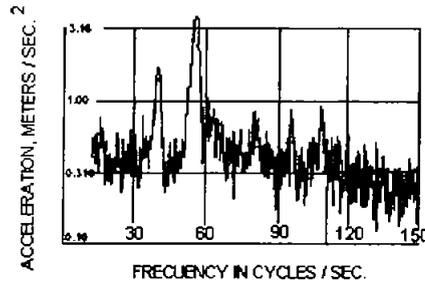


Figura 2.5 Movimiento de la barrena.

El espectro de excitación muestra la existencia de varias frecuencias características en el trabajo de la barrena en el fondo. El valor de estas frecuencias es evidentemente relacionado a la velocidad de rotación "N"; las frecuencias principales encontradas son 3 N, 10-15 N, 18-25 N (figura 2.6).

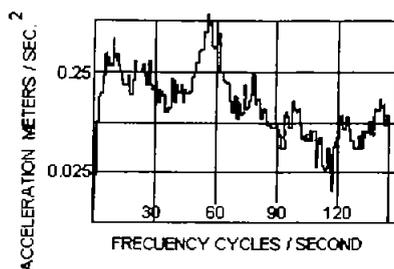


Velocidad Rotacional 155 rpm.

Peso sobre la barrena: 3 toneladas métricas.

Figura 2.6 Espectro de la excitación de una barrena de 4 ¼ en roca dura.

La frecuencia 3 N es relacionada a la simetría ternaria del tricono. Las frecuencias 10 a 15 N y 18 a 25 N son emitidas por el diente de la corona intermedia y exterior de cada cono. El valor exacto de la frecuencia emitida y de su amplitud, depende del tipo de la barrena y de las condiciones de perforación.



Apriete de la tubería (string).

Lastrabarreras (Drill collars).	Tubería de perforación (Drillpipe).
14" -----16.21 m.	Diámetro ----- 17 3/8"
9 1/2" ----- 83.85 m.	Profundidad ----- 1720 m.
8 " ----- 27.75 m.	Velocidad
	Rotacional ----- 160 rpm.

Figura 2.7 El espectro de la señal de aceleración medida en la superficie en el pozo Lanot.

En el campo (figura 2.7), las resonancias del aparejo y de los lastrabarrena (drillcollars) son principalmente excitados por la frecuencia 3 N. De hecho por el rango usual de velocidades rotacionales el impedimento mínimo del aparejo es encontrado en las frecuencias actuales alcanzadas en la frecuencia 3 N; y en la misma dirección con las frecuencias de resonancias de los lastrabarrenas (drillcollars), cuyos valores están entre múltiples  $a/4L$  y  $a/2L$  (donde "a" es la velocidad del sonido en el acero (m/s) y "L" la longitud de los lastrabarrenas (m) (drillcollars)) dependiendo de las condiciones finales. También hay generación parásita de vibraciones por ciertas partes especiales de la columna de perforación, por ejemplo los estabilizadores de cuchilla, los cuales pueden introducir otras múltiples de N.

### 2.5.1 Usando el ruido generado por la barrena como una fuente sísmica y los sensores de superficie para ayudar a optimizar el proceso de perforación

La técnica de la barrena sísmica usa energía acústica generada por la barrena durante el proceso de perforación para proveer información vital de la operación de perforación. Esta información, producida en tiempo real en el sitio del pozo,

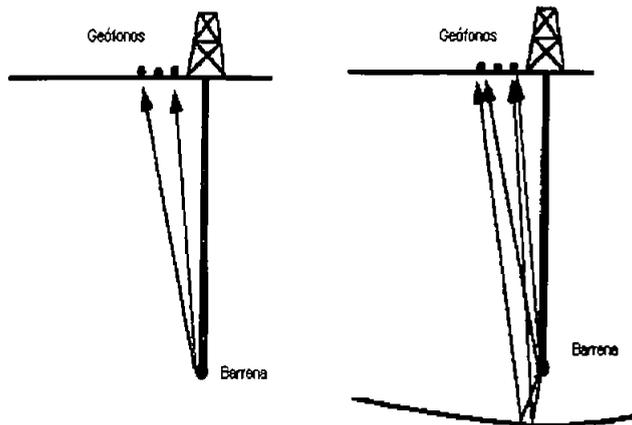
puede ser usada para optimizar el proceso de perforación, llevando a significantes ahorros económicos e incrementando la seguridad.

Por medio de los geófonos que yacen afuera en la superficie se graban la energía irradiada, el procesamiento y el análisis en el sitio del pozo permite información de tiempo-profundidad de registros sísmicos verticales al ser obtenidos.

Esto permite la posición exacta de la barrena en la sección sísmica de la superficie en tiempo real mientras la perforación avanza. Un conocimiento exacto de la posición de la barrena es por ejemplo determinar puntos óptimos de revestimiento o nucleado. Las técnicas de la barrena sísmica han probado ser invaluable al proveer información en tiempo real en el sitio del pozo para optimizar la perforación normal.

El sistema provee tiempo-profundidad y la información de velocidad de onda de la formación, permitiendo la posición de la barrena para ser trazada en la sección sísmica de la superficie mientras el pozo avanza. Al generar imágenes VSP, el acercamiento a horizontes críticos, eje con puntos de revestimiento o zonas sobre presionadas pueden ser monitoreadas.

El concepto básico de la **Barrena Sísmica** es sencillo, y esta representado en la figura 2.8 Mientras que la barrena destruye la roca en el fondo del pozo, ésta actúa como una fuente bipolar, irradiando energía acústica dentro de la formación que la rodea. Algo de esta energía viaja directamente hacia la superficie donde puede ser detectada por los geófonos o hidrófonos /geófonos si el pozo es marino. Alguna de la energía irradiada abajo y delante de la barrena donde puede ser reflejada por el contraste de impedimento en la formación. Esa energía reflejada también es detectada en la superficie. Si una barrena trícónica esta siendo usada, entonces las vibraciones axiales son generadas en la sarta de perforación (drillstring). Estas vibraciones están correlacionadas con la energía irradiada dentro de la formación. Las vibraciones viajan a través de la sarta de perforación (drillstring) como ondas axiales. Pueden ser detectadas al colocar un sensor, como sería un acelerador en la unión giratoria (swivel).



Localización de la barrena en la sección de superficie sísmica.

Posición relativa de los reflectores y de la barrena.

Figura 2.8. Concepto de la barrena sísmica. La energía acústica irradiada de una barrena trabajando viaja tanto hacia la superficie como hacia abajo y enfrente de la barrena.

A pesar de que la barrena irradia energía continuamente mientras se perfora la información cronometrada puede ser extraída (figura. 2.9 y 2.10). La energía acústica es transmitida de la sarta de perforación (drillstring) al acelerómetro, y a través de la formación al geófono dispuesto en la superficie. Estas dos vías de transmisión usualmente tienen diferentes velocidades acústicas. La correlación cruzada de la señal del acelerómetro con la señal del geófono da la diferencia del tiempo de viaje relativo entre el camino de la sarta de perforación (drillstring) y el camino de la formación. El arreglo para obtener el tiempo absoluto de viaje desde la barrena a los geófonos a través de la formación (i.e. el tiempo de tiro de prueba), el tiempo de viaje a lo largo de la sarta de perforación (drillstring) debe ser establecido.

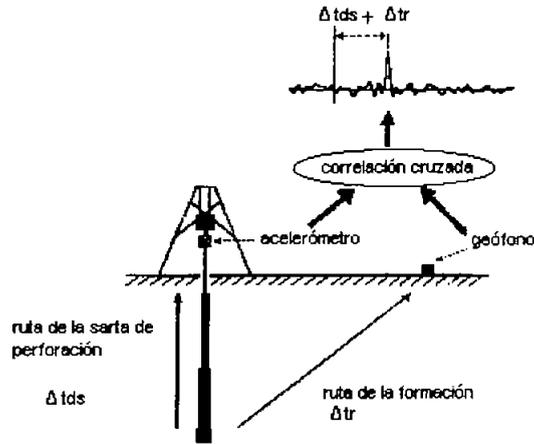


Figura 2.9 Extrayendo información relativa cronometrada. La correlación cruzada de señales del acelerómetro y geófono dan la diferencia de tiempo de viaje entre la ruta de la sarta de perforación (drillstring) y la ruta de la formación.

En la figura 2.10 se muestra la comparación entre la técnica de la barrena sísmica y la técnica del agujero sísmico convencional usando una fuente de vibración. En la barrena sísmica la señal piloto es medida por el acelerómetro que es retrasada por el tiempo de viaje de la sarta de perforación (drillstring), el evento de llegada directa ocurre un retraso igual al tiempo de viaje de la formación menos el tiempo de viaje de la sarta de perforación, la barrena sísmica puede ser considerada como el equivalente al inverso del agujero sísmico que es la comparación entre la barrena sísmica y el agujero sísmico.

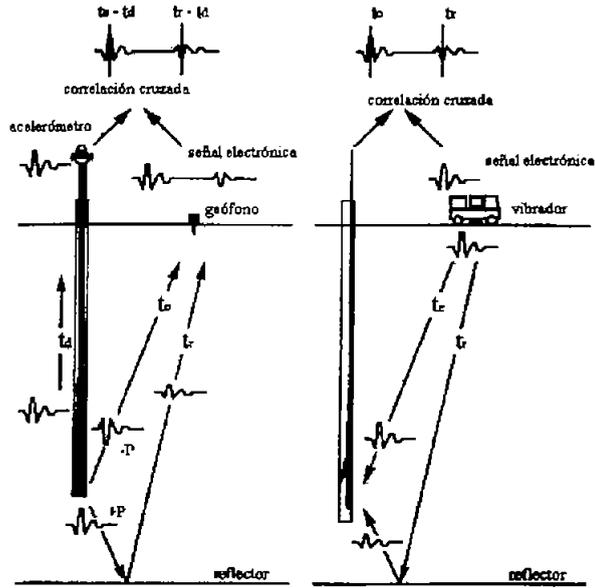


Figura 2.10 Comparación entre la barrena sísmica y el agujero sísmico.

### 2.5.2 Configuración de la barrena sísmica

La configuración de la barrena para tomar información sísmica, es mostrada en la figura 2.11 utiliza un conjunto de 12 a 36 geófonos y/o hidrófonos. El conjunto es usualmente arreglado radialmente al aparejo, con el primer sensor colocado a una distancia de 200 a 300 metros de la cabeza del pozo (offset).

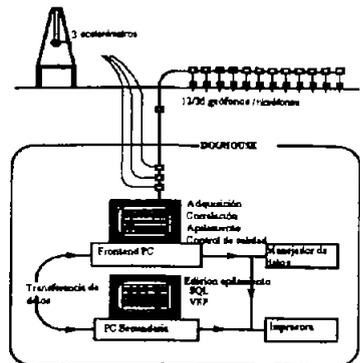


Figura 2.11 Sistema de adquisición.

En la práctica y en la adquisición estándar sísmica se deberá agregar todas las salidas de geófonos en una sola para así producir un canal común. Este procedimiento tiende a atenuar el viaje del ruido a través del conjunto de los geófonos mientras se consolida para cualquier cuerpo de ondas que provenga de lo profundo de la tierra.

Sin embargo la amplitud del ruido generada por un aparejo trabajando puede ser de varias ordenes de magnitud mayores que la señal irradiada de la barrena. Simplemente sumando los canales de los geófonos juntos nos proveerá una suficiente atenuación del ruido ground roll, para sobrellevar este problema cada canal del geófono es grabado individualmente por el computador frontend.

Los datos son transferidos a un procesador secundario donde técnicas sofisticadas de procesamiento de señales son aplicadas. Las técnicas digitales de agrupamiento pueden ser usadas para separar la señal generada por la barrena y del ruido ground roll. Estas técnicas son muy versátiles debido a que los sensores individuales dan salidas y la información esta disponible en cualquier momento y así las correcciones para movimientos de salida estáticos y normales pueden ser desarrolladas. Esto es particularmente importante por que cuando la barrena esta relativamente a poca profundidad el movimiento de salida es normal a través del arreglo, y esto es muy significativo.

### **2.5.3 Señales de procesamiento**

En realidad la situación es más complicada de lo que la descripción arriba implica. Tanto las señales del acelerómetro como las del geófono son influenciadas por sus vías de transmisión respectivas y la señal irradiada dentro de la formación por la barrena es influenciada por la geometría de la sarta de perforación (drillstring). Esto es por que un poco de la energía que viaja en la sarta de perforación (drillstring) es reflejada hacia atrás por los cambios de impedimento (por ejemplo: la transición entre la tubería de perforación (drillpipe) y los lastrarbarrena (drillcollars)), y es re-irradiada en la barrena. En adición esta el problema del radio de la señal a ruido. Sabemos que un aparejo de perforación es un lugar muy ruidoso. El procesamiento de la señal significativa es requerido para extraer el sought después de la información. La cadena de procesamiento de señal es mostrada en la figura 2.12.

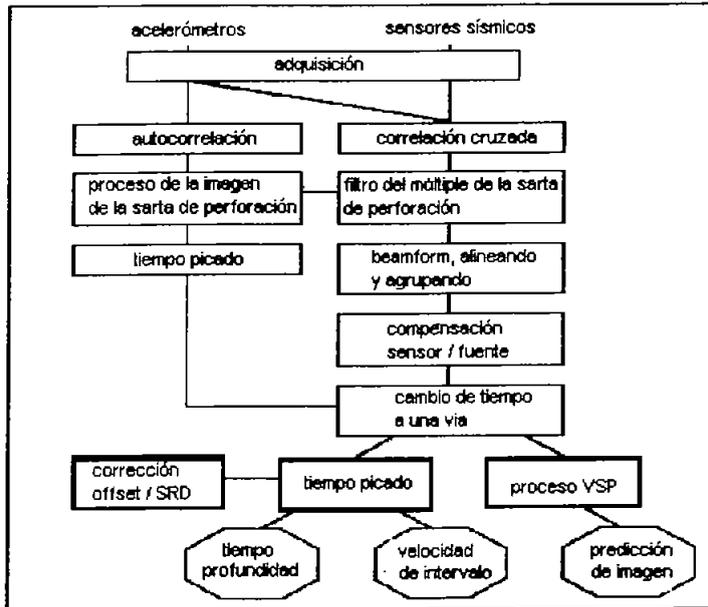


Figura 2.12 Señal en cadena del procesamiento para la barrena sísmica.

#### 2.5.4 Señal de procesamiento en la sarta de perforación (drillstring)

El tiempo de viaje de la señal desde la barrena al acelerómetro a través de la sarta de perforación (drillstring) es necesaria para determinar los tiempos de llegada directa, el tiempo de viaje de la sarta de perforación (drillstring) puede ser determinado si la velocidad acústica a lo largo de la sarta de perforación (drillstring) es conocida. A pesar de que la sarta de perforación (drillstring) es esencialmente un tubo largo de acero, la velocidad acústica sobre una banda ancha de interés no es más que una onda extendida en una pipa de acero uniforme (aproximadamente 16,900 pies/s 5150 m/s), que también es influenciada por la presencia de los tooljoint.

A pesar que los tooljoint son cortos (del orden de 2 pies), estos tienen una área mayor considerablemente de cruce seccionado que el cuerpo de la tubería de perforación (drillpipe). Esto tiene muchos efectos en las características de transmisión de la tubería de perforación (drillpipe). Para la barrena sísmica la principal consecuencia es reducir la velocidad efectiva, esta reducción puede ser

significante (hasta un 10%). La velocidad efectiva puede ser calculada si las dimensiones de todas las tuberías de perforación (drillpipe) y los tooljoint son conocidos.

Es más práctico estimar el tiempo de viaje desde los datos obtenidos. El método preferido para determinar el tiempo de viaje de la tubería de perforación (drillstring) es el identificar el "evento barrena" en la "imagen de la sarta de perforación" (drillstring). Esto da el tiempo de viaje de un solo sentido directo en la sarta de perforación (drillstring) y evita los posibles errores que puedan ocurrir al usar un método de velocidad. Lo siguiente es una explicación de la teoría detrás de la imagen de la sarta de perforación (drillstring) como una técnica para determinar el tiempo de viaje de la sarta de perforación (drillstring).

La sarta de perforación (drillstring) es tratada unidimensional, igual que el tiempo de viaje del sistema de estratos como se muestra en la figura 2.13. El impedimento acústico de cada estrato depende sobre las propiedades del material de cada estrato y el área cruzada seccionada. Este sistema puede ser representado por los coeficientes de reflexión que caracterizan los contrastes de impedimento en los límites del estrato.

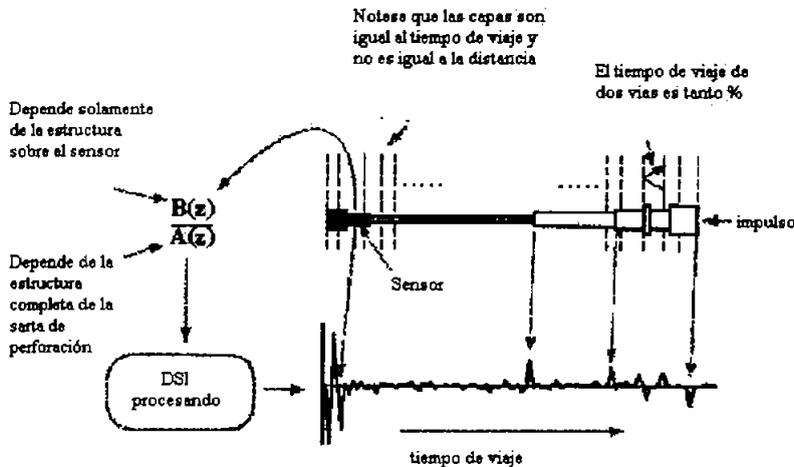


Figura 2.13 El concepto de imagen de la sarta de perforación (drillstring).

Para un impulso aplicado en la barrena, la salida en un sensor operando en la unión giratoria (swivel) puede ser descrito como un ratio de polinomios en  $Z$ , donde  $Z$  es el operador de retraso. Esta función de transferencia puede ser mostrada por ser fase mínima (Rabison y Trietel, 1977). Una única relación existe

entre el coeficiente del polinomio  $Z$  y la reflexión de los coeficientes, la señal del sensor es procesada para producir una serie de reflexiones en los coeficientes.

En la imagen de la sarta de perforación (drillstring) es identificada la reflexión del coeficiente que corresponde al contraste de impedimento entre la barrena y la formación, que da el tiempo de viaje de la barrena al sensor. La secuencia de procesamiento también produce un operador que es usado para atenuar los múltiplos de la sarta de perforación (drillstring) en el lado del acelerómetro (antes de la llegada directa) de la correlación cruzada. La figura 2.14 muestra un ejemplo de la imagen de la sarta de perforación (drillstring) mientras la perforación avanza.

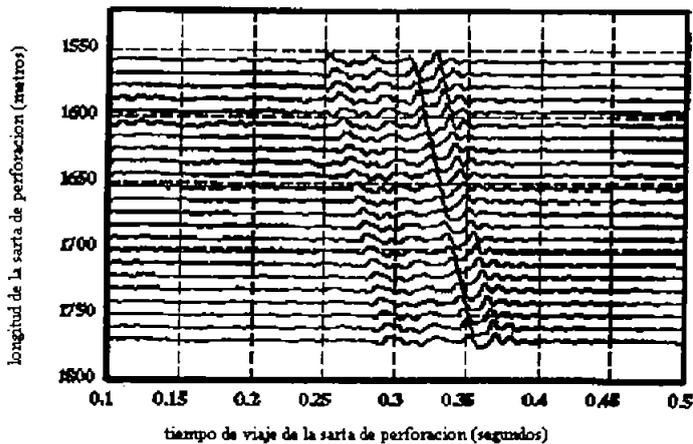


Figura 2.14 Ejemplo de la imagen de la sarta de perforación (drillstring) mientras la perforación avanza.

### 2.5.5 Agrupamiento digital

Como se muestra en la figura 2.11, la técnica de la barrena sísmica usa un conjunto de 12 a 36 geófonos y/o hidrófonos. Las técnicas digitales de agrupamiento "beamforming", son usadas para separar la señal del ruido generada en la barrena. Para separar se utiliza cualquiera de los 2 tipos de tiempo adaptables en los dominios de los "beamformers" que son aplicados, dependiendo del entorno del ruido:

1. Un múltiple salida entrada / sencilla, linealmente obligada, donde varia minimamente la técnica digital "beamformer". La señal en fase a través de los arreglos son pasados en un momento sin distorsión y los filtros adaptados de peso minimizan el poder de salida. La figura 2.15 muestra un ejemplo de este tipo de técnicas digitales "beamformer".

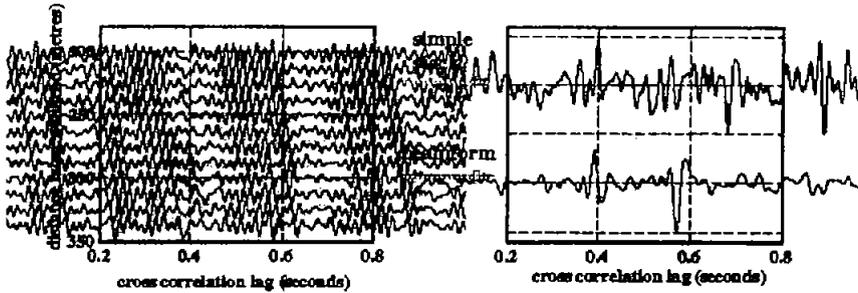


Figura. 2.15 Un múltiple entrada salida / sencilla beamformer.

2. Un múltiple entrada salida / múltiple, un beamformer que no es obligada esta basada sobre una técnica de adaptador supresor de interferencias (AIC) es hecha por un cauteloso diseño de estructuras de filtros, señales con un rango especificado de movimientos hacia afuera a través del arreglo, son protegidos por campos de ruido con diferentes movimientos hacia afuera que son suprimidos. Desde el número de canales de salida que es el mismo de canales de entrada, el movimiento hacia afuera de la llegada directa puede ser observada después del "beamforming". Un ejemplo de esta salida del AIC y la técnica digital beamforming es mostrada en la figura 2.16. Estas figuras muestran como los beamformer permiten alineamientos y correcciones estáticas que pueden ser verificadas.

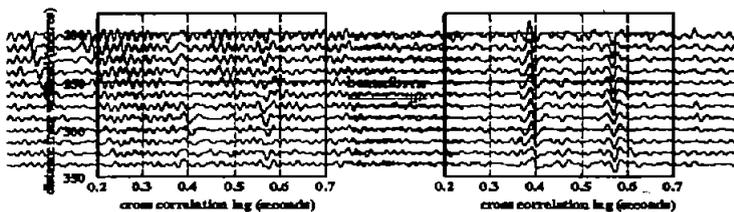


Figura 2.16 Un múltiple entrada salida / múltiple beamformer.

### 2.5.6 Correcciones del sensor / fuente

La fuente de la barrena en fuerza da impulso al anillo sensor que mide la aceleración y los sensores sísmicos miden la presión como la velocidad de partícula. Resulta considerable la fase de distorsión de la transferencia de funciones del sensor sísmico. Mientras que las correcciones son aplicadas para convertir estos efectos.

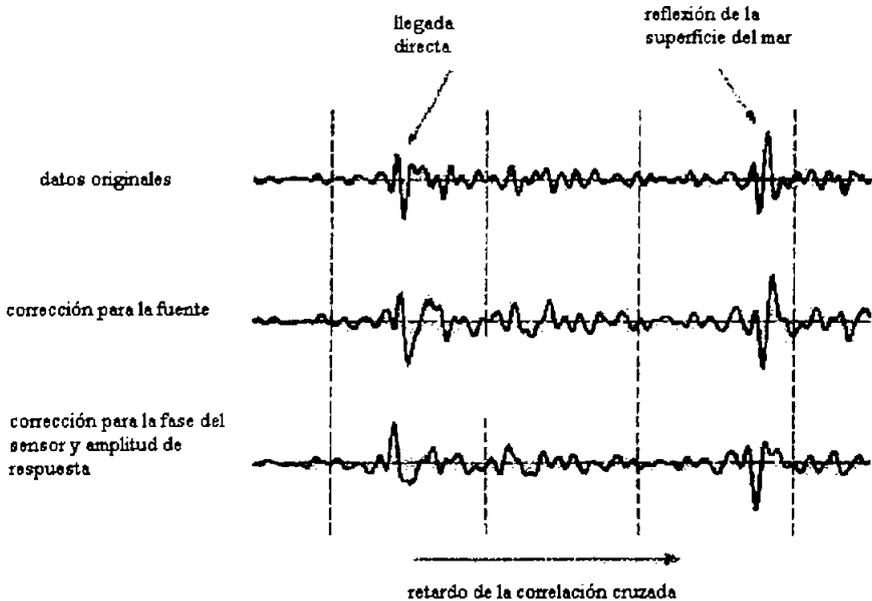


Figura 2.17 Los efectos de corrección de los sensores y la fuente.

La figura 2.17 muestra los efectos de estas correcciones. El trazo de arriba es de los datos después de remover el múltiple de la sarta de perforación (drillstring), a través del arreglo apilado y digitalizado "beamforming". El segundo trazo muestra el resultado de las correcciones del mecanismo de la fuente. El trazo de abajo muestra los efectos de correcciones para la función de transferencia del sensor. Estas correcciones son determinadas para la adquisición de hardware en base a las características físicas de la fuente. Esto no depende de los datos.

## 2.6 La Sísmica Mientras se Perfora

### 2.6.1 Principios

La técnica **Sísmica Mientras se Perfora**, también conocida como **Barrena Sísmica**, perforación guiada sísmica, ruido de perforación VSP, utiliza la tecnología acústica irradiada de una barrena tricónica en funcionamiento que facilita información vital respecto a la operación de perforación. Esta información, producida en tiempo real en el sitio del pozo, puede usarse para optimizar el proceso de perforación, lo que lleva a significantes ahorros de costos e incrementos en la seguridad.

Este sistema provee de información tiempo a profundidad y de la velocidad de formación, permitiendo que la posición de la barrena se determine en la sección sísmica de la superficie mientras el pozo esta aún perforando. Al generar imágenes VSP predictivas, el acercamiento a horizontes críticos puede monitorearse; por ejemplo, puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento, zonas sobre - presurizadas o determinación óptima de profundidad para toma de núcleos. Además puede detectarse interacciones importantes entre la sarta y la pared del pozo, lo cual lleva a tener un aviso anticipado de desarrollo de "keyseats" y problemas potenciales de atrapamiento de la tubería. Esta información, disponible en tiempo real, en el sitio del pozo, puede llevarnos a la mejora sustancial en la eficiencia general del programa de perforación y que tiene obvias implicaciones de seguridad.

Las señales sísmicas de la barrena se adquieren en un entorno ruidoso comparado con la sísmica de pozo convencional, pero es posible extraer señales del ruido por medio de procesamientos sofisticados de señales en datos adquiridos durante períodos largos de tiempo sin interferir con la perforación. El sistema mide el ruido de perforación generado por la barrena mientras se perfora por medio del uso de:

- 1) Arreglo de geófonos plantados en la superficie de la tierra cerca del cabezal del pozo o por medio de un arreglo de unidades de geófonos/hidrófonos desplegados en el fondo marino.
- 2) Acelerómetros montados en la parte superior de la sarta de perforación. Al procesar las señales del acelerómetro y del geófono, el sistema calcula la velocidad local de la formación y el tiempo de tránsito de la onda P en la formación entre la barrena y la superficie.

La barrena tricónica genera una serie continua de impactos que son registrados por los acelerómetros ubicado en la parte superior de la sarta y por geófonos e hidrófonos en la superficie o en el fondo marino. La correlación cruzada de la señal del acelerómetro con las señales del sensor, esto reduce la señal de la barrena a unas series de picos de banda limitado, de los cuales el primero representa la llegada directa y los siguientes representan los reflejos dentro de la sarta de perforación y de la formación.

Esto es similar a la técnica sísmica con cable (Wireline Borehole Seismic) con una fuente de vibración, pero puesto que la señal piloto al ser medida por el acelerómetro es retardada por el tiempo de viaje de la formación menos el tiempo de viaje de la sarta. De otro modo, la sísmica de la barrena es equivalente al inverso de la sísmica de pozo.

Al aplicar la técnica **Sísmica Mientras se Perfora** una área es normalmente seleccionada utilizando reflejos sísmicos. Una vez que la perforación esta en progreso es muy útil conocer la posición de la boca de la barrena, relativa a la sección sísmica. Sin embargo esta información no es fácilmente disponible por que el eje vertical de la sección sísmica es medido no en la distancia sino en el tiempo de "dos vías", que es el tiempo que las ondas sísmicas se llevan en viajar a través de la tierra, rebotar en el reflector del subsuelo y regresar a la superficie.

Para relacionar la posición de la barrena a la sección sísmica, es necesario convertir el eje vertical del tiempo contra la profundidad. Esta conversión requiere de conocimiento de la velocidad de las ondas sísmicas a través de la formación. La velocidad varía significativamente con el tipo de roca y comúnmente tiene que ser medido antes y después del modelado. Utilizando una combinación de logaritmos sónicos y sísmicos del fondo del pozo después de haber sido perforado éste.

Combinando corridas de VSP's intermedios durante los cambios de barrena, la técnica **Sísmica Mientras se Perfora** puede proveer un seguimiento de desviaciones potenciales en un régimen de presión normal. Las reflexiones debajo del estrato en profundidades intermedias pueden ser con imágenes procesando VSP, y con la construcción adecuada de trazos resultantes que pueden ser invertidos para la impedancia acústica. La impedancia puede ser convertida a velocidad que es el usado para estimar el gradiente de presión o a través de una relación empírica de peso del lodo entre la densidad y velocidad, y entre presión de poro y velocidad.

En el trazo versus profundidad, los valores definen un curso que relaciona condiciones normales de compactaciones sedimentarias. Las desviaciones del curso a menudo indican el comienzo de una sobrepresión y esto puede verse con la técnica **Sísmica Mientras se Perfora** con resultados de cientos de metros al inicio de la perforación, para poder tomar el tiempo de acción y así poder continuar perforando con seguridad hacia delante.

La teoría de la perforación sísmica ha sido conocida por muchas décadas. Esto es desde lo más simple: un geófono desplegado con un cable (alambre, cable) que graba el tiempo en que las ondas sísmicas se toman en viajar de una fuente de superficie hacia un receptor, a una profundidad conocida en el pozo. Estos tiempos son doblados, para relacionarlos con el tiempo de "dos vías" en la sección de la superficie sísmica. Este sencillo servicio es conocido como una fuente de "tiro de prueba". Pero existen sutilezas que agregan importancia a la utilidad de la sísmica en la perforación de pozos.

La buena calidad de datos, probados a profundidad suficiente permite crear la reflexión de imagen vertical (VSP) o perfil vertical sísmico.

En una fuente básica VSP la fuente sísmica es estática y el geófono es movido a diferentes niveles del pozo. La imagen puede ser desplegada ya sea en tiempo para encajar en la sección de la superficie sísmica o en la profundidad para ajustar con los logaritmos del cableado (línea de cable).

Alternativamente, la locación del geófono puede ser arreglada y la fuente de superficie movida a lo largo de una línea que se aleja del equipo de instalación.

El perfil vertical sísmico que se aleja produce una imagen del subsuelo.-superficie con una cobertura lateral que esta normalmente ubicada a un medio o un cuarto de la profundidad del pozo. En pozos desviados, diversas combinaciones del perfil vertical sísmico y perfil vertical sísmico movible puede ser empleado para proveer las imágenes requeridas.

Actualmente la sísmica de perforación de pozos entrega un rango de imágenes de alta resolución. Sin embargo, como todos los servicios de entrega por cableado, la perforación debe ser detenida y la sarta de perforación debe ser retirada antes de llevar a cabo el muestreo.

Por lo tanto la sísmica durante la perforación de pozos es típicamente llevada a cabo durante la explotación a pozo descubierto usualmente antes del adomado.

En la sísmica durante la perforación, las ondas de compresión emitidas por la barrena activa irradian tanto directamente hacia la superficie como hacia adelante de la barrena, reflejando límites de formación.

Por medio del uso de geófonos de superficie se detecta este sonido y el inverso del disparo de muestreo, el (VSP) y el (VSP móvil), las fuentes pueden ser obtenidas. Estas técnicas ofrecen muchas ventajas sobre la sísmica de perforación de pozos convencionales: la perforación no debe detenerse por que las medidas son hechas continuamente. La información permite tomar decisiones correctas de trayectoria.

Además utilizando la barrena como una fuente puede hacer muy práctico llevar a cabo los trabajos a gran escala de la sísmica de perforación de pozos, donde las fuentes de superficie son poco prácticas. Sin embargo la sísmica durante la perforación presenta retos técnicamente significativos, la señal emitida por las fuentes convencionales sísmicas está bien controlada ya sea por una explosión impulsiva o por el barrido de un vibrador, haciendo un tiempo entre la emisión y su detección es relativamente fácil de determinar.

Por otro lado, la señal de la barrena es esencialmente continua e incontrolable. Un geófono sobre la superficie graba la radiación sísmica continua, mientras esta es transmitida a través de la tierra. Agregando a esto que el ambiente alrededor de la barrena de perforación es muy ruidosa. El bajo nivel de energía de la señal de la barrena se debe a que la sarta de perforación es continuamente sumergida por completo por los desechos provocados por ella en el fondo.

El geófono incluye diversos componentes de ruido, algunos ruidos se correlacionan con la señal sísmica que es causado por las vibraciones de la barrena viajando hacia arriba de la sarta de perforación y el espacio anular lleno de fluidos y después "rodando" a lo largo de la interfase aire tierra hacia los geófonos, esto es llamado correlaciones del carrete de tierra, el ruido ground roll no correlacionado viene de las vibraciones del equipo de superficie como son las bombas de lodos y motores, el ruido aleatorio es causado por eventos ajenos como un tren o camión pesado, el reto aquí es reconocer la forma de la onda del ruido desconocido y variable de la barrena para mejorar el ratio de señal a ruido y convertir una emisión continua aún en la cual los eventos discretos sísmicos puedan ser reconocidos.

La idea de usar vibración de la barrena como una fuente de energía para el subsuelo las investigaciones datan y se respaldan desde 1930. El concepto original se propuso para cables de perforación, que hizo procesar más a la vanguardia, porque se aplica la fuerza a la formación mediante impactos discretos

que crean una señal de pulso. La técnica fracasó por que no se baso en la perforación rotatoria que llegó a ser la norma.

Tres décadas después, las vibraciones de la barrena se analizaron, inicialmente por sus efectos sobre la sarta de perforación y el aparejo. Pero este trabajo también demostró que el ancho de banda contiene suficiente energía que puede usar la fuente sísmica. Fue entonces que en 1985, La Société Nationale Elf Aquitaine, París, Francia, patento "registro acústico instantáneo en pozo descubierto" usando como fuente a la barrena. La técnica supera la naturaleza continua de la fuente por relacionar la señal medida en la superficie por geófonos, a una señal medida sobre la sarta de perforación que usa una técnica de correlación cruzada.

Los geófonos puestos cerca del aparejo miden la señal sísmica y un acelerómetro en la cima de la tubería de perforación da las medidas y las vibraciones que se transmiten a través de la sarta de perforación. El acelerómetro recibe una señal continua parecida a la que alcanza al geófono. Pero la velocidad de la señal mediante la sarta de perforación es diferente de la que pasa por la formación, estos dos trazos son cambiados por el tiempo. La correlación cruzada podrá emplearse para estimar el valor del cambio.

Si el tiempo cambia y la velocidad de la señal también a través de la sarta de perforación se puede conocer el tiempo de viaje de la señal en la formación por lo tanto puede calcularse. Pero componentes en la sarta de perforación como los lastrabarrenas (drillcollars), estabilizadores y herramientas de juntas (tooljoint) por ejemplo, afectan la propagación de la señal, deformando la señal y haciendo que la velocidad de la sarta de perforación sea difícil de calcular.

Una de las propuestas por "Elf exploit" diferencia en el tiempo de viaje de la sarta de perforación antes e inmediatamente después de que un nuevo tubo de perforación ha sido conectado a la sarta.

La correlación cruzada entre el acelerómetro y geófono de las señales que se han hecho antes de la conexión. Otra correlación cruzada se ha hecho después de la conexión y continuar con la perforación. Estas dos correlaciones cruzadas son entonces correlaciones cruzadas del uno para al otro, dando un cambio de tiempo atribuido a la articulación extra del tubo de perforación. Por consiguiente la combinación de estos, la sarta de perforación y su velocidad puede calcularse.

## 2.6.2 Adquisición y procesamiento de datos

Las rutas de las señales adquiridas por el proceso de las vibraciones de las barrenas para los VSP inversos están mostradas en la figura 2.18. Las vibraciones viajan hacia arriba de la sarta de perforación que también son difundidas dentro de la tierra. Un sensor piloto es posicionado arriba de la sarta de perforación para recibir las ondas que viajan hacia arriba. Los receptores son desplegados en la superficie de la tierra o en el fondo del océano para recibir las ondas sísmicas que viajan en la tierra. Un receptor en el fondo del pozo también puede ser colocado en un pozo cercano para desarrollar un reflejo a través del pozo. La señal recibida por el sensor piloto es una correlación con cada una de las señales del receptor. Este paso es análogo al método de vibraciones con una señal de geófono.

La función de la correlación cruzada provee un sistema de referencia en el cual los tiempos de arribo de la energía de la barrena pueden ser medidos. Donde  $R(t)$  es la señal grabada por el sensor piloto arriba de la sarta de perforación y  $G(t)$  es la señal grabada por el receptor, un estimado anormal de la función de la correlación cruzada en tiempo discreto es:

$$C_c(\pi) = \sum_{n=1}^N R(nt) G(nt+\pi) \dots\dots\dots (2.3)$$

Donde  $\pi$  es el cambio de tiempo entre las señales  $R$  y  $G$ ,  $n$  es el número de muestras grabadas,  $N$  la duración total de grabación (en muestras) y  $t$  es el intervalo muestreado. El tiempo  $\pi$  retrasado entre las señales  $R$  y  $G$  son una diferencia de tiempo de viaje entre un evento grabado en las dos locaciones. Un evento de banda ancha de la barrena puede ocurrir un tiempo retrasado discreto  $\pi_0$ , condicionado que la profundidad de la barrena es estacionaria durante el tiempo de grabación. Si la barrena se mueve durante el tiempo de grabación, el evento puede ser embarrado alrededor de un tiempo retrasado cercano de  $\pi_0$ . A diferencia de las correlaciones cruzadas convencionales de vibradores, el tiempo de retraso de los eventos en las funciones de esta correlación cruzada no corresponde a los tiempos de viaje actuales de las ondas de la barrena hacia el receptor a través de la tierra. Por ejemplo supongamos que la barrena genera un evento impulsivo en un tiempo  $t = t_0$  este evento se recibirá por el sensor piloto en el tiempo  $t = t_0 + t_p$  donde  $t_p$  es el tiempo de viaje de la barrena hasta arriba de la sarta de perforación.

El geófono recibirá este mismo evento en un tiempo  $t = t_0 + t_e$  donde  $t_e$  es el tiempo de viaje de la barrena al receptor. Para simplificar, asumimos que tenemos una señal de llegada sencilla, primaria directa de la barrena y también en la tierra de una profundidad sencilla. Para continuar la señal de la barrena es clara con una

unidad de amplitud, el estimado anormal de la función de correlación cruzada entre la señal piloto y la señal recibida es:

$$cc(\pi) = \delta(te - tp) \dots\dots\dots (2.4)$$

La señal continua de la barrena es comprimida dentro de la función delta  $\delta$  ocurriendo una correlación cruzada de tiempo retardado  $\pi$  igual a la diferencia de tiempo de viaje o tiempo de viaje relativo entre la energía grabada en el sensor piloto de la barrena y esa misma energía grabada en el receptor.

Para una velocidad constante de la sarta de perforación  $tp$  es igual al largo de la sarta de perforación dividido entre la velocidad de la sarta de perforación.

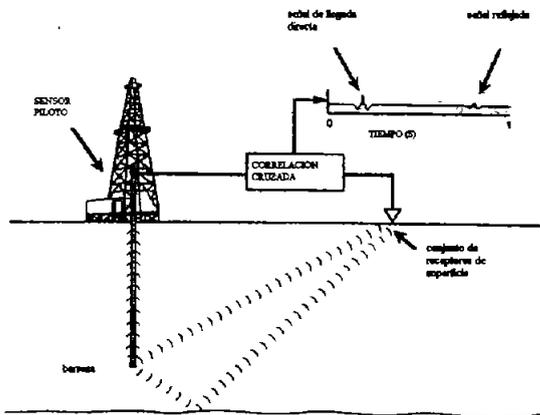


Figura 2.18 Técnica de adquisición geométrica y procesamiento de correlación cruzada usado en la barrena VSP.

Estos valores cambiarán cada vez que una nueva junta de la tubería de perforación (drillpipe) es agregada y el largo de la sarta de perforación se incrementa. El retraso de la llegada de la barrena generada en la función de la correlación cruzada es convertida en su "tierra" tiempo de viaje  $\pi'$  agregando  $tp$  al tiempo axial de la correlación cruzada:

$$\pi' = \pi + tp \dots\dots\dots (2.5)$$

$$cc(\pi') = \delta(t_e) \dots\dots\dots (2.6)$$

Se asume que la señal de la barrena y el ruido incoherente son claros y estacionarios, el proceso de correlación cruzada realiza el valor de radio de la señal – ruido (s/n) por un factor proporcional al tiempo de grabado (Aki y Richard 1980). El tiempo de grabado es típicamente elegido para hacer tiempo necesario para perforar una junta de 10 m de la tubería de perforación (drillpipe), representa un cambio entre el mejoramiento de la barrena debido al tiempo de grabado y la atenuación de la señal de la barrena señal ruido (s/n) esperado para el tiempo de grabado y la atenuación de la señal de la barrena a través del movimiento de la barrena. Para la energía de la barrena en la banda sísmica (< 100 Hz) el movimiento de la barrena de 10 m, es menor que el largo de onda vertical más pequeña y hay también una pequeña atenuación de la energía de la barrena. Si se desea mayor energía de frecuencia para el tiempo de grabación éste es acortado.

Los factores de penetraciones guardadas en los archivos de perforación pueden variar de 1 a 100 m/h dependiendo de la profundidad y las propiedades de la formación, con 10 m/h es una típica medida existente de penetración. Por lo tanto el tiempo de grabación puede variar en cualquier lugar de 6 minutos a 30 horas siendo un valor típico. La función de correlación cruzada resultante de tiempos largos semejantes registrados, ha improvisado la señal ruido s/n comparado con los tiempos de grabación típicos usando "Vibradores" (20 a 30 s) y las señales de la barrena de amplitud-baja pueden ser detectadas.

La figura 2.19 es un ejemplo de datos de campo que se muestran en una serie de funciones de correlaciones cruzadas computadas entre la señal piloto y la señal del geófono. El canal del receptor en la superficie consiste en arreglar 24 geófonos de 10 Hz con un orden de apertura de 60 m. Centrados a una distancia de 732 m de la cabeza del pozo. Los datos fueron grabados de una profundidad de perforación de 1250 m a 1550 m los datos son desplegados con un tiempo axial de tiempo de viaje relativo  $\pi$ . La llegada de la banda de transmisión fuerte es de 285 m/s que es energía primaria de arribo directo desde la barrena de perforación. La energía más débil que arriba después de la llegada directa, con movimientos negativos hacia fuera, es una llegada reflejada. Estos datos son típicos de una barrena VSP, los datos en esta fuerte llegada directa son usualmente observados, el tiempo de retraso y movimiento hacia fuera de la llegada directa como una función de profundidad de la barrena, es menos que un retraso y movimiento hacia fuera de una llegada directa en un VSP convencional, debido al tiempo de viaje en la sarta de perforación. La figura 2.20 muestra los datos después de agregar el tiempo de viaje de la sarta de perforación ( $t_p$ ) al tiempo axial de cada una de las funciones de correlaciones cruzadas de la figura 2.19 los datos ahora son posicionados en el tiempo de viaje de la tierra  $t'$ , donde los eventos primarios tienen tiempos de viaje del tipo que podría ser grabado por un VSP convencional.

El posicionamiento del sensor piloto arriba de la sarta de perforación introduce un filtro que es el responsable de la sarta de perforación dentro de la función de correlación cruzada. Para explicar esta función de transparencia podemos modelar la configuración en la figura 2.18 como lineal, sistema de tiempo invariable. El resultado de la correlación cruzada  $cc(\pi)$  para este sistema es:

$$cc(\pi) = [s(t) * D(t)] ** [S(t) * E(t)] \dots\dots\dots (2.7)$$

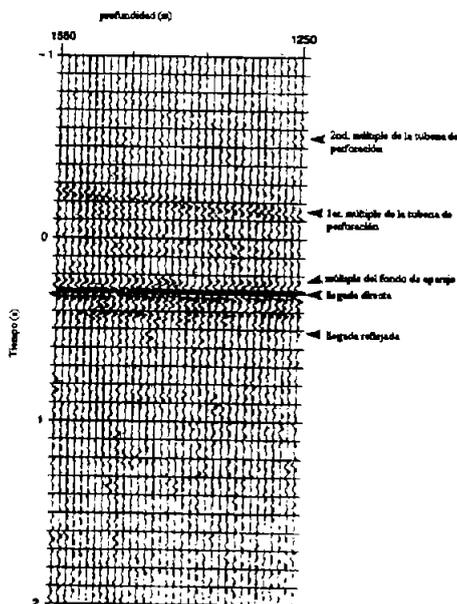


Figura 2.19 Los datos de campo de la correlación cruzada de la barrena VSP, cada trazo representa una función de correlación cruzada entre la señal piloto y un grupo de geófonos localizados a 732 m de la cabeza del pozo el axial vertical mide el tiempo de viaje relativo  $\pi$  entre energía coherente detectada en el sensor piloto y en un grupo de geófonos.

Donde  $S(t)$  es la fuente de la señal de la barrena,  $D(t)$  es el impulso responsable de la sarta de perforación,  $E(t)$  es el impulso responsable de la tierra,  $*$  denota la convolución, y  $**$  denotan correlación cruzada. Para un sensor piloto en la barrena la función de correlación cruzada para el sistema debe ser similar al de los vibradores.

$$cc(\pi) = S(t) ** [ S(t) * E(t) ] \dots\dots\dots (2.8)$$

La diferencia entre estas dos funciones de correlación cruzada son atribuibles al termino  $D(t)$ . Que es la respuesta de la sarta de perforación a un impulso generado en la barrena.

La sarta de perforación esta hecha en dos secciones: el aparejo de fondo (bottom hole assembly BHA) y la tubería de perforación (drillpipe) (dp). Estas dos secciones tienen las siguientes frecuencias resonantes características debido a reflejos múltiples arriba y en el fondo de la sarta de perforación y en la interfase entre el BHA y la tubería de perforación (drillpipe).

$$f_{BHA} = n V/4 L_{BHA}, \quad n = 1, 3, 5 \dots, \dots\dots\dots (2.9)$$

$$f_{dp} = n V/2 L_{dp}, \quad n = 1, 2, 3 \dots, \dots\dots\dots (2.10)$$

donde  $V$  es la velocidad de propagación en la sarta de perforación,  $L_{BHA}$  el largo del aparejo de fondo del pozo, y  $L_{dp}$  es el largo de la tubería de perforación (drillpipe), las resonancias de la sarta de perforación pueden ser investigadas al computar la auto correlación de la señal piloto  $ac_p(\pi)$ .

$$ac_p(\pi) = [ S(t) * D(t) ] ** [ S(t) * D(t) ] \dots\dots\dots (2.11)$$

Si  $S(t)$  es banda de transmisión, las llegadas de la barrena con otro tiempo de retraso como  $\pi = 0$  son causadas por reflexiones múltiples en la sarta de perforación.

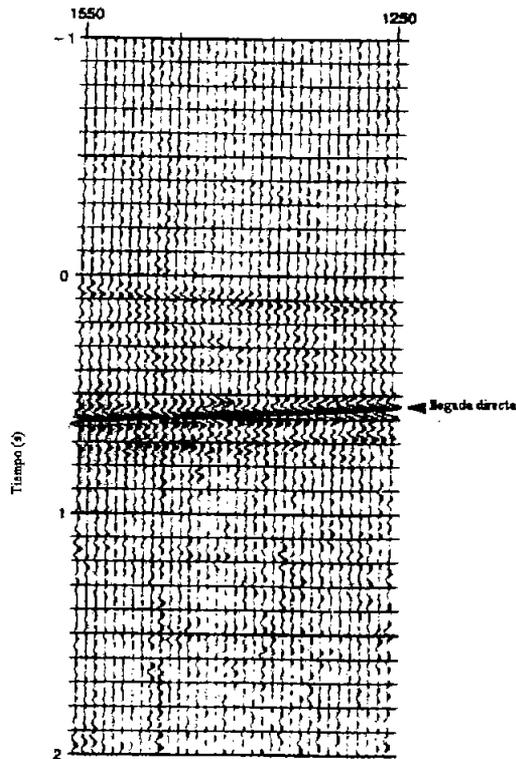


Figura 2.20 Los datos de correlación cruzada de la barrena VSP, después de corregirlos por el viaje de llegada dentro de la barrena. Los datos ahora son posicionados en el tiempo de viaje en la tierra  $\pi'$ , donde las llegadas primarias ocurren al mismo tiempo de viaje como un VSP convencional.

En la figura 2.20 muestra la señal piloto de la función de auto correlación correspondiente a los datos de la figura 2.18 y 2.19. Por lo tanto es difícil de distinguir el lado de onda love de una auto correlación, la energía a los 50 m ocurre en el tiempo esperado de una llegada que viaja hacia arriba y luego hacia abajo a través de la longitud de este ensamble en particular del fondo del pozo. La múltiple del aparejo de fondo del pozo tiene un período constante por que la longitud del aparejo de fondo del agujero esta arreglada. El segundo evento después del retraso cero de la auto corrección de la cual el período aumenta con el incremento de la profundidad ocurre en el tiempo esperado de una llegada que viaja arriba y abajo a través de toda la longitud de la tubería de perforación

(drillpipe). El período del múltiple de la tubería de perforación (drillpipe) se incrementa cuando una nueva tubería de perforación (drillpipe) es agregada. El orden más alto de la tubería de perforación (drillpipe) es cuando aparece el múltiple en el dominio de la frecuencia como resonancias en las frecuencias dadas por la ecuación 2.12.

La figura 2.22 muestra un ejemplo de un espectro de una señal piloto donde las resonancias de la drillpipe están presentes.

Desde el período y movimiento hacia fuera del múltiple de la tubería de perforación (drillpipe), se ha computado el promedio e intervalo de la velocidad de la tubería de perforación (drillpipe). Las 2 velocidades de 4860 m/s o aproximadamente 200 m/s menos que los valores teóricos para la velocidad de propagación en la tubería de acero, la cual puede variar entre 4960 y 5140 m/s (Roark 1954). Asumiendo que la velocidad es la misma en el aparejo de fondo del pozo, la velocidad de la tubería de perforación (drillpipe) puede ser usada para computar  $t_p$ .

La múltiple de la sarta de perforación es la función de auto corrección de la figura 2.21 que son equivalentes a las llegadas observadas en las figuras 2.19 y 2.20 precediendo el arribo directo. Estos eventos parece que no son causales por que el tiempo de proceso de la correlación cruzada revierte la profundidad de la señal piloto a la convolución con las señales del receptor. Estas múltiples plantean un problema de deconvolución, requiriendo de un filtro que sea aplicado a la función de correlación cruzada para atenuar las múltiples de las señales piloto.

Como en la deconvolución del VSP convencional las reverberaciones de la tierra son filtradas usando un operador de deconvolución derivado de la llegada directa.

Las múltiples de la sarta de perforación en la función de correlación cruzada son atenuadas a través de un paso referido como a la referencia de deconvolución. Los filtros de la referencia de deconvolución de la función de la correlación cruzada para obtener una función que es equivalente a la correlación cruzada entre una versión clara de la señal piloto y de la señal recibida a través de la tierra.

$$cc_w(\pi) = W(t) ** [S(t) * E(t)] \dots\dots\dots (2.12)$$

Donde  $W(t)$  es la señal clara y  $cc_w(\pi)$  es la función de correlación cruzada con la señal piloto múltiple de la sarta de perforación removida.

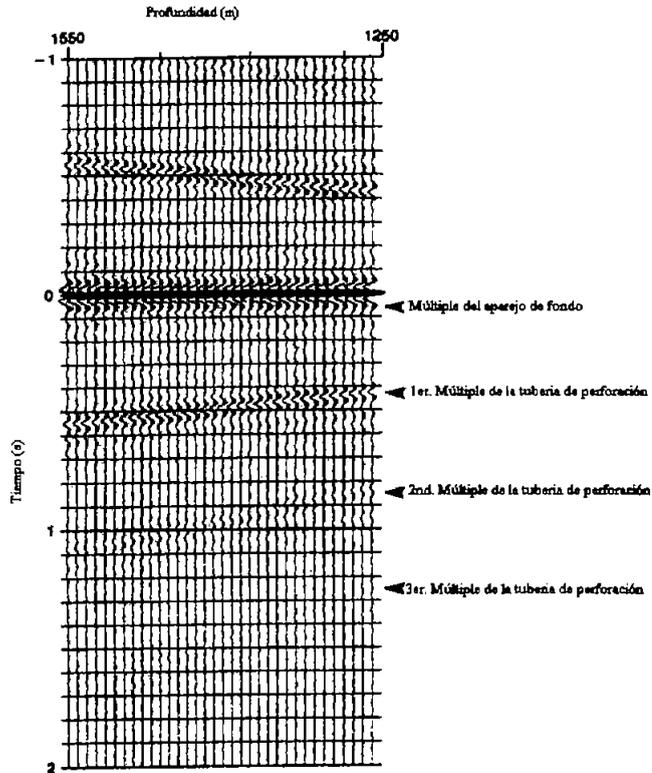


Figura 2.21 Las auto correlaciones de la señal piloto correspondiente a los datos de la barrena VSP en las figuras 2.19 y 2.20.

La referencia de deconvolución asume que la señal piloto  $P(t)$  grabada en el tope de la sarta de perforación puede ser representada así:

$$P(t) = W(t) * H(t) \dots\dots\dots (2.13)$$

Donde:

$$H(t) = B(t) * D(t)$$

Y  $B(t)$  es el impulso responsable de un impacto individual de la barrena en la formación. Asumiendo que  $H(t)$  es la fase mínima, la señal piloto puede ser

invertida a la producción  $W(t)$  por el desempeño de predicción de deconvolución (Peacock and Treitel 1969) sobre la señal piloto con una unidad de predicción a distancia.

$$W(t) = P(t) * H^{-1}(t) \dots\dots\dots (2.14)$$

Donde  $H^{-1}(t)$  es el filtro de predicción de errores por lo tanto la referencia deconvolución puede escribirse como:

$$cc_w(t) = H^{-1}(-\pi) ** cc(t) \dots\dots\dots (2.15)$$

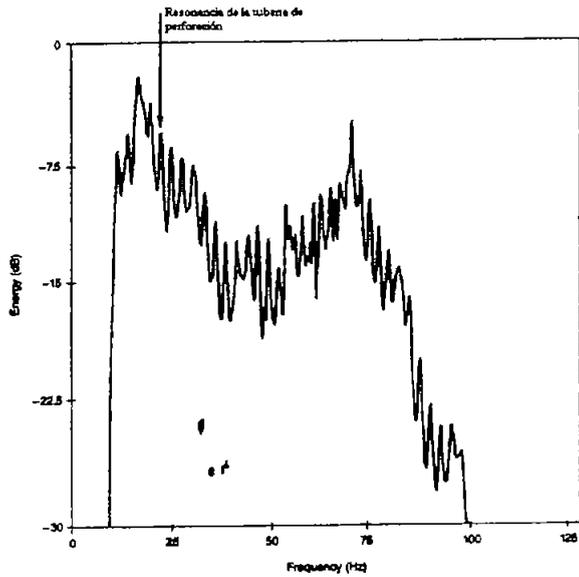


Figura 2.22 El espectro de la señal piloto de profundidad de perforación de 900 m promediada sobre 10 minutos. Los picos de resonancia en intervalos de 2.5 Hz son debidos a las múltiples de la barrena.

Asumiendo que las señales son estacionarias y filtrando la función de correlación cruzada con el filtro de predicción de errores revertido en tiempo, la múltiple de la sarta de perforación en la señal piloto es prioritaria a la correlación cruzada. La figura 2.23 muestra los datos de correlación cruzada después de la referencia de deconvolución. Nótese la desaparición de la múltiple de la sarta de perforación precediendo la llegada directa.

### 2.6.3 Comparación de datos entre la barrena VSP y el VSP convencional

Un pozo en la región Sabini Uplift del oeste central de Lousiana en E.U.A. fue seleccionado para comparar los datos grabados usando la barrena VSP y el VSP convencional. Los datos de barrena VSP fueron grabados de 1370 m a 2600 m en una zona clástica y carbonatada.

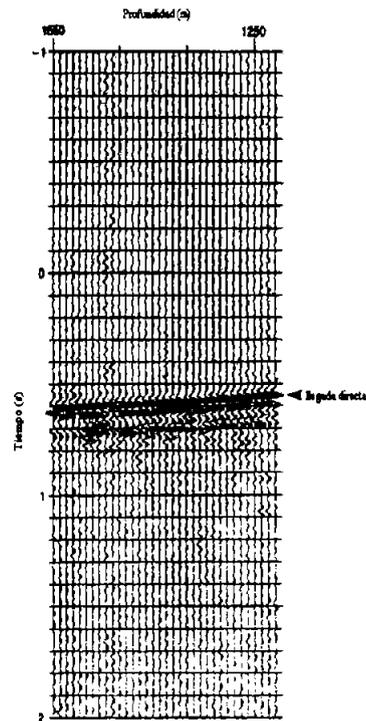


Figura 2.23 Los datos de la barrena VSP de correlación cruzada para el tiempo de viaje dentro de la tubería de perforación después de aplicar una referencia de deconvolución. Compárese con la figura 2.20.

Un grupo receptor de geófonos superficiales fue desplegado para comparación con un offset VSP sencillo. El grupo consistía de 24 geófonos de 10 Hz. espaciados en intervalos de 1.5 m resultando en longitud del arreglo total de 36 m. El centro del arreglo estaba a una distancia de 778 m de la cabeza del pozo.

Una adquisición de un sistema de tiempo real construida específicamente para una señal logarítmica de una barrena usada para grabar continuamente los datos durante todos los períodos de perforación. Los datos no fueron grabados durante las conexiones y viajes. El tiempo requerido para perforar una junta de tubería de perforación fue designada mientras que una pre-correlación grababa la longitud. Tempranamente en el proceso de perforación cuando las velocidades de perforación estaban altas la pre-correlación grababa distancias de 25 a 75 minutos. En la conclusión de la perforación en donde la perforación fue disminuida, la pre-correlación grabó distancias de 210 a 270 minutos. Los datos fueron logarítmicos sobre un período de un mes. Después de que el pozo fue completado un estudio de VSP fue conducido usando una fuente de energía de una pistola de aire suspendida en la fosa.

La fuente fue localizada en la misma distancia del offset de la cabeza del pozo mientras el centro del arreglo del geófono usado en adquirir los datos de la barrena VSP. Un receptor del fondo del pozo LRS 1300 de triple componente fue utilizado para grabar los datos del VSP. Solo los datos del componente vertical fueron procesados para comparaciones. El receptor del fondo del pozo ocupaba profundidades discretas a lo largo de la misma zona de profundidad donde las vibraciones de la barrena han sido grabadas durante la perforación del pozo. Los intervalos de muestra de profundidad del VSP fueron de 20 m. Con el receptor cerrado de la pared del agujero, 5 pistolas de aire fueron ancladas verticalmente para generar un rastreo de datos simples en cada nivel.

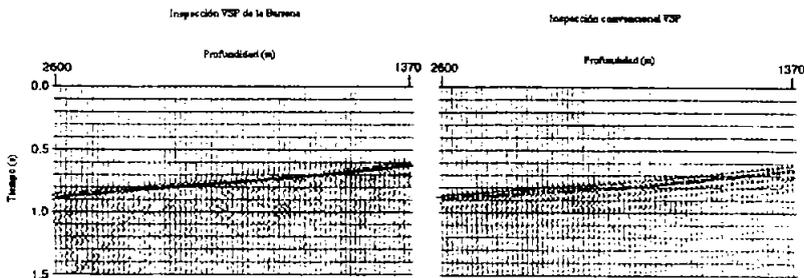


Figura 2.24 Comparación de los datos grabados en el mismo offset con la barrena VSP y con el VSP convencional.

La figura 2.24 muestra los datos provocados de la barrena VSP y los datos del VSP convencional. Cualquier otro dato rastreado en los datos de la barrena VSP son mostrados para emular el intervalo de muestra de 20 m usando el VSP. Ambos juegos de datos exhibieron fuertes energías de llegadas directas y energía de reflexión débil. Hay una fase diferente entre los dos juegos de datos. La fuente impulsiva de la pistola de aire. Teóricamente genera una fase mínima de ondicula, donde la técnica correlativa usada para extraer la ondicula de la barrena VSP teóricamente en una ondicula de fase cero. La figura 2.25 muestra una comparación de los tiempos de viaje de llegada directa computadas para los dos juegos de datos. Los tiempos de viaje de llegada directa para los datos de la barrena VSP fueron computados al tomar los picos de la ondicula de llegada directa, donde los tiempos de viaje de llegada directa para los datos de la VSP convencional que fueron computados a elegir el tiempo marcado de la llegada directa de la ondicula. Las diferencias del tiempo de viaje son generalmente alrededor de  $\pm 2$  m/s o el 0.3 % del total de viaje.

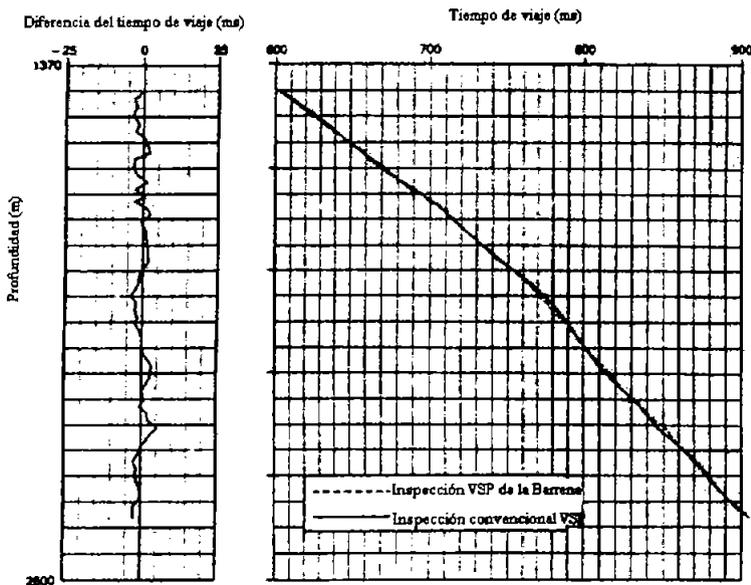


Figura 2.25 Comparación de los tiempos de viaje de llegada directa computados de los datos de la barrena VSP y de los datos del VSP convencional.

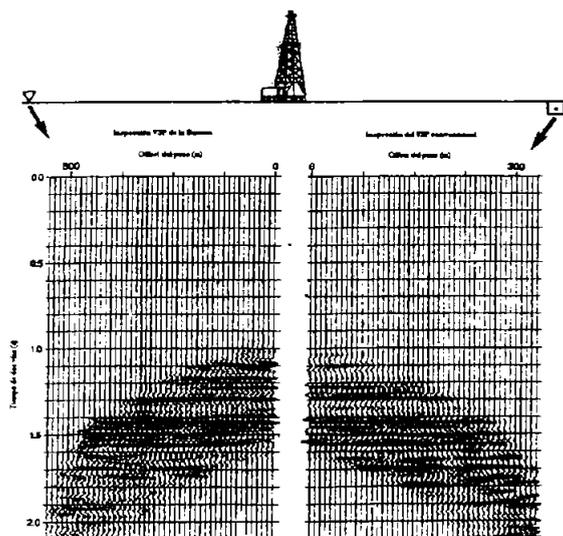


Figura 2.26 Comparación de las imágenes reflejadas en la superficie generadas de los datos de la barrena VSP y de los datos del VSP convencional.

Estas diferencias son comparables con las diferencias de tiempo de viaje observadas cuando la fuente impulsiva de tiempo es un vibrador y son comparados a la correlación de ondicula de tiempos pico (Hardage 1990). La energía de reflexión obtenida de las dos mediciones fue comparada después de ejecutar los VSP convencionales, el procesamiento consiste en la separación de campos de ondas de llegadas directas y reflejadas y después de la deconvolución de las llegadas reflejadas usando un filtro derivado de la llegada directa. Los datos fueron transformados al dominio del tiempo de dos vías contra el offset de la cabeza del pozo usando una transformación VSP-CDP similar a la descrita por Wyatt and Wyatt (1981). Las imágenes resultantes son mostradas en la figura 2.26.

La mayoría de los reflectores principales empatados en el pozo y sobre todo el contenido de la frecuencia es similar, hay algunas diferencias entre las imágenes particularmente de bajo de 1.5 s, la ondicula y los diferentes patrones de radiación entre la fuente de la pistola de aire y la fuente de la barrena puede contribuir a diferencias sutiles en las imágenes reflejadas.

## 2.7 Tiro de prueba continuo

### 2.7.1 Conceptos y elementos para su aplicación

Dada la potencialidad que representa la técnica "**Sísmica Mientras se Perfora**", la compañía de servicios Schlumberger investigaciones desarrollo dos prototipos: un sistema de tiempo - real que reflejan las técnicas convencionales de sísmica en el desarrollo de pozos y un sistema creando imágenes mientras se perfora y que pueden promocionar un uso más generalizado de la tecnología. Primero, se observa un experimento del sistema de **tiro de prueba continuo**, diseñado para que de permanentemente entregas de las conversiones de profundidad-tiempo sobre el sitio en tiempo real. Segundo, examina un **sistema creando imágenes mientras se perfora**, y está esta desarrollado para entregar una imagen comparable como una manera de VSP. Este sistema usa un conjunto grande de geófonos y fue diseñado para estar pocos días sobre el sitio.

El **sistema tiro de prueba continuo** emplea 12 o menos geófonos, desplegados radialmente en el pozo comenzando sobre 200 m (656 ft) desde el aparejo. Hay dos acelerómetros sobre la unión giratoria (swivel). Los datos son transferidos por medio de un cable a la base del aparejo donde se encuentra una unidad de grabación.

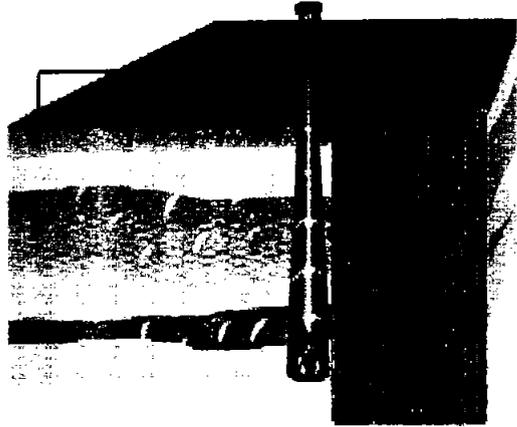
La correlación del ruido ha sido tradicionalmente reducida al sumar las respuestas de un número grande de receptores independientes (un proceso irreversible). Con suficientes trazos, se refuerza satisfactoriamente la fase de entrada de la señal y el ruido de la fase de salida se atenúa. (entre más grande es el conjunto, mejor son los datos). El ruido ground roll correlacionado como se sabe es más difícil de procesar, pero, con desplegar suficiente geófonos en conjuntos con direcciones cuidadosamente elegidas y así el ruido correlacionado puede ser atenuado.

Sin embargo, la eficacia de esta técnica direccional de atenuación se limita, particularmente cuando hay pocos geófonos. Para facilitar la sofisticada remoción de ruido, el sistema de **tiro de prueba continuo** conserva geófonos de datos individuales, en lugar de sumarlos instantáneamente.

La primera tarea en este método es el de quitar el rastro del ruido ground roll desde el geófono individual. Los técnicos en procesamientos de señales de Schlumberg, han desarrollado filtros de ruido adaptables para hacer esto. Los filtros adaptables se han usado para muchos propósitos desde 1970. Los

ejemplos actuales incluyen nivelación de canal de teléfono para impedir ecos sobre líneas telefónicas de larga distancia, que este es un sistema antirruídos para reducir los sonidos de ambiente indeseables como es el caso al medio ambiente que priva en la perforación.

Figura 2.28 El concepto: Reflejar la sub-superficie utilizando sonido normal y el geófono de superficie.



Para la sísmica mientras se perfora, el filtro hace diferencias en el movimiento hacia fuera del componente con el de los trazos. Cuando el ruido ground roll se aproxima a los geófonos desde un lado este exhibe movimientos hacia fuera a través de los arreglos (figura 2.33). Sin embargo, la onda frontal de la señal sísmica se aproxima al arreglo por debajo y tiene cero movimientos hacia fuera en esta fase (figura 2.31).

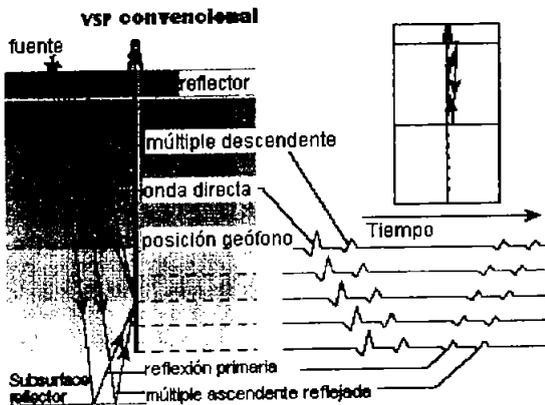


Figura 2.29 Sísmicas convencionales de perforación. Un muestreo de perfil básico vertical (VSP) emplea una fuente sísmica estática mientras el geófono es movido a diferentes niveles en el pozo.

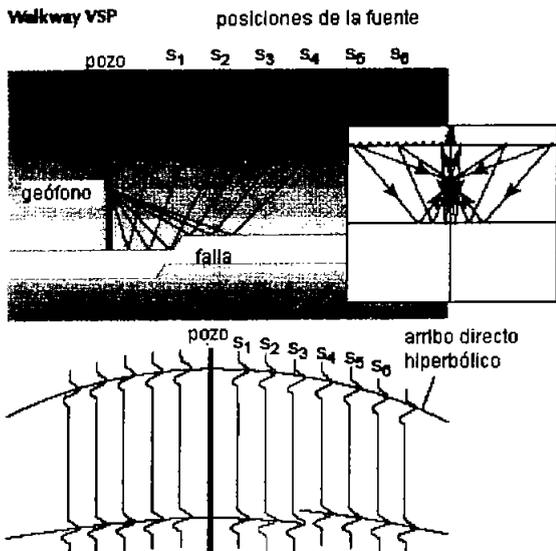
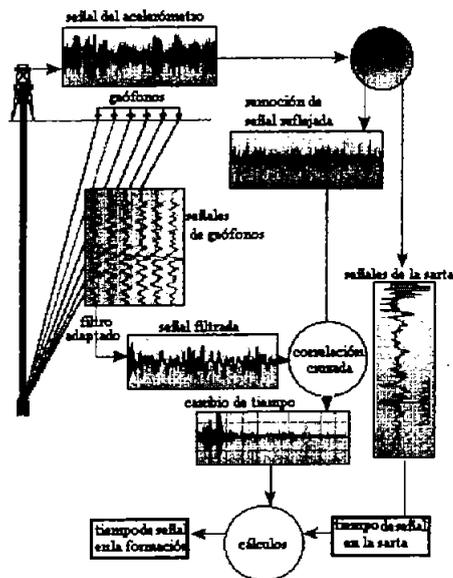


Figura 2.30 Para crear una imagen lateral de la formación el (VSP) movable utiliza un geófono fijo y una fuente de superficie que es movida a lo largo de una línea que se extiende desde el pozo.

Figura 2.31 Imagen de la sarta de perforación: las vibraciones de la sarta de perforación medidas en la superficie son usadas para calcular los cambios en la impedancia de las vibraciones, encontradas en el viaje desde el fondo de la sarta de perforación hasta la cima. Esto decidió qué parte de la imagen corresponde a la barrena, entonces es posible medir el tiempo de viaje de la sarta de perforación.



Al usar estas diferencias en movimientos hacia fuera para distinguir entre las diferentes partes de trazo, el filtro adaptable efectivamente atenúa el ruido generado en el equipo de perforación, que no proviene de la barrena (ground roll), mientras permite el paso a la señal sísmica (figura 2.34).

El ruido aleatorio es removido al correlacionar cruzadamente los trazos del geófono individual con el promedio de los dos trazos medidos por acelerómetros en la sarta de perforación (drillstring). Esta correlación cruzada también da el tiempo de cambio entre el acelerómetro y el geófono de señal y es la diferencia entre la velocidad de señal a través de la sarta de perforación y la formación. El cambio de tiempo se usa entonces para calcular la velocidad de señal a través de la formación.

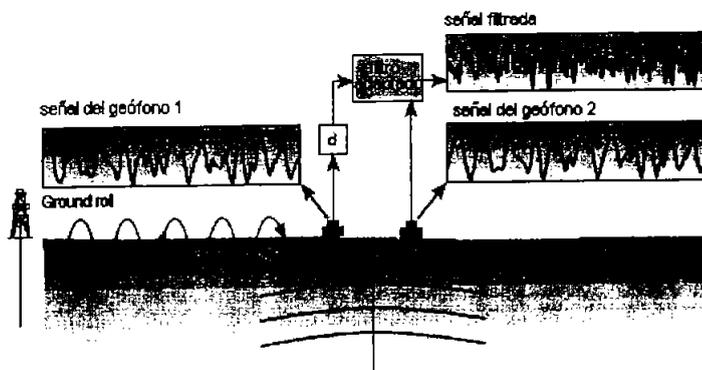


Figura 2.32. Cortando el ruido con un filtro adaptado. Para ilustrar como un filtro adaptado quita el ruido indeseable, se considera un conjunto de dos geófonos (debajo de la figura). La señal sísmica desde la barrena llega a ambos

geófonos virtual y simultáneamente. Pero el frente de onda del ruido ground roll llega al geófono y cierra al anillo antes de llegar al segundo geófono. Por lo tanto, el trazo del primer geófono contiene una versión del avance del ruido ground roll con respecto al trazo del segundo geófono. El tamaño de este avance depende de la velocidad del frente de onda y la separación de los geófonos.

Para quitar el componente del ruido ground roll desde el segundo trazo, la salida del primer geófono es retardada por un corto tiempo "d", cuando "d" es menor del avance. Ahora el trazo desde el primer geófono contiene una versión retardada de la señal sísmica comparada del segundo geófono, pero todavía tiene versión de avance del ruido ground roll.

El tiempo - retardado del primer trazo es ponderado entonces por un filtro adaptable y restado del segundo trazo. Porque el aporte de filtro contiene una versión avanzada del ruido, se puede quitar exitosamente el ruido ground roll desde el segundo geófono. Pero porque contiene únicamente la versión retardada de la señal sísmica, la señal en el segundo geófono el trazo no puede quitarse. Los pesos del filtro se adaptan para que el poder total de la señal de rendimiento se minimice. Cuando el poder mínimo se ha logrado, es posible que el ruido ground roll se haya quitado.

Una técnica similar puede usarse aún cuando la señal sísmica no llega simultáneamente, se espera que la señal sísmica haga un movimiento hacia afuera diferente y a través del conjunto comparando al ruido ground roll. En el sistema de tiro de prueba continuo, el filtro se extiende para cubrir todo el geófono y no simplemente a dos.

Cuando se determina la velocidad de formación también se requiere saber el tiempo de viaje de la sarta de perforación. Se debe tomar en cuenta que todos los componentes en la sarta de perforación complican el cálculo y un sin número de métodos han sido propuestos, el método que se ha propuesto es: el proceso de correlación cruzada doble de Elf.

El sistema **Tiro de Prueba Continuo** propone una nueva técnica llamada **"Creando Imágenes Mientras se Perfora"** (figura 2.34), para modelar cambios en la impedancia acústica de la sarta de perforación, dando un mejor entendimiento de velocidad de la señal a través de la sarta de perforación. El tiempo de viaje de la sarta de perforación (drillstring) es entonces usado para computar el tiempo de viaje de la formación.

### **2.7.2 Creando imágenes mientras se perfora**

El sistema continuo de tiro de prueba emplea un número relativamente pequeño de geófonos para reunir datos a lo largo de la perforación. No está diseñado para entregar imágenes complejas como las que producen la técnica de Walkaway VSP (figura 2.30). Esto requiere de un gran ejercicio de recolección de datos empleados en poco tiempo y de diferentes técnicas de procesamiento. Las investigaciones de ingeniería construyeron imágenes complejas que usando prolongadas grabaciones de datos obtenidos por conjuntos grandes de geófonos de superficie de un offset radial. La escala de recolección de datos que usaron para superficies sísmica convencionales de 2D, empleando arreglos de 40 a 220 estaciones por arriba de 48 geófonos por estación.

La técnica de crear imágenes, es con base en la investigación que comenzó Schlumberg, EUA. Este proceso aprovecha sobre la abundancia relativa de datos de geófonos y busca e investiga la onda frontal mientras viaja a través de la formación, estimando potencialmente la señal de la barrena y la respuesta de la tierra sin usar los datos del acelerómetro. Sin embargo, al emplear la entrada del acelerómetro, los datos deberán ser comprimidos, haciendo factible el almacenar el volumen masivo de información colectados en tres o cuatro días de trabajo. Cada trazo contiene una señal común de barrena, y el ruido varía de trazo a trazo. Con curvas retrasadas, empaquetadas y filtros deconvolucionados, se crea una nueva señal que representa como si los trazos se hubieran visto si la fuente hubiera dado un pulso silencioso (la respuesta del impulso de la tierra). Esta forma convertida es entonces migrada para crear una imagen.

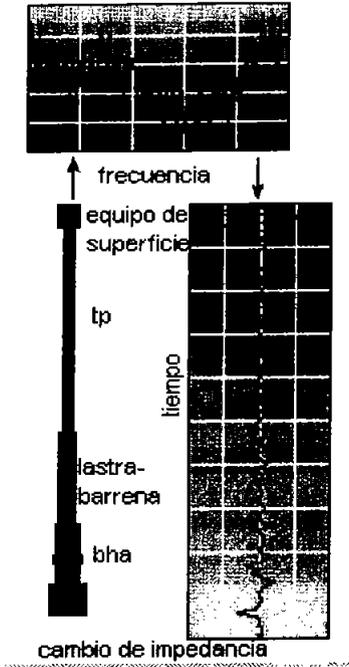
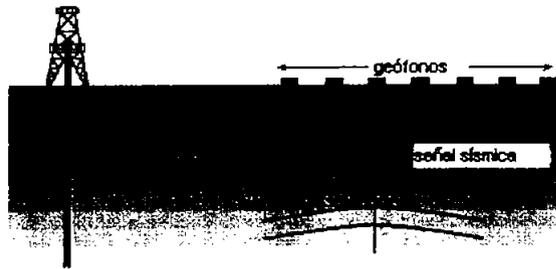


Figura 2.33 Como la geometría afecta el movimiento hacia fuera. El ruido ground roll acerca el geófono desde el lado y exhibe el movimiento hacia fuera a través del conjunto. Los alcances anteriores del frente de onda del geófono los acerca al primer aparejo, entonces viaja hacia adelante hasta el próximo geófono. El frente de onda de la señal sísmica acerca el conjunto desde más adelante. Porque la distancia entre la más cercana y anterior de los geófonos es pequeña típicamente sobre 20 m (66 ft.) a la profundidad relativa de pozo, la señal llega a cada geófono virtual y simultáneamente.

Figura 2.34 El tiro de prueba continuo procesa y reúne los datos. Las señales de los geófonos se filtran y correlacionan con la deconvolución de la señal del acelerómetro. En este rendimiento el tiempo cambia – que es la diferencia en el tiempo de viaje tomado directo de la señal de la formación y su tiempo en arribar a la sarta de perforación. La señal del acelerómetro se usa también para crear una imagen de la sarta de perforación. El tiempo cambia y la imagen puede entonces usarse para computar el tiempo de señal que toma para viajar a través de la formación.



La factibilidad de crear imágenes mientras se perfora ha sido demostrada por un número de experimentos de investigación, un ejemplo es en Mulmshorn, Alemania, 1991 (figura 2.35), las imágenes que se crearon se usaron 240 grupos de 24 geófonos que comparan muy favorablemente con la técnica Walkaway VSP de imágenes del mismo intervalo.

Una manera rigurosa de evaluar la resolución de imágenes sísmicas está en analizar la distribución de la señal a través de la gama de frecuencia de 0 a 100 hertz. Cuatro tipos de imágenes sísmicas que resultaron desde el experimento Mulmshorn han sido comparadas: el espectro convencional VSP que fue distribuida casi uniformemente, el espectro para el Walkaway VSP, sísmica de superficie y la **Sísmica Mientras se Perfora** estas dos últimas en algunas encuestas muestran deficiencias a las frecuencias más altas, aunque que las imágenes son todavía aceptables (figura 2.36).

Una prueba subsiguiente adicional, en Voelkersen Alemania, da a conocer el alcance de la técnica. En marzo de 1992, un experimento se efectuó usando geófonos en 7 kilómetros (4 millas) de superficie en un área suburbana. Los datos se recopilaron en cuatro días, durante la perforación con barrena se perforaron 89 m (292 ft.) de formación a una profundidad de 3075 m (10,090 ft.). Una imagen preliminar se produjo en el campo después de los primeros 25 m (82 ft.) de perforación y dentro de un rango de 2 horas el adquirir los datos.

El blanco para este pozo estuvo sobre 5 Km (3 millas) de profundidad. Las capas de arena con sal por debajo de la formación Zechstein son típicamente porosas y saturadas de gas. Sin embargo, los pozos terminados cerca de las fallas han probado ser improductivos a causa de la permeabilidad baja. Los datos disponibles de 2D en sísmica de superficie se habían interpretado mostrando un asido por debajo de la formación Zechstein, pero la imagen no fue clara. La meta de la experimentación estuvo en obtener una imagen mejor de la zona de blanco para aclarar la estructura y la guía que perfora a las ubicaciones potencialmente productivas.

Los geófonos se colocaron fuera en las tres líneas de superficie. Ahí había 140 canales, cada uno consisten de 24 geófonos verticales. La Información desde dos acelerómetros, montada sobre la unión giratoria, se usó la correlación cruzada para comprimir los datos probados. Antes de procesar, los datos son comprimidos para cada intervalo de 1 m (3 ft) de perforación a excepción de 11 m (36 ft) de perforación donde empieza la técnica **Sísmica Mientras se Perfora** por lo tanto los datos no podrán recopilarse. Los 78 registros comprimidos, deconvolucionados y corregidos por la demora de tiempo, es entonces la imagen que usa un VSP estándar de migración. Las imágenes muestran un acuerdo bueno con la sección sísmica de superficie, pero también aumentó el detalle. Este

detalle permitió que tanto la sarta se planificó bien así como también a la ubicación con una precisión mayor.

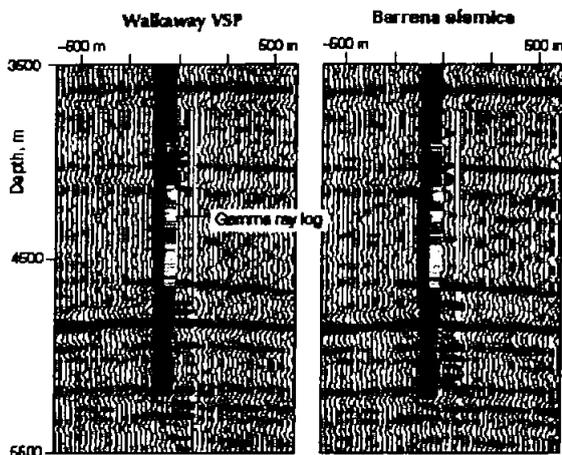


Figura 2.35 Imagen de Walkaway VSP (izquierda) y una imagen sísmica mientras se perfora (derecha) es obtenida usando un proceso similar, desde un experimento de investigación efectuado en Alemania en 1991, el registro de rayo gamma se muestra solo como una referencia. El reflector fuerte sobre 4700 m en la formación de sal Zechstein. El depósito está visible en las arenas delgadas que el rayo gamma registra sobre los 5000 m. Los indicios de las arenas

pueden verse en ambas imágenes. Sin embargo, el reflector directamente arriba de la formación Zechstein es mejor ya que fue dado a conocer por la imagen sísmica mientras se perfora aunque esto puede ser parcialmente una función diferente del conjunto de la fuente de la línea de cable empleada para la encuesta.

De este modo, lejano de la factibilidad de ambos, el tiro de prueba continuo y creando imágenes mientras se perfora, se han demostrado, pero únicamente en un solo ambiente. Por citar algunas premisas, el sistema se limita en aplicaciones en tierra, en pozos con baja desviación perforando a través de formaciones duras sin añicos de la barrena, sin topdrive y sin motores de lodo.

Algunos otros ambientes y las aplicaciones que no son contemplados pueden ocasionar demasiados o muchos problemas. En costa afuera su uso necesitará repensar que requerimientos de hardware hay ya que el procesamiento es diferente, pero estos no son esperados para ser insuperables. Y, mientras los topdrives no se han usado aún, ningún problema importante se anticipa. Sin embargo, los otros casos más intimidan. La barrena de diamante policristalino comprimido (PDC) no produce la misma señal que la barrena tricónica. Los pozos horizontales necesitarán un arreglo diferente de sensores y de nuevas técnicas de procesamiento. Operando con motores de lodo en cantidades desconocidas.

Como la investigación reúne experiencia de campo, será posible definir mejor los límites de la tecnología. Esto puede permitir entonces el despliegue de sistema

que minimizando y abatiendo el costo potencial y las vías subsiguientes en hacerlas aun lado, e identifican peligros posibles adelante de la barrena. Para el perforador, este sistema ofrece la oportunidad para refinar el blanco final mientras el pozo está siendo perforado.

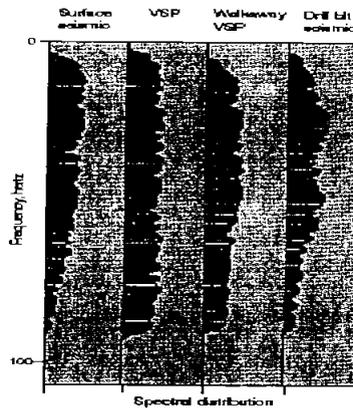


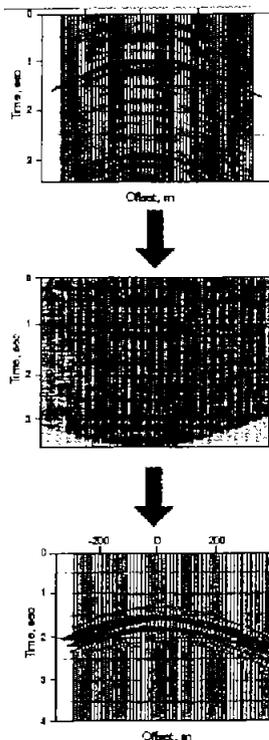
Figura 2.36 Comparando los espectros de 4 técnicas de sísmica usadas sobre un pozo.

### 2.7.3 Método de Limpieza de trazos

Cuando las señales son creadas por una fuente ruidosa y continua como lo es la barrena, el objetivo es crear un impulso de respuesta de la tierra. Los trazos que resulten son como si la fuente ha dado un pulso sin ruido. Lo anterior involucra un número de pasos que se mencionan a continuación:

La estimación de la señal fuente.

En contraste con el sistema de tiro de prueba continuo donde la señal sísmica llega virtual y simultáneamente a un conjunto pequeño de geófonos, el sistema usa un conjunto que representa y mide una distancia grande, tal señal no llega a cada geófono a la vez. Cada medida de trazo contiene una réplica de la señal de la fuente que debe ser cambiada con el tiempo para hacerlos aparecer simultáneamente al llegar a la superficie. Estos cambios de los trazos pueden entonces ser empacados para crear un trazo único, que representa una estimación de la señal de fuente.



Al encontrar los retrasos de tiempo se asume que la señal de la barrena viaja a la superficie como una onda esférica y es recibida por el conjunto como una hipérbola que concuerde con los datos. Sin embargo, los datos del geófono están correlacionados con los datos del acelerómetro, el radio de señal a ruido es mejor que hasta la curva de tiempo de retraso es mucho más obvia, haciendo redundantes los análisis que mejor encajan figura 2.37.

Figura 2.37 Proceso de deconvolución.

Filtrando y deconvolucionando.

Una vez que los trazos han sido cambiados y empaquetados, un proceso llamado "deconvolución" es llevado a cabo (figura 2.38). Esto remueve la firma de la fuente y reduce la primera llegada de cada señal a un pico. Copias adicionales son también convertidas en picos, con amplitud y retraso de tiempo relativo a las primeras llegadas. Los picos proveen las bases para la imagen de la "Sísmica Mientras se Perfora". El filtro de deconvolución es similar a un filtro "Wiener" de reducción de ruido convencional y es de datos adaptables. Su naturaleza cambia dependiendo de los datos. El "Wiener de deconvolución" requiere de un estimado. En este caso, debido a que el filtro es optimizado para trabajar uniformemente en todos los trazos, el estimado de ruido es sacado implícitamente a considerar el radio de energía coherente (la señal que esta alineada a través del conjunto) y el total de energía en cada frecuencia.

El filtro mejora cualquier cosa que sea coherente con la señal (como los reflejos) y suprime el ruido incoherente, mientras se preservan tiempos de llegada relativos. Un supresor natural de ruidos es construido dentro del filtro, que atenúa las frecuencias de energía donde el radio de la señal a ruido es pobre. Una vez que los trazos han sido pasados a picos, el filtro automáticamente revierte el cambio para crear la respuesta de impulso a la tierra.

Refinando el resultado.

La respuesta de impulso a la tierra debe ser refinada usando una curva mejorada de retraso de tiempo que se obtiene al recoger tiempos de última hora en los datos deconvolucionados. El empacado y deconvolucionado deberá ser repetido usando una nueva curva de retraso de tiempo.

Procesado.

Estos trazos deberán ser procesados como los datos del VSP walkaway que usan migración convencional.

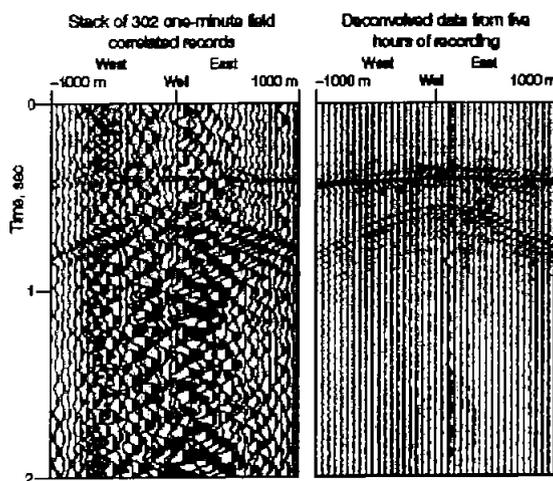


Figura 2.38 Antes y después de la deconvolución. La imagen izquierda muestra el equivalente de cinco de horas de datos. Las grabaciones de ruido de barrena han sido correlacionadas, truncadas y apiladas. Representando una compresión de más de 4 ordenes de magnitud de la forma de onda de la barrena. Estos datos han sido tratados usando el filtro de deconvolución (derecha). Esto quita ruido incoherente con la marca de la fuente, dejando una llegada directa junto con llegadas adicionales de los reflectores subterráneos y fuentes sísmicas coherentes.

### III CONFIGURACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE EQUIPO DE SISMICIDAD

#### 3.1 Introducción

En la técnica **Sísmica Mientras se Perfora** uno de los obstáculos principales es la llegada del ruido ground roll, sabiendo de antemano esto es necesario diseñar correctamente un arreglo de geófonos en la superficie de tal modo que este ruido no interfiera en la obtención de la señal de interés. Cuando se empieza la adquisición de datos, se podrá observar el ruido real ground roll, así de este modo una forma inteligente para atenuarlo es el afinar un arreglo con una adecuada geometría. Cuando la barrena se encuentra más profunda, es recomendable mover el arreglo más lejos del aparejo y adicionar más canales para recuperar las señales.

#### 3.2 Procedimiento de operación en tierra de la Sísmica Mientras se Perfora

A continuación se describe el procedimiento de operación en tierra de la **Sísmica Mientras se Perfora** la cual incluye:

1. Diseño en la geometría de adquisición.
2. Inspección de la calidad de la señal del arreglo de los geófonos.
3. Actualización del arreglo.

Procedimiento de Operación.

- 1) Realizar una inspección de refracción para medir:
  - a) Velocidad de ruido ground roll.
  - b) Velocidad en la zona de tiempo.
  - c) Profundidad de la zona de tiempo.
  - d) Velocidad de elevación.
- 2) Diseño de un arreglo para una cobertura suficiente de la superficie.
  - a) El arreglo deberá cubrir que el mínimo offset donde el ruido ground roll llega al mismo tiempo que la llegada de barrena.
  - b) El máximo offset donde el movimiento hacia afuera normal es esperado en 50 ms.

3) Observar los datos crudos para checar:

- a) El movimiento hacia afuera del ruido de superficie que es consistente desde el aparejo.
  - b) La amplitud que muestra una simple decadencia mientras que en las distancias del aparejo se incrementa.
  - c) La polaridad de la línea de geófonos sea la misma. Utilizar la cima de los geófonos en la línea para confirmar que todos los geófonos encontraron la polaridad estándar SEG.
- 4) Seleccionar un número pequeño de geófonos cercanos al aparejo para procesar las señales cuando la barrena este a poca profundidad. Esto es importante para asegurar una coerción en el tiempo de viaje vertical para un mejor y acertado tiempo de tiro de prueba. Si la razón de la señal a ruido no es suficientemente buena, será necesario saltarse los primeros canales para excluir la fuerte llegada de ruido ground roll. Cuando la barrena se encuentre más profunda, será necesario usar tantos canales como sea posible para detectar pequeñas señales. Cuando la barrena este aún más profunda, el movimiento hacia fuera normal es pequeño e incluso para un offset grande y la corrección del error del tiempo de viaje vertical será también pequeña.

### **3.3 Diseño en la geometría de adquisición**

Mientras se perfora, la barrena genera señales en el fondo del pozo. Esta energía se propaga como sigue:

- 1) En la formación.
- 2) En la sarta de perforación (drillstring).

En la adquisición **Sísmica Mientras se Perfora (SWD)**, un acelerómetro es usado para medir las señales de la sarta de perforación (drillstring) en la cima de ésta y un conjunto de geófonos colocados en la superficie del terreno, el sistema de adquisición es mostrado en la figura 3.1.

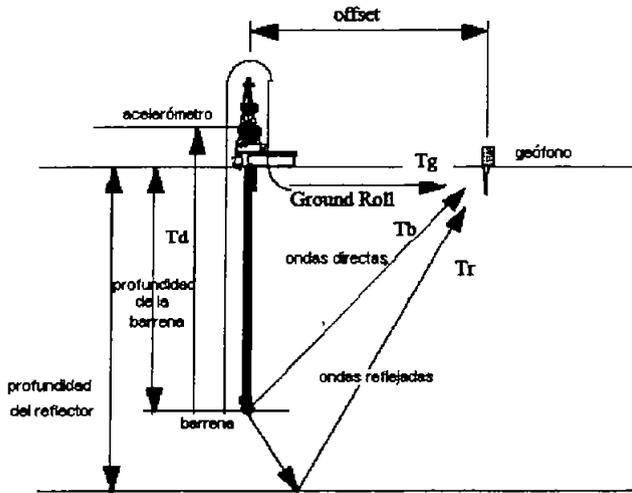


Figura 3.1 Configuración de adquisición SWD.

Un procesador llamado FrontEnd (FEP) adquiere señales y las correlaciona cruzadamente, que son las señales del acelerómetro y las señales de los geófonos y los resultados los apila repetidas veces.

La figura 3.2 muestra resultados típicos de una correlación cruzada. La fuerte llegada de ruido ground roll aparece cerca de los 250 ms, en el primer geófono en un offset a 85 metros de distancia del aparejo. El trazo a la derecha en la figura 3.2 muestra el pico de las amplitudes de la señal como una función del offset. La amplitud del pico en el rango indicado por el cian es la amplitud de ruido ground roll, la amplitud del magenta es la amplitud antes de ruido ground roll. El ruido groundroll es el ruido correlacionado entre las señales de la sarta de perforación (drillstring) y el ruido detectado con los geófonos de superficie. El tiempo de llegada del ruido ground roll a un geófono es siempre constante a pesar de la profundidad de la barrena.

Es importante designar el conjunto de superficie para procesar los datos de **Sísmica Mientras se Perfora (SWD)** antes de que llegue el ruido ground roll para mejores razones de señal a ruido. El conjunto físico debe incluir el considerar el número de geófonos para el arreglo que se pretenda procesar.

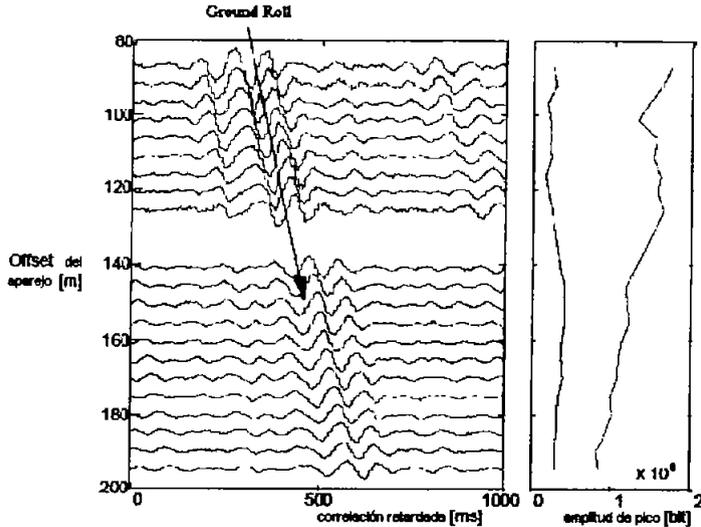


Figura 3.2 Adquisición de ruido ground roll en SWD.

Por otro lado la onda en la formación causada por el impacto de la barrena en el fondo del pozo llega a los geófonos en  $T_g$  y las ondas de la sarta de perforación (drillstring) alcanzan al acelerómetro en  $T_d$  como lo ilustra la figura 3.1. La cima de la correlación para ondas directas aparece en la correlación retardada del tiempo  $X_b$ , que es igual a:

$$X_b = T_b - T_d \dots\dots\dots (3.1)$$

$$T_b = \text{sqrt}(\text{depht}^2 + \text{offset}^2) / C_f \dots\dots\dots (3.2)$$

$$T_d = \text{depht} / C_d \dots\dots\dots (3.3)$$

Donde  $C_f$  es la velocidad promedio de la formación y  $C_d$  es la velocidad en la sarta de perforación (drillstring). La onda de la sarta de perforación (drillstring)

alcanza la estructura del aparejo en la superficie y lo sacude. Esta acción causa el ruido ground roll como se muestra en la figura 3.2.

$$T_g = T_g + \text{offset} / C_g \dots\dots\dots (3.4)$$

Después de la correlación cruzada, la llegada directa de la barrena,  $X_b$ , y la llegada de tiempo de ruido ground roll,  $X_g$ , deberá ser:

$$X_b = T_b - T_d \dots\dots\dots (3.5)$$

$$= \text{sqrt}(\text{depth}^2 + \text{offset}^2) / C_f - \text{depth} / C_d \dots\dots\dots (3.6)$$

$$X_g = T_g - T_d$$

$$= \text{offset} / C_g \dots\dots\dots (3.7)$$

Donde  $C_g$  es la velocidad de ruido ground roll, para un evento reflectado, la energía de la barrena se propaga hacia abajo y después hacia arriba. El tiempo de llegada,  $T_r$  es:

$$T_r = \text{sqrt}((\text{reflector} * 2 - \text{depth})^2 + \text{offset}^2) / C_f \dots\dots\dots (3.8)$$

El tiempo de llegada después de la correlación cruzada es:

$$X_r = T_r - T_d \dots\dots\dots (3.9)$$

La figura 3.3 muestra el tiempo de rompimiento estimado después de la correlación cruzada como una función de offset para:

- $C_f = 2000 \text{ m/s.}$
- $C_g = 500 \text{ m/s.}$
- $\text{Depth} = 1000 \text{ m.}$
- $\text{Reflector} = 1200 \text{ m.}$

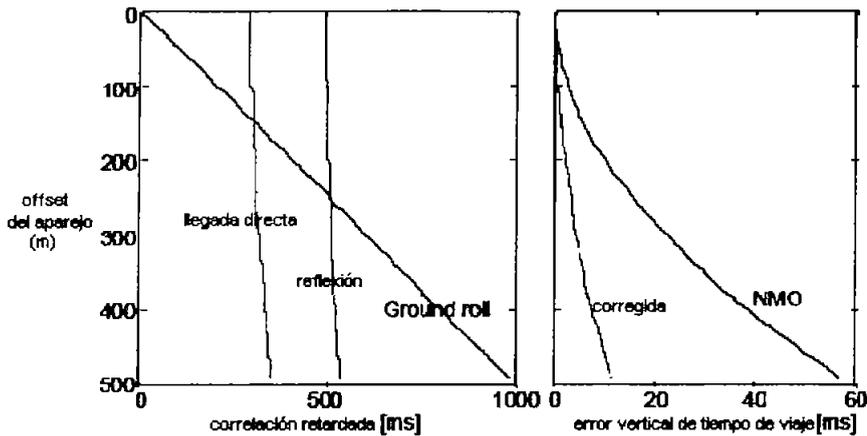


Figura 3.3 Estimación de tiempo de llegada.

El movimiento hacia fuera normal (NMO) es trazado contra el offset en el lado derecho de la figura 3.3. La corrección de tiempo de viaje vertical asume un camino lineal desde la barrena al geófono de la superficie. El error deberá ser del 20% de la cantidad de movimiento hacia fuera normal. El 20% del error es también trazado en la misma figura. Para mantener 5 ms de precisión, el offset deberá ser de menos de 300 metros bajo las presentes suposiciones. El punto importante es que debemos adquirir las señales de geófono antes que el ruido ground roll llegue para una mejor razón señal a ruido y el offset deberá ser lo suficientemente pequeño para que el error de corrección de tiempo de viaje vertical sea mínimo.

Es entonces razonable tener un conjunto de geófonos empezando desde 150 metros si entendemos que varios geófonos serán muy ruidosos para procesar. Hay que estar seguros de tener el conjunto tan cerca del aparato como sea posible (offset mínimo). El centro de conjunto de geófonos deberá ser de menos de 350 metros (lo cual es dentro de 5 ms de error).

### 3.4 Diseño del conjunto de geófonos

Una hilera consiste de 12 geófonos plantados linealmente en la dirección de la propagación del ruido. Todos los geófonos son conectados tanto en serie como en paralelo, y las salidas de la línea llaman a las señales a una unidad de estación emisora. La figura 3.4 muestra la respuesta de un conjunto típico para 12 geófonos separados en intervalos de 10 ms (5 metros para 500 m/s de ruido

ground roll). La línea magenta representa la respuesta del conjunto; cyan es la respuesta final filtrada por geófonos de 10 Hz. con 70% de humedad, y un filtro de 125 Hz. De antialiasing.

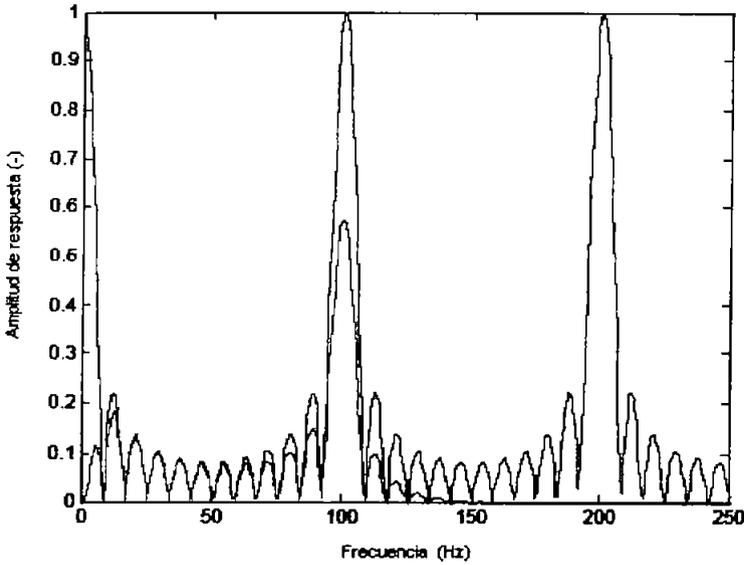


Figura 3.4 Arreglo de canal de adquisición.

Una frecuencia llamada "nyquist" aparece a los 100 Hz. Para este caso la frecuencia es definida como:

$$F_n = C_g / g_{int} \dots\dots\dots (3.10)$$

Donde  $g_{int}$  es el espacio de un geófono a otro. El geófono de 10 Hz, reduce el componente de ruido cerca de la fuente DC el cual el conjunto no puede reducir el filtro de antialiasing de 125 Hz. que no es suficiente para suprimir la respuesta nyquist a 100 Hz.

Típicamente, el ruido ground roll es de bajas frecuencias alrededor o por debajo de los 10 Hz.; sin embargo, la señal de procesamiento sísmica mientras se perfora (SWD) se observa a los 40 ~ 50 Db. que es el total de la reducción del ruido. Por lo tanto es importante no tener ningún componente de frecuencia dentro del rango análogo de frecuencia. En otras palabras, poco aliasing puede ser serio después de 40 ~ 50 decibeles de cancelación de ruido.

Es entonces recomendable diseñar un conjunto de geófonos en el cual el nyquist caiga, en el ejemplo de 250 Hz. para una muestra de 2 ms. (este es un diseño de conjunto muy conservador).

La línea magenta de la figura 3.5 muestra la respuesta de conjunto de 12 geófonos plantados cada 2 metros por 500 m/s de ruido ground roll. La línea cyan representa el resultado de 24 líneas de geófonos después de una simple suma.

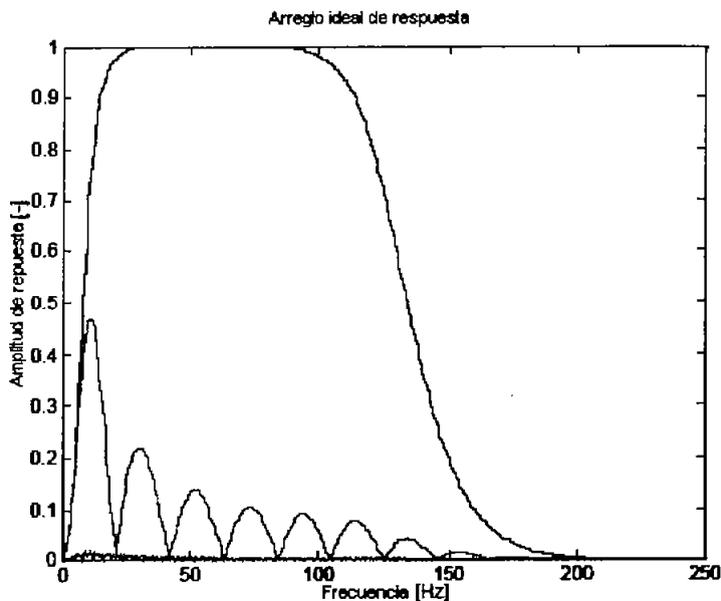


Figura 3.5 Conjunto recomendado de respuesta.

La dimensión de los conjuntos puede ser calculada como:

Profundidad	: profundidad de la barrena [m].
$er = 0.005$	: rango de error del tiempo de tránsito después de correcciones de TVD [ms].
$tvder = 0.2$	: corrección de error en TVD, 0.2 es 20% [-].
$ngeo = 12$	: número de geófonos en la hilera de geófonos.

$aa = 1 / (cs^2) - 1 / (cf^2);$   
 $bb = 2 * profundidad / cs / cd;$   
 $cc = profundidad * profundidad * (1 / (cd^2) - 1 / (cf^2));$

$ofstmin = (-bb + \sqrt{bb * bb - 4 * aa * cc})/2/aa$  : offset mínimo [m]  
 $ofstmax = \sqrt{((1/tvder) * er * cf)^2 + 2 * (1/tvder)er*cf*profundidad}$  : offset máximo [m].

$geoint = 0.004 * cs$  : intervalos de geófonos [m].  
 $nst=(ofstmax-ofstmin)/(geoint*ngео)+1$  : número de estaciones [-].

Los típicos valores para velocidad pueden ser:

$Cd=4700\sim4800$  : velocidad de la sarta de perforación (drillstring) [m/s].  
 $Cf=2000\sim3000$  : velocidad promedio de la formación [m/s].  
 $Cg=300\sim500$  : velocidad del ground roll [m/s].

La geometría de adquisición es resumida en la figura 3.6.

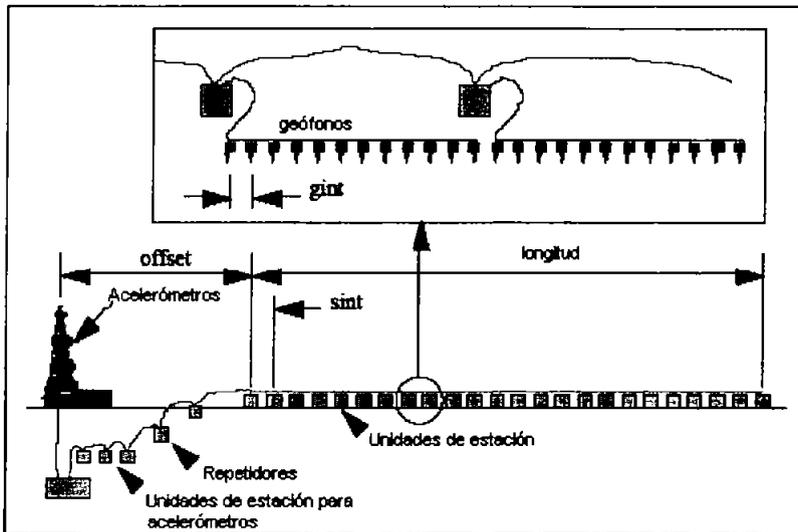


Figura 3.6 Geometría de adquisición.

### 3.5 Despliegue de geófonos

Seis o cuatro geófonos son conectados típicamente en subgrupos en serie con conexión paralela a otro subgrupo. El cable principal comúnmente usado en superficie sísmica es un cable par trenzado; sin embargo, tanto la conexión en serie como la paralela no pueden ser balanceadas eléctricamente. Hay que tomar en cuenta si dicha hilera de geófonos es usada cerca de una línea alta tensión, el

cable probablemente recogerá ruido de dicha línea. Si el despliegue de la locación de los geófonos esta cerca de una línea de estas características, es recomendado usar hileras de geófonos especialmente diseñadas con 3 cables conductores principales.

El uso de 3 conductores permite el balance eléctrico al desechar el ruido de la línea de alta tensión en el modo de comando del software en uso.

La frecuencia natural de un geófono es usualmente de 10 Hz. Esto se debe a que la frecuencia de ruido ground roll esta por debajo de los 10 Hz., y los geófonos de 10 Hz., han reducido la sensibilidad debajo de los 10 Hz. Si el ruido ground roll contiene una alta frecuencia, geófonos de 14 Hz. son también usados para esta frecuencia.

Los geófonos de baja frecuencia (~ 5 Hz.) son algunas veces usados para detectar ondas esquiladas (aserrad); que son comúnmente apiladas como un teléfono de 3C (un teléfono vertical y 2 horizontales). Los geófonos deberán ser plantados verticalmente a la superficie terrestre ya que los geófonos no trabajan correctamente si están inclinados. La máxima inclinación permitida para un geófono de 10 Hz. Es aproximadamente de 30°.

Es recomendable que los geófonos sean enterrados en el piso (uno ~ dos pies debajo de la superficie) o cubrirlos con sacos de arena (figura 3.7). Esto es para reducir el ruido de las gotas de lluvia y/o el ruido de aviones o ruido de aire.

Las adquisiciones sísmicas regulares se detienen si la lluvia y el viento son fuertes, por que el medio se vuelve muy ruidoso para grabar buenos datos. Sin embargo, la **Sísmica Mientras se Perfora** (SWD) tiene que continuar mientras la perforación avanza. Es recomendado que los cables de geófono y cables telemétricos sean enterrados para proteger el cableado de las mordeduras de los animales.

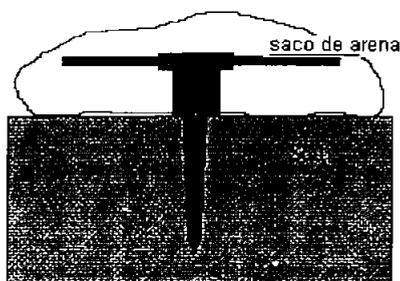


Figura 3.7 Un geófono con una bolsa de arena de arena.

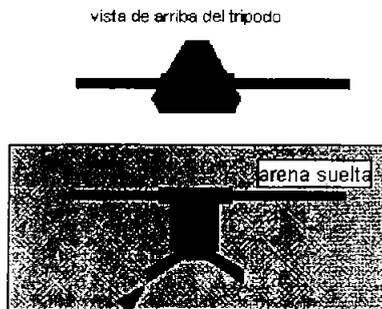


Figura 3.8 Un geófono enterrado en arena suelta.

Si la superficie es de arena suelta, es difícil plantar un geófono con una punta. En operaciones sísmicas de tierra el geófono es comúnmente enterrado en la arena con una base trípode (figura 3.8). La base trípode provee mayor terreno de enganche.

Un trípode es comúnmente usado para agarrar fuertemente a un geófono. El geófono con trípode deberá ser asegurado a la superficie por una cinta de empaque. En materiales de concreto y para asegurar un buen enganche por mucho tiempo, es recomendado perforar un hoyo que tenga un diámetro un poco menor que la punta. Después se empuja el geófono dentro del hoyo para así tener un mejor agarre (figura 3.9).

Cuando hay mucha agua comúnmente se utilizan teléfonos Marsh. Aquí no se deben usar geófonos regulares ya que estos no son muy resistentes al agua.

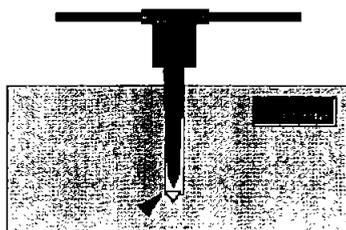


Figura 3.9 Plantando un geófono en el concreto.

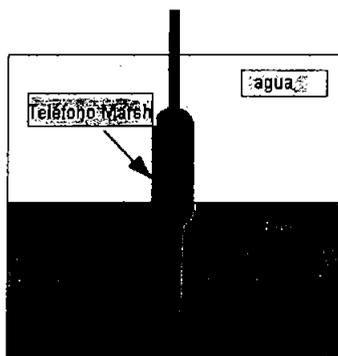


Figura 3.10 Teléfono Marsh.

### 3.6 Inspección de la calidad de la señal del arreglo de los geófonos

#### 3.6.1 Prueba llave para identificar polaridad

La manera correcta para identificar problemas de polaridad es golpear físicamente la parte de arriba de los geófonos hacia abajo (posiblemente con un lápiz) uno por uno después de plantarlos en la tierra. La respuesta correcta deberá ser una respuesta eléctrica positiva por el primer movimiento hacia abajo (SEG polaridad estándar) como se muestra en la figura 3.11.

Esto puede ser observado al golpear levemente un geófono cada segundo (como un ejemplo) después de ejecutar "vista" en la fase de registro en el procesador FrontEnd.

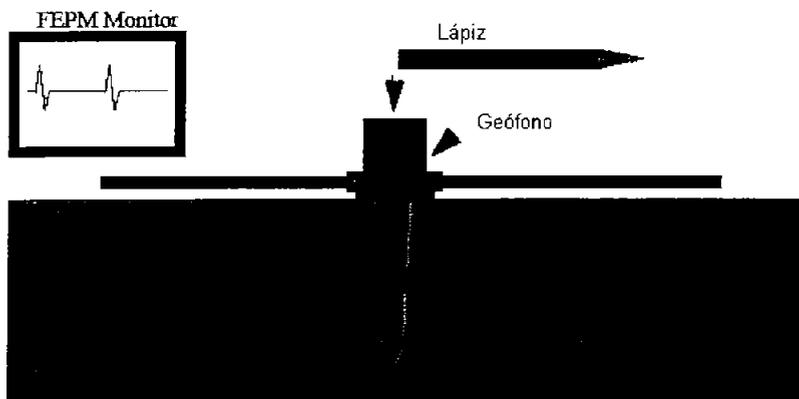


Figura 3.11 Prueba de golpe para un geófono.

#### 3.6.2 Observación de ruido de superficie

Asegurándose que la propagación de ruido de superficie es del aparejo y es continuo a través del conjunto. El movimiento hacia fuera del ruido deberá ser  $\sim 4 \text{ ms} * 12 \text{ (ngeo)}$ . Si el ruido aparece al mismo tiempo en todos los trazos esto significa que hay propagación de ruido perpendicular al conjunto. Este ruido es el más dañino, desde que las señales también aparecen casi al mismo tiempo en todos los trazos.

No hay diferencia del movimiento hacia fuera a través del conjunto para separar dichos ruidos de las señales. Si el ruido muestra movimiento hacia afuera contrario, deberá haber una fuente de ruido o una reflexión del ruido de superficie detrás del conjunto. Se recomienda cambiar la locación del conjunto o hacer un esfuerzo para parar el ruido (tal como pedir al hombre de la compañía el cambiar la ruta del camión cuando se acerca al aparejo, o poner una cerca eléctrica a lo largo del conjunto para prevenir la interferencia por animales, etc.).

La figura 3.12 muestra una simulación de sensibilidad reducida de una hilera de geófonos. Un probador de geófonos puede indicar los geófonos rotos en la hilera al medir la impedancia. Si uno de los geófonos tiene un circuito abierto, la impedancia es diferente que lo normal. Dicho problema puede ser encontrado en el laboratorio antes de la obtención de datos. Un probador de geófonos, sin embargo, no puede identificar: 1) La polaridad de los geófonos y 2) Teléfonos pegados. Incluso si algunos de los geófonos son conectados en polaridad contraria, el probador de geófonos da una respuesta correcta. Dicha hilera responde a señales sísmicas con sensibilidad reducida otro problema común es un "teléfono pegado". Un geófono no puede responder a un movimiento pequeño por que el movimiento en espiral dentro del geófono frota la pieza poste o el housing. Dicho geófono responde a un gran movimiento, tal como un actualizado que es inyectado desde el probador del geófono. Se nota que dicha desviación de amplitud no será aparente si los trazos son desplegados en "normalización de trazos". La desviación de amplitud deberá ser vista desde el display numérico en el lado derecho de los trazos.

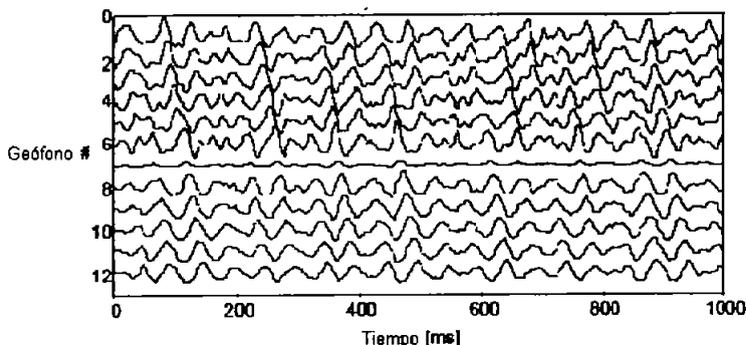


Figura 3.12 Problemas de sensibilidad.

Un problema común cuando se usan hileras de geófonos mezclados obtenidos de diferentes grupos es la polaridad reversible. El estándar SEG es popular en los Estados Unidos; sin embargo, los contratistas europeos deberán usar otra

polaridad que es la contraria a SEG. La figura 3.13 muestra polaridades reversibles simuladas. Esta claro los geófonos 3 y 8 son de polaridades contrarias.

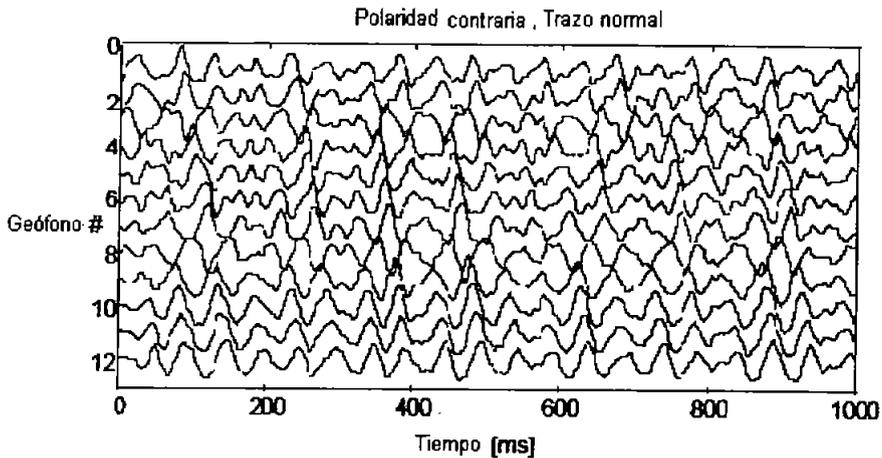


Figura 3.13 Polaridad contraria.

La figura 3.14 muestra un ejemplo de datos crudos con una explosión de ruido. Es fácil ver el estallido del ruido si la pantalla de QC despliega todo; sin embargo, toma mucho tiempo de CPU el desplegar toda la longitud de los trazos. Este ejemplo muestra un ejemplo de explosión de ruido que apareció fuera de los 1000 ms (1/8 de la longitud total) se desplegó después de la normalización de los trazos. La amplitud parece pequeña por que el software de despliegue normalizó el geófono 5 por el pico (punta).

Si los trazos son desplegados "normalización del documento", la punta no puede ser observada. Este tipo de ruido es muy local posiblemente alguien lanzo algo cerca de la hilera de geófonos. Si la razón entre la explosión del ruido y el RMS excede el umbral (el valor por default es 5) el sistema emite una alarma, despliegues y beeps. El ruido de explosión puede ser correlacionado con cualquier ruido en el ruido del acelerómetro y el resultado de la correlación cruzada puede ser ruidoso (difícil de ver después de la correlación cruzada). Es recomendado activar el editor de puntas DNA de los geófonos.

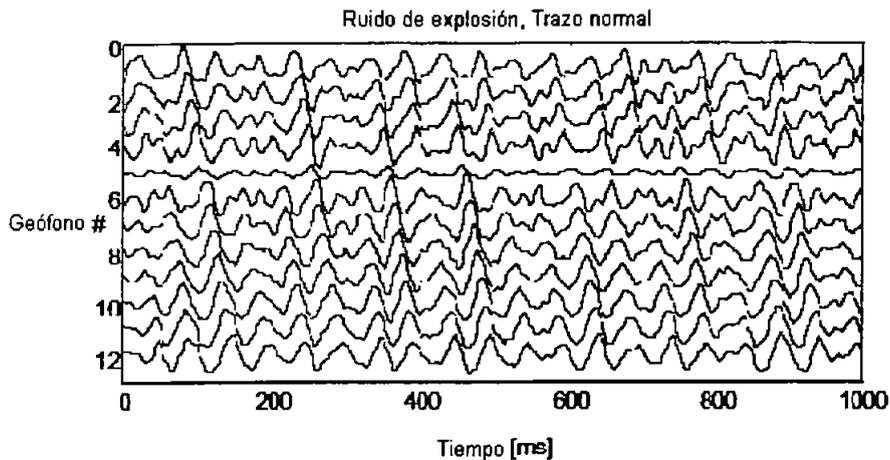


Figura 3.14 Ejemplo de explosión de ruido.

### 3.7 Actualización del conjunto de geófonos

La figura 3.15 muestra un ejemplo de ruido ground roll después de la correlación cruzada. El ruido ground roll Gr1 es la estimación original basada en la velocidad de ruido ground roll; sin embargo, esa energía es grande en el offset cercano y desaparece mientras el offset es incrementado. La energía de cambio de Gr1 a Gr2 y a Gr3 cuando el offset es mayor.

Basada en la medida actual, es posible sintonizar la locación de conjunto de geófonos. Se deberá hacer énfasis que cuando la barrena esta más profunda el tiempo de llegadas se retrasa. Después el offset tiene que ser incrementado para evitar el ruido ground roll, el offset largo no causara muchos errores DVT desde que el movimiento hacia fuera normal se vuelve pequeño.

Un argumento posible es mover el conjunto mientras la barrena se es más profunda como se muestra en la figura 3.15 el conjunto 1 es para una profundidad de barrena de 1000 m, el conjunto 2 es para 2000 m., y el conjunto 3 para 3000 m.

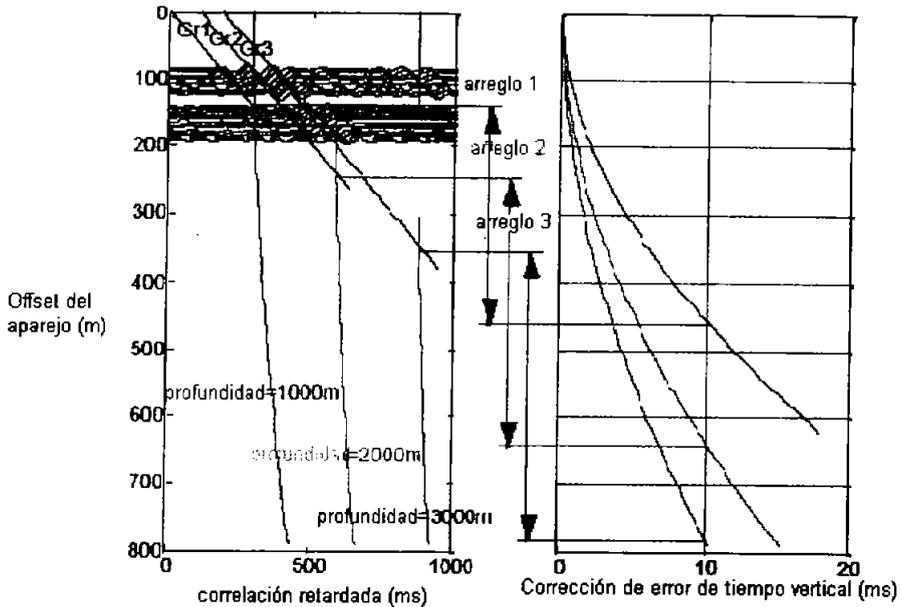


Figura 3.15 Actualizando conjunto de geófonos.

### 3.7.1 Señales y ruidos en sismica mientras se perfora (SWD)

La figura 3.16 ilustra las señales y ruidos de **Sismica Mientras se Perfora (SWD)** en el dominio de conjunto de superficie y el dominio VSP. El eje horizontal es el retraso de la correlación. En esta escala, el tiempo de llegada es más corto que el tiempo de la sarta de perforación (drillstring).

Trazos individuales de cada geófono son trazados en el dominio del conjunto de superficie. El trazo medio (la suma de todos los trazos de superficie) es trazado en la cima del dominio del VSP.

La llegada directa de señal de la barrena frecuentemente parece ser un doublet. Se pensó que esta onda era de la sarta de perforación (drillstring) causada por un impacto de barrena reflejada dentro del aparejo de fondo (BHA) y que la reflexión es reenviada dentro de la formación. En las zonas de la sarta de perforación (drillstring) son propagadas hasta la cima de ésta y reflejadas devuelta a la barrena.

Dichos eventos deberán estar presentes después de un tiempo en una ventana. El retraso entre la llegada directa de la barrena y el múltiple de la sarta de perforación (drillstring) es el tiempo de recorrido dentro de la sarta de perforación (drillstring) y podrá ser notado en el dominio VSP como una llegada lenta.

El ruido ground roll muestra movimiento lento hacia fuera en el dominio del conjunto de superficie; sin embargo, este es constante en el dominio VSP. Esto es por que el tiempo de llegada de ruido ground roll es el tiempo de propagación desde el aparejo hasta el geófono, y es independiente de la profundidad de la barrena.

Las ondas de la sarta de perforación (drillstring) causan vibración en el aparejo y no solo emite el ruido ground roll sino que también refracta ondas justo debajo de la zona climatizada. El movimiento hacia afuera de esta onda es el mismo que el de la velocidad de elevación medida en la inspección de refracción. El tiempo de llegada es más temprana que la llegada directa desde la barrena.

Si el pozo es desviado bruscamente, la tubería de perforación (drillpipe) flotara en el agujero y pateara fuera de su punto. Esta acción de frotación causara ondas acústicas adicionales conocidas como "fuentes secundarias" dicho ruido aparece debajo de la patada de profundidad en el dominio VSP y es estacionario. Incluso si el ruido es severo no hay acción posible para prevenir dichas ondas estacionarias. Necesitamos ir a "Wave Field Ceperation" en el software de playback para remover dicho ruido.

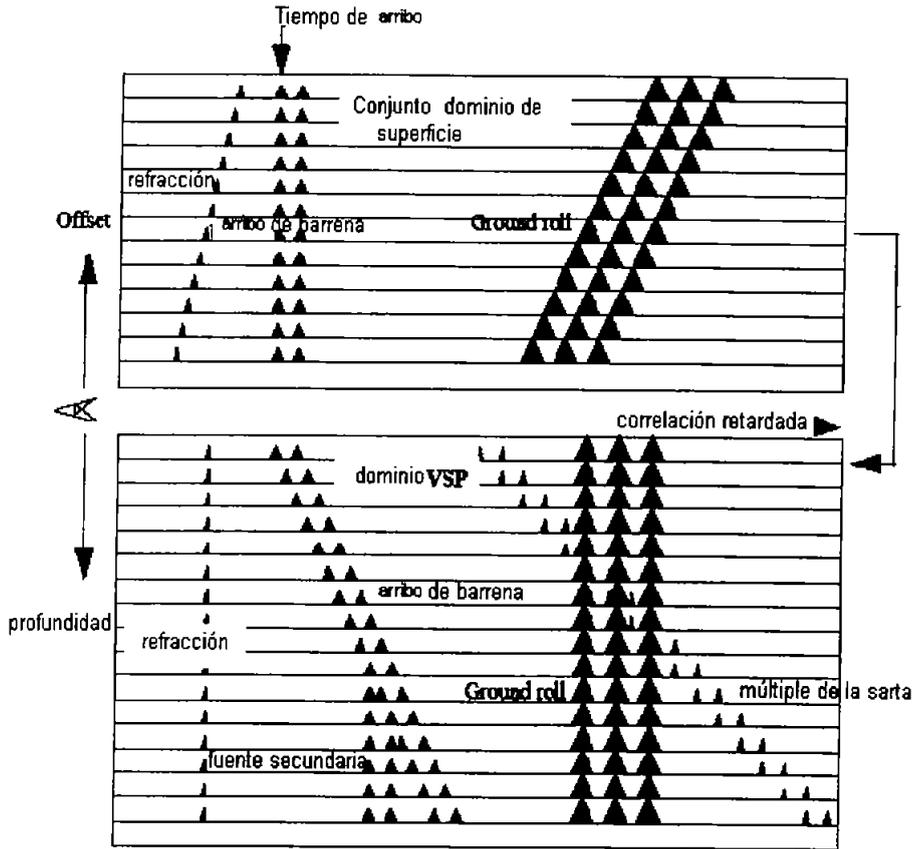


Figura 3.16 Apariencia de las señales y ruidos en el conjunto de superficie y en el VSP.

### 3.7.2 Tareas de procesamiento de la información sísmica

En la técnica Sísmica Mientras se perfora como se ha mencionado no requiere equipo debajo del agujero pero requiere de una barrena tricónica para ser usada en la perforación. Un acelerómetro multicomponente es montado en la unión giratoria (swivel) y conectado a un sistema de grabación por medio de un cable del acelerómetro. Un conjunto de 24 o 12 hidrófonos/geófonos o una combinación de los dos es colocado al lado del aparejo, generalmente a 300 m de distancia.

Una extensión de cable conecta el conjunto a las cajas de adquisición, localizadas en el piso del aparejo. Las cajas de adquisición digitalizan las señales del receptor y las manda a una computadora llamada FrontEnd.

Dos PC's hacen el procesamiento. El procesador FrontEnd detecta cuando la perforación esta en proceso y realiza la correlación y operaciones de apilamiento continuamente mientras la perforación esta en proceso. El procesador secundario esta conectado al procesador FrontEnd vía conexión paralela y realiza un sin número de operaciones, una vez que una suficiente cantidad de datos ha sido adquirida. En el caso de las operaciones fuera de costa el despliegue del cable del conjunto del receptor puede ser un asunto delicado. La dirección del cable esta restringida a ir en dirección hacia abajo y cualquier cable conectado del aparejo deberá ser tomado en cuenta.

La especificación actual de la profundidad del agua es de 300 m, con los datos adquiridos bajo los 140 m de profundidad.

La figura 3.17 muestra un diagrama de bloque de las tareas de procesamiento desarrolladas por el FrontEnd y PC secundaria. El procesador FrontEnd correlaciona y apila bloques de 8 segundos de datos mientras la perforación progresa. Este proceso se repite cada once segundos dando al sistema una eficiencia mejor al 70%. La señal del acelerómetro es correlacionada cruzadamente con cada uno de las señales de hidrófonos / geófonos y se auto correlacionan con ellas mismas. Un filtro adaptado de cancelación de ruido puede ser computado del componente horizontal del acelerómetro y aplicada al componente verticalmente de la correlación. Las correlaciones cruzadas y auto correlaciones son continuamente apiladas y pilas intermedias son guardadas en disco después de uno o dos metros de perforación.

El procesador secundario corre el software "play back" y realiza una variedad de operaciones incluyendo: removimiento de múltiple de la sarta de perforación (drillstring), agrupación digital, alineamiento y apilamiento final, compensación del sensor, recolección de tiempo de llegada directa, análisis de tiempo de velocidad/viaje de la sarta de perforación (drillstring), cambio de tiempo para SRD (datos de referencia sísmica) y análisis del intervalo de velocidad. Para este punto los datos han sido procesados para un informe diario. Otros módulos especializados incluyen procesamiento RVSP "estándar" y predicción del objetivo de profundidad de la perforación. Las salidas del procesamiento RVSP (VSP reverso) es la deconvolución de la onda ascendente de campo en un tiempo de dos vías a lo largo del apilamiento del corredor.

Algunos de los pasos de procesamiento merecen elaboración. Recompensando el removimiento del múltiple de la sarta de perforación (drillstring); desde que los múltiples generados dentro de la sarta de perforación (drillstring) son grabados por los acelerómetros deben ser removidos de la correlación cruzada del acelerómetro (receptor). Esto es hecho por un operador desde la auto correlación del acelerómetro y aplicándola a las correlaciones cruzadas del receptor. De hecho, una interpretación de los parámetros del operador es usada para generar la imagen de la sarta de perforación (drillstring). La agrupación digital "beamformer" es otro paso importante en el procesamiento. Esta operación remueve adaptadamente capas de superficie o agua propagándose horizontalmente (ruido relacionado con los datos del receptor antes de apilarse).

El paso más crucial en realizar tiempos de viaje acertados es la velocidad de la sarta de perforación (drillstring) o el análisis del tiempo de viaje. Un problema es que el coeficiente de reflexión de la barrena puede ser difícil de identificar, haciendo que el tiempo exacto de llegada de la sarta de perforación (drillstring) sea difícil de definir.

Un trabajo considerable en investigación e ingeniería ha sido hecho para dirigir este problema, y ahora se usa el análisis de apariencia y herramientas interactivas para recoger directamente la reflexión de la barrena. La figura 3.18 muestra una imagen de la sarta de perforación (drillstring) con las llegadas del aparejo de fondo BHA (bottom hole assembly) del cual la velocidad de la sarta de perforación (drillstring) y el tiempo de viaje son determinadas.

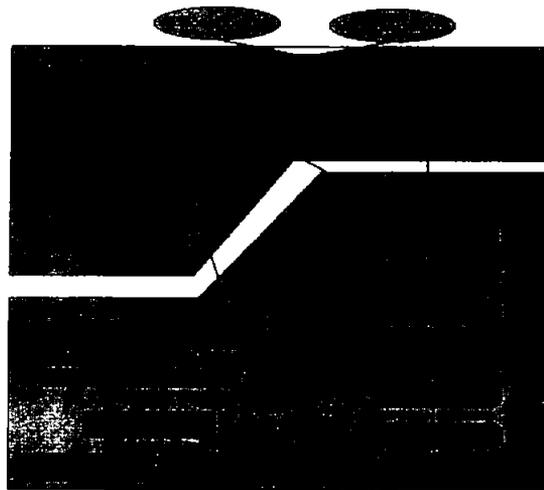


Figura 3.17 Un resumen de operaciones de procesamiento de señal desarrolladas por el FrontEnd y computadoras secundarias.

serie de coeficiente de reflexión para corridas de barrena 2, 3, 4 y 5, cualquier BHA

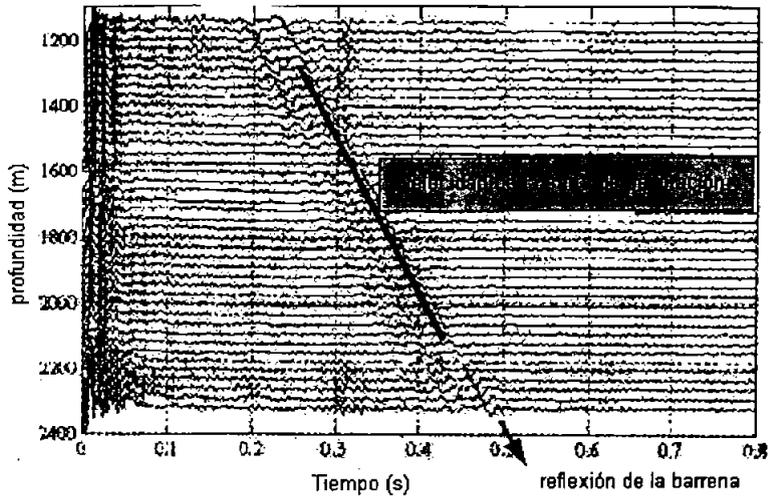


Figura 3.18 Series de coeficientes de reflexión para corridas de barrena 1,2, 3,4 y 5 en cualquier aparejo de fondo BHA.

### 3.8 Procedimiento de operación marina de la Sísmica Mientras se Perfora

Para el procedimiento de operación marina de la **Sísmica Mientras se Perfora** es necesario considerar la siguiente información:

- Indicar el registro con anticipación para contar con una buena sección sísmica. Se recomienda efectuarla a partir de los 500 metros aunque dependerá de la profundidad del objetivo.
- Profundidad vertical del objetivo y rumbo del pozo.
- Lancha para el armado y tendido de los geófonos/hidrófonos.
- Estudio geotécnico del fondo, donde se van a colocar los geófonos / hidrófonos.
- Conocer el tirante de agua de la plataforma, así como la altura del nivel del mar a la mesa rotaria.
- Una sección de sísmica de superficie y/o VSP convencional.

### 3.8.1 Tendido de los Hidrófonos/geófonos

Los hidrófonos / géofonos son tendidos paralelamente al rumbo del pozo y son ubicados con el sistema de posicionamiento satelital GPS.

Los levantamientos sísmicos marinos se obtienen mediante embarcaciones que remolcan cables sísmicos, o cables instrumentados, para grabar señales de tiros disparados a medida que la embarcación maniobra a lo largo del objetivo. Un típico cable sísmico marino tiene una longitud de 3000 a 8000 m [9800 a 26,200 pies] y, en la adquisición convencional de datos, arrastra cientos de grupos receptores de 12 a 24 hidrófonos que alimentan un canal de registro único. En principio, la suma de las señales detectadas antes de efectuar el registro (un paso llamado formación del conjunto) mejora la relación señal-ruido.

Sin embargo, la formación del conjunto puede dañar de manera irreparable la fidelidad de la señal y reducir la eficacia de los pasos de procesamiento subsiguientes, destinados a atenuar el ruido que pasa por el cable sísmico. Para reducir al mínimo el ruido de las olas en la superficie del mar, los cables sísmicos se remolcan a una profundidad especificada en la etapa de planeamiento del levantamiento, usualmente de 6 a 10 m [20 a 33 pies]. El remolque a menores profundidades puede aumentar el contenido de alta frecuencia de la señal registrada, pero por lo general también aumenta el nivel de ruido. Las embarcaciones para alto rendimiento de adquisición de datos pueden remolcar de 12 a 16 cables sísmicos, con una separación de 50 a 100 m [160 a 330 pies] entre sí. Los deflectores basados en la tecnología Monowing de cables sísmicos múltiples, se instalan en la parte delantera del cable sísmico para ayudar a mantener el espacio de separación entre los cables (figura 3.19).

Mientras los deflectores Monowing controlan la separación de los cables sísmicos en la parte delantera, lo que ocurre después de ese punto es cosa de la naturaleza. Actualmente, las mareas y otras fuerzas pueden hacer que los cables sísmicos se levanten o se desplacen hacia los lados desde las posiciones programadas y, en casos extremos, se pueden enredar. Los cables sísmicos enredados se deben llevar nuevamente a las embarcaciones y desenredarse en forma manual, generando tiempo no productivo. Cualquier aplicación de datos sísmicos requiere información precisa acerca de la posición, y algunos usos, como el monitoreo sísmico mediante la técnica de lapsos de tiempo, exigen un posicionamiento repetitivo. Para asegurar que la disposición para la adquisición de datos se encuentre documentada con precisión, se utilizan sensores de posicionamiento para determinar la posición de cada fuente y receptor en cada punto de tiro a medida que avanza la embarcación. Las mediciones a través del Sistema de Posicionamiento Global (GPS) utilizan satélites para detectar y apuntar la posición de la embarcación con una resolución de tres metros. Con los sistemas

tradicionales, las posiciones de las fuentes y los receptores sísmicos en relación con la embarcación se calculan utilizando información enviada por sensores acústicos y sensores de cabecera montados en las redes de cables sísmicos, al comienzo y al final de cada cable. Las posiciones delantera y trasera de los cables sísmicos se conocen con precisión. Sin embargo, las posiciones de sensores individuales se estiman a partir de la forma de un cable sísmico marino, que se calcula mediante el uso de sensores de cabecera montados en cables sísmicos ubicados en unos pocos puntos a lo largo del cable, lo que puede introducir errores significativos.

La típica fuente sísmica es un conjunto compuesto por subconjuntos, cada uno de los cuales contiene hasta seis cañones de aire, separados por unos 3 m [10 pies]. Como los cables sísmicos marinos, los conjuntos de cañones de aire son remolcados a una profundidad de 6 a 10 m. Los conjuntos arrastrados a menor profundidad producen resultados insuficientes; en lugar de una ráfaga de cañones de aire que se propaga en dirección descendente, sólo se producen burbujas en la superficie del mar, ya que no hay suficiente presión hidrostática para formarlas de manera adecuada. Las fuentes producen señales que son alteradas por interferencias destructivas entre las ondas de sonido directas descendentes y las ascendentes primero, y se reflejan en la superficie marina (fantasmas) sólo unos cuantos milisegundos después.

De manera similar, los receptores sufren interferencias entre las reflexiones ascendentes y los fantasmas descendentes, reflejados en la superficie marina. Mientras más cerca de la superficie se encuentren la fuente o el cable sísmico, habrá mayor contenido de alta frecuencia en la señal registrada, pero será mayor la pérdida de bajas frecuencias de penetración profunda y también será mayor el ruido. Mientras más profundo se encuentren la fuente o el cable sísmico, mayor será el contenido de baja frecuencia y menor el ruido, pero a costa de perder señales de alta frecuencia. La señal de un conjunto de fuentes puede variar de disparo a disparo, dependiendo de las variaciones en los tiempos individuales de disparo del cañón, la presión de la cámara del cañón, la geometría del conjunto y la imposibilidad de hacer un disparo. Estas variaciones de disparo a disparo pueden reducir la precisión y la capacidad de repetición de los levantamientos sísmicos.

### **3.8.2 Adquisición marina mejorada**

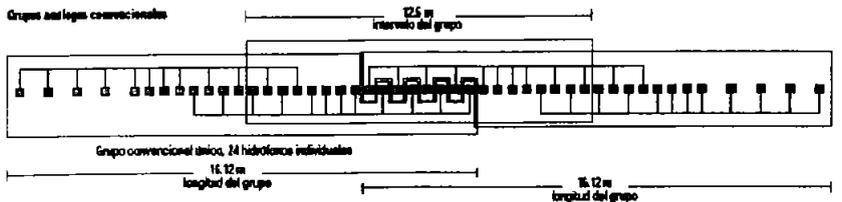
Los geofísicos e ingenieros de la compañía WesternGeco diseñaron varias maneras de suprimir el ruido relacionado con los cables sísmicos, el posicionamiento y las fuentes; ruido que dificulta la adquisición tradicional. Varios equipos del Centro de Tecnología de Oslo, Noruega, cooperaron para superar los enormes desafíos técnicos que implicaban perfeccionar la tecnología Q de punto

receptor. El resultado de su trabajo, el sistema Q-Marine, proporciona datos sísmicos marinos de calidad insuperada hasta ahora.



Figura 3.19 Cables sísmicos marinos, o cables instrumentados, para registrar señales a medida que la embarcación sísmica avanza a lo largo del objetivo.

El nuevo sistema incluye mejoras en la sensibilidad del receptor y de la precisión del posicionamiento, cables sísmicos direccionables, un mejor control de la fuente y una adquisición de punto receptor que proporciona de manera consistente datos repetibles de alta calidad. Para solucionar el problema de la variación de sensibilidad de los receptores, los ingenieros de fabricación crearon nuevos hidrófonos tubulares de alta fidelidad, con especificaciones de sensibilidad estrictas y estables. Por lo general, los hidrófonos sufren presiones hidrostáticas que con el tiempo pueden afectar la sensibilidad o incluso destruir los sensores. Los nuevos hidrófonos tienen una capacidad mucho mayor de supervivencia a cierta profundidad y sensibilidades más estables, ya que se prueban en el proceso de fabricación y se desempeñan de manera constante en lo sucesivo. Cada hidrófono tiene su propio certificado de calibración, y todos los valores de sensibilidad se almacenan en los dispositivos electrónicos del cable sísmico para calibración automática de datos (figura 3.20).



^ Grupos intercalados de hidrófonos que alimentan un canal de registro único. Las señales de cada hidrófono en un grupo se suman para producir una única traza registrada por grupo.

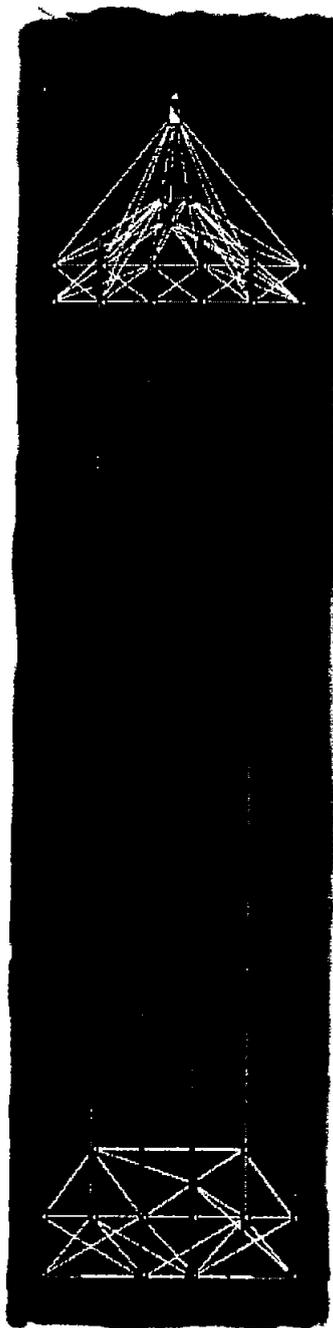
Figura 3.20.

Con los avances recientes acontecidos en la electrónica y en las redes de fibra óptica, el sistema puede registrar más de 4000 hidrófonos por cable sísmico de 12 kilómetros [8 millas], para un máximo de 80,000 canales.

La cuadruplicación resultante en la capacidad del ancho de banda, en comparación con los sistemas de adquisición tradicionales, abre la posibilidad de subir al barco los datos de punto receptor recién adquiridos, para efectuar un procesamiento avanzado con algoritmos digitales de formación de grupos.

El nuevo sistema de adquisición lleva un sistema de establecimiento de rangos acústicos en toda la longitud del cable sísmico. Las fuentes acústicas distintivas ubicadas cada 800 m [2600 pies] a lo largo de los cables sísmicos emiten señales que se pueden grabar en cualquier hidrófono sísmico. La temporización relativa de cada llegada de datos permite computar un conjunto de rangos o distancias entre la fuente y los hidrófonos a través de toda la red. Los rangos acústicos se usan como información de entrada para un ajuste de los rangos de la red que se extienden entre lecturas del GPS. El resultado es una precisión absoluta de posicionamiento dentro de los 4 m [13 pies] en cualquier punto a lo largo de los cables sísmicos. El esfuerzo computacional necesario para resolver el ajuste de la red en el mar es muchas veces mayor que el necesario para alcanzar una solución convencional. Mientras todos los sistemas tradicionales de adquisición de datos permiten controlar la profundidad del cable sísmico, sólo el método Q-Marine permite un direccionamiento horizontal activo además del control de profundidad.

Figura 3.21 Posicionamiento de redes en las partes delantera (*arriba*) y posterior (*abajo*) de los cables sísmicos. Los sensores del Sistema de Posicionamiento Global (GPS, por sus siglas en inglés), las brújulas y los sensores acústicos proporcionan mediciones que ayudan a calcular la posición de las fuentes y de los receptores en el conjunto de cables sísmicos.



## IV APLICACIONES DE LA TÉCNICA SÍSMICA MIENTRAS SE PERFORA

### 4.1 Predicciones de sobrepresión en formaciones con Sísmica Mientras se Perfora

La técnica de la **Sísmica Mientras se Perfora** indudablemente ha probado ser muy confiable para dar información de tiempo profundidad, su éxito de este modo ha llegado a la predicción VSP convencional siendo este esporádico, aunque mejorado. Dada esta carencia y la demanda de los servicios por una herramienta mejorada de predicción, el reto fue el de crear una herramienta de predicción o previsible que pueda hacer uso de los beneficios de tiempo real de la **Sísmica Mientras se Perfora** (Dbseis). Siendo la respuesta la de integrar con una inversión convencional las líneas de cable VSP.

Una de las más populares e importantes aplicaciones del VSP es la de la inversa de la impedancia acústica para la predicción de sobrepresión delante de un TD intermedio. Desde que se conoce la línea de cable VSP que es generalmente la que tiene mayor señal a ruido que los datos de superficie sísmica, y que son los datos preferidos que se usan en una inversa de impedancia acústica.

La correlación petrofísica obtenida entre la porosidad incrementada de la lutita o la presión de poro y la impedancia acústica disminuida que esta es aplicada para interpretar zonas de sobrepresión. El problema aquí es el de transformar la inversa de impedancia acústica contra un tiempo de dos vías en algo significativo para el departamento de perforación (como por ejemplo el peso del lodo equivalente contra profundidad).

Esto se hizo en años anteriores haciendo uso de dos relaciones empíricas (calibradas opcionalmente). La primera relaciona densidad a porosidad (relación Gardner) y la segunda relaciona exceso de lentitud al gradiente de presión de poro o peso del lodo (relación Hottman - Johnson).

La figura 4.1 muestra un VSP procesado y la inversión de impedancia acústica. La gota en impedancia acústica a 2.2 s indica la cima de la zona de sobrepresión. Esta impedancia acústica de pseudoregistro es entonces transformada a velocidad usando la relación Gardner con coeficientes calibrados desde un pozo cercano, y el índice del tiempo de 2 vías es transformado a profundidad.

El exceso de lentitud es determinado al sustraer el registro de lentitud esperado de una lutita de compactación normal, contra los coeficientes para la tendencia de compactación que fueron determinados de un pozo cercano. Ellos pueden, sin embargo, haber venido de una regresión de lentitud contra profundidad sobre una sección de compactación normal.

El registro de exceso de lentitud fue transformado a gradiente de presión de poro y el equivalente de peso del lodo, usando una forma de datos empiricos de Hottman y Johnson. El registro predecido de peso del lodo contra profundidad se muestra en la figura 4.2.

La precisión de la profundidad predecida (interpretada) de sobrepresión depende en que también la inversión VSP recupere el componente de baja frecuencia y la validez de la relación de Gardner. En este caso se fue capaz de calibrar la relación Gardner de un pozo cercano pero en cualquier caso se tendrá un error en la predicción de profundidad.

Con esto se busca el minimizar y cuantificar este error de profundidad empleando la información de la **Sísmica Mientras se Perfora (Dbseis)** de tiempo profundidad en tiempo real.

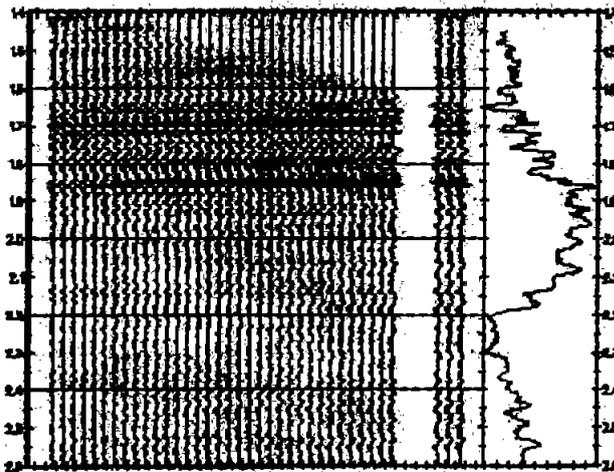


Figura 4.1 Una línea de cable VSP procesada con un corredor apilado y una inversión de impedancia acústica. La gota en impedancia acústica a 2.2 segundos es interpretada como la cima de la zona de sobrepresión.

Siguiendo el trabajo de años anteriores, un tiempo de dos vías es identificado primero mientras que el onset de la sobrepresion o algún otro objetivo de la perforación después. Este tiempo de dos vías puede ser interpretado desde la inversión de impedancia acústica o de otros datos.

Un estimado inicial de profundidad esta usualmente disponible desde las velocidades sísmicas de superficie y/o datos de pozos regionales. La inversión VSP provee una segunda curva, actualizada de tiempo-profundidad debajo del TD intermedio la cual da una nueva predicción de profundidad.

Cuando la perforación procede y nuevos pares de tiempo - profundidad son obtenidos desde la **Sísmica Mientras se Perfora (Dbseis)**, la curva de tiempo profundidad es actualizada y una nueva predicción de profundidad para el tiempo de dos vías seleccionado es determinado.

La predicción de profundidad se repite por cada nuevo par de tiempo - profundidad hasta que la profundidad de la barrena actualizada esta dentro de la tolerancia de la profundidad predecida.

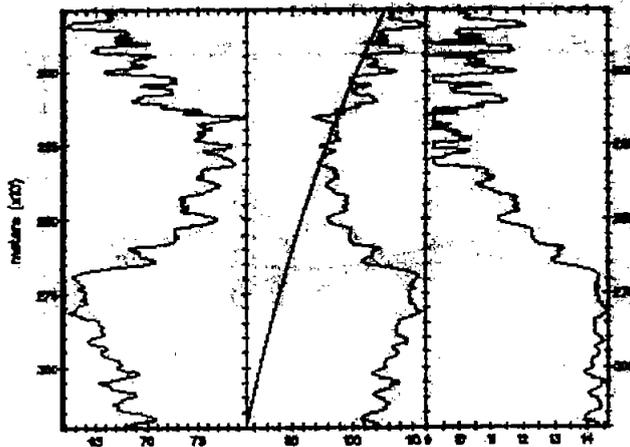


Figura 4.2 La inversión de impedancia acústica de la línea de cable VSP convertida a profundidad (izquierda), la inversión como un registro de lentitud con la tendencia de compactación normal de lentitud (al centro), y el equivalente del peso del lodo (derecha). Las unidades son msgc, us/ft lb-gal, respectivamente.

La figura 4.3 muestra el proceso de la predicción de la profundidad para la cima del objetivo de sobrepresión a 2.2 s desarrollándose con el tiempo de perforación, mientras que la barrena se aproxima al objetivo. La profundidad objetivo predecida no cambia mucho en este ejemplo, solo 20 m., esto es debido a la excepcional calidad de la inversión VSP y teniendo un pozo a 500 m para calibrar la relación Gardner.

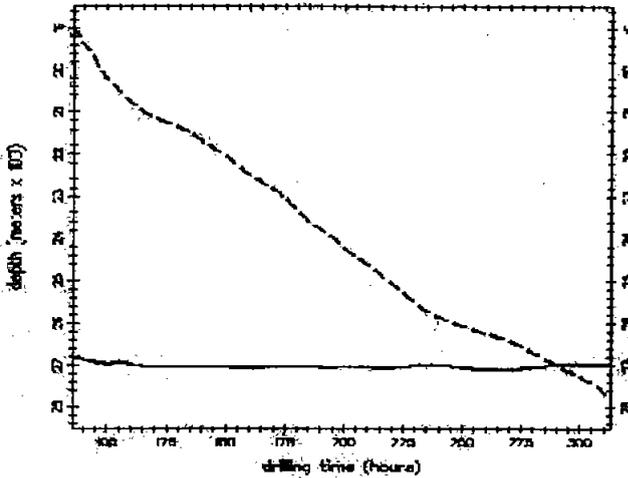


Figura 4.3 La evolución de la predicción del objetivo de profundidad (línea sólida) como una función del tiempo de perforación. El objetivo es la cima de la sobrepresión a 2.2 s. La barrena (se apresura) predice riesgos de intersección de profundidad con el objetivo de profundidad.

En general cambios significantes en los objetivos de profundidad predecidos son esperados. La figura 4.4 muestra un ejemplo de formar una tendencia lineal a los datos de tiempo - profundidad sobre un ejemplo de una ventana de tiempo (cerca de los 100 m.) con residuos a lo largo de una forma polinomial sobre el intervalo de los 850 m. Dos desviaciones estándar de ventanas de tiempo son mostrada: una por tiempo "crudos" y otro por tiempos finales de campo.

Los residuos de tiempo final de campo son pequeños por que la regresión lineal y las operaciones suaves son aplicadas a la sarta de perforación (drillstring) y a los tiempos de correlación cruzada sobre una ventana de tiempo de 50 a 60 m, por supuesto como una preocupación es la secuencia de procesamiento. Los tiempos crudos en este ejemplo muestran un esparcimiento similar en magnitud a la forma global, a menos de 2 milisegundos en desviación estándar. Dando una velocidad de 3000 m/s que esto se traduce a 6 m de exactitud.

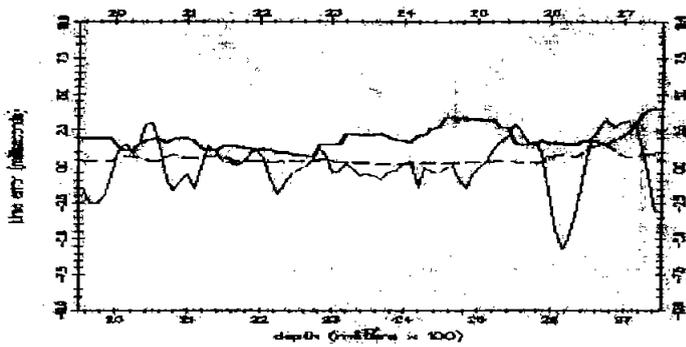


Figura 4.4 Tiempo esparcido de una vía contra profundidad sobre un intervalo de 850 m. Las líneas estrelladas y espesas son las desviaciones estándar de un ejemplo de slindig 11 (100 m) regresión lineal al campo final y tiempos crudos, respectivamente. La línea delgada sólida es el residuo de una regresión polinomial a todos los datos (desviación estándar 1.77 ms).

La figura 4.5 muestra un acercamiento de la evolución de la predicción del objetivo de profundidad de la figura 4.3 con desviaciones estándar del tiempo local de una vía convertida a errores de profundidad usando la velocidad local. Basado en esto, la perforación pudo haber sido parada con seguridad a 6 o 7 metros sobre el objetivo.

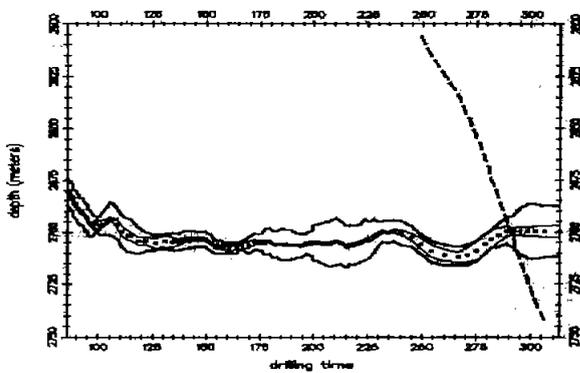


Figura 4.5 Una vista más cercana a la figura 4.3 La evolución de la predicción de profundidad (puntos) es mostrada con dos pares de curvas de error de profundidad. Las delgadas líneas sólidas vienen de la desviación estándar de la última curva de campo de la figura 4.4 convertida a profundidad usando la velocidad local. Las delgadas líneas sólidas vienen de la curva de desviación estándar de tiempos crudos de la figura 4.4. La perforación pudo haber sido detenida con seguridad a 6 - 7 m sobre el objetivo.

Basada en esta idea de predicción de profundidad integrada, un módulo interactivo fue desarrollado en ingeniería y ahora esta disponible en el software de "play back" del Dbseis en el sitio del pozo. La figura 4.6 muestra la gráfica de la pantalla. Este modulo toma como una entrada de archivos ASCII de la inversión VSP y la curva de tiempo – profundidad predecida derivada de la inversión. Ambas son proveídas por el centro de cómputo.

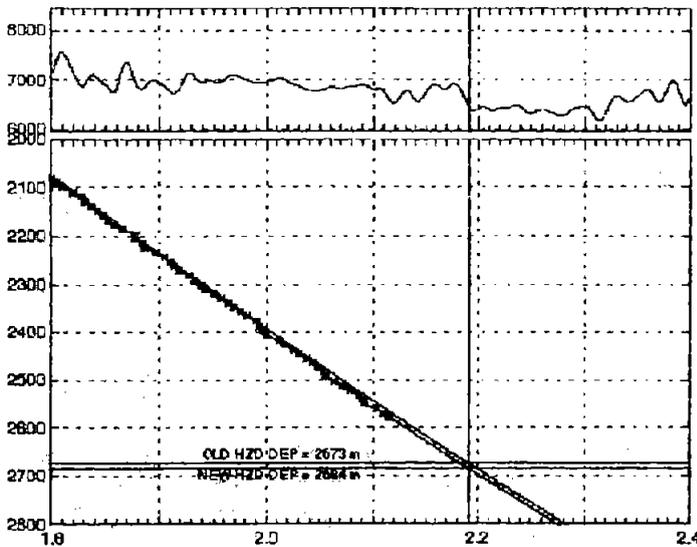


Figura 4.6 El riesgo del sitio del pozo o el display de predicción de la profundidad objetivo. La curva predecida de tiempo – profundidad desde la inversión VSP es desplegada con la versión (cambiada) actualizada usando los más recientes datos Dbseis. El usuario toma un tiempo interactivamente (eje horizontal) del objetivo de perforación y el predecido originalmente y nuevos riesgos de profundidad son enlistados.

Mientras una línea de cable VSP intermedia es recomendada para la aplicación de la predicción de sobrepresión, si el objetivo es perforar un evento sísmico marcado delante de la barrena por lo tanto una línea de cable VSP intermedia no será necesaria. El tiempo de dos vías de la barrena es seguido simplemente en la sección sísmica hasta que una distancia segura (tiempo) y desde que un tiempo marcado es alcanzado.

La precisión de este acercamiento es limitada, sin embargo, desde que hay diferencias absolutas en el cronometraje entre las diferentes supervisiones. Aquí es cuando es importante un trazo representativo del cero offset del Dbseis (un corredor apilado) para determinar el cambio de tiempo requerido.

En pocos casos la calidad de los datos del Dbseis han sido suficientemente buenos para proveer un corredor apilado confiable debajo y detrás de la barrena.

Las figuras 4.7 y 4.8 muestran dicho ejemplo. La figura 4.7 muestra los datos Dbseis en un punto en la cadena de procesamiento equivalente a la cadena estándar VSP después del apilamiento. La figura 4.8 muestra el corredor apilado Dbseis Spliced dentro de la sección de superficie sísmica.

Los eventos mayores se correlacionan muy bien incluso significativamente detrás de la barrena. Así, siendo capaces de desplegar y correlacionar el corredor apilado de Dbseis con los datos de superficie sísmica que permiten la diferencia de cronometrado entre las dos inspecciones para ser determinada, y es importante ya que ningún VSP intermedio ha sido adquirido.

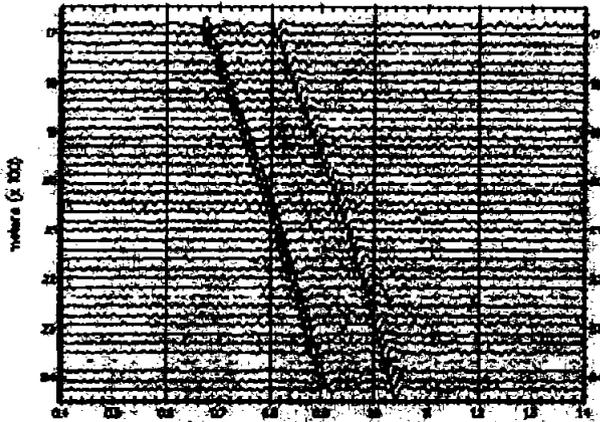


Figura 4.7 Un campo de onda de una barrena sísmica RVSP antes del procesamiento del VSP. El segundo evento mayor de bajada es la reflexión desde la superficie marina.



Figura 4.8 Un compuesto de corredor apilado Dbseis y sección de superficie sísmica.

#### 4.2 Imagen en tiempo real de profundidad sísmica

La aplicación de la predicción de profundidad objetivo en tiempo real discutida anteriormente involucra una transformación de tiempo - profundidad de 1D. Esta transformación también puede ser usada para transformar una migración de tiempo de superficie sísmica a una sección de profundidad. Una sección de profundidad es de interés por que los eventos sísmicos pueden ser correlacionados con otra información de perforación en tiempo real, y, por supuesto provee un back - drop pictórico para el progreso de perforación. La transformación de tiempo - profundidad 1D es la más simple, la forma más rápida de producir una imagen de profundidad en tiempo real es realmente y solamente una conversión de profundidad.

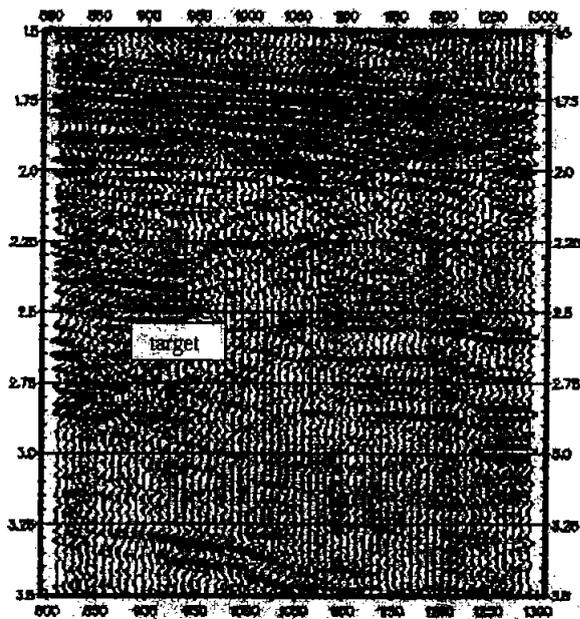


Figura 4.9 Una porción de 6 km de superficie sísmica centrada en la locación del pozo. El objetivo es un cuerpo arenoso a 2.55 s.

Para ver como aparecerá la conversión en tiempo real de profundidad sísmica en el sitio del pozo debemos simular la perforación a un objetivo de arena, viendo tres fotografías de la imagen de profundidad sísmica. En la figura 4.10 muestra las tres relaciones de tiempo – profundidad usadas para hacer esto. La función (a) viene de una inversión de línea de cable VSP intermedia usando una densidad constante en lugar de una relación Gardner calibrada para la transformación de velocidad. La función (b) son los datos Dbseis debajo de los 2.35 s (2908 m) adjunto con la función (a) después de un cambio de tiempo. La función (c) es la misma que (b) pero con los datos Dbseis bajo los 2.55 s (3202 m), el tiempo objetivo.

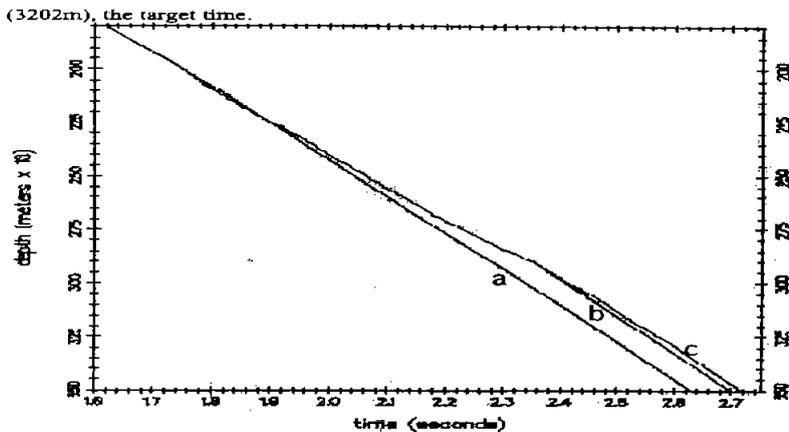


Figura 4.10 Tres funciones de tiempo profundidad. a) de la inversión VSP b) de la inversión VSP y pares Dbseis de tiempo – profundidad debajo de los 2.35 s (2908 m). c) de la inversión VSP y pares Dbseis de tiempo profundidad debajo de 2.55 s (3202 m), el tiempo objetivo.

Cada una de estas funciones es usada para conversión – profundidad en la sección sísmica de la figura 4.9. La figura 4.11 muestra los resultados. La primera función (a) es usada, mostrando la mejor imagen de profundidad sísmica cuando la barrena esta a 1900 m. Nótese que la función (a) es probablemente más acertada que cuando es obtenida desde las velocidades de apilamiento de la superficie sísmica. La función (b) simula la imagen con la barrena a 2908 m y resulta en un drástico cambio en la profundidad a objetivo. La función (c) produce la imagen de la profundidad sísmica justo antes de penetrar el objetivo. Un tipo de display similar esta siendo considerado para el software "play back" en el sitio del pozo.

Es extremadamente simple este producto y extiende la aplicación de predicción de la profundidad objetivo a 2D a través del uso de una transformación de tiempo profundidad de 1D. Es de suma importancia, el proveer una imagen dentro o a través de la cual el pozo será perforado y así ayudara a controlar los pozos de pequeñas desviaciones.

Extendiendo la conversión de profundidad 1D a imágenes verdaderas de profundidad (migración) el cual agrega complejidad al proceso y dependiendo de la opción seleccionada, se forzara a los procesos computacionales a desarrollarlos fuera del sitio en un centro de cómputo. Las opciones para los juegos de datos que pueden ser usados para la migración de profundidad en 2D (o 3D) en el orden de complejidad, son:

- VSP walkaway.
- Sísmica de superficie y fondo del agujero simultáneamente adquiridas (Dbseis y walkaway).
- Superficie sísmica.

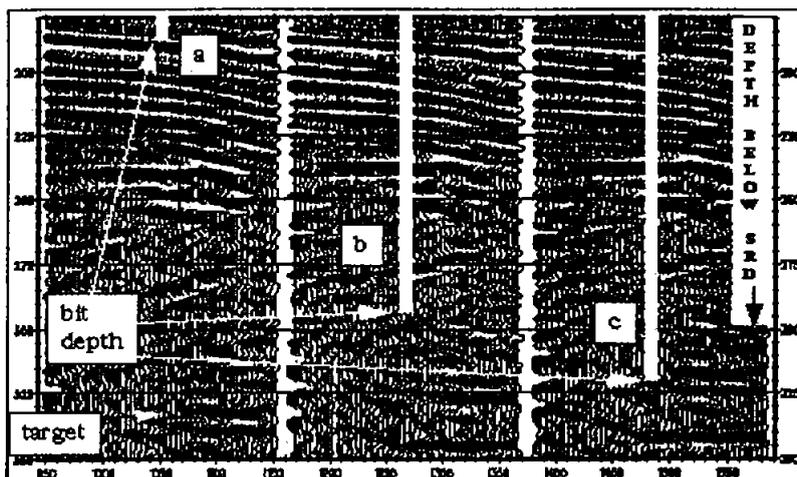


Figura 4.11 Imágenes simuladas en tiempo real en profundidad sísmica usando pares Dbseis de tiempo profundidad y una función inicial de tiempo profundidad de una inversión VSP. El objetivo a 2.55 s en la figura 4.9 y señalada en la sección izquierda donde se predijo estar a 3311 m, moviéndose a aguas pocos profundas mientras la perforación procede y es alcanzada finalmente a los 3202 m.

El VSP walkaway es una opción muy atractiva por muchas razones: 1) da imágenes inmediatas debajo y lejos del pozo y es un pequeño juego de datos fácilmente manejable. 2) puede ser procesado a la fase conocida (cero). 3) provee tiempos de viaje del offset para un modelo acertado de migración de velocidad. El tamaño comparativamente pequeño del set de datos significa que puede ser una

profundidad migrada velozmente en el sitio del pozo mientras que la nueva información de velocidad se vuelve disponible del Dbseis.

Es posible incluir un modelo de velocidad lateral variable, pero las actualizaciones de velocidad será un constante lateral dentro de una capa dada. Por un lado, se menciona aquí que los tiempos de llegada directa de los walkaway que contienen información acerca de la anisotropía que puede y debe ser usada para mejorar las migraciones de superficie sísmica.

La compañía Geoprakla tiene un algoritmo de migración disponible que puede hacer uso incluso de un simple termino extra en la ecuación de movimiento hacia fuera determinante para una alta precisión de los tiempos del walkaway, esto puede mejorar el ajuste ya que es muy valioso en la información.

La geometría walkaway es también la más amena al sitio del pozo ya que da una imagen de profundidad en 3D. Nuevamente debido al volumen comparativamente pequeño de los datos, de deconvolucion , reflexiones P pueden ser migradas en un tiempo razonable en el sitio del pozo. El problema se vuelve uno en la visualización de los datos.

La adquisición simultanea de superficie y agujero pueden dar cobertura adicional de la sub superficie y crear imágenes de profundidad en 2D cerca del pozo. Adquirir datos sísmicos con el conjunto de receptores Dbseis en el fondo del mar simultáneamente con un offset cero de la línea de cable VSP ya ha sido hecho, pero adquisiciones simultáneas para imágenes en 2D requieren un mutioffset o una inspección walkaway.

Dicha inspección añade considerablemente complejidad al proceso solamente con incremento marginal en el encierro y cobertura. Deberá ser de uso en el que un tiro recogido pueda ser calibrado con los datos del agujero pero para la imagen no agrega demasiado a la opción walkaway.

La geología más complicada probablemente requiera de datos de superficie sísmica pre apilados y puede requerir procesamientos de migración para ser hecho fuera del sitio. Si la migración de profundidad 2D es planeada, tanto el post apilamiento o el pre apilamiento, entonces las imágenes del sitio del pozo son posibles, pero si la estructura es compleja y una migración en 3D es necesaria, entonces las demandas computacionales pueden ser mucho para el sistema del sitio del pozo.

La opción 3D es probablemente una fuerza mayor para todos pero la más complicada es la de juegos geológicos, ya que después requerirá datos de tiempo profundidad de un pozo altamente desviado. La factibilidad del Dbseis en pozos altamente desviados aun no ha sido establecida. Para resumir en imágenes de profundidad en tiempo real, los objetivos integrados (1D) de predicción de profundidad permanecen como la solución más simple a la mayoría de las necesidades de los clientes. La predicción de la profundidad – objetivo permanece como el uso principal para los datos de barrena sísmica, el acercamiento integrado unió las fuerzas de la línea de cable VSP convencional (alta señal a ruido, inversión confiable), y Dbseis (información de tiempo profundidad en tiempo real).

La manera más simple de proveer una imagen de profundidad en el sitio del pozo es usando los datos de la sísmica mientras se perfora (Dbseis) para una conversión de profundidad en un tiempo de migración de superficie sísmica.

Imágenes de profundidad en un verdadero tiempo real (migraciones) es probablemente más fehaciente usando datos walkaway, incluso en 3D. En geología compuesta, la migración de pre apilamiento de los datos de superficie sísmica es requerida y esto no será posible en el sitio del pozo. Cualquier opción de imágenes en 3D requerirá de una estación de trabajo de interpretación en el sitio del pozo para visualizar la trayectoria del pozo a través del cubo sísmico.

#### **4.3 Optimización de la perforación empleando la Sísmica Mientras se Perfora en costa fuera del Golfo de México**

La sísmica mientras se perfora ha sido usada con éxito sobre tierra y en medios marinos pocos profundos durante varios años. Como ya se menciona la técnica utiliza energía acústica radiada durante el proceso de perforación y proporciona una información vital acerca de la operación de perforación. Esta información proporciona velocidad de formación y tiempo – profundidad en el sitio del pozo, permitiendo ser trazada la posición de la barrena sobre una sección de superficie sísmica en el progreso de la perforación.

Al generar imágenes de predicción VSP, el acercamiento a los horizontes críticos tales como puntos de revestimiento o zonas de sobrepresión, puede ser también monitoreadas, guiando a salvar significantes costos y a una seguridad mejorada. La técnica sísmica mientras se perfora ha sido extendida recientemente en aguas profundas de casi 4000 pies en el Golfo de México, donde datos tiempo – profundidad fueron obtenidos por abajo de los 12,500 pies de profundidad, perforando en formaciones suaves con barrena tricónica. La información puede ser usada para calibrar modelos de velocidad de velocidad antes de la perforación y ayudar a prevenir eventos inesperados durante está.

En aguas profundas del Golfo de México, la perforación de pozos es un negocio muy caro. Hay una relatividad seguida, existiendo pocos pozos con la velocidad del perfil de presión de sobre carga (overburden) que son raramente conocidos, guiando a considerar incertidumbre en el estimado de pre perforación de los blancos de profundidad. En su caso puede llevar a sorpresas indeseables durante la perforación la cual puede causar retrasos muy costosos y tiempos de aparejo perdidos. Se considero que si la técnica **Sísmica Mientras se Perfora** puede ser extendida dentro de este dominio, ya que puede crear una contribución valuable para prevenir eventos de considerable sorpresa en la perforación.

En el pasado y fuera de costa, un cable instrumentado "seabed" ha sido la tecnología preferida para la adquisición de datos de la **Sísmica Mientras se Perfora**, el despliegue horizontal de dichos cables en lugares como Vietnam e Indonesia por la compañía bp- amoco ha sido llevado exitosamente a aguas profundas arriba de 1600 pies. Sin embargo, en aguas mucho más profundas (>3000 pies) el despliegue horizontal del cable instrumentado "seabed" ya no es viable.

La mira actual es extender la técnica de la **Sísmica Mientras se Perfora** en las aguas del Golfo de México. A continuación se describirá el desarrollo del método en estas aguas y se muestran los resultados de los experimentos del campo.

#### **4.3.1 Vista adicional al método de barrena sísmica en costa fuera**

En algunas formas el método de la barrena sísmica es similar al del perfil vertical sísmico (VSP) adquirido en tierra. (figura 4.12). La barrena reemplaza al vibrador como la fuente sísmica y una correlación cruzada similar es usada para obtener información de tiempo de viaje. La diferencia clave es que la señal de la barrena es desconocida y necesita ser medida para que la correlación cruzada sea exitosa. Por lo tanto la señal de la barrena es monitoreada usando acelerómetros montados en la cima de la sarta de perforación (drillstring). Esto permite que la firma de la fuente sea estimada.

Una diferencia clave más lejana es que la señal del acelerómetro es retrasada con respecto a la salida actual de la barrena por el tiempo de viaje en la sarta de perforación (drillstring) entre la barrena y el acelerómetro.

Por lo tanto este retraso de tiempo debe ser medido y agregado al tiempo de la correlación cruzada en un orden para dar el verdadero tiempo de viaje de una vía en la tierra. En realidad, este tiempo es obtenido usando la técnica llamada **Imagen de la Sarta de Perforación** (drillstring), en el cual la reflexión de la sarta

de perforación (drillstring) es estimado desde la señal del acelerómetro de la sarta de perforación (drillstring) (Booer & Meehan, 1992 y Meehan 1994).

Desde que se conoce la profundidad de la barrena en cualquier tiempo, esta información de tiempo de una vía puede ser utilizada directamente para conectar y colocar en tiempo y profundidad a la barrena en la sección de superficie sísmica.

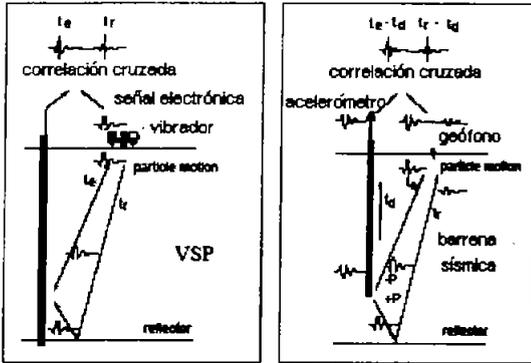
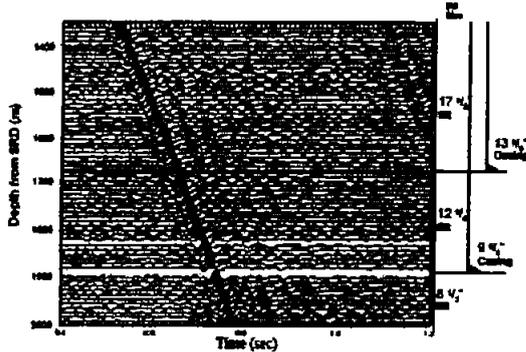


Figura 4.12 En muchas formas la técnica de la barrena sísmica, mostrada a la derecha, es similar al VSP de tierra, mostrado a la izquierda. Las diferencias claves son que la barrena es una fuente incontrolable y su señal es medida por el acelerómetro en la cima de la sarta de perforación

(drillstring). Por lo tanto el tiempo de viaje en la sarta de perforación (drillstring) ( $t_d$ ) tiene que ser agregado al tiempo de la correlación cruzada para obtener el tiempo de una sola vía verdadero ( $t_e$ ).

Figura 4.13 Ejemplo de los datos del tiempo de una vía de la correlación cruzada desde un pozo fuera de costa de bp- amoco en Indonesia, adquirido a 1600 pies del agua. Los tamaños de la barrena y diámetros de revestimiento para esta sección de perforación son mostrados a la derecha.



La figura 4.13 muestra un ejemplo de datos de la correlación cruzada fuera de costa en Indonesia. Esta fue la mayor profundidad en aguas de 1600 pies en la cual los datos de la barrena sísmica han sido adquiridos por bp - amoco prioritariamente al desarrollo de la técnica en aguas profundas. La calidad de los datos es buena y una acertada información del intervalo de velocidad puede ser obtenida de estos datos.

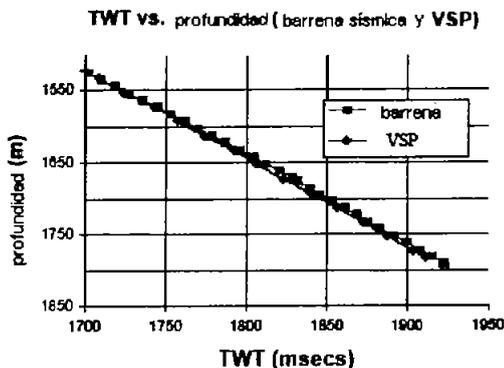


Figura 4.14 Los datos de tiempo – profundidad para el pozo de Indonesia muestran el excelente acuerdo entre la barrena sísmica (cuadros) y los tiempos subsiguientes de la línea de cable VSP (diamantes).

Como se puede ver en la figura 4.14, que el acuerdo entre los tiempos de dos vías de la barrena sísmica y aquellos de una línea de cable VSP subsiguientes es excelente.

En adición a la información de tiempo – profundidad, algunas veces es posible procesar los datos sísmicos de la barrena como un VSP y produce un apilamiento de corredor que deberá ser comparado con los datos sísmicos de la superficie.

La figura 4.15 muestra un ejemplo de esto desde un pozo de bp – amoco en Vietnam. Los reflectores fuertes cercanos al TD intermedio del pozo muestran un muy buen acuerdo entre la superficie sísmica y la barrena sísmica, dando confianza adicional en el empate tiempo – profundidad. Mientras la barrena se acerca al objetivo, el estimado del objetivo de profundidad puede ser actualizado continuamente y esta información pasa a la perforación.

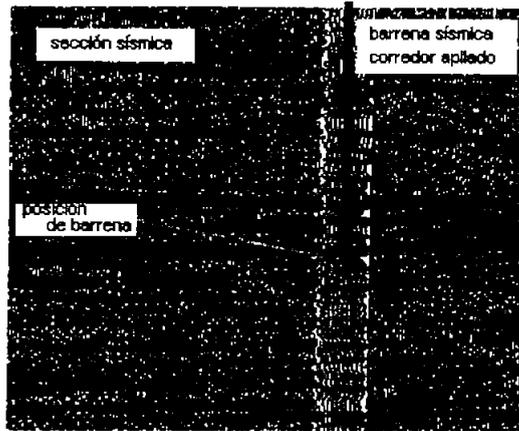


Figura 4.15 El corredor de la barrena sísmica apilado spliced dentro de la sección de superficie sísmica con indicación de la posición de la barrena (Vietnam).

Finalmente, es posible usar variaciones en el intervalo de velocidad estimado de los datos de la barrena sísmica para identificar cambios en la presión de poro. La figura 4.16 muestra como las variaciones de velocidad pueden ser determinadas desde los datos de la barrena sísmica, con precisión comparable al de la línea de cable VSP.

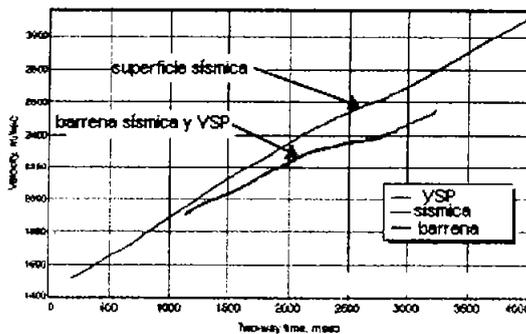


Figura 4.16 La comparación de velocidad de Vietnam mostrando velocidades de perforación de los datos de la superficie sísmica con velocidades de barrena sísmica y velocidades de una línea de cable VSP subsecuente.

Estos cambios en velocidad pueden indicar la presencia de formaciones de sobrepresión, particularmente cuando hay disminución en la velocidad que va a contar la tendencia normal de compactación.

Usando relaciones empíricas entre la presión de poro y velocidad, es posible detectar el onset de sobrepresión y determinar los cambios necesarios para dar un peso del lodo adecuado. Por ejemplo, en la figura 4.17, un número de diferentes métodos para la predicción de presión de poro son comparados. Esta claro que las presiones de poro estimadas de los datos de la barrena están en buen acuerdo con otras medidas tales como la RFT y el incremento apropiado en el peso del lodo puede haber estado basado en las velocidades de la barrena sísmica.

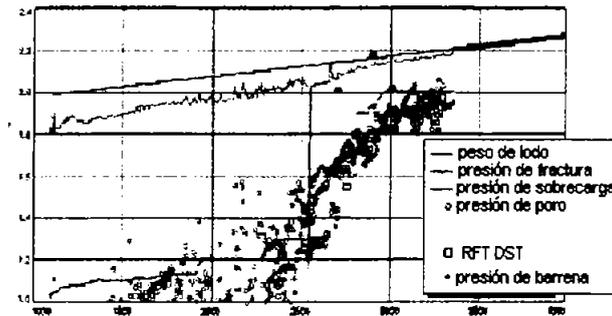


Figura 4.17 Presión de sobrecarga (overburden) y estimados de presión de poro para el pozo de Vietnam. Nótese el buen acuerdo entre aquellas de la barrena sísmica y aquellas de otras medidas.

Es necesario ser mencionado que la técnica **Sísmica Mientras se Perfora** como se describe tiene algunas limitantes. Esto se resume como sigue:

- Es efectivamente limitado a barrenas tricónicas.
- Las barrenas PDC no salen normalmente con mucha energía de onda P vertical o causan mucha vibración axial en la sarta de perforación (drillstring). Hay ocasionalmente excepciones impredecibles a esta regla general.
- La desviación del pozo esta limitada alrededor de  $65^\circ$ . En mayores ángulos de desviación la iteración entre la sarta de perforación (drillstring) y las paredes del agujero atenuarán la señal de la sarta de perforación (drillstring).

- El rango de la señal a ruido de los datos es influenciada por el tipo de formación y de las fuentes de ruido ambas con el encendido o apagado del aparejo y los parámetros de perforación.

#### **4.3.2 Aplicación en aguas del Golfo de México**

En todos los ejemplos mostrados anteriormente, un cable instrumentado "seabed" puesto horizontalmente ha sido utilizado para la adquisición. En aguas muy profundas (mayor a 3000 pies) el despliegue de este tipo de cable es problemático por la dificultad de aplicar una fuerza horizontal al cable para asegurar el despliegue lineal del conjunto.

Adicionalmente, la señal de la barrena es difícil de extraer porque ahí casi no hay diferencias de movimiento hacia fuera a través del conjunto entre la señal de la barrena y ruido proveniente del aparejo. Las técnicas de procesamiento designadas para diferenciar la señal y el ruido son basadas en movimientos hacia fuera por lo tanto no son efectivas.

Consecuentemente, el reto fue extender la técnica de **Sísmica Mientras se Perfora** dentro de las aguas del Golfo de México.

Para este fin, una prueba inicial fue conducida en el aparejo páramo usando un cable de hidrófonos desplegado a poca profundidad (620 pies) y una configuración subvertical en 4000 pies de agua. Aunque la prueba fue destinada ante todo para medir el ruido del medio cerca del aparejo, los datos de tiempo - profundidad fueron obtenidos durante la perforación con barrenas tricónicas en formaciones suaves debajo de una profundidad de 12000 pies debajo del fondo marino.

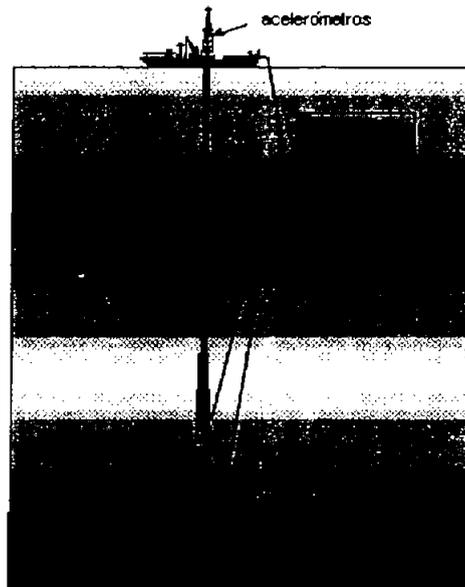


Figura 4.18 Esquema del despliegue de un cable vertical.

Como una consecuencia de este resultado alentador, un nuevo cable de hidrófonos fue desarrollado para un despliegue vertical óptimo en aguas profundas, como se ilustra esquemáticamente en la figura 4.18. Esto evita el despliegue de problemas asociados con cables horizontales y también provee buena diferenciación del movimiento hacia fuera entre la señal de la barrena y el ruido del aparejo.

La prueba inicial fue llevada en el aparejo páramo Ocean American durante la perforación de un pozo de bp – amoco en las aguas del Golfo de México. La sección guía del cable sensor fue conectada al aparejo y el cable mismo fue conectado a doce hidrófonos a una profundidad promedio de 2716 pies y un offset promedio de 1450 pies.

El espacio del sensor fue de 26 pies. En un arreglo para absorber cualquier movimiento del aparejo, unos flotadores fueron conectados a la parte poco profunda del cable que esta a 250 pies.

Nótese porque el Ocean American es un aparejo Moored por lo tanto no puede rotar conectando el cable directamente al aparejo que es valido. Para aparejos que están completamente posicionados dinámicamente, una solución alternativa debe y tiene que ser requerida.

La figura 4.19 da una vista adicional del plan de perforación para este pozo, en la cual una amplia variedad de datos fueron adquiridos.

El tiro de prueba de la línea de cable y los datos del VSP fueron adquiridos después del que el pozo alcanzo la TD, proporcionando un conveniente juego de datos con el cual se compararon los resultados de la barrena sísmica.

De la experiencia, se anticipa que solo será posible adquirir datos útiles de la barrena sísmica en las secciones perforadas con barrenas tricónicas. Dado que las formaciones son muy suaves también se anticipa que el radio de la señal a ruido de los datos será relativamente baja comparada con los trabajos en Vietnam e Indonesia, los cuales fueron perforados en formaciones mucho más duras.

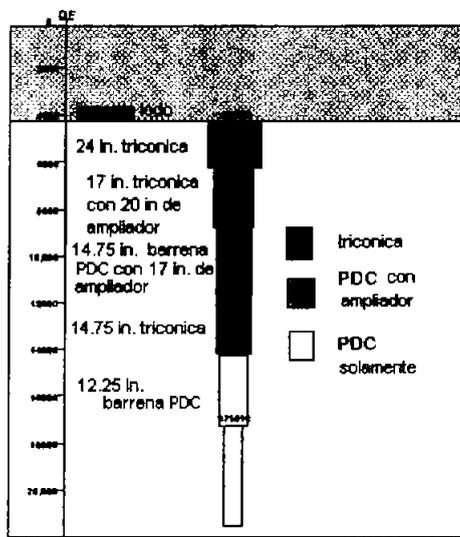


Figura 4.19 Plan de perforación y datos adquiridos en el pozo del Golfo de México.

A pesar de estas limitantes, los resultados son alentadores ya que fueron obtenidos durante una perforación poco profunda con una barrena tricónica de 17 pulgadas (figura 4.20). Los datos son más ruidosos que los ejemplos previos principalmente por las formaciones más suaves en el Golfo de México.

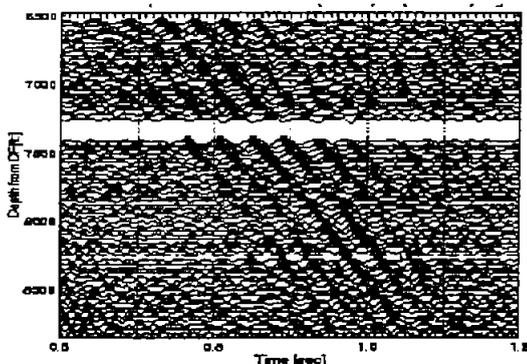


Figura 4.20 Datos de la barrena sísmica con tiempo de una vía de una sección tricónicas (roller cone) de 17 pulgadas. Aunque hay algunos múltiples residuales de la sarta de perforación (drillstring) y señal re-emitada del aparato de fondo (BHA) antes y después de la cima principal de la correlación cruzada, las primeras llegadas son claras y pueden ser recogidas con un razonable grado de confianza.

Sin embargo es posible identificar y recoger las cimas de la correlación cruzada con algo de confianza y extraer información de intervalos de velocidad de baja resolución.

Tal información es muy valuable para el perforador en áreas como el Golfo de México donde los modelos de velocidad de pre-perforación son comúnmente poco confiables.

En el caso de este pozo en particular, bpmoco tiene dos modelos de pre perforación significativamente diferentes, uno basado en la información de velocidad sísmica de superficie y el otro proveniente de otro pozo en el área. Lo que se necesita saber es el tiempo sobre profundidad correcta y la información de velocidad para la presión de sobrecarga (overburden) en un marco de tiempo relevante al proceso de perforación. Para las inspecciones comerciales de la **Sísmica Mientras se Perfora** esto es posible por que la información de tiempo profundidad es obtenida aproximadamente dentro de una hora de perforación a una formación en particular.

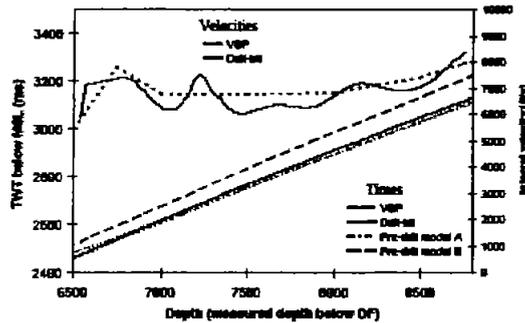


Figura 4.21 Tiempo sobre profundidad e intervalo de velocidad en la sección poco profunda del pozo de aguas profundas del Golfo de México.

La figura 4.21 muestra los resultados de velocidad y tiempo - profundidad de los datos mostrados en la figura 4.20 con los modelos de pre - perforación y los datos subsiguientes del tiro de prueba de la línea de cable. Hay un buen acuerdo entre la línea de cable y los datos de la barrena y se puede observar inmediata y aparentemente que el modelo de pre - perforación "A" (basado en los datos en la superficie sísmica) es por mucho el más acertado de los dos modelos de pre - perforación.

El error TWT en los modelos de pre - perforación "B" (derivado de los datos en un pozo offset) es alrededor de 100 m/s a 9000 pies correspondiente a un error de profundidad de unos 350 pies. Esto pudo haber tenido serias consecuencias para el programa de perforación y la habilidad de prevenir estos problemas, incluso si solo pueden ser realizados mientras se perfora en la presión de sobrecarga (overburden), es de considerable valor.

#### 4.3.2.1 Perforación con barrenas PDC

El intervalo de profundidad de 8850 - 11811 pies fue perforado usando una barrena ampliadora PDC de 14.3/4 de pulgadas y abre con 17.1/2. Los datos por parte de esta sección son mostrados en la figura 4.22. Aunque la calidad de conjunto de datos es relativamente pobre, hay algunas profundidades específicas donde las llegadas claras de barrena son visibles en los datos de correlación cruzada. Una inspección más cercana de la litología en estas áreas usando medidas LWD revelaron que las señales medibles ocurrieron en zonas donde el contenido de la lutita es relativamente bajo y el contenido de la arena es relativamente alto. No es posible decir con seguridad si la señal grabada en esta sección proviene de la barrena PDC o por el ampliamiento (underreamer) por que

en las frecuencias sísmicas de la barrena y el ampliamento (reamer) no pueden ser consideradas como fuentes independientes.

Sin embargo es posible que la arena provoque un cambio en el movimiento de la barrena, dado un incremento en el componente vertical del movimiento de la barrena en cual en su turno causa la señal de la barrena medible.

En cualquier evento, algunos datos limitados del tiro de prueba pueden ser obtenidos de la sección perforada con una barrena PDC pero desafortunadamente, desde que un registro detallado de la litología no esta disponible previo a la perforación, el predecir donde dicho dato del tiro de prueba que debe ser obtenido no es posible.

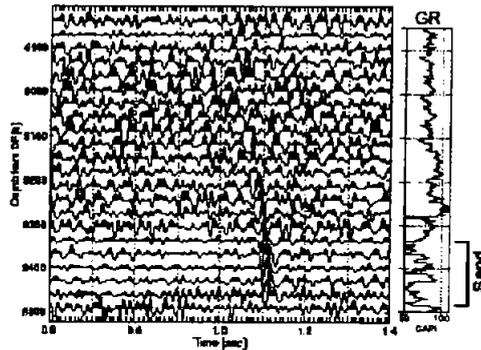


Figura 4.22 Sección perforada usando una barrena ampliadora PDC con registro LWD de rayos gamma. La sección de buenos datos aparece alrededor de los 9400 pies donde el contenido de la lutita baja y el contenido de la arena se incrementa.

Un efecto similar fue observado en los datos recolectados de la barrena PDC con el cable poco profundo en la prueba original. Exactamente aquí estaba una clara correlación entre la buena señal y la medida de choque MWD en la sarta de perforación (drillstring) (figura 4.23). En este caso no había ampliación (underreamer) así que estas señales definitivamente provienen de la barrena PDC.

Los altos choques deben ser indicativos del fenómeno "barrena – remolino" esto ocurre cuando un cutter PDC o un grupo de cutter penetran bastante lejos de la formación. La barrena entonces trata de rotar por todas partes de este cutter, moviendo el eje de rotación lejos del centro del agujero.

La barrena comienza a hacer presión alrededor del agujero creando un patrón de ondas love en el fondo del agujero que refuerza el movimiento giratorio. Mientras que el movimiento giratorio se crea, este lleva a unos largos choques laterales que pueden dañar tanto la barrena como los componentes del aparejo de fondo BHA (Brett et al 1989). Los datos buenos de la barrena sísmica deberán por lo tanto ser indicativos de la barrena – remolino cuando se perfora con barrenas PDC.

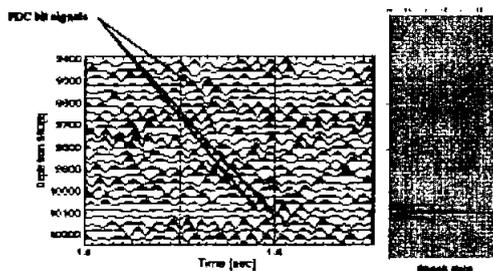


Figura 4.23 Datos PDC mostrando una correlación entre niveles donde buenos datos fueron obtenidos y datos de choque de la sarta de perforación drillsring (solo registra choques arriba de 50g).

### 4.3.3 Identificación de fuentes de ruido y su impacto

Durante las pruebas en aguas profundas, un número de fuentes de ruido fueron identificadas. La fuente primaria es del aparejo, particularmente los generadores.

Esto da un aumento al nivel del ruido ambiental el cual disminuye con el incremento de la distancia del aparejo, obedeciendo a una simple geometría de esparcimiento. Entonces es ventajoso el posicionar en el mar sensores relativamente cerca del fondo marino. Por que el cable es casi vertical, hay una gran diferencia del movimiento hacia fuera entre el ruido del aparejo y la señal de la barrena, permitiendo la separación de la señal y ruido usando la técnica digital “beamforming”.

Otro tipo de ruido que fue observado en ambas pruebas es el llamado ruido BOP. Se cree que este ruido se origina como una onda de tubo en la cima del aparejo de fondo (BHA) y entonces es reenviada dentro del agua en o cerca del BOP.

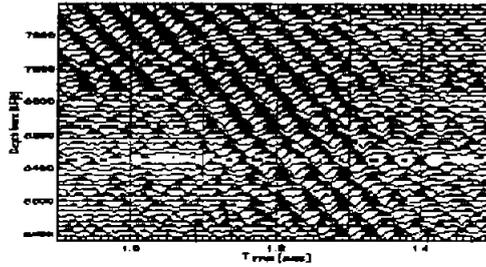


Figura 4.24 “ Ruido BOP” de una parte del intervalo de perforación de profundidad mostrado en la figura 4.20. El movimiento hacia fuera con profundidad corresponde a la velocidad del lodo.

La figura 4.24 muestra un ejemplo del ruido BOP. Este es generado desde los mismos datos de entrada como en la figura 4.20. Pero en este caso la técnica digital “beamformer” ha sido usada para realzar los datos provenientes del BOP. Esta claro que el ruido esta correlacionado con la señal de la barrena. Una razón para seleccionar la geometría con los sensores significamente offset desde el riser fue permitir la separación de este ruido de la señal basada en movimiento hacia fuera. Si los sensores fueron situados verticalmente sobre el ruido BOP entonces esto no será posible.

Otra fuente de ruido la cual fue investigada fueron las unidades de propulsión del aparejo pero en realidad si estas están prendidas o apagadas casi no tiene impacto en los resultados de la barrena sísmica.

Sin embargo, un tipo superior de ruido que tiene un impacto significativo en los resultados estuvo llegando de la superficie sísmica de un barco con un conjunto de pistolas de aire disparando cerca. Las llegadas de alta energía de las pistolas de aire fueron observadas en los datos crudos con amplitudes de un factor de 30 más grande que los datos normalmente grabados durante la perforación.

Un algoritmo de despunte estándar fue adaptado para remover estas llegadas pero la cantidad de datos perdidos fue significativa, causando una degradación significativa de la claridad de los datos en algunas secciones.

Algo de ruido fue también observado en los datos crudos que fue probablemente asociado con los transponders usados para el posicionamiento del aparejo sin embargo este ruido no tenía la intención de haber tenido un mayor impacto en la calidad de conjuntos de datos.

## Resultados Finales.

Lo ultimo en venir del experimento fue que la información de tiempo – profundidad fue obtenida a una profundidad de 12500 pies. En la sección PDC la información fue limitada a unas pocas y específicas profundidades mientras que en la sección de barrena tricónica los datos generalmente fueron más continuos. En un primer orden fue para comparar los resultados del modelo de pre – perforación y los datos de la línea de cable de tiro de prueba, en un segundo orden de polinomios adecuado para los puntos de la barrena sísmica de tiempo sobre profundidad son mostrados con ajustes similares a los otros datos de tiempo sobre profundidad en la figura (4.25).

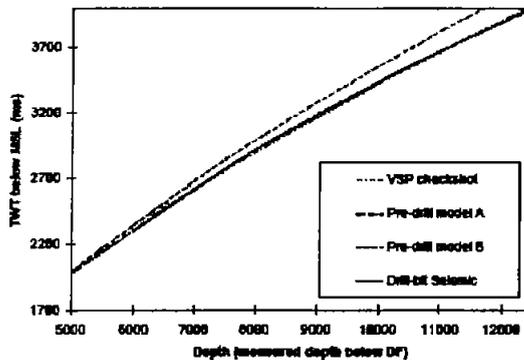


Figura 4.25 Ultima comparación de datos de tiempo sobre profundidad para el pozo en aguas profundas.

Esta claro desde la figura que el acuerdo de los datos de la barrena sísmica, los datos de la línea de cable y el modelo "A" de pre – perforación son excelentes. Claramente es posible usar los datos de la barrena sísmica para dar datos existentes de la superficie sísmica dentro del dominio de profundidad en el Golfo de México, al menos dentro de este intervalo de tiempo. Aunque en este caso no fue posible obtener los datos de tiro de prueba de las secciones de las profundidades perforadas con una barrena PDC, la habilidad de calibrar el modelo de velocidad de presión de sobrecarga (overburden) es valiosa, permitiendo decisiones mayormente informadas sean tomadas en cuenta durante la perforación.

## 4.4 Aplicación de la sísmica mientras se perfora en la región Marina de México (POZO CANTARELL 1002)

### 4.4.1 Introducción

La geología en la región marina de la sonda de Campeche es muy compleja y variada, en algunos casos se tiene evidencia de fallas tan locales que los métodos tradicionales de sísmica superficial no se llegan a visualizar en la sección procesada, llegando a interferir e impactar negativamente el asentamiento de las tuberías de revestimiento durante las etapas de perforación.

A finales de septiembre del 2000 la compañía de servicios Schlumberger aplicó la tecnología **Sísmica Mientras se Perfora** (Dbseis) en el pozo Cantarell 1002. Este proyecto se desarrollo conjuntamente con personal de PEMEX (Exploración y Producción / Activo Cantarell y Perforación y Mantenimiento de Pozos).

Durante el período se hicieron estudios y predicciones en el sitio del pozo donde se proceso todo el juego de datos hasta el final del registro.

La adquisición de los datos se efectuó con equipo de superficie sin interferir en el proceso de la perforación. La señal emitida por la barrena fue registrada con los sensores de superficie e hidrófonos estratégicamente colocados y cuya información fue procesada en tiempo real en el sitio del pozo. Cabe hacer notar que los datos a partir de 1549 m (MD) y hasta 2410 m (MD) donde se quedó el registro, son de excelente calidad.

La información importante con respecto a la posición real de la barrena a lo largo de la sección sísmica y la desviación, la litología, la interpretación y posición del yacimiento, la información de velocidades (especialmente para las capas rápidas del Paleoceno), la red faltante y la sección de gas, han sido conjuntadas e interpretadas durante la perforación del pozo.

La aplicación de la técnica **Sísmica Mientras se Perfora** demostró su gran valor en este ambiente, como una ayuda para la perforación, proporcionando en tiempo real y continuo la posición de la barrena en la sección sísmica y así dando información continua para reevaluar la estimación de profundidad de las capas.

Todo esto fue logrado sin interferir en el trabajo de perforación y de una manera segura y eficiente. Además de que se utilizaron conjuntamente otras herramientas

LWD, la tecnología permite tomar decisiones en tiempo real así como acciones correctivas.

El propósito de la aplicación de la técnica es mostrar los beneficios de esta en un entorno de perforación difícil como lo es el campo Cantarell. Los principales objetivos del estudio fueron:

- 1) Obtener información actualizada y en tiempo real durante la perforación sobre el punto Cima del Yacimiento de la formación Brecha de Paleoceno y dar una predicción a distancia basada en la interpretación sísmica de la superficie.
- 2) Analizar la presencia potencial de fallas basándose en la imagen sísmica Dbseis por debajo de la desviación del pozo.
- 3) Obtener una velocidad de intervalo de las formaciones perforadas y adquirir una velocidad sísmica en la formación con contenido de gas.
- 4) Obtener información real para la fase de perforación y/o interpretación.

#### 4.4.2 Semblanza

El pozo Cantarell 1002 ha sido perforado en la plataforma Akal L-R (Equipo Gene Rosser). El activo Cantarell seleccionó este pozo para aplicar la tecnología **Sísmica Mientras se Perfora** (Dbseis). La movilización del equipo y personal de Schlumberger se efectuó con la colaboración y apoyo de PEMEX y para la instalación del cable (logística del bote). El trabajo se realizó sin ninguna demora salvo por la presencia del huracán Keith que retrasó los trabajos por espacio de 10 días. Al terminar de pasar este fenómeno meteorológico en la inspección no se notó ningún daño al equipo. El programa inicial era el de registrar datos hasta llegar al yacimiento, pero finalmente se decidió hacer registros tan profundos como lo permitiera la desviación del pozo con el propósito de tener la oportunidad de recabar datos de la sección de gas.

Por ser una tecnología en tiempo real, la técnica **Sísmica Mientras se Perfora**, los resultados regularmente se presentaron a lo largo de la duración del estudio. El procedimiento más común es generar Reportes Diarios que muestren algunos de los resultados que el Geofísico y Perforador puedan analizar con regularidad. Estos reportes pueden emitirse cada cierto tiempo (uno o dos veces por día) o bien por profundidad (cada 50 m o 100 m) dependiendo de la velocidad de perforación del pozo.

## Datos Correlacionados y sobrepuestos de campo.

En la figura 4.26 se puede observar que el conjunto de datos desde el primer trazo a 663 m TVDSRD (727.7 m MD) que muestra una señal hacia el ultimo trazo a 2096.2 m TVDSRD (2410.2 MD). El conjunto de datos cubre las tres secciones del pozo perforadas con una barrena tricónica, una barrena PDC y al final una barrena tricónica.

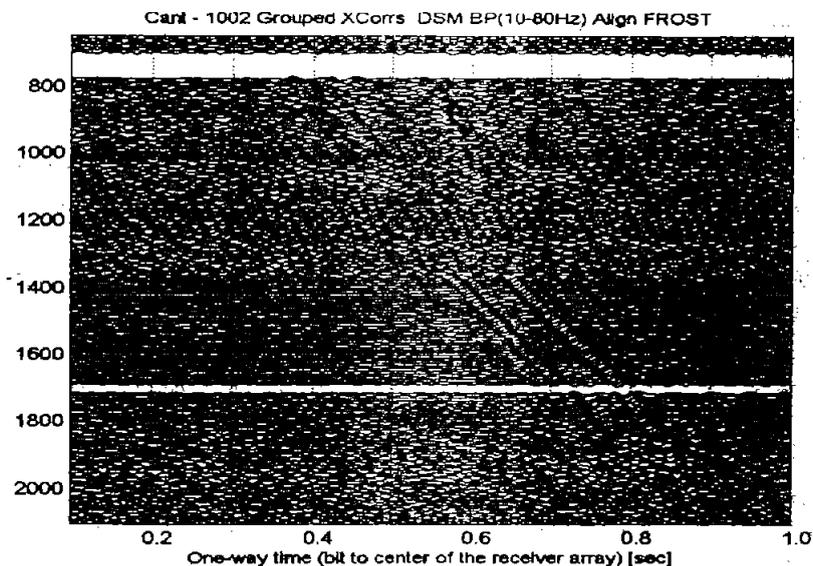


Figura 4.26 El campo de onda total. 772 – 1368 m perforación con barrena PDC, 1369 – 2180 m barrena tricónica.

Se puede observar en la figura 4.26 que la sección media de la barrena PDC (desde 772.7 m MD TVDSRD hasta 1368.5 m TVDSRD) sufre de una carencia acentuada de datos, aunque algunas señales han sido obtenidas por un procesamiento avanzado que usa las características especiales de Dbseis (Deconvolución de semblanza).

Aunque pudiera no haberse calculado una imagen, los tiempos de tránsito se han extraído para este intervalo y se han usado para niveles de tiro de prueba (checkshot). También faltan algunos datos entre 1688.8 m TVDSRD (1926.3 m MD) y 1715.2 TVDSRD (1958 m MD) donde se usó por poco tiempo una barrena PDC y donde se asentó la sarta de la tubería de revestimiento.

También en la figura 4.26 se puede observar la señal de la barrena tricónica a 1368.5 MD TVDSRD (1549.1 m MD), la señal sísmica es mucho más fuerte cuando se cambio de la barrena PDC a la barrena tricónica.

El conjunto de datos usado para el procesamiento y la interpretación ha sido en consecuencia de 1368.5 m TVDSRD (1549.1 m MD) hasta 2096.2 m TVDSRD (2410.2 m MD). Se notara una degradación en la señal alrededor de los 1900 m TVDSR (2180 m MD) y más profundo. Esta profundidad es donde el pozo perfora el yacimiento y donde se han detectado perdidas de lodo.

Es posible que esto afectara la calidad de la señal. Sin embargo, también es importante notar que a esa profundidad tenemos una distancia horizontal al cabezal del pozo de 880 m mientras el último hidrófono tiene una distancia de 489 m al cabezal del pozo.

Debido a la desviación, la fuente sísmica que en este caso es la barrena sé esta saliendo del área de recepción. Tal efecto presenta una aceptable área de oportunidad para mejoras a futuro con un cable de hidrófono más extenso.

#### **4.4.3 Tiempos de tránsito contra profundidad – velocidades**

Un resultado directo obtenido de los datos apilados es el picado de primeros arribos de tránsito. Las velocidades se calculan sabiendo la profundidad y los tiempos de tránsito. Se ha aplicado una corrección estática conociendo la profundidad del agua por arriba de los hidrófonos. Se ha calculado la velocidad de la sarta también usando todo el conjunto de datos, en cuanto al incremento de datos mejora la exactitud en el cálculo de la velocidad de la sarta.

Esto explica por que algunas veces se pueden observar algunas pequeñas correcciones estáticas de unos cuantos milisegundos a lo largo de la adquisición, en especial en los primeros pasos del estudio. La velocidad de la sarta se ha ajustado con él más completo conjunto de datos.

#### 4.4.3.1 Curva tiempo – velocidad

La curva que se muestra en la figura 4.27 se calcula a partir del listado del tiempo-profundidad. La curva de velocidad previa a la perforación se despliega en un punto pequeño y los valores reales tiempo – profundidad se muestran en cada nivel (punto) Dbseis. De aquí se puede comparar en tiempo real la ley de la velocidad esperada y la real. En el caso de Cantarell 1002, se puede ver que los tiempos esperados fueron menores que los reales por arriba de 1730 – 1750 m TVDSRD (velocidades reales más lentas que las esperadas). Se observó también un fuerte aumento en los valores de las velocidades alrededor de 1800 m TVDSRD. A 2000 m TVDSRD el error en el tiempo de dos sentidos entre la posición esperada en tiempos es cercano a 80 ms (esperado por encima de 1700 ms para una posición real de 1630 ms).

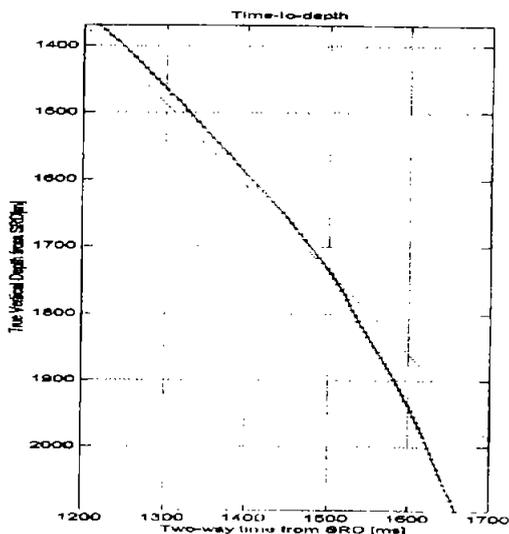


Figura 4.27 La curva tiempo vs. Velocidad.

#### 4.4.3.2 Curvas de velocidad

La grafica en la figura 4.28 muestra 3 leyes de velocidad: la velocidad de intervalo entre cada nivel Dbseis (cada 10 m), la velocidad promedio desde la superficie y la velocidad de la raíz cuadrada media (RMS) desde la superficie. La velocidad de intervalo se divide claramente en diferentes dominios:

- 1) Por arriba de 1590 – 1600 m TVDSRD, la velocidad aumenta regularmente de 2400 m/s a arriba de 2600 m/s.
- 2) A 1593.5 m TVDSRD (1812.5 m MD), la velocidad baja y probablemente se deba al cruzamiento de una falla que podemos observar a 1400 ms TWT – SRD. Esta falla también es visible en la imagen sísmica de Dbseis en la trayectoria del pozo a 1400 ms.
- 3) Las velocidades alcanzan un mínimo de 2532 m/s a 1625.4 TVDSRD (1850.4 m MD) y después aumentan de nuevo hasta llegar a un máximo de 3142.5 m/s a 1673 m TVDSRD (1907.4 m MD). Esto corresponde a 1460 ms en donde podemos observar en la imagen de Dbseis un dominio ruidoso probablemente afectado por fallas.
- 4) Después las velocidades son constantes alrededor de 2900 m/s - 3000 m/s hasta llegar a la profundidad de 1715 – 1723 m TVDSRD (1958 – 1967 m MD) donde aumenta abruptamente hasta alcanzar un máximo de 4567 m/s a 1778 m TVDSRD (2033 m MD). Este fuerte aumento de la velocidad probablemente se relacione con formaciones del Paleoceno.
- 5) A partir de este máximo, las velocidades bajan hasta estabilizarse alrededor de 1834 m TVDSRD (2099 m MD) en un valor de 3915 m/s, lo que representa una reducción aproximada de 15% en 56 m (vertical).
- 6) A partir de 1873 m TVDSRD (2146 m MD), las velocidades aumentan de nuevo hasta alcanzar un máximo de 5818 m/s a 2008 m TVDSRD (2306 m MD) antes de bajar de nuevo. No obstante, se observa que la sección que empieza alrededor de 1900 m TVDSRD es afectada por un importante ruido sísmico que causa que los tiempos de tránsito sean menos confiables.

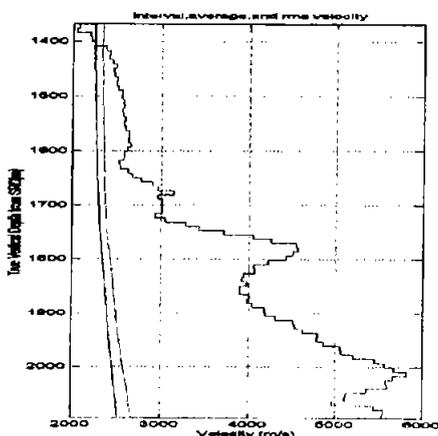


Figura 4.28 Las curvas de velocidad.

#### 4.4.3.3 Curvas de Retardamiento

El retardamiento es el inverso de la velocidad del intervalo. La curva de retardamiento puede compararse con un registro sísmico y se deduce la curva de velocidad.

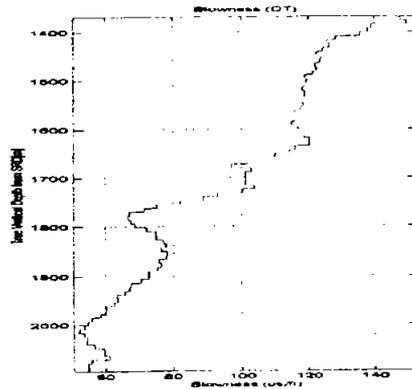


Figura 4.29 La curva de retardamiento.

#### 4.4.4 La sección Dbseis contra la sección de tiempo sísmico de superficie

La figura 4.30 presenta una superposición de la imagen sísmica de tiempo Dbseis sobre la sección sísmica de superficie de tiempo. La trayectoria real del pozo es la línea azul con la posición en tiempo real de la barrena en el fondo. La línea roja es la posición interpretada del objetivo dado por PEMEX. Las tres líneas amarillas se proponen como fallas interpretadas.

Nótese que la sísmica de superficie es una sísmica de fase mínima y que el Dbseis es una sísmica de fase cero. En el momento de la adquisición no había sido posible hacer el procesamiento necesario para tener ambas secciones sísmicas en la misma fase.

Esto pudiera explicar algunos pequeños cambios en la correlación de la fase. También puede notarse que la sección Dbseis tiene frecuencias mucho más altas que la sísmica de superficie.

Se proponen tres fallas mayores. La superior F1 cruza el pozo a 1350 – 1360 ms TWTSRD, lo que da una profundidad de alrededor de 1530 TVDSRD (1738 m MD). Esto parece ser una falla menor que la F2 que cruza al pozo a 1400 ms TWT, lo que significa una profundidad de 1593 m TVDSRD (1812 m MD). Estas profundidades se basan en un punto cada 10 metros y tienen que ajustarse a otros registros para lograr una mayor exactitud. F2 parece ser un evento mayor y pudiera extrapolarse en mayor profundidad con la sísmica de superficie.

F3 es más problemática. La falla esta claramente presente y cruza el pozo aproximadamente a 1450 – 1460 ms TWTSRD lo que significa una profundidad de alrededor de 1670 m TVDSRD (1900 m MD), pero su orientación a fallas inversas paralelas a F1 y F2 o a la inclinación del plano de la falla normal hacia el este no esta claro. Es probable que haya un sistema más complejo que incluya otras diversas fallas.

Por debajo del objetivo, también se puede notar que tenemos una buena imagen y que podemos ver horizontes cercanos al fondo de la sección a 2 s TWT. Suponiendo una velocidad de 5000 m/s, este tiempo de 2 s nos da una profundidad vertical aproximada de 3200 – 3300 m a partir del nivel del mar. Es probable que pudiéramos obtener reflexiones de mayor profundidad con una sección de tiempo más extendida.

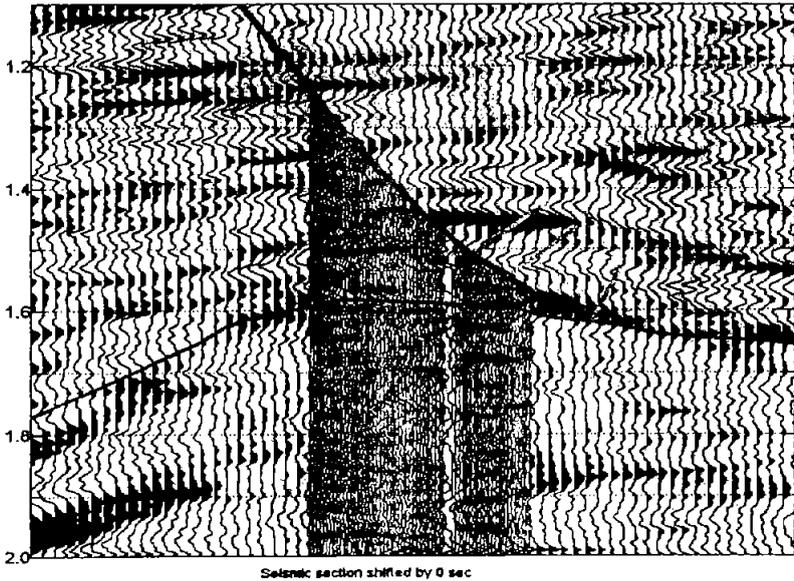


Figura 4.30 La sección Dbseis contra la sección de tiempo de la superficie. Registros LWD contra desviación y sección sísmica de profundidad.

La figura 4.31 presenta los Rayos Gamma LWD. La sección sísmica de la superficie ha sido convertida a la profundidad (pero no es una imagen migrada). Pude observarse a F1 alrededor de 1530 m TVDSRD y F2 alrededor de 1590 m TVDSRD. La línea azul es la desviación real y la línea roja es la desviación planeada.

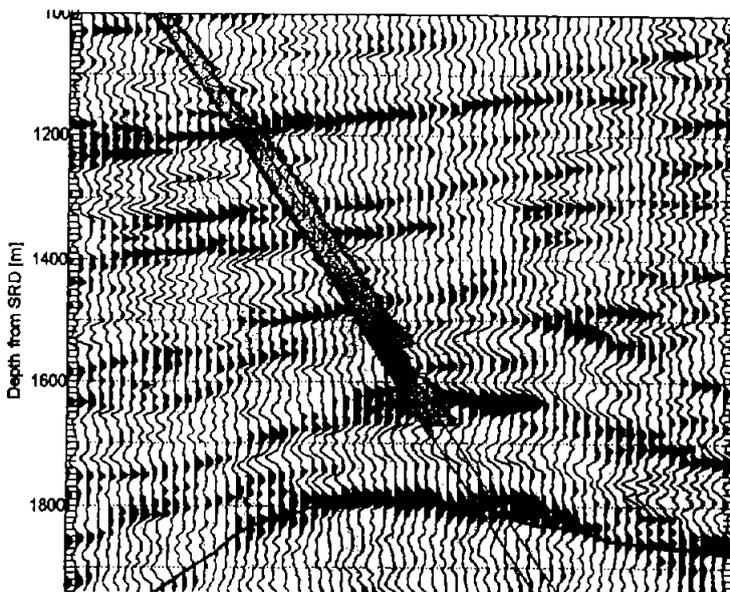


Figura 4.31 Rayos gamma a lo largo de la trayectoria.

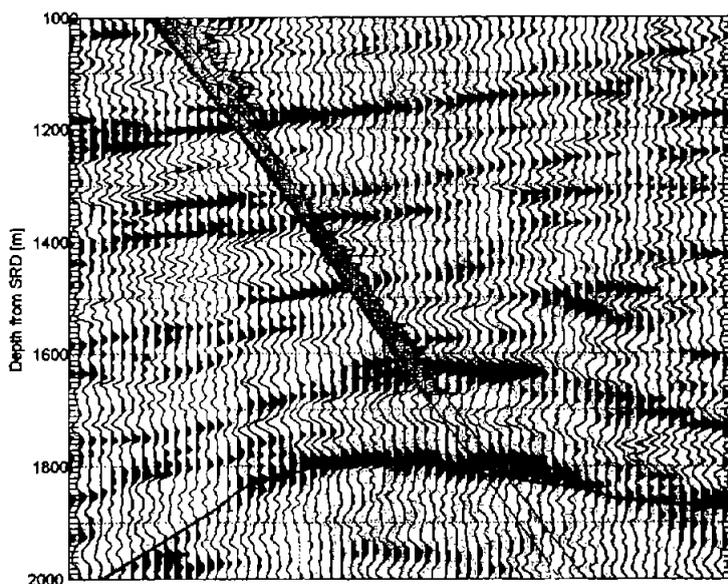


Figura 4.32 El registro de resistividad (LWD – CDR).

#### 4.4.5 La desviación del pozo contra el cubo sísmico (3D)

Otra aplicación de la desviación en tiempo real en profundidad y tiempo es poder visualizar la progresión del pozo en el cubo sísmico 3D. La imagen presentada en la figura 4.33 es un ejemplo de lo que puede brindarse para controlar la trayectoria del pozo vs. Objetivo. El factor de tiempo real permite tomar decisiones en caso de problemas en la desviación.

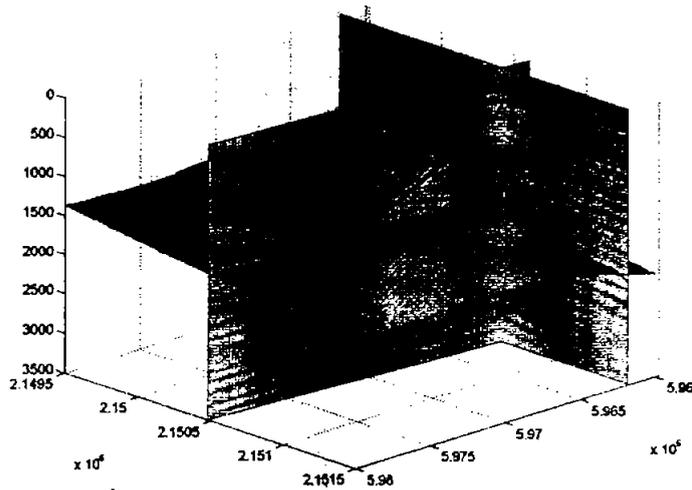


Figura 4.33 La trayectoria del pozo en el cubo sísmico 3D (lo realizado contra lo planeado).

#### 4.4.6 Predicción de la profundidad de riesgo

##### 4.4.6.1 Principio de la predicción

El objetivo de una predicción es tratar de anunciar un evento de antemano. Esto puede hacerse en tiempo o en profundidad. En el caso del experimento Dbseis, el objetivo era anunciar de antemano la profundidad de un evento observado en tiempo, lo cual es la cima del yacimiento esperado a 1.6 s TWTSRD a partir de la interpretación sísmica obtenida.

El proceso de predicción Dbseis, se genera un trazo sintético en tiempo de las formaciones delante de la barrena, pero con el uso de una imagen sísmica calculada. En este trazo, el geofísico manualmente elegirá un evento sísmico o un valor en tiempo. Entonces el software calculará, por medio del uso de la ley de la velocidad adquirida de las formaciones perforadas y por extrapolación de la última velocidad, la distancia a perforar antes de alcanzar el objetivo. Esta claro que la predicción será más exacta si el objetivo está claramente definido y si estamos cerca de él. También es muy importante entender que la predicción variara a lo largo del tiempo y durante el proceso de perforación. Es lógico entender que mientras se está perforando se está calculando el campo de velocidad real y por lo tanto eliminando incertidumbres a través de la profundidad; en consecuencia, haciendo una mejor predicción.

Entre más avancemos hacia el objetivo, la predicción del sistema en examen debería ser perfecta a unos cuantos metros del objetivo.

Predicción basada en el tiempo interpretado a 1.6 s TWTSRD.

Basándose en los datos disponibles a la fecha, se calcula una primera predicción del evento 1.6 s TWTSRD el 19 de octubre a 1948 m TVDSRD (1690 m MD) que se presenta en la figura 4.34. Se puede observar un tiempo al evento de 1.6 s TWTSRD interpretado en la cima del yacimiento (línea roja en la sísmica de la superficie) la profundidad de 1828 m TVDSRD (2092 m MD). Con la ley de la velocidad original, este evento se posicionó a 1861 m TVDSRD (2130 m MD).

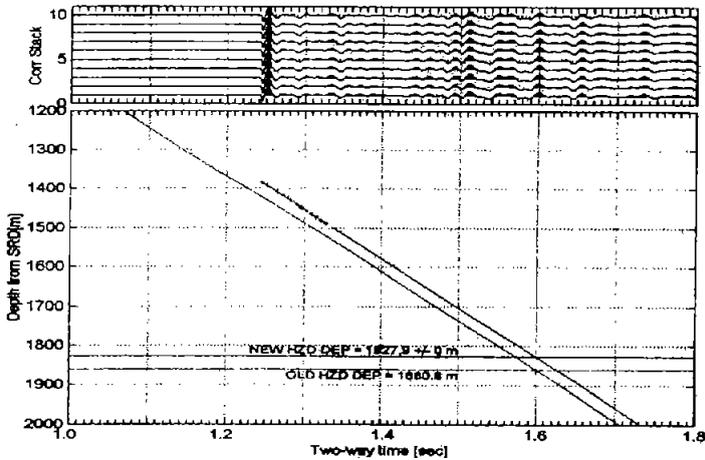


Figura 4.34 La primera predicción 1.6 s TWTSRD a 1489 m TVDSRD (1690 m MD).

Cada día se ha refinado la predicción. En la figura 4.35 se muestra la última predicción justamente antes de llegar al objetivo.

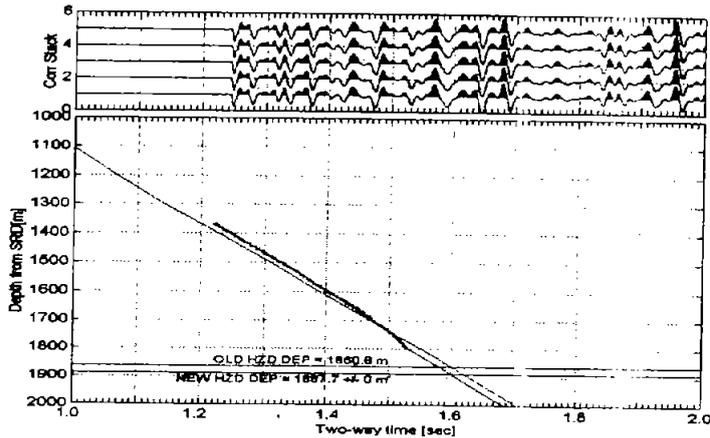


Figura 4.35 La predicción 1.6 s TWTSRD desde 1794 m TVDSRD (2052 m MD).

El evento 1.6 s TWTSRD finalmente se perforó a 1937 m TVDSRD (2222 m MD), mostrando que no era la cima del yacimiento. Podemos ver que el objetivo de la interpretación sísmica de la superficie es, de hecho, mucho más profundo que lo esperado y que el evento 1.6 s TWTSRD no corresponde a la cima de la formación Brecha.

El Dbseis pudo ver este evento en tiempo avanzando todavía más profundo mientras se seguía perforando el pozo. Esto se debe a las muy altas velocidades encontradas en las formaciones del Paleoceno que no se tomaron en cuenta en el modelo inicial de velocidad sísmica de superficie.

La conversión de profundidad del modelo sísmico de superficie entonces no pudo ser suficientemente exacta debido a esta anomalía de la velocidad. Ambos valores de la velocidad (el Dbseis y el modelo sísmico de superficie) fueron similares por arriba de las formaciones del Paleoceno y difiriendo después del mismo, demostrándose que el uso de un solo tiempo sísmico sin consideración acústica (reflectividad e impedancia geológica) es una limitante, ya que la resolución de la sección sísmica de Dbseis es muy superior a la resolución de sísmica de superficie.

#### 4.4.6.2 Predicción basada en las características acústicas

Según la geología local y las condiciones del yacimiento, se esperaba notar una muy fuerte variación de impedancia acústica entre las formaciones del Paleoceno (capas de alta velocidad, compactas) y el yacimiento (capas altamente fracturadas y portadoras de gas). Semejante cambio, debería haber generado un fuerte reflejo sísmico como podemos ver, pero sin resolución, en la sísmica de superficie.

El 21 de octubre se notó tal evento a 1.58 ms TWTSRD, lo que representa 20 ms por encima del objetivo inicial (figura 4.36). El 23 de octubre se calculó una predicción basada en este evento a una profundidad de 1689 m TVDSRD (1926 m MD) y dio una posición de 1825 m TVDSRD (2090 m MD) por un tiempo de 1.585 s TWTSRD. Como se muestra en la figura 4.37.

En el conjunto final de datos de este evento se posicionó a 1.55 ms TWTSRD y la profundidad relacionada fue 1834 m TVDSRD (2099 m MD). Originalmente este evento estaba posicionado a 1797 m TVDSRD (2055 m MD). El yacimiento se encontró a 1833 m TVDSRD (2098 m MD) cuando inicialmente se esperaba, por la sísmica de superficie, a 1863 m TVDSRD (2135 m MD). Por tanto, este evento fue precedido el 21 de octubre con una exactitud de 9 m cuando fue perforado el 9 de noviembre. La predicción se efectuó cuando el pozo estaba a 172 m (MD) o a 145 m verticales por arriba del objetivo.

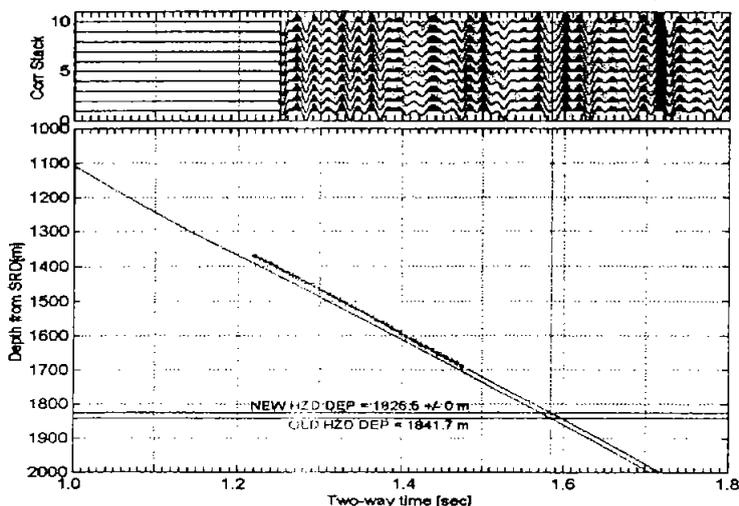


Figura 4.36 La predicción acústica desde 1689 m TVDSRD (1926 m MD).

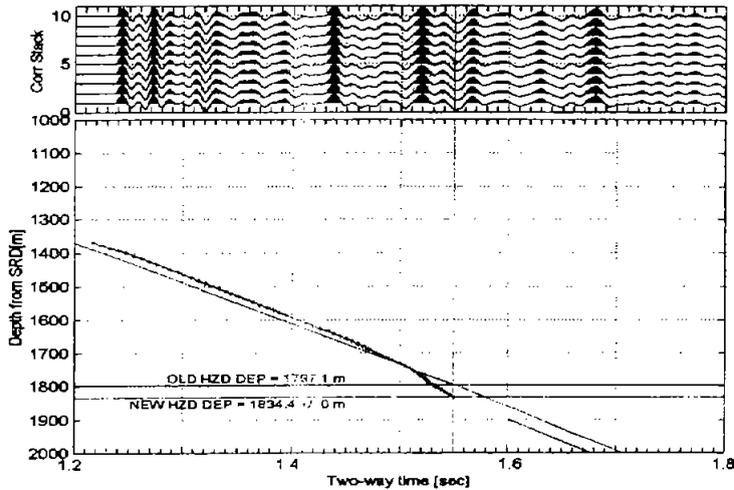


Figura 4.37 La predicción acústica en el conjunto final de datos.

#### Principales resultados.

Durante la aplicación de la técnica en el pozo Cantarell 1002, la tecnología Dbseis demostró que puede adquirir información fundamental como las velocidades de la formación, la profundidad de la formación y la red de fallas que pueden interpretarse en tiempo real. Estos resultados se han obtenido sin interferir con el proceso de perforación, "escuchando" y procesando desde la superficie el ruido generado por la barrena.

La adquisición de datos utiliza tecnología de última generación que a través de una robusta cadena de procesamiento y algoritmos particulares permite una confiable y excelente resolución de los eventos geofísicos por debajo de la barrena, anticipando y previniendo eventos de forma segura y eficiente.

#### 4.4.6.3 La predicción de profundidad del yacimiento

Como se describió anteriormente "Predicción de profundidad de riesgo", una predicción que se basa solo en la interpretación sísmica de la superficie no es suficiente en el caso de Cantarell debido a la escasa resolución de la sísmica de superficie. No obstante, al usar ciertos criterios geológicos y geofísicos en la señal Dbseis, se ha realizado una predicción con 14 días de anticipación con una

resolución de 9 metros cuando el pozo estaba 145 m verticalmente por encima del objetivo (172 m en profundidad desviada). En el objetivo, el mismo cálculo dio una precisión de solo un metro.

En base al estudio y trabajo realizado, se aconseja la siguiente metodología para detectar la cima del yacimiento Cantarell:

- 1) Antes de perforar y en colaboración con el departamento de geofísica, hay que evaluar con precisión la trayectoria del pozo, la litología esperada, la sísmica de superficie y efectuar un estimado de la profundidad objetivo.
- 2) Durante la perforación, el estimado de tiempo / profundidad obtenido de la sísmica de superficie tiene que afinarse usando la mejor resolución de la tecnología Dbseis. Los eventos geofísicos claros reflejados tienen que ser analizados para identificar la formación del yacimiento y tienen que realizarse una correlación en tiempo real con la geología usando registros LWD y velocidades de intervalo de Dbseis de manera continua.
- 3) Una vez que se haya identificado claramente el principal evento, la predicción de profundidad tendrá que realizarse regularmente para dar seguimiento a una variación potencial de la velocidad con la profundidad. Las formaciones del Paleoceno de alta velocidad también tendrán que identificarse y mapearse cuando se perforen como marcadores clave. Las fallas que estén por debajo de la trayectoria del pozo asimismo tienen que identificarse pues presentan un peligro potencial para el pozo.

La imagen de Dbseis (predicción de fallas y resolución sísmica).

Como se ha descrito anteriormente en "Sección Dbseis vs. La sección de tiempo sísmico de superficie", la resolución Dbseis es mucho mejor en cuanto a frecuencia y muestreo espacial (cada 10 metros) que la resolución sísmica de superficie. Esto da una herramienta muy importante para la identificación de las capas, la correlación de la litología y el mapeo de fallas. Se han identificado y mapeado 3 fallas, dos de las cuales fueron confirmadas con registros LWD. Además de tener una mejor calidad, hay que recordar que la información se adquiere y procesa en tiempo real mientras el pozo se sigue perforando.

El campo de velocidad (adquisición e interpretación).

La adquisición del campo de velocidad en tiempo real es una herramienta muy importante en el caso del campo Cantarell. Se han identificado velocidades específicas para la siguiente formación: Terciaria, Paleoceno (de muy altas velocidades) y yacimiento portador de gas. Por debajo del casquete de gas se observa una decreciente calidad de los datos, causado por la desviación. El aumento de la velocidad pudiera relacionarse con el cambio de contenido de los fluidos, un cambio en la petrofísica o en las características de litología del yacimiento (fracturación, nuevas formaciones, etc.). Observamos también que las fallas se han correlacionado muy bien con cambios bruscos en la velocidad de campo. La profundidad de las capas más profundas se ha actualizado de acuerdo con las variaciones en el campo de la velocidad.

Las formaciones del Paleoceno.

Las formaciones del Paleoceno se han caracterizado por un importante aumento en la velocidad, en especial en el Paleoceno Superior. Esta información en tiempo real pudiera ajustarse con otra información en tiempo real como el LWD para confirmar que el pozo esta perforando formaciones seguras y que ha salido de las formaciones peligrosas del Eoceno. Esto pudiera usarse como una prueba adicional para decidir asentar la tubería de revestimiento a profundidad óptima y de manera segura.

La formación portadora de gas. El contacto gas – aceite.

La velocidad de las formaciones portadoras de gas se ha registrado y se ha considerado estable. El contacto gas – aceite se espera en correspondencia del aumento en la velocidad, y tiene que ser confirmado por el momento con otros registros (Wireline, LWD) por que pudiera también relacionarse con un cambio en el campo de fracturación, un cambio en la litología o una calidad insuficiente de los datos en la parte más profunda.

El caso de la barrena tricónica /PDC.

La barrena tricónica se ha demostrado como la más eficiente opción y casi obligatoria para una excelente implementación de la tecnología Dbseis. Conciente de esta limitación, Schlumberger esta trabajado para presentar soluciones alternativas en un próximo futuro.

Debido a las dificultades interpretativas que presenta el campo Cantarell, un estudio más avanzado que use los resultados de Dbseis, Los VSP y la sísmica de superficie podría ayudar a refinar el mapeo de la Brecha. Una base de datos de la rubrica sísmica de Brecha podría configurarse y actualizarse con regularidad con las nuevas adquisiciones.

Visualización de los datos.

Con el fin de facilitar la visualización de los datos sísmicos adquiridos (en tiempos) y proporcionar una herramienta de uso interpretativo más amigable (conversión tiempo distancia o profundidad), se esta trabajando en un software de visualización que pueda generar un "reporte de campo" y dar en tiempo real y en el pozo la predicción de distancia a los objetivos predeterminados, utilizando una ley de conversiones tiempo / profundidad supuesta y optimizando la misma ley en función del avance realizado por la barrena.

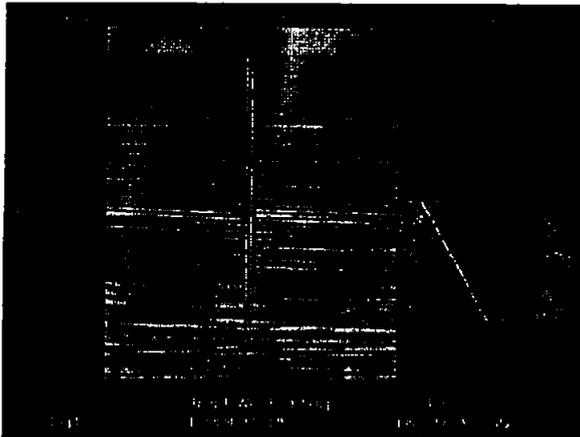


Figura 4.38 Ejemplo de posible visualización predictiva.

El experimento Dbseis para Cantarell 1002 ha demostrado claramente que esta avanzada tecnología puede brindar información fundamental en tiempo real como predicción de profundidades, imágenes de fallas y predicción, mediciones de campo de velocidad a lo largo del pozo y en áreas de alto riesgo (formaciones del Paleoceno o yacimientos portadores de gas) para incrementar la eficiencia del proceso de perforación y complementación del pozo, relevando propiedades geofísicas de hasta centenares de metros por debajo de la barrena y anticipando potenciales de situaciones inesperadas.

#### 4.5 Tecnologías complementarias

Hasta aquí se ha discutido la tecnología de barrena sísmica, sin embargo, otras tecnologías de **"Sísmica Mientras se Perfora"** están siendo desarrolladas, particularmente una técnica de **Medición Sísmica Mientras se Perfora (SMWD)** con una fuente activa de superficie y de receptores debajo del agujero en la sarta de perforación (drillstring).

Las diferencias claves entre las tecnologías se resumen a continuación:

- 1) La barrena sísmica no requiere de ningún equipo debajo del agujero o una fuente de superficie y tiene menos impacto en el proceso de perforación. Requiere el despliegue de un conjunto de receptores y puede ser corrido en pozos donde las medidas de LWD no son hechas. Esta limitado, en eso que depende de un tipo de barrena (primariamente solamente barrena de tricónica), tipo de aparejo (aparejo de tierra o Moore), desviación de pozo (< de 65 grados) y propiedades de la formación. Otras Fuentes de ruido tanto encendidas como apagadas del aparejo también son un resultado.
- 2) La SMWD no tiene equipo debajo del agujero y puede ser corrida solo cuando las medidas de LWD son hechas. La perforación se tiene que detener para que se tomen los tiros de prueba y una fuente activa de superficie es requerida por tanto tiempo como la adquisición continué. Esto no esta limitado por la profundidad del pozo, desviación del pozo, tipo de barrena, tipo del aparejo o ruido del aparejo. Los resultados preeliminares muestran una excelente calidad de datos con un buen potencial de predicción. Sin embargo, la telemetría para transmitir datos de predicción a la superficie esta actualmente limitada por la demanda en el sistema telemétrico de pulso de lodo. Los resultados completos de predicción solo estarán disponibles cuando la barrena es retirada.

El conjunto de las dos técnicas hasta cierto punto son complementarias. El método SMWD será la técnica preferida para pozos muy profundos, pozos horizontales y pozos donde las secciones claves son perforadas con barrenas PDC. La **Sísmica Mientras se Perfora** cubre otros muchos casos, incluyendo aquellos donde no se hacen medidas de LWD/MWD.

Sujeto a las limitaciones conocidas la técnica de **Sísmica Mientras se Perfora** ha sido exitosamente extendida dentro de las aguas profundas del Golfo de México. A proporcionado la información de tiempo – profundidad debajo de los 2500 pies, permitiendo la calibración de los modelos de pre – perforación y la situación de la

barrena en la sección sísmica de la superficie. Para futuros trabajos comerciales, se anticipa que la información de tiempo – profundidad será obtenida aproximadamente dentro de una hora de perforar a una profundidad en particular, un marco de tiempo que es relevante para el proceso de perforación y permite que se hagan decisiones de perforación mejor informadas.

Con la adición de nuevos métodos de fuente activa tales como la SMWD, esa tecnología tiene el potencial de reducir el riesgo en virtualmente casi cualquier ambiente de perforación.

## CONCLUSIONES

En el desarrollo del trabajo se dio a conocer la técnica **Sísmica Mientras se Perfora**, sus principios, características, técnicas de adquisición, procesamiento y aplicación.

Como es percibido la técnica utiliza energía que se origina en la barrena cuando esta en contacto con la formación, esta es detectada en la superficie: por sensores colocados en el tope de la sarta de perforación y en la superficie del terreno por medio de geófonos con un especial arreglo.

La información obtenida de ambos se correlaciona cruzadamente, la señal piloto de la sarta y la señal de los geófonos, al repetir este proceso en serie y al perforar diferentes profundidades el juego de datos de la barrena VSP es obtenido. Para así determinar condiciones atrás y debajo de la barrena cuando esta se encuentra perforando.

Tomando en cuenta los resultados de pruebas de pozo se puede observar e indican que la barrena genera energía detectable sobre un rango de frecuencias que es similar a los datos sísmicos convencionales. Los tiempos de viaje de la barrena VSP y los arribos directos de VSP convencional comparados dentro de  $\pm 2$  m/s (0.3 %), y señal-ruido (s/n) de los datos de correlación cruzada de la barrena fueron suficientes para detectar llegadas reflejadas así como llegadas directas. Con la barrena VSP son adquiridos sin ningún instrumento bajo el pozo, y los costos del tiempo perdido de aparejo cuando se manejan líneas de cable VSP convencional son eliminados.

Como una técnica de medición durante la perforación, la barrena VSP provee datos sísmicos en tiempo real para usar en el lugar del pozo. Esto puede observar el perforador indicando la posición de la barrena dentro de la sección sísmica y previendo un vistazo a los horizontes reflejados para ser encontrados por la barrena más adelante, la facilidad con la que los receptores superficiales pueden ser desplegados hacia los offset múltiples VSP económicamente viable o factible.

La técnica de la **Sísmica Mientras se Perfora** ofrece información valiosa durante la fase de perforación del pozo. Sus principales ventajas son:

1. Información en tiempo – real en el sitio del pozo.
2. No hay pérdida de tiempo en el aparejo.

3. Ninguna herramienta especial dentro del agujero.
4. No interfiere en el proceso de perforación.

Estos beneficios pueden significar en el ahorro económico y el aumento de la seguridad. Hay sin embargo, algunas limitaciones inherentes de la técnica y estas deben ser entendidas y consideradas. Las más importantes de estas limitaciones son:

- Tipo de barrena.- En la actualidad, las barrenas tricónicas (roller coner) son recomendadas para la técnica **Sísmica Mientras se Perfora**, aunque la barrena PDC ha demostrado tener éxito. La barrena normal PDC indudablemente da el radio de energía acústica durante la perforación, pero ésta casi no genera vibraciones axiales en la perforación. Consecuentemente no hay señal hacia el acelerómetro usable para correlacionar cruzadamente con los geófonos.
- Viabilidad de la fuente.- Tomando en cuenta que la fuente depende de los parámetros de la sarta de perforación (drillstring), la litología y el estado de la barrena puede variar ampliamente de nivel a nivel. Esto puede crear problemas en el procesamiento subsecuente VSP.
- Pozos desviados.- A pesar de que la técnica ha sido usada en pozos de hasta 65° , pozos altamente desviados u horizontales pueden causar problemas debido a la pérdida de señal a lo largo de la sarta de perforación (drillstring). Si la sarta de perforación (drillstring) esta en contacto con las paredes del agujero por un período considerable, la señal de la barrena será altamente alterada. El mismo problema puede ocurrir cuando los motores debajo del agujero son usados sin rotación desde la superficie.
- Ruido.- Los aparejos de perforación producen un gran problema con el ruido ambiental, mucho del cual es detectado por los sensores de la barrena sísmica. A pesar de las sofisticadas técnicas de procesamiento de señal, tal como las técnicas digitales "beamformer", pueden mejorar por mucho la señal a ruido, los datos de la barrena sísmica serán, en general, considerablemente más ruidosos que los datos sísmicos de la línea de cable del fondo del agujero.

Mientras hay similitudes con la línea de cable VSP normal, la técnica de **Sísmica Mientras se Perfora** no pretende ser un reemplazo para este servicio. La línea de cable VSP ofrece datos sísmicos calibrados debajo del agujero de alta fidelidad. Es un servicio consolidado el cual es bien entendido por las compañías de servicio y sus clientes. Si la necesidad es por datos sísmicos de alta calidad debajo del

agujero entonces la línea de cable VSP es la opción adecuada. Sin embargo, si la necesidad es por la optimización de la perforación, entonces la técnica de **Sísmica Mientras se Perfora** aunque sigue en sus principios, ofrece muchas ventajas.

Hoy en día es importante difundir esta técnica para así crear interés dentro del área de Ingeniería Petrolera de la Facultad y formar profesionales dedicados a la técnica que pueden desarrollar nuevas investigaciones y aplicaciones.

## Bibliografía.

1. Anstey, N.A. 1974, "The new seismic interpreter: International Human Resources" Development Corporation, Boston, 614p.
2. Biot, M.A, 1952 "Propagation of elastic in a cylindrical bore containing a fluid".  
J. Appl. Physics, v.23.p.997-1005.
3. Cheng. C.H. y Toksoz. M.N., 1981, "Elastic wave Propagation in a fluid – filled borehole and synthetic acoustic logs: Geophysics", v.46 p. 1042-1503.
4. Christie. P.e Ireson, D. 1995, "Borehole Seismic Data Sharpen the Reservoir Image".  
Oilfield Review, Winter.
5. Dix, C.H. 1939, "The interpretation of well-shot data (Part I): Geophysics", v.4,p,24-32.
6. Gal 'perin, E. I., 1974 "Vertical Seismic Profiles: Their Applications in Exploration"  
Geophysics Society of Exploration Geophysicists.
7. J.W Rector "The use of drill bit energy as a downhole seismic source"  
Geophysics vol.36.
8. M. Kamata Drill-Bit Seismic "A service for Drilling Optimization."  
Oilfield Review.
9. M Kamata April 15, 1998 "SWD Land Operating Procedure"  
SWD Project, Schlumberger K.K.
10. PEMEX "Sísmica Mientras se perfora (DBSeis). Un nuevo servicio en Tiempo Real durante la perforación en México".
11. Philip Armstrong and Leslie Nutt, Schulemberger, and Reginald Minton Bp Amoco "Drilling Optimization Using Drill – Bit Seismic in Deepwater Gulf of Mexico".  
The 2000 IADC/SPE Drilling conference held in the New Orleans, Louisiana, 23 –25 February 2000.

12. Richard Meehan 1984 "Rekindling interest in seismic While Drilling"  
Cambridge, England.  
Oil Review.
13. S. Ahmed Schulerberger "Drilling with the headlights on : Drill-Bit  
Seismic Applications in Drilling Optimization". SPE Saudi Arabian  
Technical Symposium, Middle East 21-23 October, 2000.
14. Scott Leaney "Drill Bit Seismic And Integrated Real – Time Depth  
Imaging".  
Jakarta Indonesia.  
Oil Review.
15. "Using noise generated by the drill bit as a seismic source and surface  
sensors to help optimize the drilling process".  
Oil Review.
16. William Borland "Real-Time Answers to Well Drilling and Design  
Question".  
Oilfield Review.