



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

## FACULTAD DE INGENIERIA

### EL PERFIL SISMICO VERTICAL CON FUENTE FIJA Y "OFFSET" CERO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

# T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO GEOFISICO

P R E S E N T A :

ANGEL MARTINEZ SANTANA



MEXICO, D. F.

1986



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 está 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.

Señor MARTINEZ SANTANA ANGEL.  
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. M. C. Héctor Sandoval Ochoa, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO GEOPISICO.

"EL PERFIL SISMICO VERTICAL CON FUENTE FIJA Y "OFFSET" CERO  
EN LA INDUSTRIA PETROLERA"

- INTRODUCCION.
- I DESCRIPCION DEL PERFIL SISMICO VERTICAL.
- II EQUIPO PARA EL REGISTRO DE DATOS DEL PERFIL SISMICO VERTICAL.
- III PROCESAMIENTO DE DATOS DEL PERFIL SISMICO VERTICAL.
- IV APLICACIONES DEL PERFIL SISMICO VERTICAL.
- CONCLUSIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cd. Universitaria, D.F., Febrero 3 de 1986.  
EL DIRECTOR

  
Dr. Octavio A. Rascón Chávez

# CONTENIDO

Capítulo	Página
RESUMEN . . . . .	1
INTRODUCCION . . . . .	2
I. DESCRIPCION DEL PERFIL SISMICO VERTICAL . . . . .	8
I.1 Técnicas de campo . . . . .	9
I.1.1 PSV con fuente fija y desplazada . . . . .	9
I.1.2 PSV con fuente móvil . . . . .	9
I.1.3 PSV con fuente y receptor móviles . . . . .	10
I.2 PSV con fuente fija y "offset" cero . . . . .	11
I.3 Campo de Ondas Hacia Abajo o Descendentes . . . . .	17
I.4 Campo de Ondas Hacia Arriba o Ascendentes . . . . .	21
I.5 Ruido . . . . .	25
I.5.1 Ruido causado por no fijar el geófono . . . . .	27
I.5.2 Ondas de Cable . . . . .	27
I.5.3 Ruido causado por entubado sin ademe . . . . .	29
I.5.4 Ondas de tubo . . . . .	31
I.5.5 Ruido cultural superficial . . . . .	37
II. EQUIPO PARA EL REGISTRO DE DATOS DE LA TECNICA DEL PERFIL SISMICO VERTICAL . . . . .	39
II.1 Instrumentos de Registro . . . . .	41
II.2 Sistemas de Detección . . . . .	41
II.2.1 Geófonos . . . . .	42
II.2.2 Mecanismos de fijación . . . . .	45
II.3 Fuentes de Energía . . . . .	47
II.3.1 Pistolas de aire . . . . .	49

Capítulo	Página
II.3.2 Dinamita . . . . .	50
II.3.3 Vibradores . . . . .	50
II.4 Cable de Registro . . . . .	51
II.5 Transductor de Campo Proximo . . . . .	52
<b>III. PROCESAMIENTO DE DATOS DE LA TECNICA DEL PERFIL</b>	
SISMICO VERTICAL . . . . .	53
III.1 Registros de Campo . . . . .	55
III.2 Demultiplexado . . . . .	55
III.3 Editado . . . . .	55
III.4 Apilado a Profundidad Constante . . . . .	56
III.5 Procesamiento de Ondícula . . . . .	58
III,6 Filtrado . . . . .	60
III.7 Compensación de Amplitud . . . . .	64
III.8 Filtrado de Velocidad . . . . .	68
III.9 Deconvolución . . . . .	75
III.10 Apilado . . . . .	86
<b>IV. APLICACIONES DE LA TECNICA DEL PERFIL SISMICO</b>	
VERTICAL . . . . .	89
IV.1 Identificación de Reflectores Sísmicos . . . . .	89
IV.2 Identificación y Estudio de los Sistemas	
Múltiples . . . . .	96
IV.3 Predicción del Subsuelo Antes de la Barrena . . . . .	107
IV.4 Estudios Combinados de Ondas P y S . . . . .	113
<b>CONCLUSIONES . . . . .</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFIA . . . . .</b>	<b>124</b>

## RESUMEN

Recientemente se a venido utilizando una nueva metodo--logía dentro de la Industria Petrolera Mexicana para la ob--tención de información de las condiciones geológicas en un -pozo profundo, la cual es llamada Perfil Sísmico Vertical.

Debido a las propiedades especiales que posee el Perfil Sísmico Vertical(PSV) con fuente fija y "offset" cero y a -- los recientes avances en los equipos de registro y en el pro--cesamiento de datos, este tiene diversas aplicaciones dentro de los trabajos de exploración y perforación llevados a cabo en la búsqueda de yacimientos de hidrocarburos.

Como el PSV permite registrar con gran confiabilidad -- los eventos de reflexión primaria generados en la columna --estratigráfica en la localidad del pozo, la determinación de las escalas geológicas vertical y horizontal en las seccio--nes sísmicas superficiales se llevan a cabo mucho mejor.

Con la separación de eventos hacia arriba y hacia abajo lograda en los datos del PSV es posible identificar y anali--zar el sistema generador de múltiples en el subsuelo, lo ---cual redituará en el diseño de un operador de deconvolución para ser utilizado en los datos sísmicos superficiales y ---eliminar tal fenómeno dentro de ellos.

El registro de eventos de reflexión primarios origina--dos en interfases que se encuentran por debajo de la profun--didad total del pozo proporcionan los elementos para la esti--mación de velocidades, profundidades y condiciones geológi--cas de las capas estratigráficas comprendidas en esa parte -del subsuelo.

## INTRODUCCION

Durante mucho tiempo el uso de pozos profundos para --- propósitos sísmicos estuvo limitado principalmente al estu-- dio de los tiempos de primeros arribos de las ondas genera-- das en tiros cercanos a la boca del pozo en cuestión, conoci-- do como "técnica de levantamiento para análisis de veloci-- das". El alcance de tal investigación esta restringido al -- conocimiento de las velocidades promedio de las ondas regi-- tradas.

Los primeros estudios sísmicos en pozos profundos en -- que se registraron e investigaron no solo los primeros arri-- bos sino también los eventos de reflexión se deben a Jolly - (1953), Riggs(1955) y Levin y Lynn(1958). Sin embargo, de -- acuerdo con Omnes(1978) una metodología, utilizando la res-- puesta completa del geófono fué finalmente desarrollada por un grupo de investigadores soviéticos encabezado por Gal'pe-- rin en el período de 1957 a 1969 y la llamaron Perfil Sísmi-- co Vertical.

Durante el mismo período de tiempo en el mundo occiden-- tal el interés en esos estudios fué escaso. Es a partir de -- la reedición en 1973, del libro "VERTICAL SEISMIC PROFILING" (traducción hecha del libro original de Gal'perin editado en Moscú) por la Society of Exploration Geophysics, cuando al-- gunos geofísicos occidentales comienzan a mostrar interés en

el Perfil Sísmico Vertical (Anstey, 1977; Balch, 1980; Kennett, 1973, 1978; Mochon, 1976).

Actualmente, en los países de este hemisferio, el interés por la metodología del Perfil Sísmico Vertical se ha incrementado, en una proporción posiblemente mayor, que aquella que fué experimentada durante su desarrollo en la U.R.S.S. En México, su utilización por Petróleos Mexicanos dentro de los trabajos de exploración y perforación en la búsqueda de hidrocarburos comienza en el año de 1982.

La metodología básica en que se apoya el Perfil Sísmico Vertical (PSV) está en el análisis del sismograma que se obtiene cuando la señal generada por la fuente de energía colocada en la superficie es registrada durante varios segundos en puntos interiores del subsuelo a lo largo del peso, - después de su propagación dentro de la columna geológica. En términos generales el PSV se lleva a cabo principalmente para el estudio de la columna estratigráfica completa ó para una porción específica de ella. Las técnicas de mejoramiento en la adquisición y procesamiento de datos también han venido a perfeccionar el manejo y uso del PSV.

Como los detectores son colocados bajo la superficie -- los datos obtenidos con el PSV tendrán una mejor relación -- señal a ruido que los registrados en levantamientos sísmicos superficiales y por lo tanto una mayor resolución.

De acuerdo con las variantes en la geometría fuente-receptor del PSV existen varias técnicas de campo, que son: -- PSV con fuente fija y "offset" cero, PSV con fuente fija y -



desplazada, PSV con fuente móvil y PSV con fuente y receptor móviles. En algunas investigaciones es conveniente realizar dos variantes de PSV en la misma localización para un control más confiable de los datos.

En este trabajo se expone la técnica del PSV con fuente fija y "offset" cero y se discuten sus ventajas y limitaciones. Dicha técnica se utiliza por ahora en Mexico principalmente en la predicción de horizontes reflejantes por abajo de la barrena, pudiendose utilizar el mismo conjunto de datos del PSV en otras aplicaciones que se discuten más adelante.

En esta técnica del PSV el campo de ondas reflejado en el sismograma esta compuesto del campo de ondas viajando hacia arriba y del campo de ondas viajando hacia abajo. Su diferenciación parte de lo siguiente: el primer campo consiste de los eventos de reflexión primaria y los múltiples reflejados un número impar de veces y el segundo consiste en las ondas directas y los múltiples reflejados un número par de veces. Dicha diferenciación es una propiedad particular del PSV y aporta grandes ventajas a la interpretación.

A causa del sentido de llegada de los campos de onda a la posición de recepción, los arribos se presentan, en la correlación de traza a traza, con diferentes pendientes en el sismograma del PSV. Lo que permite llevar a cabo la identificación y estudio de dichos trenes de ondas separadamente para conocer las características de reflexión primaria y del sistema de horizontes generador de múltiples en una sección

particular y observar el desarrollo de la ondícula dentro -- del subsuelo.

En esta tesis también se hace una descripción de las -- características y cualidades necesarias del equipo de campo para la obtención de datos que garentice los objetivos del - estudio. Así mismo, se muestra una secuencia de procesamien- to para suprimir los eventos indeseables que pudieran ser -- registrados en la fase de adquisición de datos, mejorar la - relación señal a ruido en el sismograma del PSV y la obten- ción de una traza representativa del patrón de reflexión en la localidad del pozo; lo cual aporta un enriquecimiento de los datos con fines de interpretación.

En nuestro país, debido a los potenciales y propiedades especiales ofrecidas por el PSV con fuente fija y "offset" - cero, se tendrían diversas aplicaciones promisorias en los - trabajos de exploración y de perforación, tanto exploratoria como de desarrollo, llevados a cabo por la Industria Petro-- lera Mexicana.

Dichas aplicaciones se enlistan a continuación:

- a).-Identificación de reflectores sísmicos en las seccio- nes de datos sísmicos superficiales con gran confia-- bilidad.
- b).-Apoyo a los estudios sismoestratigráficos.
- c).-Asistir en el estudio conjugado de ondas compresiona- les (P) y ondas cortantes (S) para conocer las condi- ciones estratigráficas del subsuelo.
- d).-Generar sismogramas exactos para calibrar las seccio-

nes sísmicas y separar los eventos reales de los falsos. Ya que estos definen una relación precisa que -- media entre el sísmico superficial y los registros de pozos.

- e).-Identificación y análisis de eventos múltiples en la columna estratigráfica en las áreas donde este fenómeno no permite obtener datos sísmicos superficiales de buena calidad.
- f).-Obtención de las velocidades de las capas estratigráficas del subsuelo para su posterior uso en las fases de procesamiento e interpretación de datos sísmicos superficiales. Es decir, el estudio de la propagación de las ondas en relación a la profundidad.
- g).-Análisis exhaustivo de la velocidad, de gran utilidad cuando no existe información de registros de pozos.
- h).-En estudios de amplitud sísmica para la localización directa de hidrocarburos.
- i).-Estimaciones de velocidad, profundidad y tipos de rocas por debajo de la barrena en apoyo a las decisiones sobre el trabajo de perforación. Esto es muy factible debido a la alta resolución que tiene el PSV -- que permite estudios detallados, así mismo es de suma importancia el análisis de señales reflejadas en contactos que se encuentran abajo de la posición más --- profunda del receptor.

La metodología del PSV se puede utilizar en otras ramas de la Industria Petrolera Mexicana, para conocer las condi--

ciones geológicas alrededor del pozo y localizar las fallas y cambios de facies muy útiles en la búsqueda y delimitación de yacimientos de hidrocarburos, recabar información del subsuelo por abajo de la trayectoria de un pozo desviado y llevar a cabo apoyo a las evaluaciones del proceso de recuperaciones secundarias de un yacimiento.

## CAPITULO I

### DESCRIPCION DEL PERFIL SISMICO VERTICAL

El Perfil Sísmico Vertical (PSV) es una nueva metodología que hace uso de los pozos profundos para obtener información sísmica del subsuelo. Dicha metodología parte del sismograma que se obtiene cuando la señal generada en puntos cercanos a la superficie es registrada durante un cierto tiempo en puntos espaciados regularmente dentro del subsuelo en las paredes del pozo. Dependiendo de los objetivos del estudio del PSV, este se realiza para conocer como se discutirá en detalle, la columna estratigráfica completa ó una porción de ella a lo largo de la vecindad del pozo.

El método del PSV puede ser aplicado con cuatro técnicas de campo, que son: PSV con fuente fija y "offset" cero, PSV con fuente fija y desplazada, PSV con fuente móvil y PSV con fuente y receptor móviles. Esta clasificación de las técnicas de campo, en cuanto su aplicación, esta en función de la geometría fuente-receptor que se adopta durante la ejecución del PSV. En algunas investigaciones, a fin de obtener un control más confiable de los datos es conveniente realizar dos técnicas de campo en la misma localidad del pozo.

Para la selección de la técnica de campo es necesario tomar en cuenta principalmente, las características del área

geológica donde se va a aplicar el PSV, el objetivo de la -- investigación del PSV y el tipo de pozo donde se a de llevar a cabo el PSV. En menor grado, el número de tiros y la dis-- tancia horizontal, entre ellos y el pozo, dependerá de las - particularidades del problema a resolver con el PSV.

### I.1 TECNICAS DE CAMPO

A continuación se describen brevemente las técnicas de campo del PSV con fuente fija y desplazada, PSV con fuente - móvil y PSV con fuente y receptor móviles. Para posterior--- mente dedicarnos al objetivo de este trabajo que es el PSV - con fuente fija y "offset" cero.

I.1.1 PSV con fuente fija y desplazada. En esta técnica de campo la información es obtenida colocando la fuente de - energía a una distancia del pozo tal que no produzca trayec-- torias de viaje verticales de las ondas propagandose en el - subsuelo. Dependiendo del desplazamiento de la fuente, el -- campo de ondas presente en el sismograma estará formado por eventos de reflexión ó eventos de refracción ó una mezcla de ambos.

Así, la distancia entre el pozo y la fuente constituye el factor dominante que hay que tomar en cuenta en este mé-- todo de campo para obtener el grupo de ondas requerido en -- los objetivos del PSV.

I.1.2 PSV con fuente móvil. Esta técnica de campo se -- utiliza para recabar información hacia los lados del pozo de uno ó varios horizontes específicos de la columna estratigrá

fica. Entre mayor es el número de horizontes mayor será el trabajo de campo. Por lo cual, en ocasiones, esta técnica no resulta favorable para realizar un estudio de la columna estratigráfica completa.

La técnica de campo se lleva a cabo colocando el receptor a una profundidad fija, determinada para el horizonte -- específico, y la fuente de energía colocada superficialmente a diferentes distancias del pozo a lo largo de una línea. La operación se puede llevar a cabo en varias líneas con diferentes azimuts para obtener un conocimiento espacial del horizonte específico.

La estimación de la extensión lateral del horizonte dependerá de la mayor distancia entre la fuente y el pozo y de la pendiente del horizonte bajo investigación.

I.1.3 PSV con fuente y receptor móviles. En esta técnica la fuente y el receptor son desplazados simultáneamente durante la adquisición de datos. Se utiliza en los pozos --- desviados que se encuentran normalmente en el mar para asegurar trayectorias de viaje verticales de la onda propagandose en el subsuelo. La fuente de energía se coloca sobre la vertical que pasa por la posición del receptor.

La utilización de esta técnica es esencial ya que en este tipo de pozos la información proporcionada por los registros geofísicos es casi inexistente. Además, permite un conocimiento de las condiciones estructurales y estratigráficas abajo de la trayectoria del pozo con gran resolución.

## I.2 PSV CON FUENTE FIJA Y "OFFSET" CERO

La técnica con fuente fija y "offset" cero fué seleccionada en esta ocasión por el amplio conocimiento que proporciona sobre los eventos de reflexión y que sería sumamente útil en los levantamientos sísmicos superficiales de reflexión continua generalmente usados en Mexico y de los cuales existe una cantidad muy grande en los archivos.

Se tiene que es la técnica más indicada porque el campo de ondas, en el caso de estratificación horizontal, es el más simple y fácil de estimar y que tiene una operación de campo sencilla para ser llevada a cabo en un lapso de tiempo relativamente corto.

La técnica se lleva a cabo normalmente en pozos verticales con la fuente de energía fija y colocada en la superficie cerca del pozo ó a una distancia corta de tal manera que produzca trayectorias de viaje verticales de las ondas que llegan a las diferentes posiciones de recepción. El tiempo de registro es generalmente el doble de tiempo que tarda la señal en viajar de la fuente de energía a la posición de detección más profunda.

Para esta técnica en la figura No. 1 se ilustran las posiciones de la fuente y los geófonos en el pozo. Según Gal'perin(1973), en el caso de estratificación horizontal ó con una pendiente menor de  $7^\circ$ , la distancia ( $x$ ) de la boca del pozo a la fuente debe ser como máximo 0.1 - 0.15 del valor de la profundidad para asegurar las trayectorias de viaje verticales de las ondas propagandose en el subsuelo.



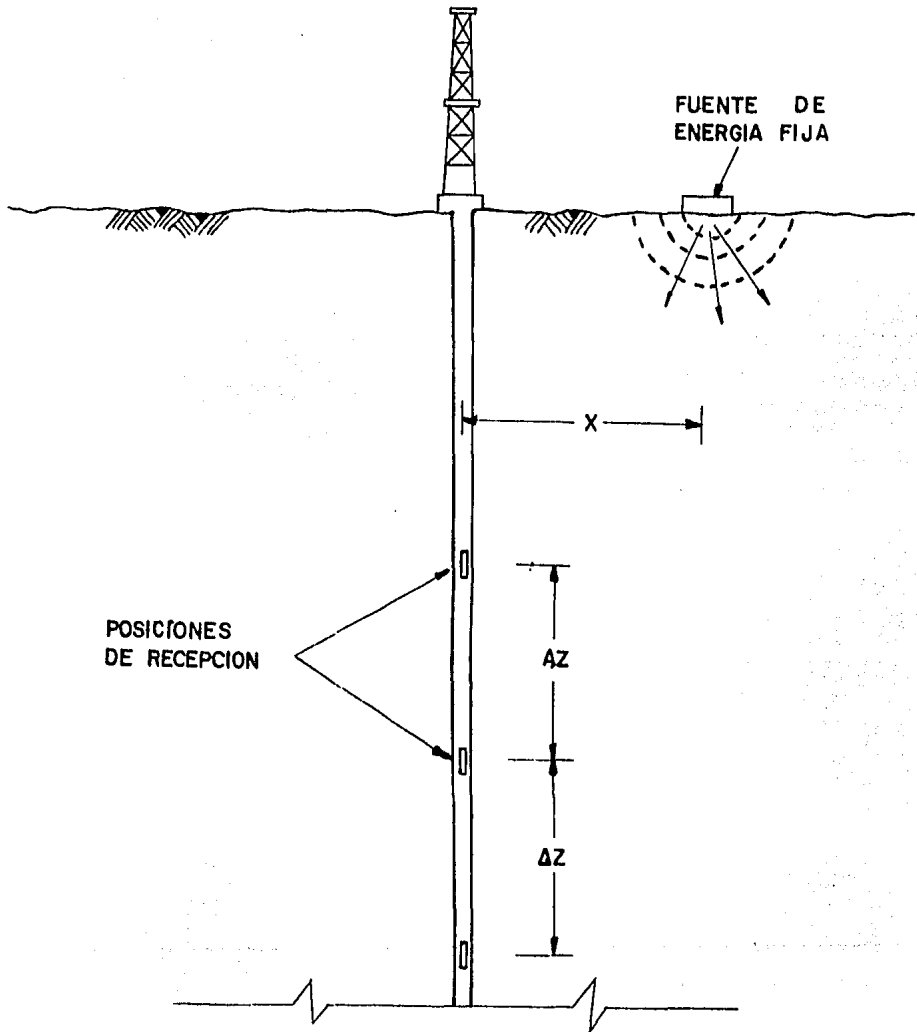


Figura No. 1 Esquema de las posiciones de la fuente y geófonos en el pozo en el método de campo de fuente fija - y "offset" cero.

Por otro lado, de acuerdo con Hardage(1983), una de las técnicas de determinar el espaciamento entre detectores es con la ayuda de la relación  $\Delta z = V_{min}/f_{max}$ ; la cual asegura -- una correlación de onda confiable en el sismograma del PSV y el registro de la mínima longitud de onda de la señal propagandose en el subsuelo. Dicha relación indica que  $V_{min}$  es la velocidad mínima de propagación en la columna estratigráfica y  $f_{max}$  la máxima frecuencia de la ondícula generada por la fuente de energía.

En terminos generales, la selección de la fuente de --- energía, sus parámetros particulares y el número de veces -- que debe ser activada en cada posición de recepción para lograr una óptima relación señal a ruido en el sismograma del PSV se lleva a cabo en una forma similar a como se hace en - los estudios de sismología superficial.

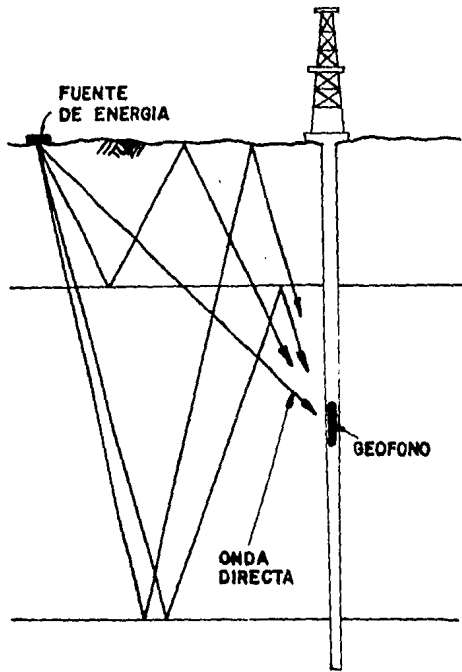
Observando la figura No. 1 se puede advertir que la --- geometría fuente-receptor de un PSV con fuente fija y "off-- set" cero es muy semejante a la de un levantamiento para --- análisis de velocidades. Sin embargo, existen dos importan-- tes diferencias entre estas dos técnicas. En el levantamien-- to para análisis de velocidades las distancias entre posi--- ciones de recepción son de cientos de metros e interesa so-- lamente registrar los primeros arribos. En cambio, en el PSV la distancia entre posiciones es pequeña, alrededor de 15 a 30 m., y el registro de la señal se efectua durante varios - segundos. Registrando los primeros arribos y los demas even-- tos que llegan posteriormente.

Así, realizando un esfuerzo adicional en la operación de campo para llevar a cabo el PSV, el detalle de los datos obtenidos superará el resultado de un levantamiento para --- análisis de velocidades en cuanto a resolución, precisión y confiabilidad. Además de que se puede hacer un buen análisis de los eventos propagándose en el subsuelo. Por lo tanto, es muy recomendable efectuar el PSV con fuente fija y "offset" cero en lugar de un levantamiento para análisis de velocidades.

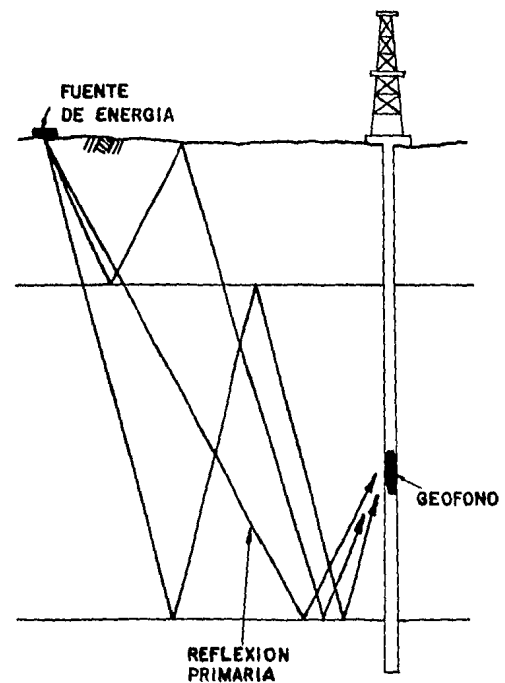
Como el sistema de detección se coloca en puntos abajo de la superficie responderá a ondas hacia arriba ó ascendentes y ondas hacia abajo ó descendentes arribando a él. Entonces, la información registrada en un PSV se dividirá en: el campo de ondas hacia abajo y el campo de ondas hacia arriba.

La figura No. 2 ilustra los principales eventos generados en el subsuelo. Los eventos se han separado en dos esquemas a fin de claridad, pero no hay que olvidar que todos los eventos son originados en el mismo punto. En el esquema de la izquierda se presentan los eventos descendentes y, en el de la derecha, los eventos ascendentes.

El sismograma resultante de un estudio del PSV se expone en la figura No. 3. El eje vertical es la profundidad de registro y el eje horizontal es el tiempo que tardan en llegar a la posición de registro las diferentes ondas propagándose en el subsuelo.



TRAYECTORIAS DE ONDAS DESCENDENTES



TRAYECTORIAS DE ONDAS ASCENDENTES

Figura No. 2 Eventos registrados en la técnica del Perfil Sísmico Vertical.

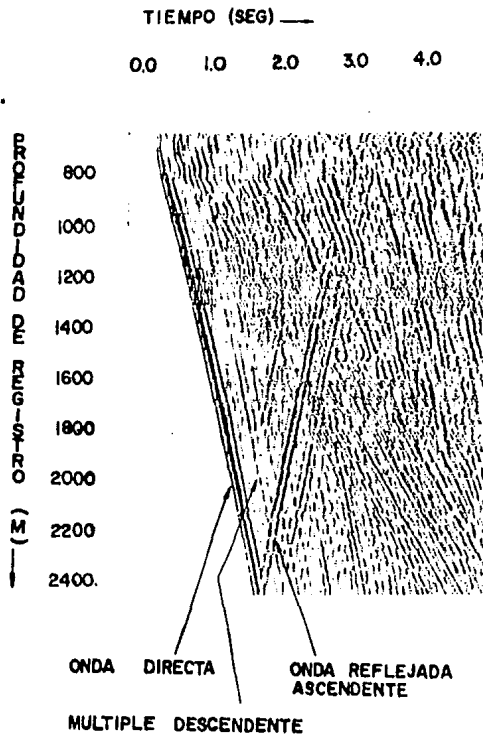


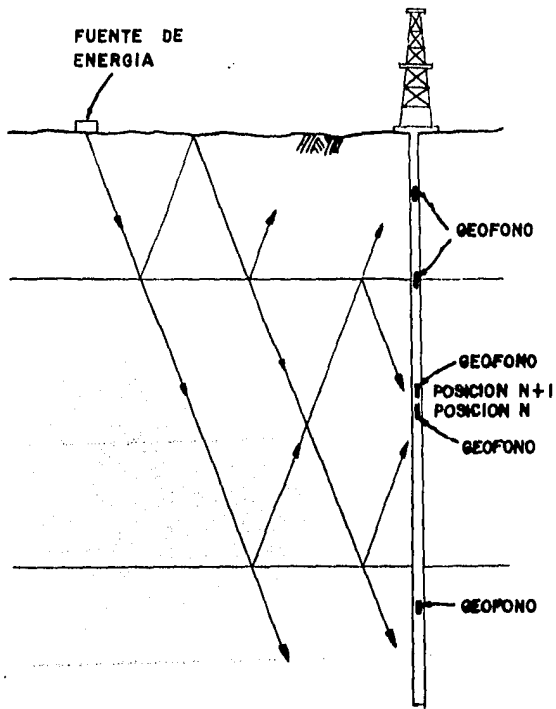
Figura No. 3 Sismograma de un Perfil Sísmico Vertical.  
(Modificado de Hardage, 1983).

### I.3 CAMPO DE ONDAS HACIA ABAJO

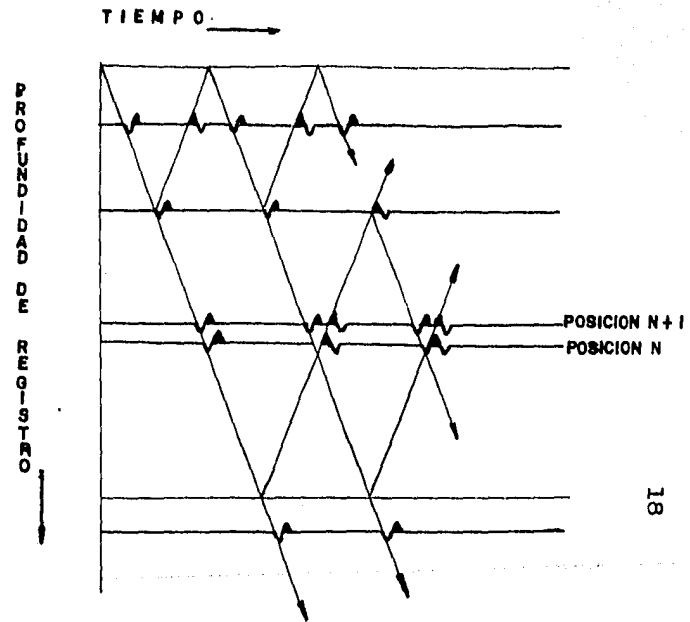
Los primeros arribos u ondas directas y los eventos --- múltiples que se han reflejado un número par de veces en las interfases del subsuelo constituyen el campo de ondas hacia abajo. Este conjunto de datos no emergen a la superficie. -- Sin embargo, proporcionan bastante información sobre los patrones de los sistemas de múltiples que se generan en la columna estratigráfica del subsuelo.

Con la ayuda de la figura No. 4 se analizará el comportamiento de los eventos descendentes en el sismograma del -- PSV. En lado izquierdo, se presenta un diagrama de trayectorias de viaje para un modelo simple de dos capas planas y -- horizontales. En lado derecho, se exponen las señales registradas en varios puntos del subsuelo y que son dibujadas horizontalmente. Para evitar confusiones en el diagrama solamente las ondas compresionales, sin las ondas transversales, son dibujadas y la fuente de energía se ha colocado a una -- distancia considerable.

Observando los eventos contenidos en las trazas cuando se cambia el geófono de la posición N a la N+1 (se sube) se tiene que el primer arribo se registra a un tiempo menor. A causa de que el geófono se encuentra más cerca de la fuente de energía que en la posición N. Similarmente, para un evento múltiple descendente su tiempo de registro será menor --- cuando el geófono se mueve a una posición somera. Así, el -- campo de ondas hacia abajo se presenta con una pendiente que cae de izquierda a derecha en un sismograma del PSV colocado



TRAYECTORIAS DE VIAJE



REGISTROS EN VARIAS POSICIONES DE RECEPCION

Figura No. 4 Comportamiento de eventos ascendentes y descendentes en el sismograma. (Modificado de Hubbard, 1980).

con las trazas horizontales.

En la misma figura se puede observar que los primeros arribos son las ondas que viajan directamente de la fuente de energía al geófono y siempre se presentan, en ausencia de ruido, como la primera información registrada.

En cambio, los eventos múltiples comienzan a ser registrados en una traza correspondiente a una posición justamente abajo de la interfase en que se reflejó por última vez. En trazas correspondientes a posiciones por arriba de tal límite no son registrados. Por lo tanto, el punto donde desaparece un evento múltiple descendente en un sismograma del PSV indica la interfase en que fué reflejado por última vez.

En la figura No. 5 se expone un modelo simple de dos capas planas y horizontales con trayectorias de viaje de la fuente de energía al geófono de eventos múltiples superficiales e internos descendentes. Diagramáticamente la fuente de energía se a separado bastante con el fin de claridad de las trayectorias mostradas, pero no hay que olvidar que la fuente de encuentra cercana al pozo y que las trayectorias de viaje son verticales, de ida y de vuelta.

Si  $T_G$ ,  $T_A$ ,  $T_B$  son los tiempos de viaje sencillo a la profundidad del geófono y a los reflectores A y B. Entonces los tiempos de arribo de los eventos múltiples al geófono, son :

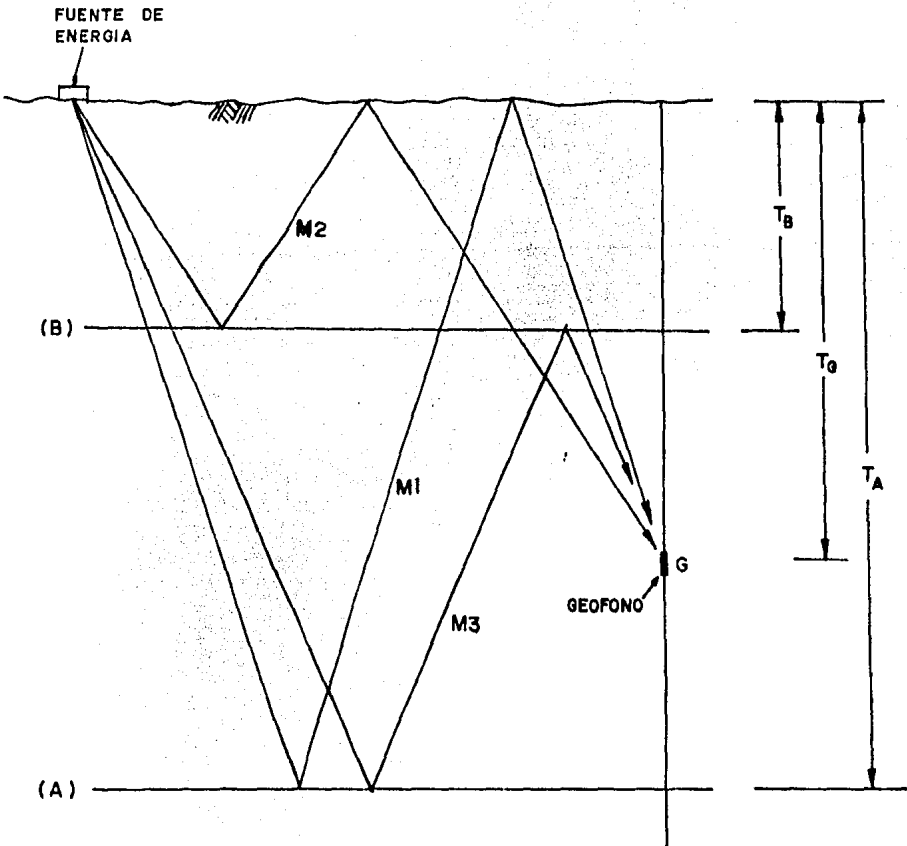
$$t_{M1} = 2T_A + T_G$$

$$t_{M2} = 2T_B + T_G$$

$$t_{M3} = T_A + (T_A - T_B) + (T_G - T_B) = 2(T_A - T_B) + T_G$$

de donde se nota que las ecuaciones tienen la forma :





**Figura No. 5 Trayectorias de viaje de múltiples superficiales e internos descendentes. (Modificado de Hardage, 1983).**

$$\left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo de arribo} \\ \text{del múltiple des} \\ \text{cendente a la} \\ \text{profundidad del} \\ \text{geófono.} \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo de ida y vuelta} \\ \text{a la interfase inferior} \\ \text{donde el evento múlti-} \\ \text{ple fué reflejado hacia} \\ \text{arriba.} \end{array} \right] + \left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo senci-} \\ \text{llo a la pro-} \\ \text{fundidad del} \\ \text{geófono.} \end{array} \right]$$

Así, cuando se adelantan por una cantidad igual a  $T_G$  -- las trazas del sismograma del PSV se colocan los eventos --- múltiples descendentes registrados a los tiempos de ida y -- vuelta entre las dos interfases generadoras del evento re--- verberante. El resultado de aplicar el proceso de despla-- zamiento en tiempo al sismograma del PSV de la figura No. 3 se ilustra en la figura No. 6.

#### I.4 CAMPO DE ONDAS HACIA ARRIBA

El campo de ondas hacia arriba se compone de las refle- xiones primarias y los eventos múltiples que se han refleja- de un número impar de veces en las interfases del subsuelo. Este conjunto de eventos constituyen los datos registrados - en los levantamientos sísmicos superficiales cuando ellos -- emergen a la superficie. Para el análisis del comportamiento del campo de ondas hacia arriba en el sismograma del PSV se utilizará nuevamente la figura No. 4.

Observando la información contenida en las trazas cuan- do se cambia el geófono de la posición  $N$  a la  $N+1$ , se tiene que el tiempo de viaje de los eventos ascendentes se hace -- mayor. Esto se debe a que el geófono se ha alejado de la in- terfase que a reflejado las ondas hacia arriba. Por lo tanto

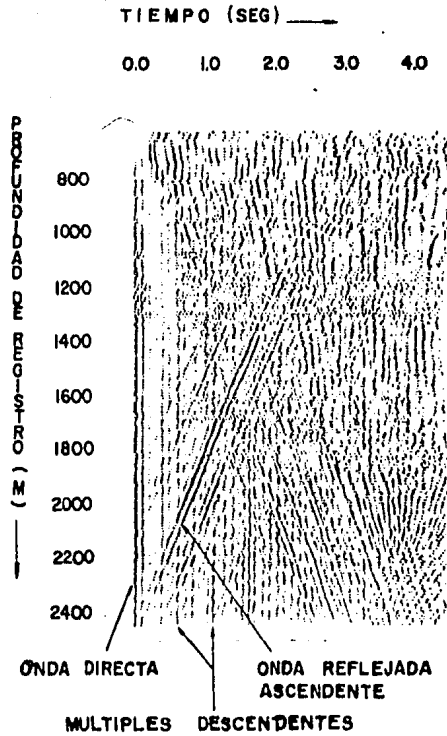


Figura No. 6 Sismograma resultante de adelantar los datos de la figura No. 3 por un valor igual al tiempo de los primeros arribos,  $T_G$ . (Después de Hardage, - 1983).

el campo de ondas ascendentes se manifestará con una pendiente que cae de derecha a izquierda en un siemograma del PSV - colocado con las trazas horizontales.

Del esquema de trayectorias de viaje se aprecia que --- cuando el geófono se coloca en la interfase de dos capas, el evento de reflexión primaria ya no se manifiesta en la traza correspondiente a esa profundidad. Solamente aparece el a---rribo directo.

Así, el punto de intersección de las curvas tiempo-profundidad del arribo directo y de la reflexión primaria de---termina la posición en tiempo y profundidad de la interfase generadora de la reflexión primaria.

En el caso del múltiple ascendente, este se manifiesta por última vez en la traza correspondiente a una posición --justamente arriba del límite en que se reflejó por última --vez. Desapareciendo de las trazas correspondientes a las posiciones por debajo de la interfase.

Por consiguiente, el punto en que desaparece el múlti---ple hacia arriba ubicará la interfase en que fué reflejado -por última vez. Además, la curva tiempo-profundidad de un --evento múltiple nunca llegará a intersectar la curva tiempo-profundidad de los primeros arribos como lo hace una refle---xión primaria.

Algunas trayectorias de viaje de la fuente de energía -al geófono de las ondas hacia arriba, en un modelo de dos --capas planas y horizontales, se ilustran en la figura No. 7. Aquí, si  $T_G$ ,  $T_C$ ,  $T_D$  son los tiempos de viaje sencillo a la -

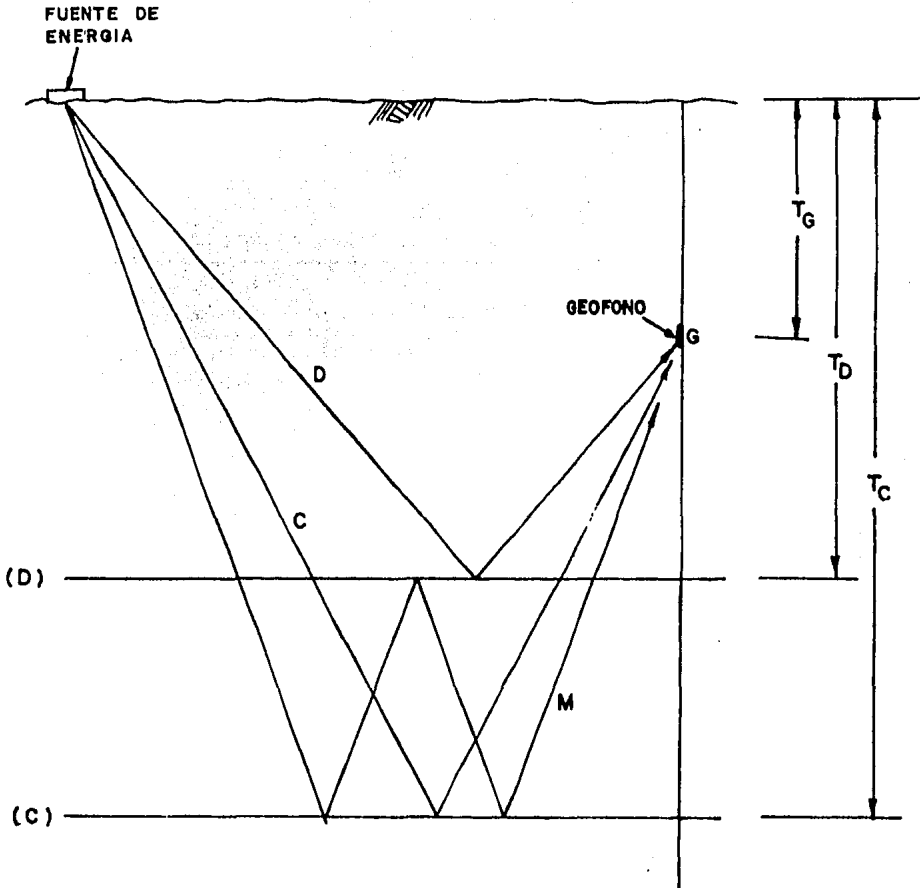


Figura No. 7 Trayectorias de viaje de las reflexiones primarias y múltiple ascendente. (Modificado de Hardage, 1983).

profundidad de registro y a la de los reflectores C y D. Entonces, los tiempos de arribo al geófono de los eventos de reflexión primaria C y D y del evento múltiple M, son:

$$t_c = T_c + (T_c - T_G) = 2T_c - T_G$$

$$t_D = T_D + (T_D - T_G) = 2T_D - T_G$$

$$t_M = T_c + 3(T_c - T_D) + (T_D - T_G) = 2T_D + 2(T_c - T_D) - T_G$$

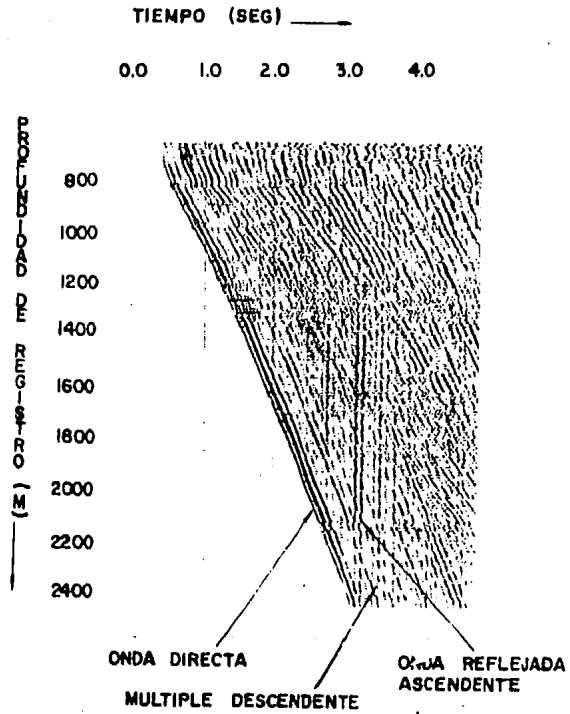
de donde se nota que todas las expresiones tienen la forma:

$$\left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo del evento} \\ \text{ascendente "N" a} \\ \text{la profundidad} \\ \text{del geófono.} \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo de ida y vuelta} \\ \text{del evento "N" a la} \\ \text{superficie.} \end{array} \right] - \left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo senci-} \\ \text{llo a la} \\ \text{profundidad} \\ \text{del geófono.} \end{array} \right]$$

Así, si se retrasa cada traza del sismograma del PSV -- por una cantidad igual a  $T_G$ , que es el tiempo del primer --- arribo. Se colocan los eventos ascendentes de cada traza al mismo tiempo en que ellos arribarían a la superficie. Y, por consiguiente, se pueden correlacionar los eventos ascenden-- tes obtenidos con el estudio del PSV con los datos sísmicos superficiales cercanos al pozo. La figura No. 8 expone el re-- sultado de aplicar el proceso de desplazamiento en tiempo al sismograma del PSV de la figura No. 3.

### I.5 RUIDO

La colocación del geófono en puntos abajo de la super-- ficie en la técnica del PSV, ayuda a reducir el nivel de --- ruido y mejorar la fidelidad de la señal registrada. Sin em-- bargo, algunas veces se presentan ondas de ruido de alta am-- plitud con sus correspondientes múltiples que obscurecen la



**Figura No. 8** Sismograma obtenido despues de retrasar los datos de la figura No. 3 por un valor igual al tiempo de los primeros arribos,  $T_G$ . (Despues de Hardage, 1983).

información útil.

Por lo tanto, es necesario un conocimiento del origen y características de las ondas de ruido para efectuar su eliminación ó atenuación en la información registrada en los estudios del PSV.

I.5.1 Ruido causado por no fijar el geófono. Cuando un geófono se deja colgar en el pozo, la señal registrada es afectada por una onda resonante de alta frecuencia durante todo el tiempo de registro. En cambio, cuando el geófono es fijado a la pared del pozo la señal registrada se obtiene libre de tal ruido.

La figura No. 9 expone las señales registradas de un geófono colgado libremente y de otro bien anclado a una profundidad de 1295 m. Se observa como el nivel de ruido en un geófono no fijado es bastante alto, y que las ondas llegando posteriormente a los primeros arribos son enmascaradas.

Según Van Sandt y Levin(1963), el nivel de ruido se incrementa en 40 dB cuando los datos son registrados en un geófono colgado libremente en vez de uno fijado correctamente. Por lo tanto, un geófono usado para obtener datos del PSV debe ser capaz de afianzarse rígida y firmemente a la pared del pozo a fin de obtener datos útiles.

I.5.2 Ondas de cable. Son las vibraciones existentes cerca de la boca del pozo que excitan la parte del cable exterior de registro que va de la boca del pozo a los instrumentos de registro y que son transmitidas por el cable al geófono para su registro. Siendo superpuestas a las ondas



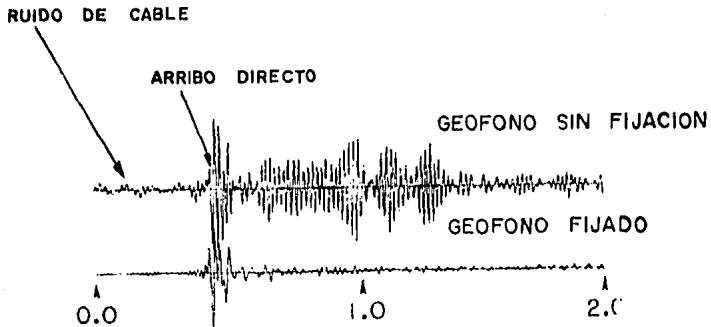


Figura No. 9 Ejemplo de ruido causado por no fijar el geófono a la pared del pozo. (Modificado de Hardage, 1983).

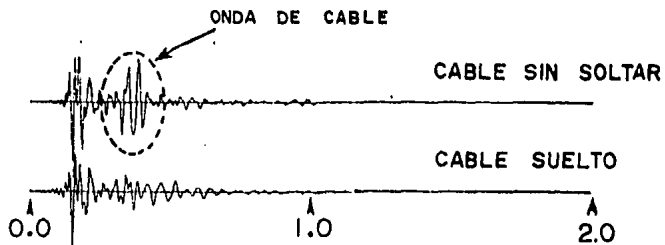


Figura No. 10 Ejemplo de ruido por no soltar el cable de registro. (Después de Hardage, 1983).

propagandose en el subsuelo, lo cual perjudica el registro de las últimas. Los principales eventos transmitidos son el viento y maquinaria vibrando.

La velocidad de la onda de cable es determinada por la construcción del cable. Gal'perin(1973) da velocidades de -- propagación en el rango de 2500 a 3500 m/seg. Por consiguiente, en pozos donde la velocidad de las capas superficiales -- baja las ondas de cable pueden ser registradas como primeros arribos.

Este ruido es eliminado aflojando, tres a cinco metros, el cable de registro después de que el geófono esta bien anclado. En la figura No. 10 se expone la señal registrada a -- una profundidad de 305 m. con la onda de cable superpuesta y la obtenida, en la misma profundidad, después de haber sido aflojado el cable de registro.

I.5.3 Ruido causado por entubado sin ademe. En los intervalos del pozo donde el entubado no esta fijado a la pared del pozo, el caso de entubado sencille, y donde uno ó -- varios tramos no estan bien afianzados entre si y la pared -- del pozo, el caso de entubado múltiple, surgen oscilaciones indeseables que perjudican la información útil.

Entonces, datos de pobre calidad son obtenidos en las -- trazas correspondientes a esos intervalos. En la figura No. 11 se ilustra esta clase de ruido. En el intervalo A se observa el efecto de resonancia en un entubado múltiple no fijado correctamente y en los intervalos B a I el efecto de un entubado sencillo sin ademe.

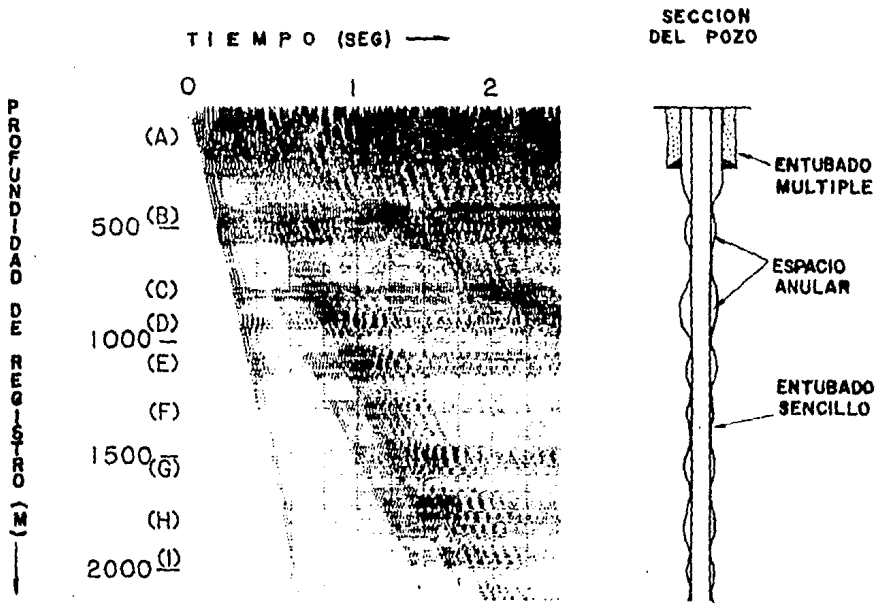


Figura No. 11 Ejemplo de ruido por entubado sin fijación.  
(Modificado de Hardage, 1983).

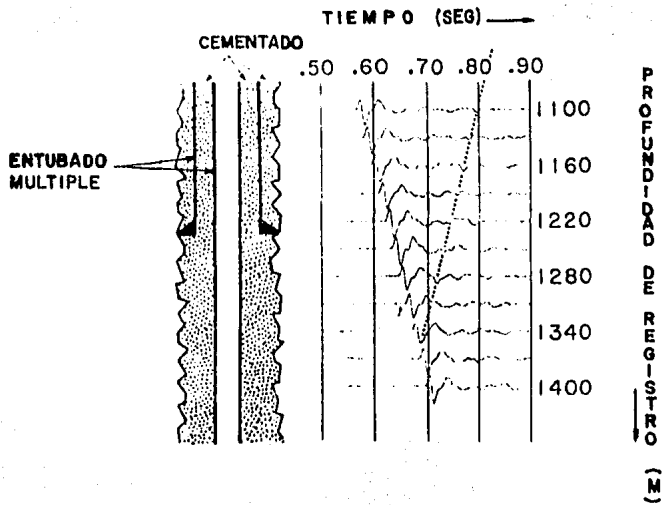
A fin de obtener datos de buena calidad en pozos con --entubado sin ademe es necesario que el entubado sea rígida--mente cementado con la formación circundante y entre todos - los tramos de entubado. La señal registrada en un pozo con -entubado múltiple correctamente cementado es expuesta en la figura No. 12.

1.5.4 Ondas de tubo. Los pozos profundos cuando estan - llenos de líquidos introducen una discontinuidad en el espa- cio cilíndrico que sirve como un medio de propagación de on- das indeseables. Estos tipos de onda son comúnmente llamados ondas de tubo en la literatura occidental(White,1965; Cheng y Toksoz,1982) y serán los términos usados en este trabajo. En artículos soviéticos es llamado onda de fluido.

Las ondas de tubo son el tipo más perjudicial de ruido que puede existir en el PSV porque representan un ruido co--herente de alta intensidad que se repite de tiempo en tiempo en cada tiro. Las ondas son creadas cuando las partículas en cualquier parte de la columna de lodo son perturbadas.

Generalmente, la causa de ese desplazamiento de fluido es la onda Rayleigh generada en la fuente de energía y que -excita la parte más alta de la columna del líquido llenando el pozo. Una vez generada se propaga hacia arriba y hacia --abajo en el pozo creando ondas de tubo secundarias en con---trastes de impedancia prominentes. Las figuras No. 13, 14 y 15 presentan sismogramas del PSV afectados por ondas de tubo

El problema de propagación de onda en un cilindro lleno de fluido circundado por un medio elástico a sido analizado



**Figura No. 12 Registros obtenidos de un pozo con el entubado correctamente fijado. (Despues de Hardage, 1983)**

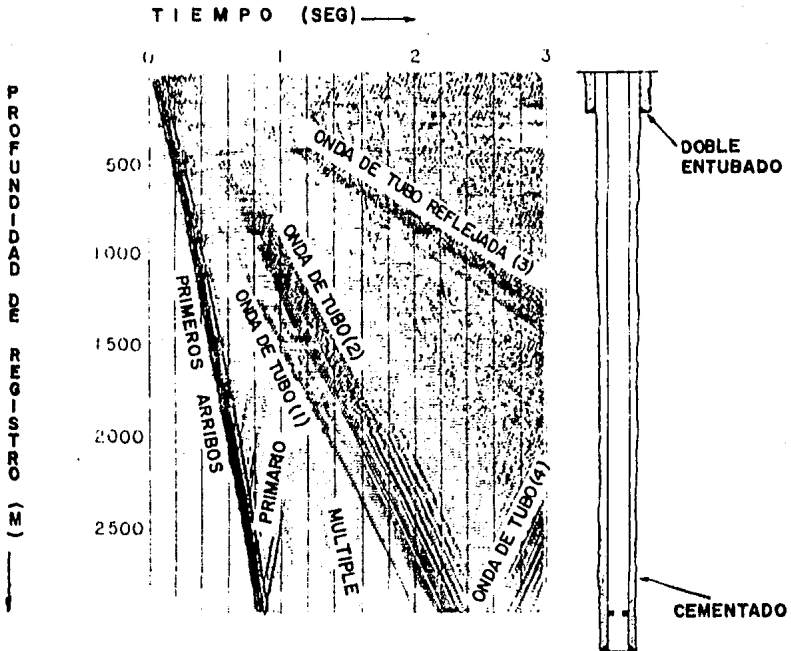


Figura No. 13 Ejemplo de sismograma con ondas de tubo.  
(Modificado de Hardage, 1983).

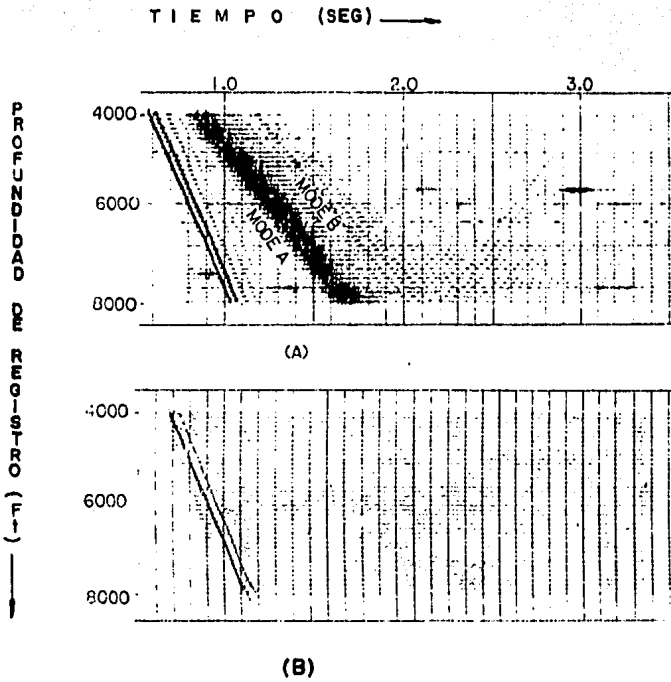


Figura No. 14 A) Sismograma afectado por la onda de tubo.  
 B) Sismograma con un filtro de 8-40 Hz.  
 (Despues de Hardage, 1983).

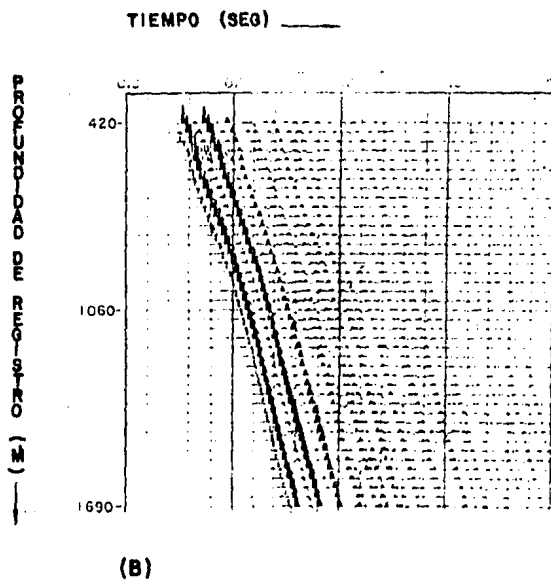
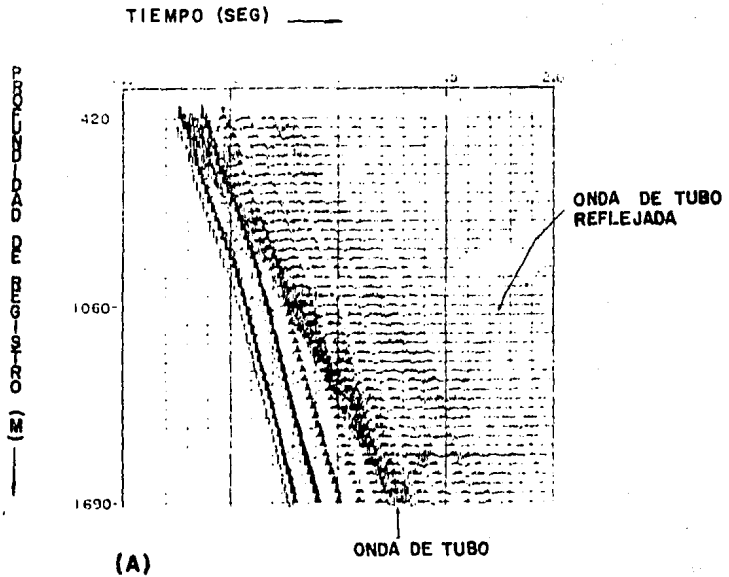


Figura No. 15 A) Sismograma afectado por la onda de tubo.  
 B) Sismograma con un filtro de 0-65 Hz.  
 (Modificado de Hardage, 1983).



y las soluciones muestran que su propagación esta confinada a la columna del fluido y a una capa relativamente delgada del medio elástico; y que no tiene atenuación de amplitud en la dirección del eje vertical.

Por lo tanto, las ondas de tubo se verán afectadas por cambios en el diámetro del pozo, condiciones de entubado ó cualquier rasgo influenciando la impedancia acústica en la pequeña sección circular del pozo. Además, la amplitud de dichas ondas no disminuirá tan rápidamente como las ondas compresionales y transversales por el efecto de la distancia de viaje.

Pruebas realizadas revelan que el contenido de frecuencias de la onda de tubo con respecto al de las ondas de cuerpo puede ser: diferente como en el caso del tipo A en la figura No. 14 ó como en la figura No. 15; coincidente como en la figura No. 13; y una parte coincidente y otra diferente como en el tipo B de la figura No. 14.

Las velocidades de las ondas de tubo se ven afectadas por los parámetros elásticos del líquido llenando el pozo y de los correspondientes a la formación circundante del pozo. Normalmente son bajos valores de velocidad. Para el caso de pozos entubados, Gal'perin(1973) da un valor aproximado de 1430 m/seg.

Los procedimientos principales para eliminar las ondas de tubo en los datos del PSV son: un incremento en la distancia superficial de la fuente de energía al pozo, eliminación de las bajas velocidades y la cancelación de las altas

frecuencias(ver figuras No. 14 y 15).

A veces tiene éxito bajar el nivel del líquido en el pozo y pruebas realizadas indican que la amplitud de la onda de tubo decrece cuando la fuerza de fijación a la pared del pozo se incrementa.

1.5.5 Ruido cultural superficial. El ruido sísmico cultural durante la corrida del PSV es definido como el ruido mecánico ó eléctrico que existe a causa de la actividad de la gente ó maquinaria cercana al pozo.

Ejemplos de fuente de ruido son: máquinas diesel, compresores de aire, generadores eléctricos y en general actividades relacionadas a los trabajos de perforación, como son: soldadura, apilado de tubos y metales y mantenimiento del equipo en general. En la figura No. 16 se observan algunas señales producidas por dichas fuentes de ruido.

Por lo tanto, la actividad de las mencionadas fuentes de ruido debe ser reducida al máximo durante la observación del PSV con el fin de que los datos registrados no se vean afectados por esta clase de ruido y se mejore la relación señal a ruido de la información útil.

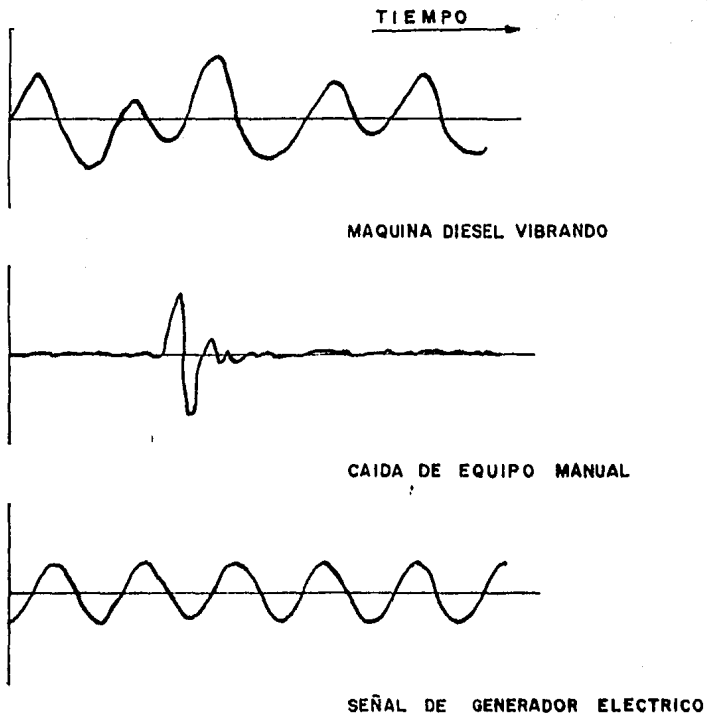


Figura No. 16 Señales de ruido cultural.(Despues de Hardage, 1983).

## CAPITULO II

### EQUIPO PARA EL REGISTRO DE DATOS DE LA TECNICA DEL PERFIL SISMICO VERTICAL

Con el propósito de adquirir datos de buena calidad en el menor tiempo posible, el equipo para un estudio del PSV - debe ser seleccionado cuidadosamente. La figura No. 17 ilustra en forma esquemática el equipo empleado en un levanta--- miento del PSV.

Las características de las señales que se presentan en la técnica del PSV son diferentes a las observadas en los -- levantamientos sísmicos superficiales. Por lo que, los ins-- trumentos de registro deben cumplir algunas condiciones so-- bre el rango dinámico y el espectro de frecuencias.

Para la detección de señal óptima, altas presiones hi-- rostáticas, elevadas temperaturas y las condiciones en que - se encuentra el pozo son consideraciones que se deben tomar en cuenta para selección de un sistema de detección adecuado

Las fuentes de energía son casi las mismas que las uti-- lizadas en sismología superficial y su elección depende de - su repetibilidad, espectro de frecuencias, limitaciones de - tiempo y las condiciones geológicas que favorecen a una so-- bre otra.

La calidad del cable de registro es factor determinante en la adquisición de datos. Muchos levantamientos han queda-- do inservibles por cables con pérdidas de señal.

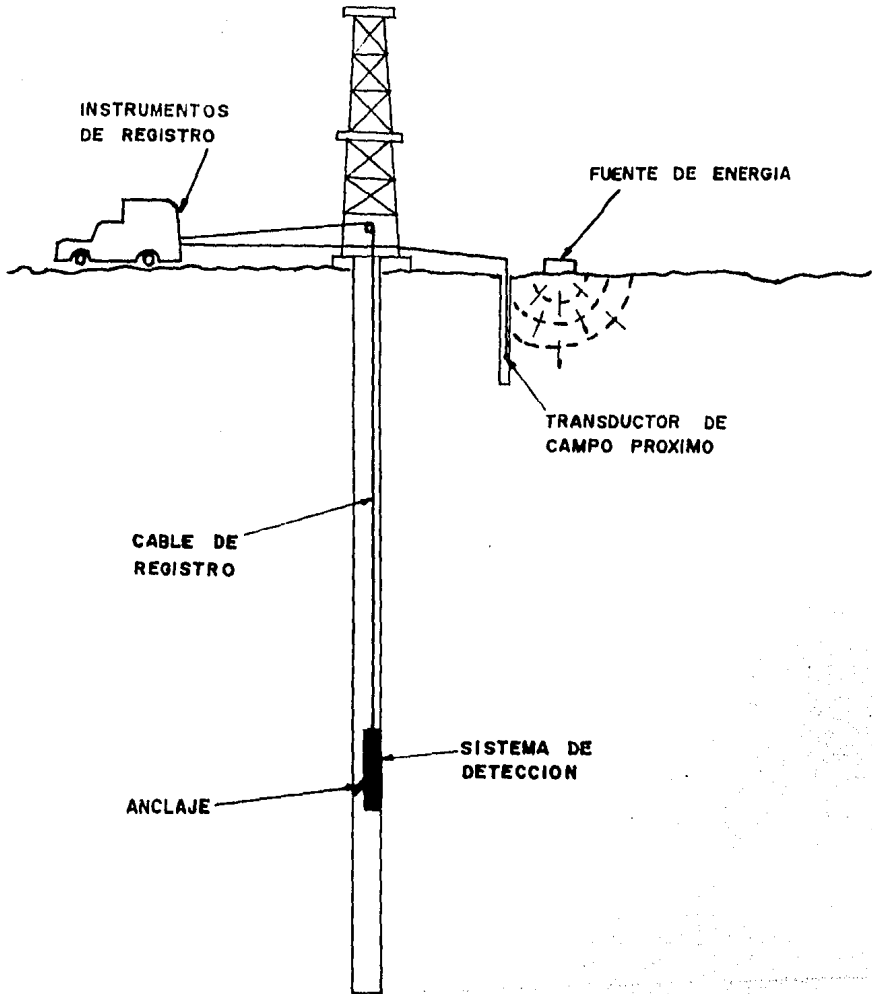


Figura No. 17 Equipo utilizado en la adquisición de datos de la técnica del Perfil Sísmico Vertical.

## II.1 INSTRUMENTOS DE REGISTRO

Como los eventos registrados en el PSV recorren distancias de viaje más cortas y cruzan una sola vez la capa in-temperizada, el contenido de frecuencias de sus ondículas es menos modificado por el proceso natural de filtrado del subsuelo que en el caso de los eventos de reflexión registrados en la superficie.

Así, el intervalo de muestreo en tiempo de los instrumentos de registro debe ser seleccionado a 2 mseg. para registrar con gran fidelidad las formas de ondas de los eventos recibidos por el sistema de detección.

Por otro lado, como los primeros arribos y las reverberaciones superficiales son de mucha mayor amplitud que los eventos de reflexión originándose en interfases profundas, el rango dinámico de los instrumentos de registro se debe seleccionar adecuadamente para registrar optimamente las amplitudes de los mencionados eventos que arriban al sistema de detección.

Además, para realizar una evaluación de los datos durante la adquisición y asegurar el registro efectivo de ellos, es deseable que los instrumentos de registro realicen las operaciones de: sumado vertical, correlación cruzada (para cuando se usen vibradores como fuente de energía), filtrado y aplicación de curvas de ganancia.

## II.2 SISTEMA DE DETECCION

En este trabajo se denominará como sistema de detección al aparejo de herramientas que es bajado dentro del pozo y -

que en su interior lleva los geófonos y el mecanismo de fijación.

Los sistemas de detección con menor diámetro deben ser preferidos por ser menos sensibles a la onda de tubo, pueden ser utilizados en una amplia variedad de diámetros de pozo y son menos propensos a quedarse atorados en obstáculos de pozos sin entubar.

II.2.1 Geófonos. En la adquisición de datos del PSV el sistema de detección se expone a temperaturas de cerca de  $-300^{\circ}$  C en la base del pozo y de  $0^{\circ}$  C ó menos en la superficie. Ante esta fuerte variación de temperaturas es posible que los geófonos cambien su comportamiento de resonancia .

Entonces, se deben seleccionar los geófonos que presenten el mínimo cambio con la temperatura ó, en su defecto, conocer el cambio de comportamiento de resonancia con la temperatura de los que se usarán para corregir los datos registrados.

La frecuencia natural de oscilación de los geófonos debe ser seleccionada lo más baja posible a fin de lograr detectar las señales con más bajas frecuencias. Y, entre mayor sea el número de geófonos colocados a lo largo de cada eje de las configuraciones explicadas más adelante, la capacidad de respuesta del sistema de detección es más alta.

De acuerdo con la colocación de los geófonos en los sistemas de detección, estos se clasifican en: de una sola componente y de tres componentes. A su vez, estos últimos se dividen en: de geometría XYZ y de geometría de  $54^{\circ}$ .

En el caso de sistemas de detección de una sola componente los geófonos están orientados a lo largo del eje longitudinal del sistema y del pozo, por consiguiente, detectan únicamente la componente vertical de los eventos que arriban a la posición de recepción.

En la geometría XYZ del sistema de detección de tres componentes los geófonos están orientados a lo largo de cada uno de los ejes  $i$ ,  $j$ ,  $k$  de las coordenadas cartesianas XYZ. Como se ilustra en la figura No. 18A.

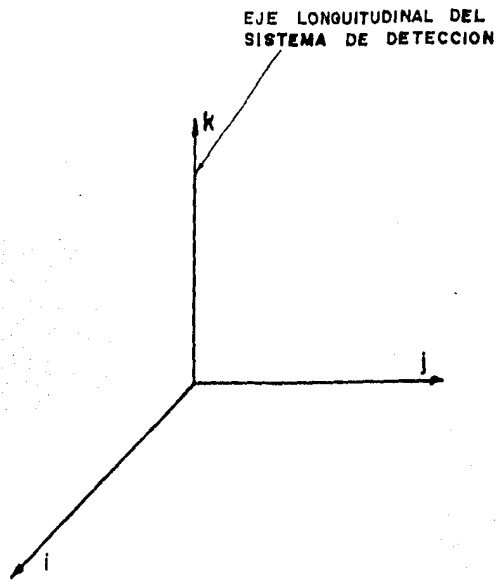
En esta configuración el eje  $k$  coincide con el eje longitudinal del sistema de detección y los geófonos orientados en esta dirección detectan el movimiento vertical de partículas. Los geófonos orientados en las direcciones  $j$ ,  $k$  responden a las componentes horizontales.

Para el caso del sistema de detección de tres componentes con geometría de  $54^\circ$  los ejes  $r$ ,  $s$ ,  $t$  forman ángulos de  $54.74^\circ$  con el eje longitudinal del sistema y de  $120^\circ$  entre sus proyecciones en el plano horizontal. La figura No. 18B expone esta configuración.

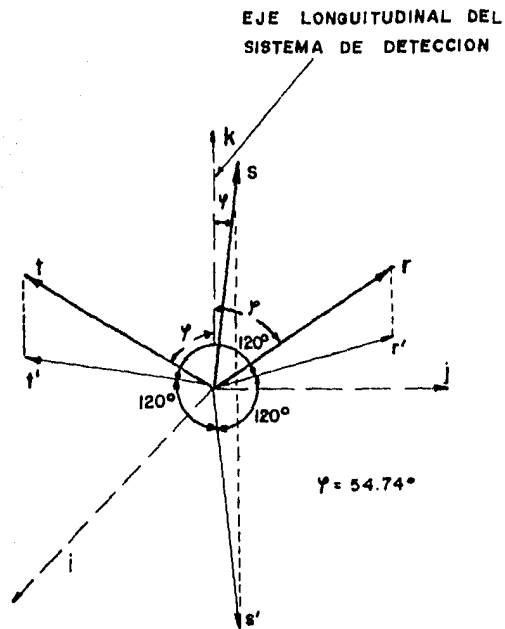
Debido a la posición en que quedan orientados los geófonos en la geometría de  $54^\circ$ , todos ellos detectan movimientos de las partículas en sus direcciones vertical y horizontal.

Como los geófonos están simétricamente orientados alrededor del eje longitudinal del sistema de detección, la fuerza de fijación crea un acoplamiento geófono-formación más uniforme en esta geometría que en el caso del arreglo XYZ. -





A) ARREGLO XYZ



B) ARREGLO DE  $54^\circ$

Figura No. 18 Arreglos de sistemas de detección de tres componentes.  
(Después de Hardage, 1983).

Además, los geófonos con resortes y suspensiones de bobinas idénticos son usados en los tres ejes, lo cual significa, -- que los datos registrados con la geometría de  $54^\circ$  responderán a una mejor calibración y exhibirán un comportamiento de amplitud, frecuencia y fase más estable entre las tres componentes que los datos registrados en una geometría XYZ.

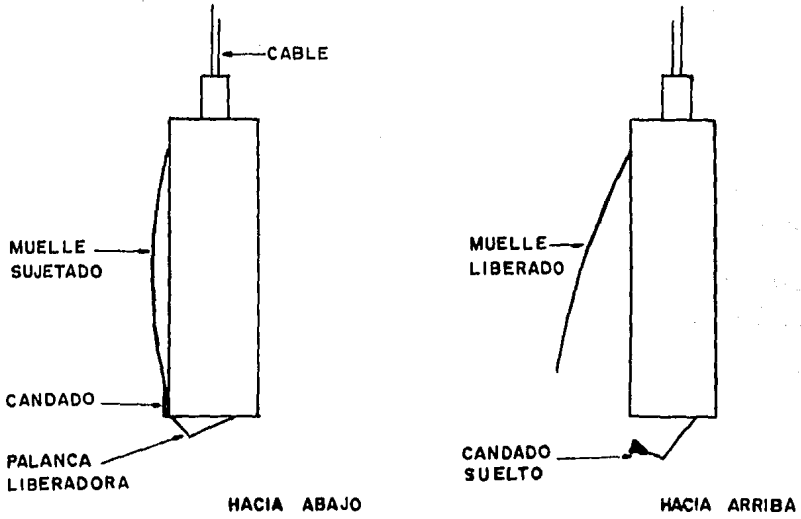
II.2.2 Mecanismo de fijación. Durante la detección de las señales el geófono debe corresponder en fase con los --- desplazamientos de partículas causados por los eventos propagándose en el subsuelo a fin de registrarlos con la mayor fidelidad posible y eliminar los ruidos originados por un -- acoplamiento deficiente entre el geófono y la formación.

Para lograr lo anterior, el sistema de detección debe tener incorporado un mecanismo de fijación confiable que sujete fuertemente el sistema a la pared del pozo. Los mecanismos de fijación en uso se dividen en: retráctiles y no re--- tráctiles.

Los mecanismos de fijación no retráctiles consisten de un fuerte muelle arqueado que es retenido contra la pared -- externa del sistema por medio de un cerrojo mecánico cuando es bajado en el pozo. En la figura No. 19 se ilustran ejemplos de este tipo de anclaje.

Una vez alcanzado la posición más profunda de recepción el mecanismo es liberado golpeando el sistema de detección -- contra la base del pozo ó dando un fuerte tirón al cable que lo sostiene. Ya liberado el mecanismo de fijación el sistema de detección únicamente puede ser movido hacia arriba.

MODELO DE PALANCA



MODELO DE CUELLO METIDO

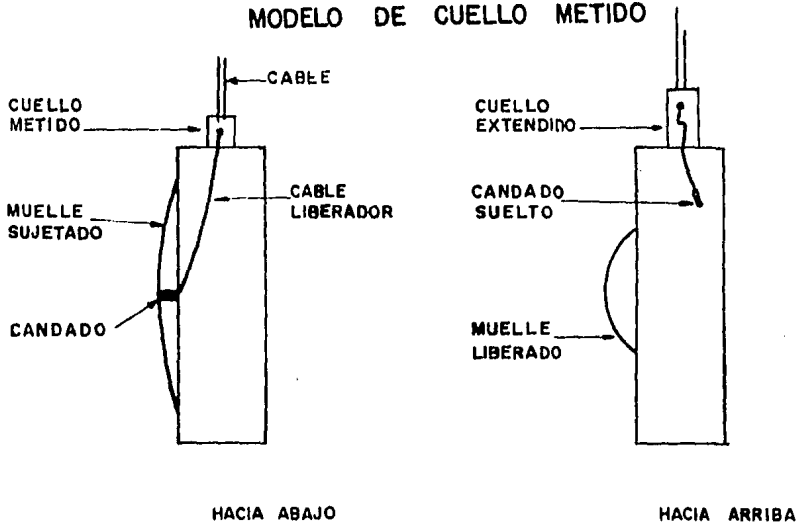


Figura No. 19 Mecanismos de fijamiento no retráctil.  
(Modificado de Hardage, 1983).

El muelle arqueado se extiende una distancia limitada. Entonces, el sistema de detección no puede ser anclado a la pared del pozo en intervalos donde el diámetro del pozo excede la máxima distancia del muelle y, por ello, se utiliza solamente en pozos entubados.

A pesar de las limitaciones que presenta este tipo de mecanismo de fijación, es todavía una opción viable en algunos estudios del PSV a realizarse en pozos apropiados.

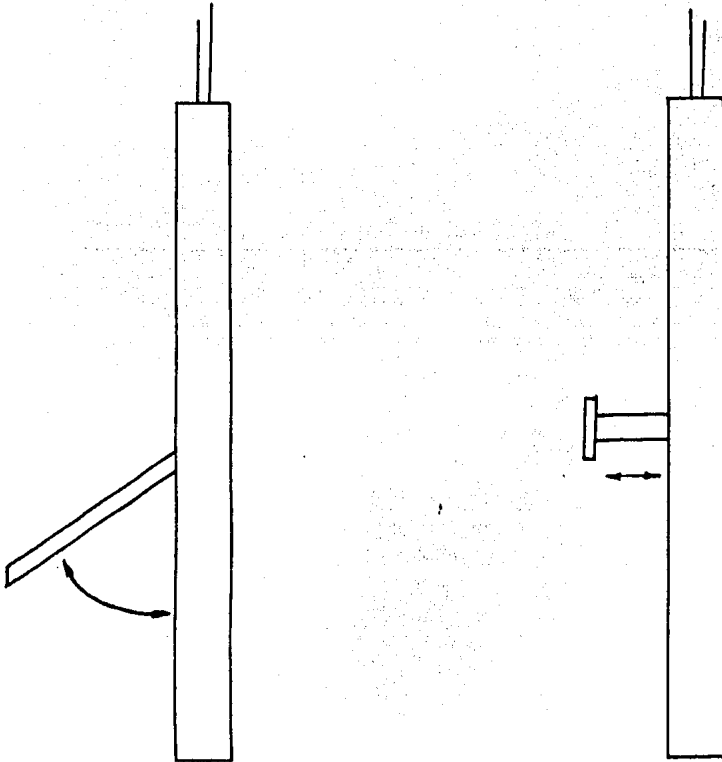
Los mecanismos de fijación retráctil emplean una zapata girando en un pivote ó un ariete hidráulico dirigido lateralmente, los cuales son movidos por un motor. Ambos modelos son manejados desde la superficie para fijar ó liberar el sistema de detección en cualquier punto dado. La figura No. 20 expone estos mecanismos de fijación.

Los recientes diseños han aumentado la cantidad de fuerza generada por el motor que mueve la zapata girando en un pivote. De modo que, la fuerza presionando el sistema de detección a la pared del pozo es de dos a tres veces el peso del sistema.

Los mecanismos de zapata girando en un pivote son los más ampliamente usados por su habilidad para subir y bajar el sistema, su capacidad de fijación en diferentes diámetros de pozos y la cantidad de fuerza de fijación desarrollada para lograr un acoplamiento geófono-formación óptimo.

### II.3 FUENTES DE ENERGIA

Quando se emplea la misma ondícula en la fuente de energía en los datos sísmicos superficiales y un estudio del PSV



MODELO DE ZAPATA GIRANDO  
EN UN PIVOTE

MODELO DE ARIETE  
HIDRAULICO

Figura No. 20 Mecanismos de fijación retráctil  
(Después de Hardage, 1983).

la interpretación obtenida de ambos conjuntos de datos es de lo más exacta y confiables de realizar.

Entonces, es deseable que la fuente de energía a ser -- usada en un estudio del PSV sea la misma que se utilizó cuando se registraron los datos sísmicos superficiales cercanos al pozo donde se va realizar el PSV.

En la adquisición de datos del PSV la fuente de energía es activada demasiadas veces. Y por esto, es esencial que la fuente a ser utilizada genere una ondícula altamente consistente y repetible de tiro a tiro. De lo contrario será difícil correlacionar rasgos equivalentes de eventos hacia abajo y hacia arriba en el sismograma obtenido en el estudio del -- PSV.

Las fuentes de energía utilizadas en la técnica del PSV son normalmente las mismas que se usan en los levantamientos sísmicos superficiales y se clasifican en: impulsionales y - vibratorias. En las primeras se encuentran: pistolas de aire y agua, caídas de peso y dinamita. Las segundas incluyen vibradores que generan ondas compresionales y transversales.

II.3.1 Pistolas de aire. Las pistolas de aire son pe--- queñas y portátiles, pueden ser activadas a intervalos de -- pocos segundos y generar ondículas altamente repetibles; características tales que, hacen que se consideren muy buenas fuentes de energía en estudios del PSV. Esta es la fuente de energía más comúnmente usada en levantamientos del PSV en el mar. Y cuando se utilizan en tierra, como deben ser sumergidas en agua para funcionar correctamente, algún estanque de-

be ser construido.

Como el pulso inicial generado por la pistola de aire - se presenta periodicamente por efecto de la expansión y compresión de la burbuja a partir de la pistola, la señal generada por esta fuente de energía presenta un efecto de repetición. Por lo que, los datos obtenidos utilizando esta fuente de energía deberán ser corregidos mediante una operación de procesamiento a fin de eliminar dicho efecto de repetición.

II.3.2 Dinamita. La ondícula generada por esta fuente - de energía es la que presenta la mayor intensidad de salida y el más amplio espectro de frecuencias de todas las producidas por las fuentes de energía.

Una objeción comúnmente mencionada de la dinamita como fuente de energía es que es difícil realizar varias decenas de tiros y mantener constante la ondícula generada. Sin embargo, si se ejerce un gran cuidado en el trabajo de campo, es posible obtener ondículas razonablemente invariantes.

Para lograr lo anterior se deben cumplir las tres condiciones siguientes: que el diámetro del pozo y la profundidad de colocación de las cargas permanezcan constantes y, -- además, que las cargas explosivas sean tan pequeñas como sea posible.

El uso de la dinamita como fuente de energía se encuentra restringido por su prohibición a ser usada en el mar y - en algunas partes en tierra por los daños que produce en el medio ambiente.

II.3.3 Vibradores. Los vibradores poseen varios atribu-

tos que hacen se les reconozca como una excelente fuente de energía en la adquisición de datos en los PSV llevados a cabo en tierra.

El contenido en frecuencias de la señal generada puede ser ajustado para encontrar los requerimientos de resolución necesarios en un PSV particular. Realizar un sinnúmero de -- tiros manteniendo constante la señal creada.

Ajustan a voluntad la magnitud de la energía de salida para condiciones óptimas de la relación señal a ruido va---- riando el número de vibradores y son bastante móviles para - realizar rápida y efectivamente el cambio de posición de ti- ro cuando se requiere.

Para obtener una representación convencional de los da- tos registrados se recordará que la señal generada por los - vibradores es de varios segundos y cambiando lentamente la - frecuencia en el tiempo de duración, por lo que es necesario hacer una correlación cruzada entre la señal de la fuente y los datos registrados antes de realizar la discutida técnica del PSV.

Las otras fuentes de energía mencionadas para el PSV -- tienen un uso limitado a causa de una baja intensidad de sa- lida de la señal, no repetibilidad de la ondícula generada y espectros de frecuencia angostos.

#### II.4 CABLE DE REGISTRO

El cable utilizado ampliamente para transmitir las se-- ñales detectadas en los geófonos a los instrumentos de re---



gistro en la superficie es un cable de siete conductores. -- Esta construcción del cable limita a siete el número de señales analógicas que pueden ser transmitidas.

Para evitar una notable inducción en la transmisión de las señales de tres distintos geófonos a los instrumentos de registro se integran circuitos especiales al sistema de detección. Esta es una de las razones por las que se registra solamente en una posición cuando es activada la fuente de energía.

Como el cable de registro es un enlace importante entre el sistema de detección en el pozo y los instrumentos de registro en la superficie, su calidad deberá ser correctamente seleccionada. Con lo cual, se reducirá la probabilidad de pérdida de información transmitida por el cable de registro.

## II.5 TRANSDUCTOR DE CAMPO PROXIMO

El transductor de campo próximo es la herramienta que se coloca cerca de la fuente de energía y sirve para documentar la consistencia de las ondículas que son producidas durante el curso del estudio del PSV.

Dicha herramienta debe ser un geófono en el caso de los estudios del PSV en tierra ó un hidrófono cuando los levantamientos se realizan en el mar.

Es conveniente se coloquen varios transductores y sus respuestas sean registradas separadamente para asegurar la información de las ondículas generadas. Además, es esencial que el geófono, en el caso del PSV en tierra, sea correctamente orientado en su posición.

CAPITULO III  
PROCESAMIENTO DE DATOS DE LA TECNICA DEL  
PERFIL SISMICO VERTICAL

Con el propósito de lograr la máxima utilización de los datos obtenidos con la técnica del PSV en la fase de interpretación, se aplica una secuencia de procesamiento a los datos para compensar por efectos perjudiciales presentes en los registros.

Tales efectos presentes son: la mayor amplitud de los eventos descendentes con respecto a los ascendentes, ruido casual y coherente no eliminados durante la adquisición de datos, variación en la ondícula creada por la fuente de energía y reflejos múltiples generados en el subsuelo.

La teoría y aplicación de las técnicas de procesamiento son las mismas que se aplican en sismología superficial y son bien conocidas. Sin embargo, algunos cambios deben realizarse para adaptarse a las singulares condiciones asociadas con la técnica del PSV.

En este capítulo se presenta una secuencia de procesamiento de datos del PSV, la cual se expone en la figura No. 21. Dependiendo del conjunto de datos específicos que se vayan a procesar, algunos pasos del procesamiento pueden ser omitidos ó agregados a la secuencia y así mismo se definirán los detalles de estos pasos del procesamiento en la secuencia.

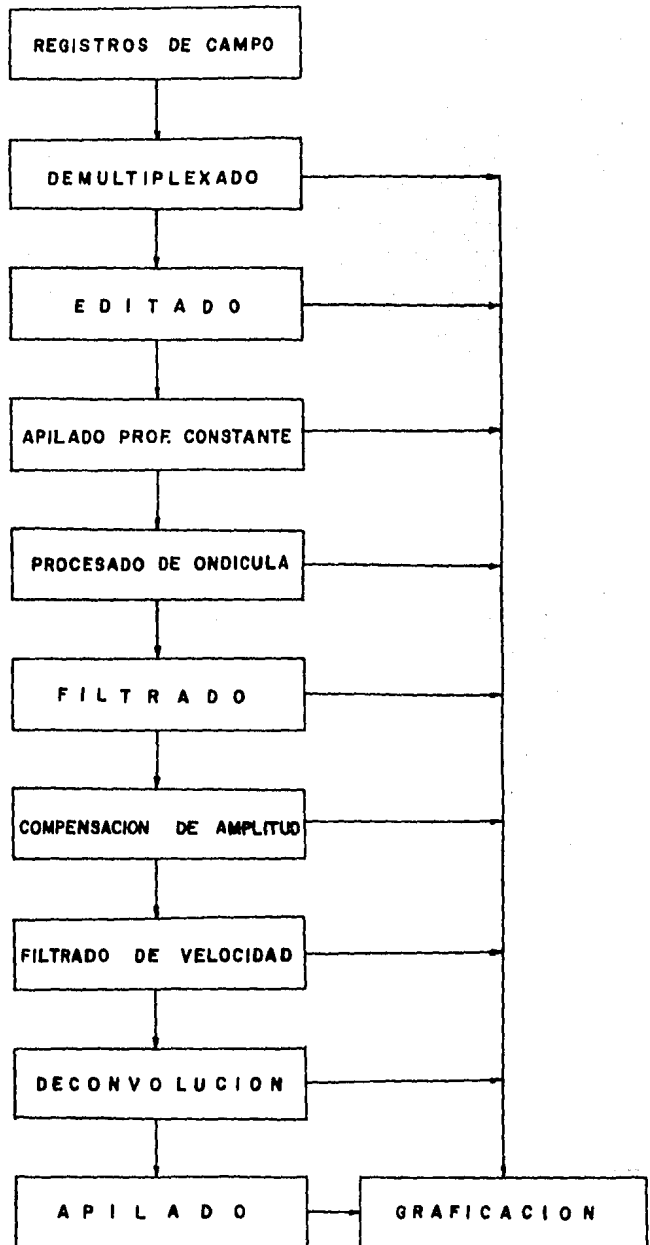


Figura No. 21 Secuencia de procesamiento de datos.

La secuencia en el procesamiento se ilustra, por ejemplo, para datos obtenidos con un sistema de detección con los geófonos orientados verticalmente. Cuando se utilicen sistemas de detección de tres componentes se utilizará una secuencia similar en los datos obtenidos para cada una de las componentes.

### III.1 REGISTROS DE CAMPO

Es la información de los registros del estudio del PSV grabada en una cinta magnética en algunos de los formatos de grabación de campo.

### III.2 DEMULTIPLEXADO

Es la operación de cambiar los registros de campo en un formato de grabación de campo a un formato de grabación de traza secuencial.

### III.3 EDITADO

Durante la adquisición de datos del PSV esporádicamente se obtienen registros con muy alto nivel de ruido ó registros que se diferencian demasiado del grupo de registros correspondientes a una misma posición de recepción. Los cuales generalmente, no pueden ser evitados de antemano.

Es en esta etapa donde los registros mencionados anteriormente son retirados del conjunto de datos para no perjudicar al resto de registros en las etapas posteriores de procesamiento. La operación de editado es subjetiva y puede llevarse a cabo las veces que sea necesario.

En la figura No. 22A se tienen los registros individuales de varias posiciones del sistema de detección. Claramente se ve que los registros marcados con una "palomita" son los más ruidosos ó que no se parecen suficientemente a los otros registros. Por lo tanto, serán eliminados del conjunto de datos.

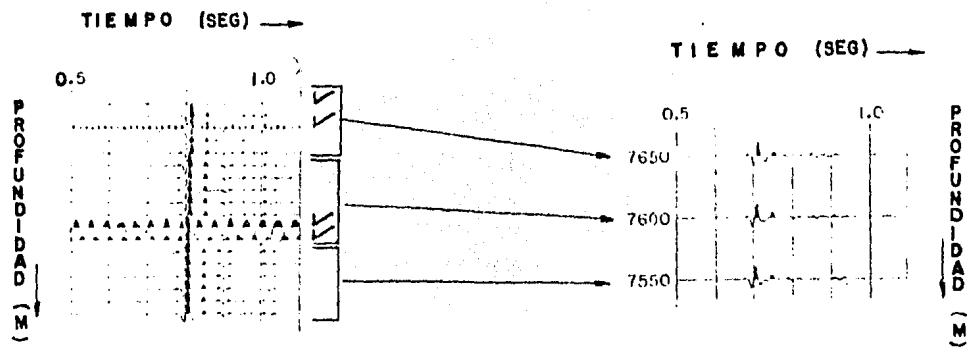
#### III.4 APILADO A PROFUNDIDAD CONSTANTE

Cuando se utilizan fuentes de energía con baja intensidad de salida de la señal generada, como es el caso de las fuentes no explosivas. Es necesario activar varias veces ( $n$ ) la fuente de energía en la misma posición de recepción y obtener los registros individuales.

El número  $n$  de tiros realizados para cada posición de recepción dependerá de la relación señal a ruido existiendo en el registro individual. Cuando se utiliza la dinamita como fuente de energía la repetición de tiros, en ciertas ocasiones, se hace innecesaria debido a la gran intensidad de la señal generada.

Los  $n$  registros individuales obtenidos en la fase de adquisición de datos son apilados en esta etapa. Esta operación de apilado proporciona un registro como el que se obtendría con un solo tiro de alta intensidad de la señal generada.

Así, si  $n$  registros son apilados y no existe ruido coherente se tendrá un mejoramiento de la relación señal a ruido de  $\sqrt{n}$  en el registro compuesto con respecto a los registros individuales.



A) EDITADO EN LOS REGISTROS INDIVIDUALES

B) APILADO A PROFUNDIDAD CONSTANTE DE LOS REGISTROS INDIVIDUALES

Figura No. 22 Procesos de editado y apilado a profundidad constante.  
(Despues de Hardage, 1983).

Por lo tanto, sería deseable que  $n$  fuera bastante grande pero no hay que olvidar en la operación de apilado que, - cuando existe ruido coherente en los registros, este también será amplificado como las componentes de la señal coherente.

En la figura No. 22B se muestra el resultado de la operación de apilado de los registros individuales de la figura No. 22A. Aquí el número de registros apilados fué de seis. - En la figura No. 23 se expone otra operación de apilado donde  $n$  es igual a diez. Se puede observar como el ruido coherente (onda de tubo) a 1.6 seg también es amplificado como la información útil.

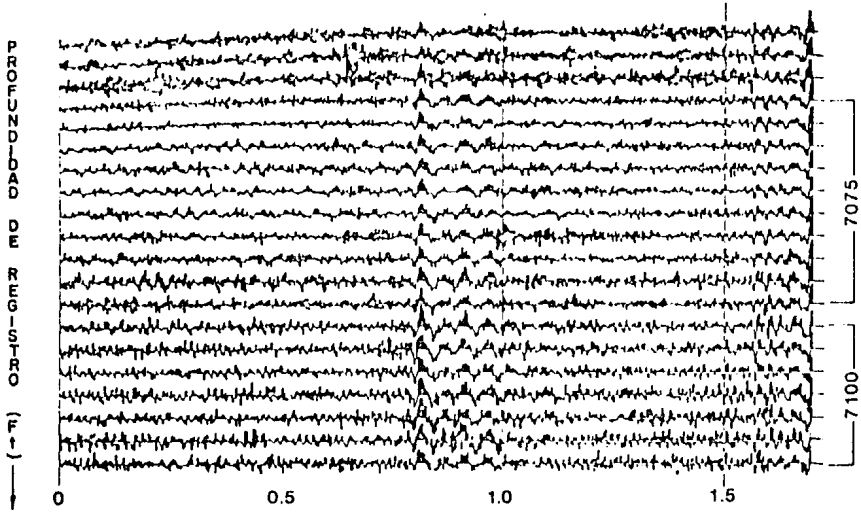
### III.5 PROCESAMIENTO DE ONDÍCULA

A pesar de las cuidadosas precauciones llevadas a cabo en el campo para crear una ondícula uniforme en la fuente de energía durante un estudio del PSV, estas todavía llegan a - crear ondículas variables. La variación es aún mayor cuando los explosivos son usados como fuente de energía.

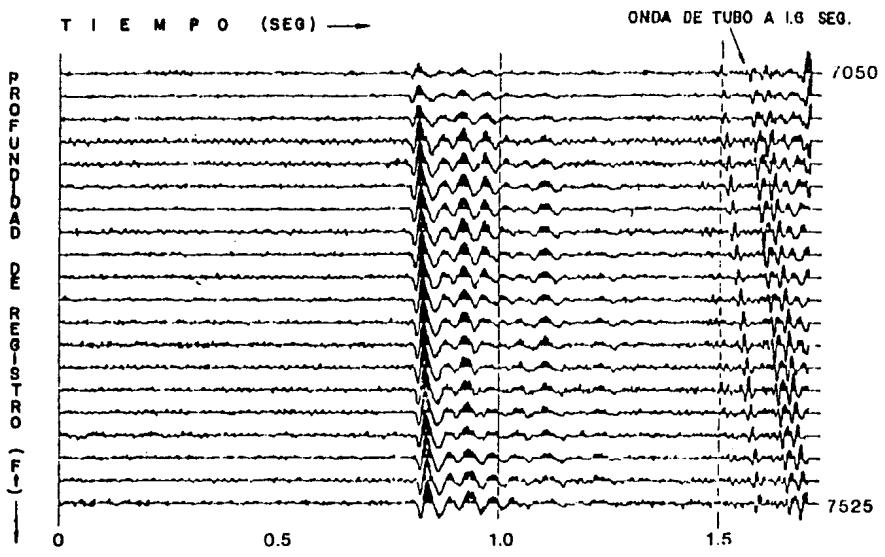
Como mucho trabajo de procesamiento e interpretación -- esta basado sobre la generación de una ondícula idéntica para todos los registros obtenidos, será necesario realizar un procesamiento numérico de ondícula para convertir todas las ondículas generadas por la fuente de energía a una forma de onda estandar.

Para realizar lo anterior se utiliza la información detectada por el transductor de campo próximo. Aunque esta herramienta no detecta la forma de onda real de la fuente de -

T I E M P O (SEG.) → 59



REGISTROS INDIVIDUALES



REGISTROS APILADOS.

Figura No. 23 Proceso de apilado a profundidad constante.  
(Modificado de Balch, Lee y Ryder, 1982).



energía a causa del medio heterogéneo entre el transductor y la fuente, si da una buena estimación del cambio de la ondícula.

Analizando todas las formas de onda obtenidas con el -- transductor se selecciona la que se obtuvo más constantemente y se le denomina ondícula estandar  $O_g(t)$ . Ahora, se necesita diseñar unos operadores  $f_i(t)$  que conviertan la ondícula de la fuente de energía  $O_i(t)$  en la ondícula estandar en cada una de las posiciones de recepción del PSV.

En forma matemática se tiene la convolución:

$$O_g(t) = f_i(t) * O_i(t)$$

y en la figura No. 24 se expone en forma gráfica esta operación.

Una vez obtenidos los operadores individuales para cada posición de recepción, estos se aplican a los registros correspondientes del PSV. Con lo cual, se habrán producido los registros que se conseguirían con una forma de onda idéntica en la fuente de energía.

Un ejemplo de diseño y aplicación del operador para una sola posición de recepción es ilustrada en la figura No. 25. El resultado del procesamiento de ondícula para el conjunto total de datos del PSV, de donde se sacó el ejemplo anterior es mostrado en la figura No. 26. Se puede observar una mejor continuidad de los primeros arribos en los datos filtrados.

### III.6 FILTRADO

El filtrado pasabanda es un proceso que ayuda a atenuar

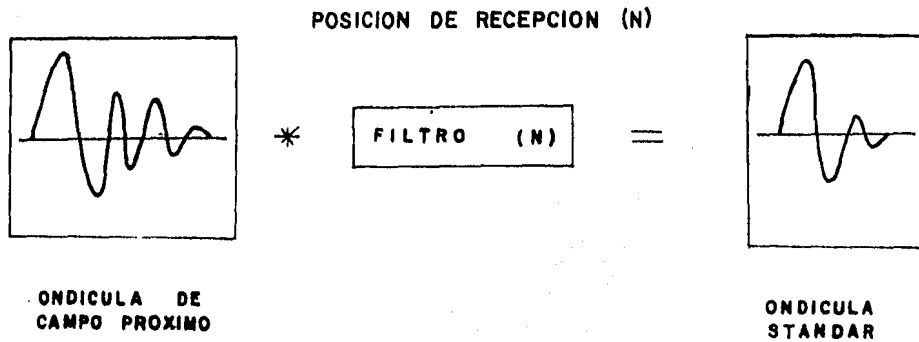
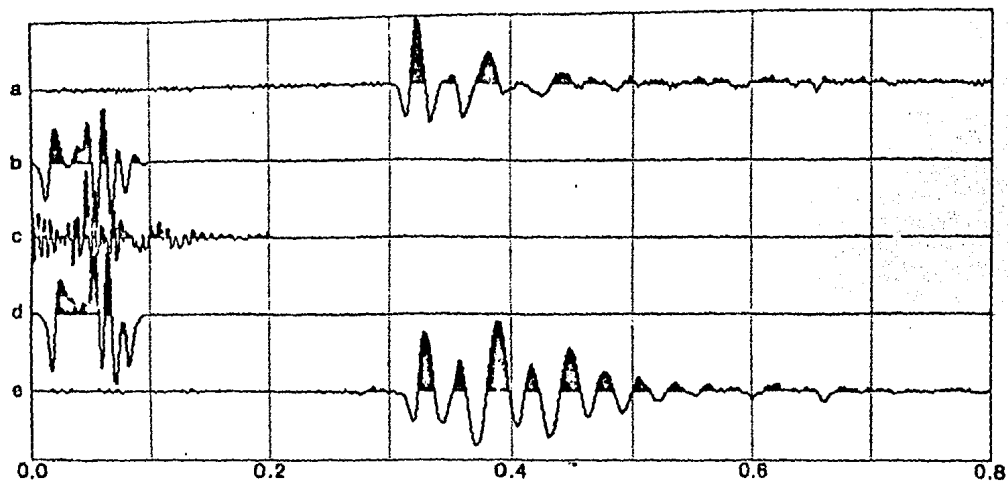


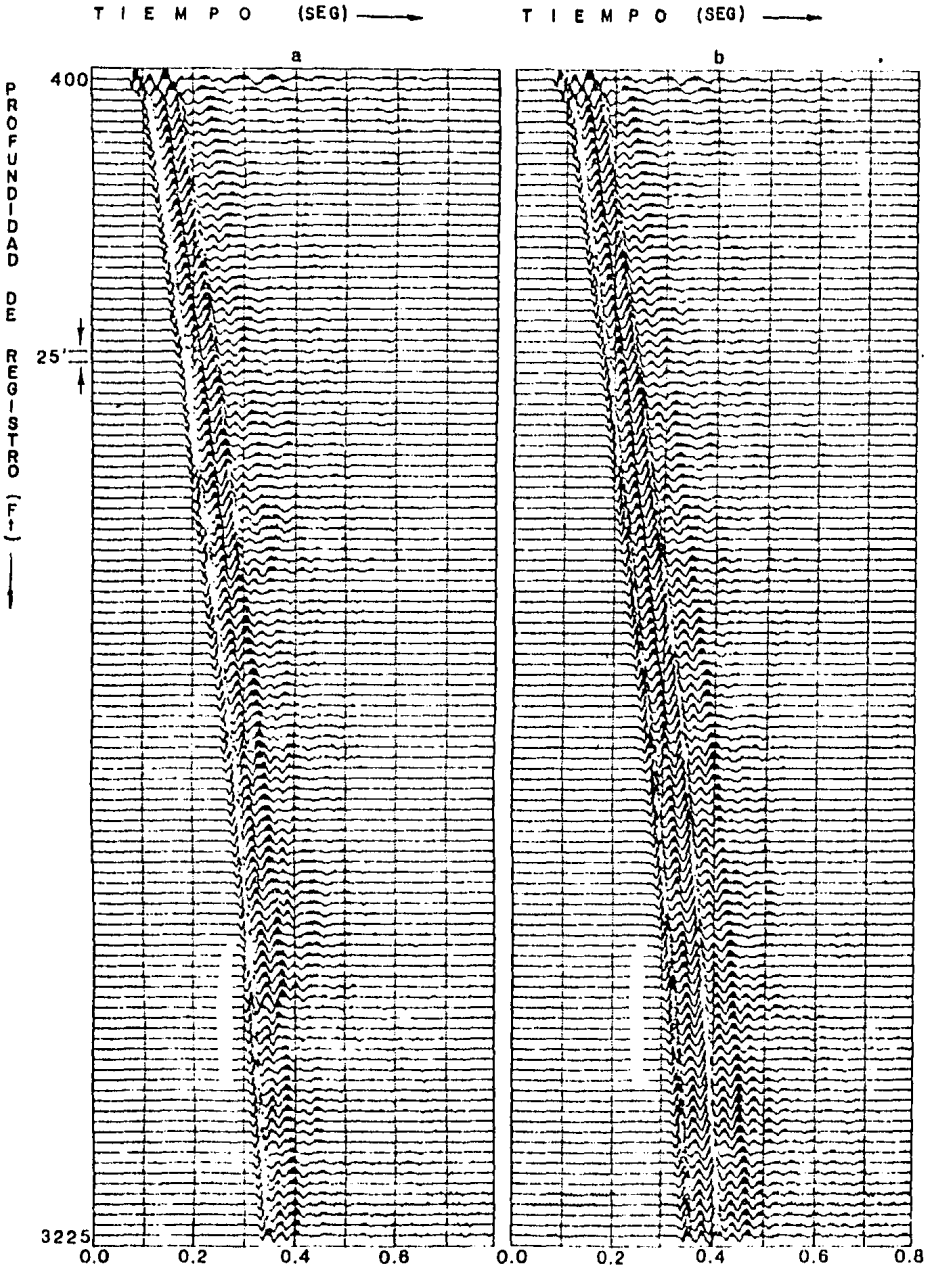
Figura No. 24 Esquema del procesado de ondicula. (Despues de Hardage, 1983).

TIEMPO →



- a) REGISTRO A LA PROFUNDIDAD DE REGISTRO I
- b) ONDÍCULA DE CAMPO PROXIMO DE LA PROFUNDIDAD DE REGISTRO I
- c) FILTRO CORRESPONDIENTE A LA PROFUNDIDAD DE REGISTRO I
- d) ONDÍCULA ESTANDAR
- e) REGISTRO A LA PROFUNDIDAD DE REGISTRO I CON PROCESADO DE ONDÍCULA.

Figura No. 25 Procesado de ondícula en un solo registro. (Modificado de Lee y Balch, 1983).



**Figura No. 26** Procesado de ondícula en un sismograma completo  
 a) Datos sin procesar. b) Datos procesados. (Después de Lee y Balch, 1983).

el ruido presente en los registros del PSV, mejorando la relación señal a ruido de dichos registros. Para efectuarlo, - primero se hace un análisis espectral para determinar la banda de frecuencias de la señal, onda de tubo(ruido coherente) y ruido casual.

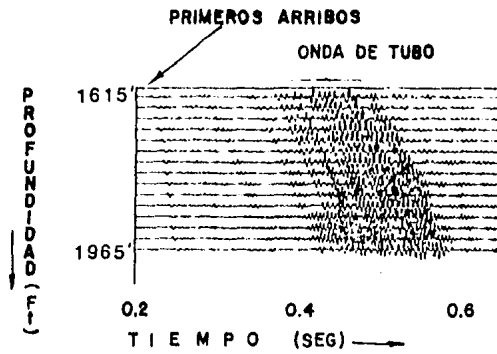
En casos donde la banda de frecuencias de la onda de -- tubo esta completamente fuera de la banda de la señal, el -- filtrado pasabanda es altamente efectivo en suprimir tal --- evento.

Para suprimir parcialmente el ruido casual y el ruido - de la onda de tubo con banda de frecuencias dentro de la --- banda de la señal, lo mejor es diseñar un filtro pasabanda - que deje pasar solamente la banda de frecuencias de la señal. Este procedimiento no es tan efectivo como el del primer caso, pero aún así, proporciona un mejoramiento señal a ruido substancial.

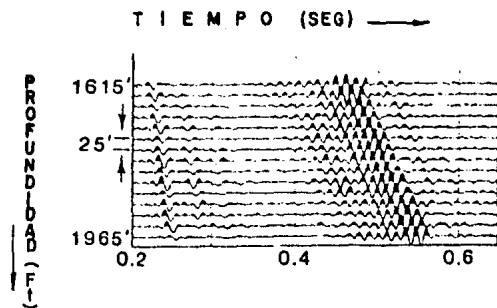
En la figura No. 27 se expone un conjunto de datos del PSV sin filtrar y el resultado de aplicar un filtro pasabanda de 6/12-86/100 Hz. a los datos. Se puede apreciar en los registros sin filtrar como las amplitudes y frecuencias de - la onda de tubo son mayores que las correspondientes a las - de los primeros arribos. En cambio, en los registros filtrados se ha mejorado la relación señal a ruido de los regis--- tros.

### III.7 COMPENSACION DE AMPLITUD

Observando el conjunto de datos registrados de un estu-



**REGISTROS SIN FILTRAR**



**REGISTROS FILTRADOS**

**Figura No. 27 Proceso de filtrado pasabanda.**  
**(Modificado de Hardage, 1983).**

dio del PSV en la figura No. 28, se nota un decaimiento de amplitud de la ondícula propagandose en el subsuelo tanto en el tiempo de registro como en la posición del sistema de detección dentro del pozo.

Este decaimiento de amplitud es causado por los procesos de divergencia esférica, absorción, transmisión y dispersión. Por lo tanto, es conveniente efectuar una compensación de la pérdida de amplitud producida por dichos procesos a fin de lograr una interpretación confiable de los registros.

El primer paso para realizar la compensación de amplitud de los datos es determinar una función matemática que represente la pérdida de amplitud en el conjunto de datos registrados. Una vez obtenida dicha función, su inverso será aplicado para amplificar los registros.

De modo que, las amplitudes de las ondículas sean equivalentes a aquellas que serían creadas por ondas planas propagandose a través de la misma sección estratigráfica. En la figura No. 29 se muestra el mismo conjunto de datos de la figura No. 28 después de aplicar una función de ganancia calculada.

La determinación de la función matemática de pérdida de amplitud se puede realizar midiendo la amplitud de los primeros arribos en cada posición de recepción y, posteriormente, ser ajustados por el método de mínimos cuadrados a la función  $A = Ce^{-\alpha R}/R$ . Donde  $R$  es la profundidad del sistema de detección ó el tiempo de registro de los primeros arribos,  $C$  y  $\alpha$  son constantes. El proceso se ilustra en forma gráfica

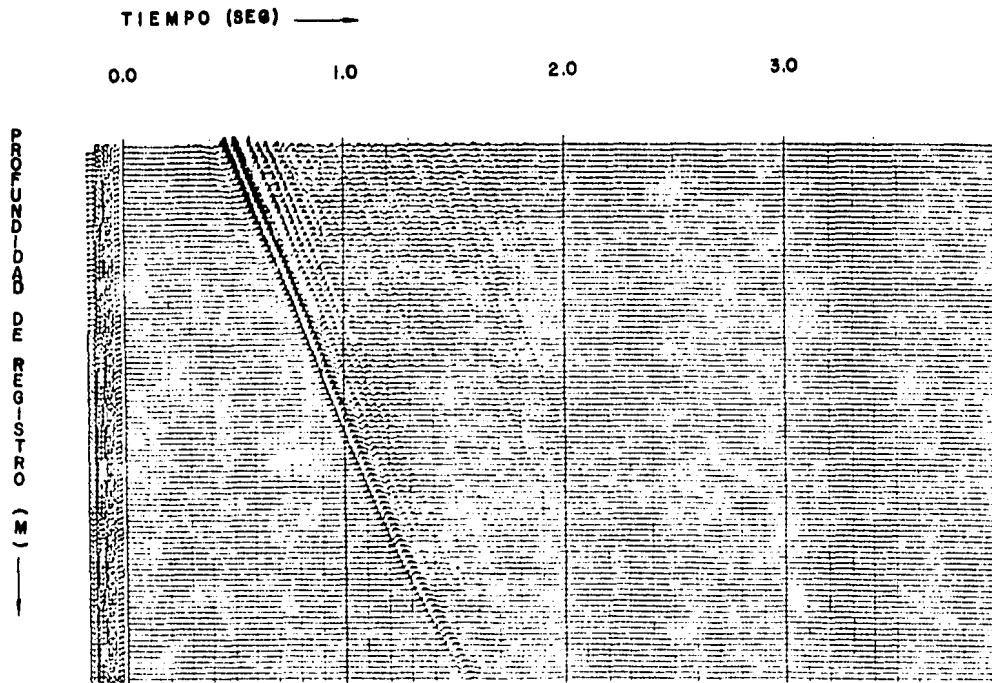


Figura No. 28 Sismograma de los datos de campo. (Armando Lugo. Comunicación personal, 1985).



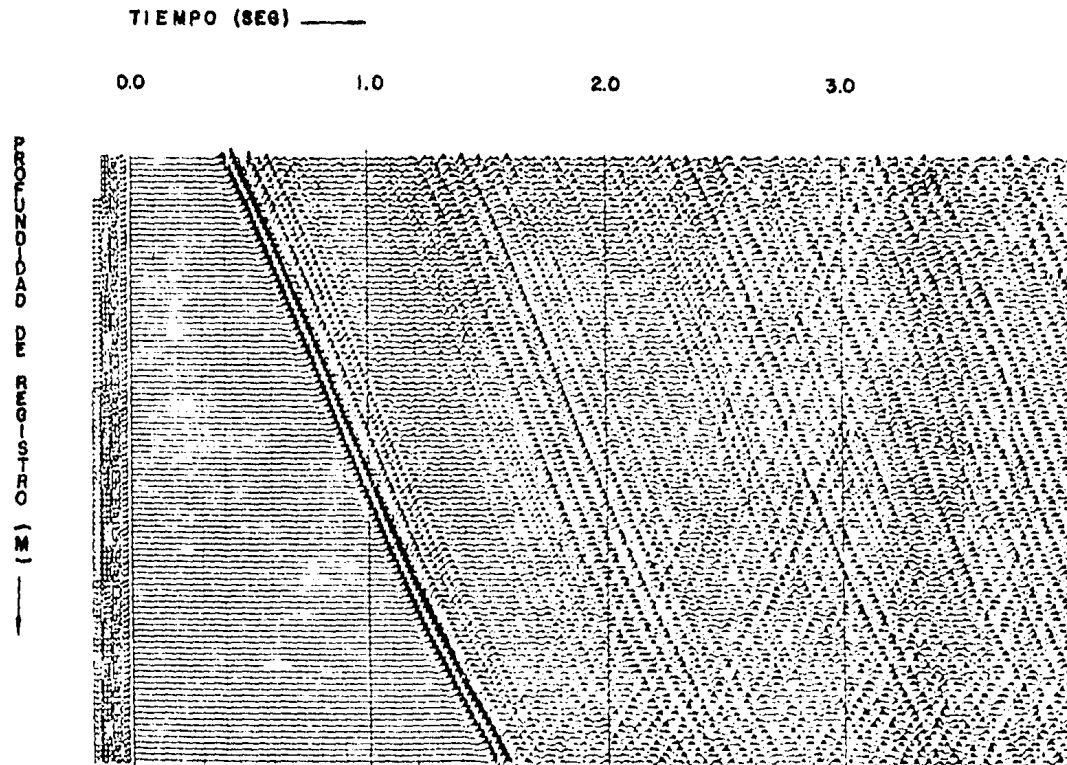


Figura No. 29 Sismograma resultante de aplicar una curva de ganancia al sismograma de la figura No. 28.(Armando Lugo. Comunicación personal, 1985).

en la figura No. 30.

Cuando la calidad de los primeros arribos no es lo suficientemente buena para construir una función matemática -- como la de la figura No. 30A. Su puede utilizar una función empírica de la forma  $B = AT^n$  que proporciona una compensación de amplitud de los registros razonablemente buena. A y n son constantes a determinar y T es el tiempo de registro.

### III.8 FILTRADO DE VELOCIDAD

Con el fin de identificar, determinar sus puntos de --- origen y observar los cambios que pueden tener los eventos - ascendentes en su viaje a través de la sección estratigráfica es necesario separar los campos de ondas descendentes y - ascendentes. Esta separación también permite ver como se desarrolla el campo de ondas hacia abajo en función del tiempo y de la profundidad.

Un proceso efectivo para separar los campos de ondas es el filtrado multicanal de velocidad. El cual hace uso del -- vector velocidad de los eventos coherentes en un conjunto de registros ó trazas adyacentes para distinguir entre eventos deseados y eventos indeseados.

Este proceso requiere que los datos del PSV sean registrados a incrementos uniformes en espacio y tiempo. Los intervalos de muestreo espacial y temporal deben satisfacer el teorema de Nyquist para evitar problemas de doblamiento en - el dominio de frecuencias.

Las relaciones fundamentales de la velocidad sísmica -- para el dominio espacio-tiempo(z-t) y para el dominio fre---

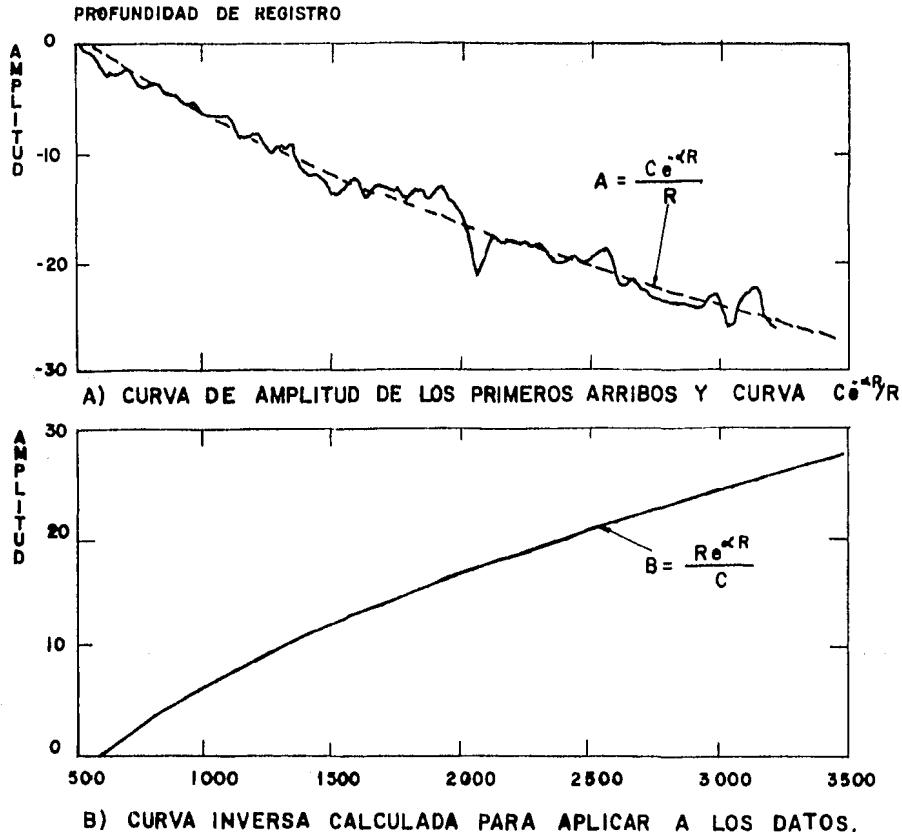


Figura No. 30 Determinación de la curva de ganancia. (Después de Lee y Balch, 1983).

cuencia-número de onda( $f-k$ ) son mostradas en al figura No. - 31. El cambio de los datos del PSV de un dominio al otro es realizado por medio del par de transformadas de Fourier bi-- dimensionales.

Observando la figura No. 31 se nota como la transforma-- da de Fourier separa los eventos del dominio espacio-tiempo en dos diferentes medios en el plano del dominio frecuencia-- número de onda, dependiendo sobre la dirección en que los -- eventos viajan.

Esta separación de eventos en el dominio  $f-k$  es la que proporciona una forma conveniente para eliminar eventos in-- deseables sin suprimir los eventos deseables.

A continuación se describe el proceso de filtrado de -- velocidad para discriminar el campo de ondas descendentes -- del campo de ondas total de los registros mostrados en la -- figura No. 32A.

Se puede ver como se cruzan los eventos hacia arriba y hacia abajo. En la figura No. 32B se tiene la representación de los datos en el dominio  $f-k$ . Donde los eventos ascenden-- tes y descendentes se han separado en dos medios en el plano del dominio  $f-k$ .

Aplicando una corrección estática de  $T_G$ , tiempo del primer arribo, a los registros de la figura No. 32A se obtiene una nueva expresión de los datos y son expuestos en la figura No. 33A. Donde los eventos ascendentes se han alineado -- horizontalmente ó en fase cero.

En la correspondiente representación en el dominio  $f-k$ ,

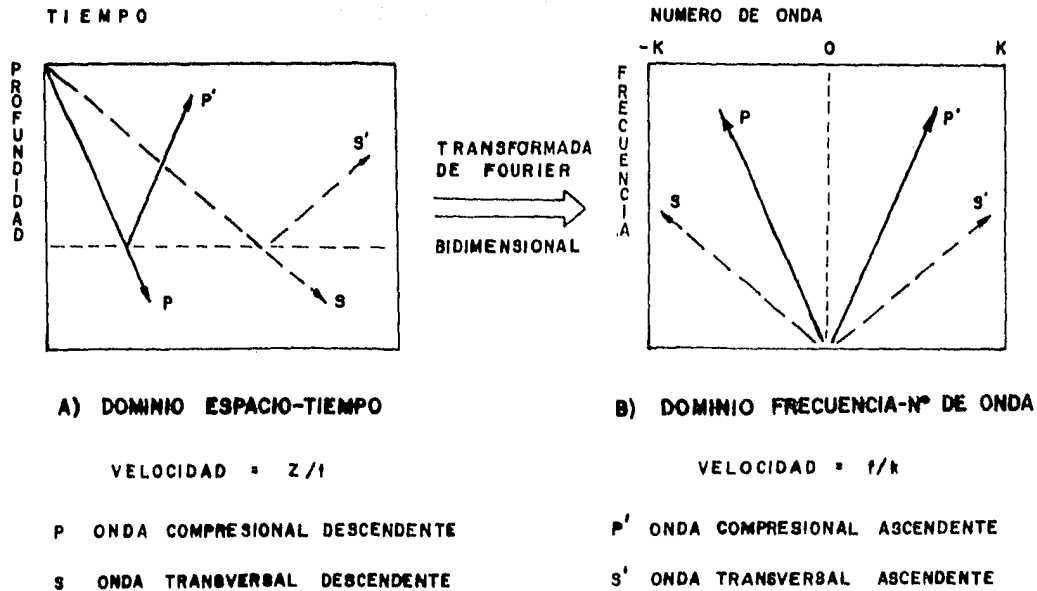
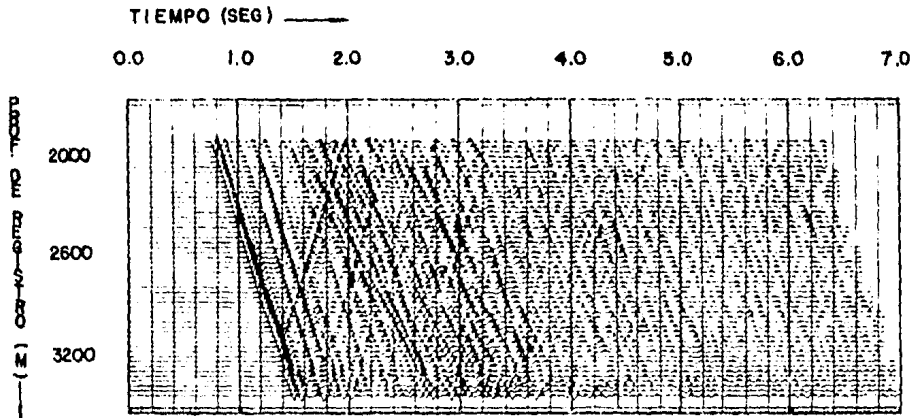
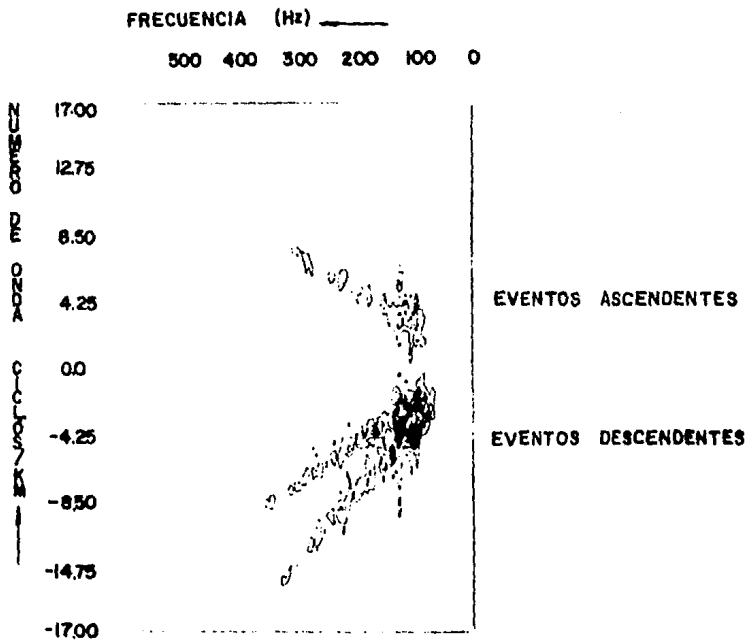


Figura No. 31 Relaciones de la velocidad entre el dominio profundidad-tiempo y el dominio frecuencia-número de onda. (Modificado de Hardage, 1983).

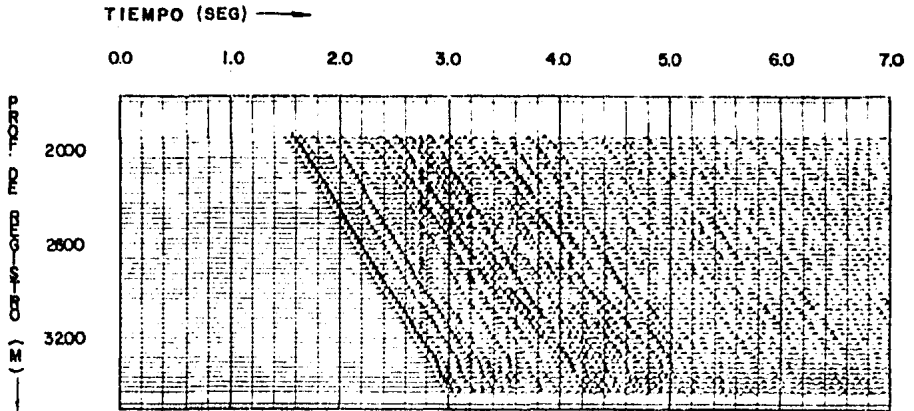


A) DOMINIO PROFUNDIDAD-TIEMPO

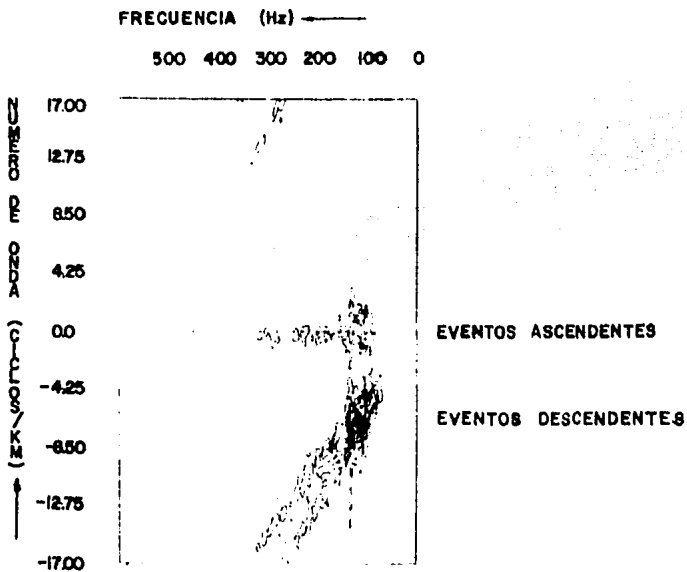


B) DOMINIO FRECUENCIA-Nº DE ONDA

Figura No. 32 Datos del Perfil Sísmico Vertical en los dominios profundidad-tiempo y frecuencia-número de onda. (Después de Schlumberger, 1984).



A) DOMINIO PROFUNDIDAD-TIEMPO



B) DOMINIO FRECUENCIA-Nº DE ONDA

Figura No. 33 Datos obtenidos de retrasar los datos de la figura No. 32 por un valor igual a  $T_G$ . (Modificado de Schlumberger, 1984).

que es presentada en la figura No. 33B, se nota como los --- eventos ascendentes se han colocado aproximadamente a lo --- largo de la línea de valor cero en el eje del número de onda.

Diseñando un filtro de velocidad que suprima la zona -- achurada del dominio  $f-k$  mostrado en la figura No. 34B y --- aplicandolo a los datos de la figura No. 33A se obtiene el - campo de ondas ascendentes que se deseaba. Los datos son ex- puestos en la figura No. 34A y su representación en el domi- nio  $f-k$  será como el de la figura No. 34B con la zona achu- rada en blanco.

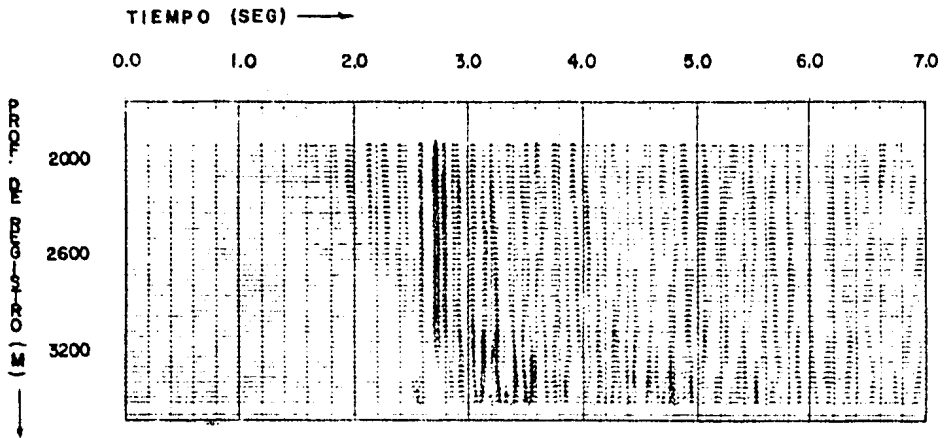
Para conseguir el campo de ondas descendentes se procede en la misma forma pero con un ligero cambio. El valor de la corrección estática será de  $-T_0$  para este caso. Dicha correc- ción alineará horizontalmente los eventos descendentes en el dominio  $z-t$  y en la representación en el dominio  $f-k$  seran - colocados aproximadamente en la línea de valor cero del eje del número de onda.

En la figura No. 35 se expone el campo de ondas descen- dentes de los datos de la figura No. 33A.

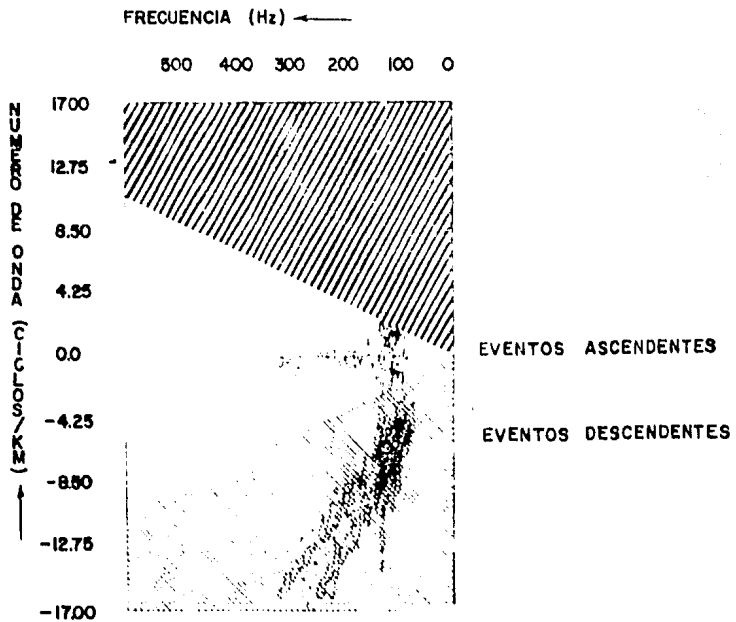
### III.9 DECONVOLUCION

La onda descendente no es un pulso de corta duración -- como sea desea sino un tren de ondas causado principalmente por las reverberaciones de la energía sísmica en las capas - someras. Que se hace más largo y complicado a medida que --- atraviesa la tierra porque cada capa contribuye con su pro-- pia reverberación al tren de ondas cuando pasa.





A) DOMINIO PROFUNDIDAD-TIEMPO



B) DOMINIO FRECUENCIA-Nº DE ONDA

Figura No. 34 Campo de ondas ascendentes en el dominio profundidad-tiempo y diseño del filtro en el dominio frecuencia-número de onda. (Después de Schlumberger, 1984).

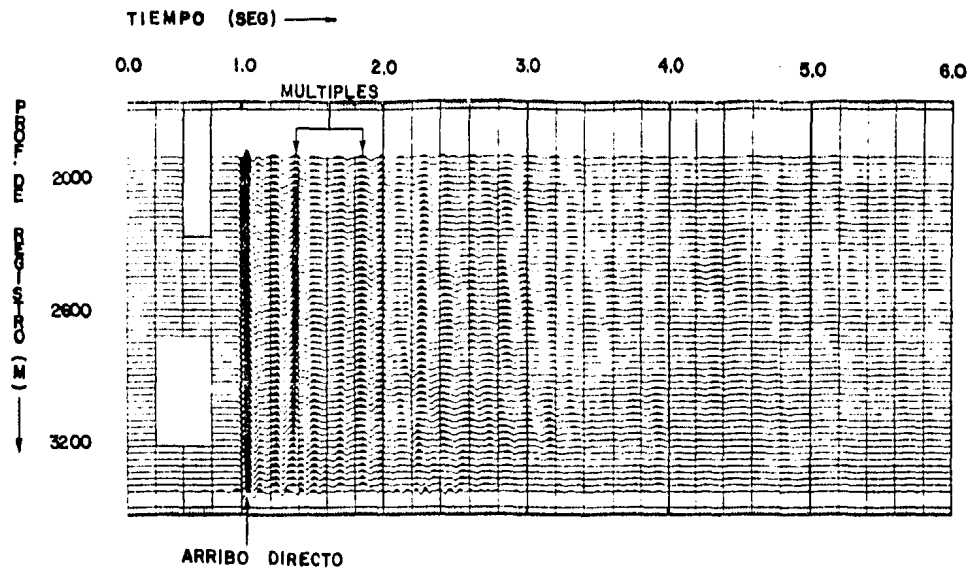


Figura No. 35 Campo de ondas descendentes. (Modificado de Schlumberger, 1984).

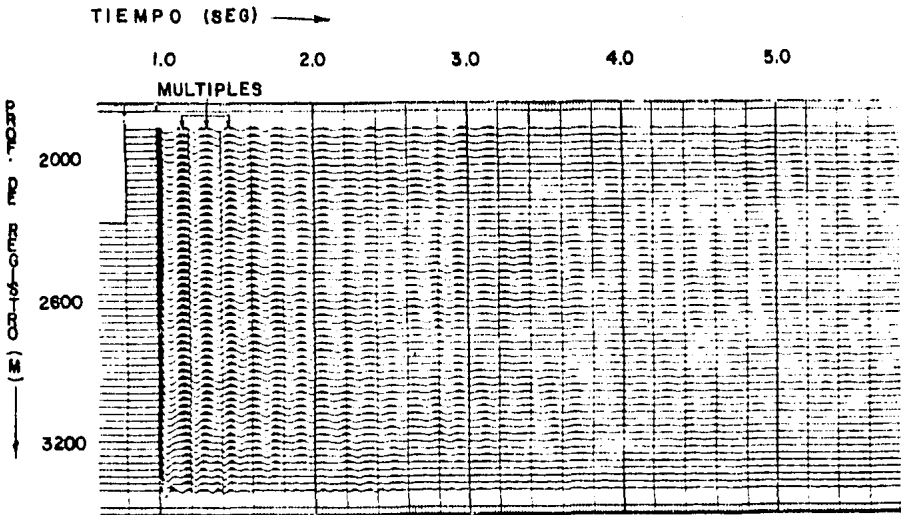
Así, las reflexiones primarias registradas son una mezcla confusa de trenes de onda y no una serie de pulsos correspondientes a cada cambio de impedancia en el subsuelo. Esto, dificulta cualquier interpretación geológica que se intente hacer de las reflexiones en esas condiciones.

Por lo tanto, es necesario llevar a cabo un proceso de cómputo que obtenga una buena estimación de los eventos de reflexión primaria que se producirían si la onda descendente fuera de corta duración. El proceso que permite hacer tal estimación es la operación de deconvolución predictiva.

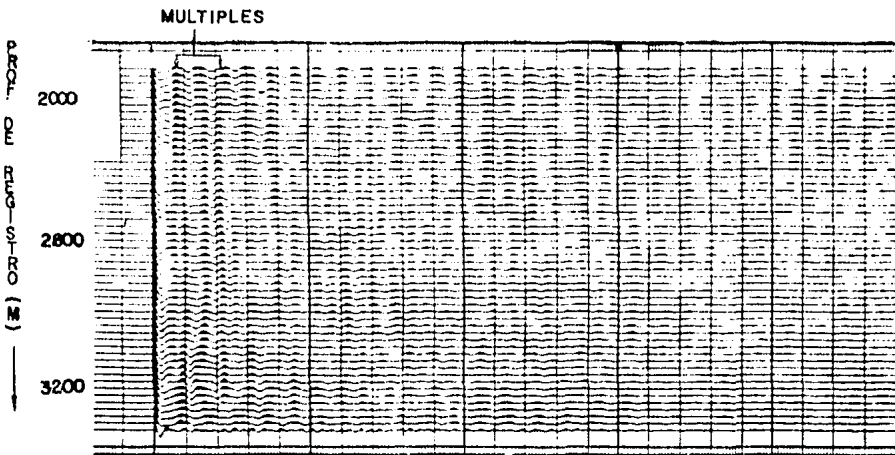
Un paso clave en el proceso de la deconvolución es la obtención del autocorrelograma de cada registro del PSV. Ya que estos indican la posición y la magnitud de los eventos múltiples en los datos.

Esta información se utiliza para construir los operadores de deconvolución que eliminan los eventos múltiples. En la figura No. 36 se presentan los autocorrelogramas de los campos de ondas descendentes y ascendentes de las figuras No. 35 y 34A.

En estos autocorrelogramas se aprecia como las reverberaciones y los múltiples cercanos a la superficie tienen la misma posición dentro de los campos de ondas descendentes y ascendentes. Esto se debe a que los tiempos de atraso entre los eventos del tren de ondas hacia arriba son los mismos que entre los eventos del tren de ondas hacia abajo que los crearon. Por lo tanto, los operadores de deconvolución que cancelen eventos descendentes después del primer arribo tam-



## ONDAS DESCENDENTES



## ONDAS ASCENDENTES

Figura No. 36 Autocorrelogramas de las ondas descendentes y ascendentes. (Después de Schlumberger, 1984).

bién cancelarán eventos ascendentes que siguen cada reflexión primaria generada por el primer arribo.

Calculando los operadores de deconvolución de los datos de los autocorrelogramas de ondas descendentes y aplicados a los datos de la figura No. 35 obtenemos los nuevos datos --- presentados en la figura No. 37. Se nota como el tren de ondas descendentes se a convertido en el pulso de corta duración que se deseaba.

Aplicando los operadores de deconvolución calculados -- anteriormente a los datos del campo de ondas ascendentes expuestos en la figura No. 34A se producen los nuevos datos -- mostrados en la figura No. 38.

Los autocorrelogramas correspondientes son presentados en la figura No. 39. Se nota que gran parte de la energía -- reverberante y múltiple a sido eliminada, pero aún queda un nivel de múltiples residuales

Lo anterior se debe a que solamente los múltiples generados arriba de la posición del sistema de detección han sido eliminados. Los múltiples residuales presentes se originaron dentro de capas litológicas que se encuentran debajo de la posición del sistema de detección.

Diseñando otros operadores de deconvolución a partir de los datos de la figura No. 39 para eliminar los múltiples -- residuales y aplicandolos a los datos de la figura No. 38 se obtienen los datos de la figura No. 40. Los autocorrelogramas calculados para estos nuevos datos son expuestos en la -- figura No. 41.

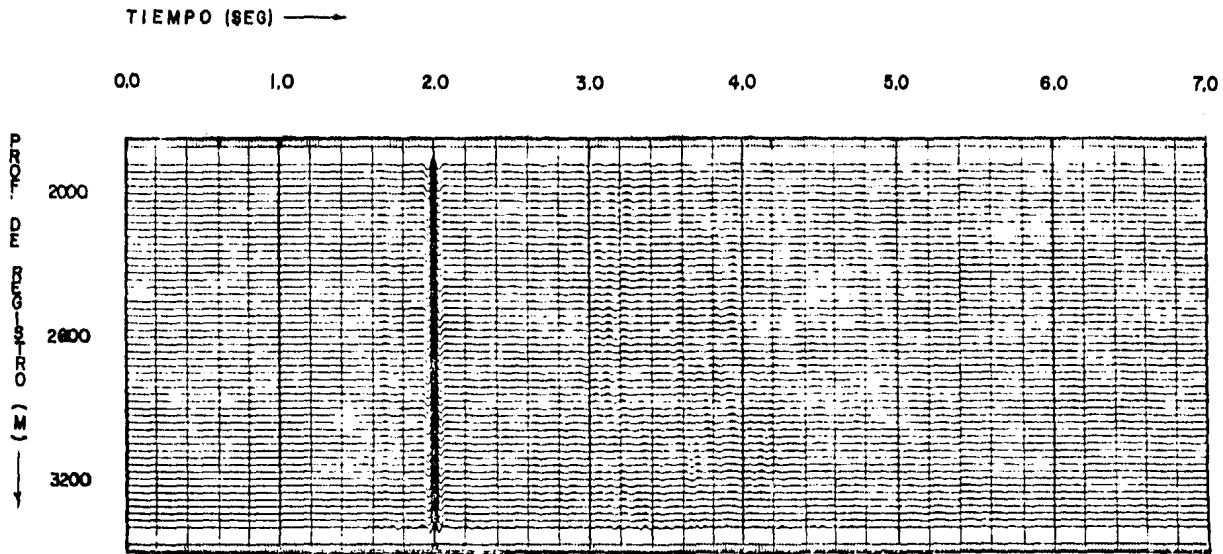


Figura No. 37 Resultado de la deconvolución en las ondas descendentes.  
 (Modificado de Schlumberger, 1984).

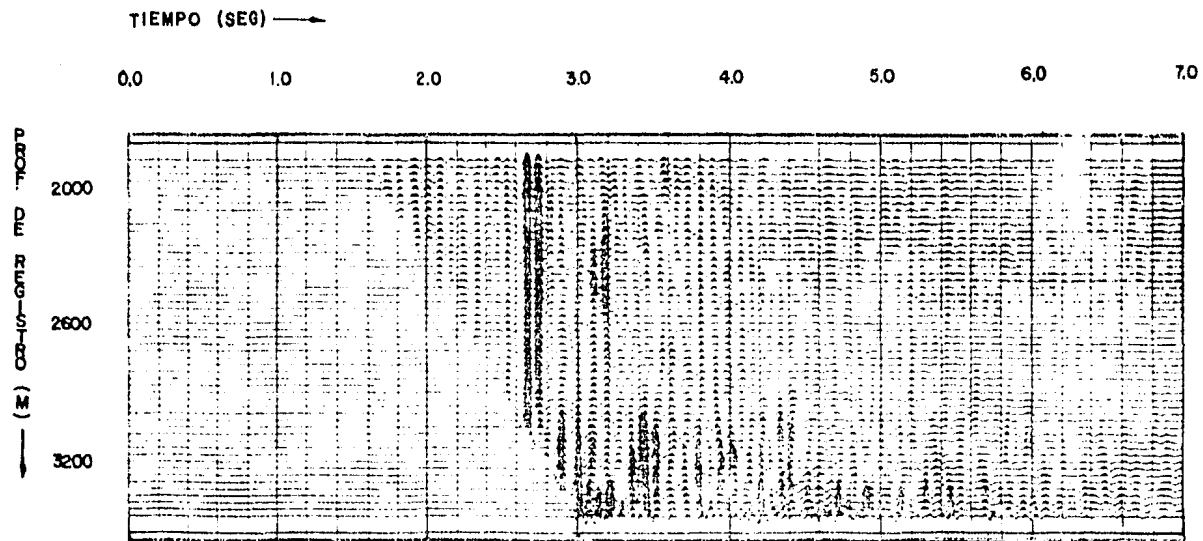
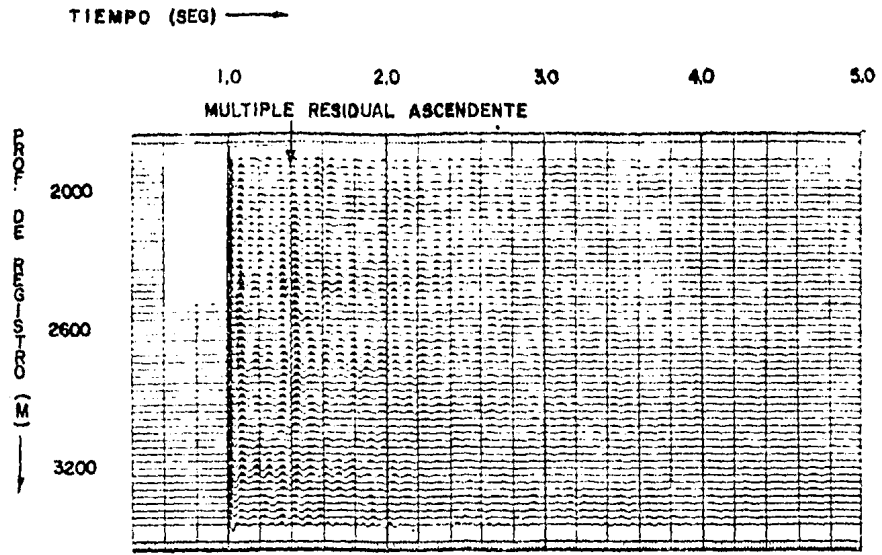


Figura No. 38 Resultado de la deconvolución en las ondas ascendentes.  
 (Despues de Schlumberger, 1984).



**Figura No. 39 Autocorrelogramas de las ondas ascendentes de la figura No. 38. (Modificado de Schlumberger, 1984).**



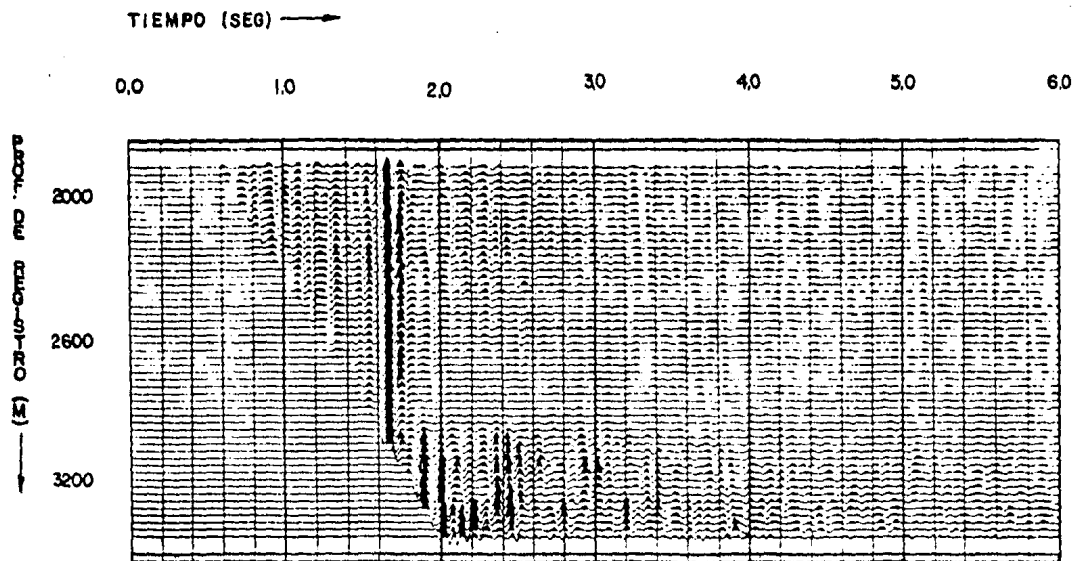


Figura No. 40 Resultado de la deconvolución en las ondas ascendentes de la figura No. 38. (Después de Schlumberger, 1984).

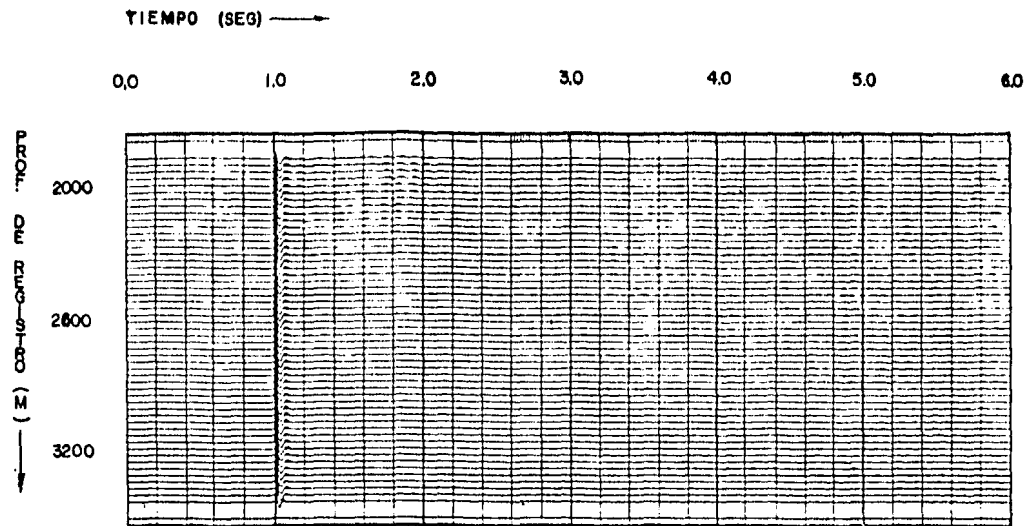


Figura No. 41 Autocorrelogramas de las ondas ascendentes de la figura No. 40. (Modificado de Schlumberger, 1984).

Como se puede ver en los autocorrelogramas no existe -- información de múltiples presentes en el campo de ondas ascendentes. Por lo tanto, podemos decir que los registros de la figura No. 40 son las reflexiones primarias de las interfases de la sección estratigráfica en investigación

### III.10 APILADO

Para tener una representación en tiempo de ida y vuelta de las reflexiones en la posición del pozo. Apilaremos los registros de campo de ondas ascendentes expuesto en la figura No. 40.

En la operación de apilado utilizaremos la información más cercana a las posiciones del sistema de detección como se muestra en la figura No. 42. La traza resultante se expone repetida varias veces en la figura No. 43.

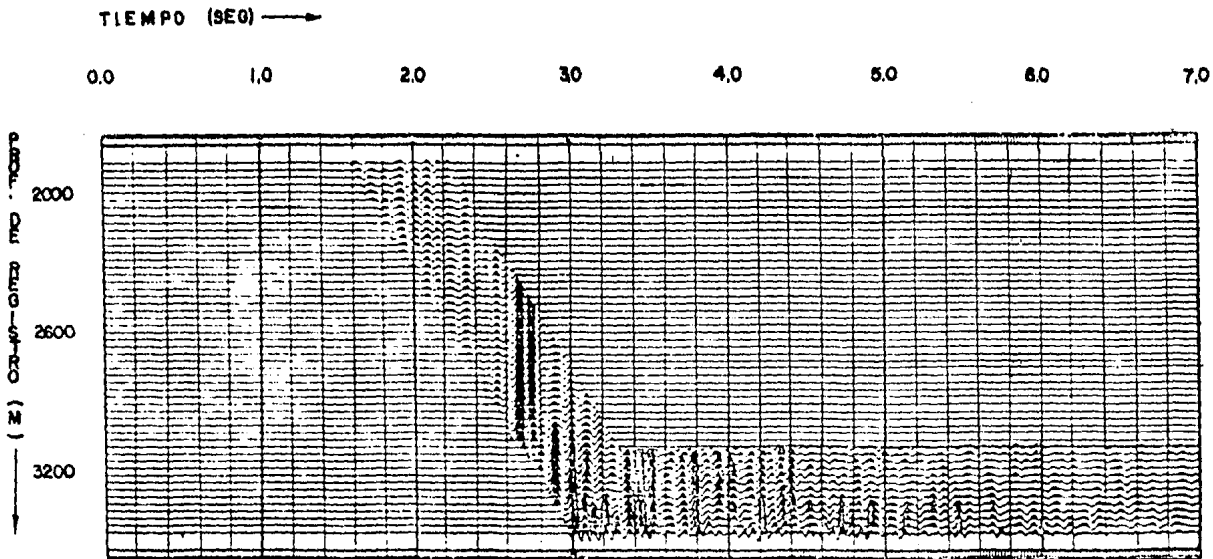


Figura No. 42 Información utilizada en el proceso de apilado. (Después de Schlumberger, 1984).

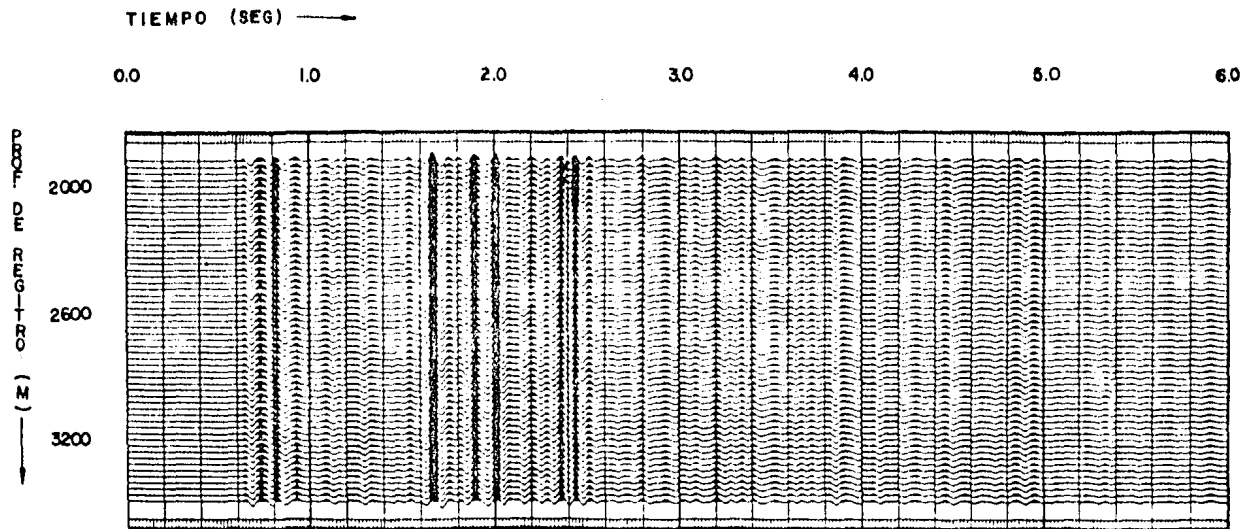


Figura No. 43 Representación en tiempo de ida y vuelta de la reflexión primaria en la localización del pozo. (Modificado de Schullimberger, 1984).

**CAPITULO IV**  
**APLICACIONES DE LA TECNICA DEL**  
**PERFIL SISMICO VERTICAL**

Las propiedades especiales que posee la técnica del PSV hacen que los datos obtenidos con ella tengan varias aplicaciones en los trabajos de exploración y perforación en la -- búsqueda de yacimientos de hidrocarburos.

En este capítulo se describen e ilustran algunas apli-- caciones, como son: identificación de reflectores sísmicos, identificación y estudio del patrón de sistemas reverberan-- tes, predicción del subsuelo ante la barrena y estudios de -- ondas compresionales (P) y ondas transversales (S).

Existen otras aplicaciones que no se describen aquí --- porque requieren cambios en la geometría fuente-receptor du-- rante la adquisición de datos, pero que proporcionan infor-- mación de las condiciones geológicas alrededor del pozo.

**IV.1 IDENTIFICACION DE REFLECTORES SISMICOS**

El método de sismología superficial de reflexión conti-- nua, constituye una herramienta muy útil en la búsqueda de -- yacimientos de gas y/o petróleo. A partir de sus datos y los obtenidos en los registros de un pozo profundo normalmente -- se intenta determinar el significado de cada evento de re--- flexión asociado a la distribución estratigráfica y cambios de facies dentro del subsuelo.

Como los datos de reflexión sísmica continua superficial están en función del tiempo y los datos de los registros del pozo profundo se encuentran en función de la profundidad, la correlación entre los dos conjuntos de datos se realiza normalmente con estimaciones sintéticas de ellos.

En cambio, los datos de un estudio del PSV se obtienen en función de tiempo y profundidad. Lo que permite llevar a cabo una correlación entre los datos sísmicos superficiales y los registros de pozo basada sobre una medida real y no sobre suposiciones sintéticas y, por lo tanto, permite realizar una correcta interpretación estratigráfica de cada evento de reflexión en los datos sísmicos superficiales.

Dentro de los apoyos que presta el PSV a una buena interpretación estratigráfica del subsuelo en los datos sísmicos superficiales esta la identificación de reflectores acústicos contenidos en la sección continua, como se ilustra en la figura No. 44.

En esta figura, en la parte superior del sismograma del PSV se tiene una pequeña parte de la sección sísmica superficial que pasa por el pozo. En la parte izquierda del eje de profundidades se encuentran los registros sísmico y litológico del pozo.

Donde se puede apreciar que el contacto superior del grupo Madison se encuentra a 2,072.6 m (6,800'). Rastreado la continuidad del evento correspondiente a dicho contacto a través del sismograma del PSV hasta la parte superior podemos determinar cual es el evento que caracteriza el contacto

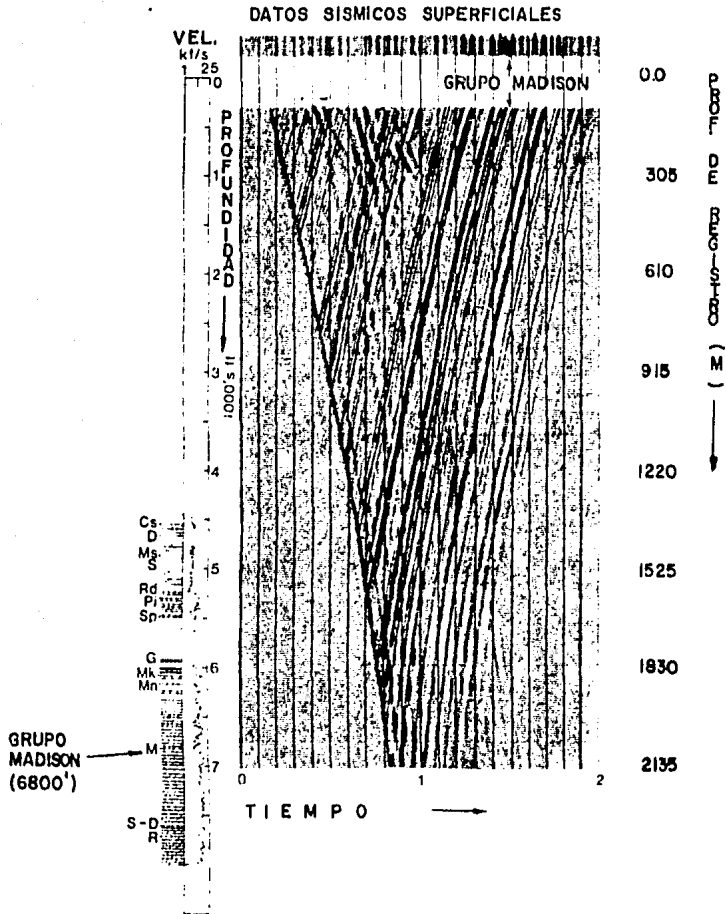


Figura No. 44 Identificación de reflectores sísmicos en datos sísmicos superficiales. (Después de Balch, Lee y Ryder, 1982).



superior del grupo Madison dentro de los datos de la sección sísmica superficial.

El proceso inverso también puede ser llevado a cabo. O sea, se selecciona un evento prominente en los datos superficiales y se rastrea a través del sismograma del PSV para determinar su significado dentro de la columna estratigráfica.

En la figura No. 45 se muestra otro tipo de amarre entre los datos sísmicos superficiales y los datos de un estudio del PSV. Se presenta una sección sísmica superficial que se a separado en el punto de localización del pozo para insertar un conjunto de trazas representando la reflexión primaria de la columna estratigráfica en el pozo.

Se puede observar una bastante buena correlación entre los dos conjuntos de datos a pesar de que ellos han sido registrados con una diferencia de seis meses por dos brigadas diferentes y con fuentes de energía diferentes.

Otra forma de apoyo de los datos del PSV se expone con la ayuda de la figura No. 46. En esta figura se presenta un sismograma de un PSV sin procesar excepto solamente con la aplicación de una función de ganancia AGC para igualar amplitudes. Al lado izquierdo de la figura se han colocado los registros de densidad, sónico y litológico del pozo.

Del cuerpo del sismograma se han seleccionado cuatro eventos de reflexión ascendentes A, B, C, D que corresponden a cuatro límites estratigráficos del subsuelo. Rastreando los eventos a través del sismograma determinos sus corres--

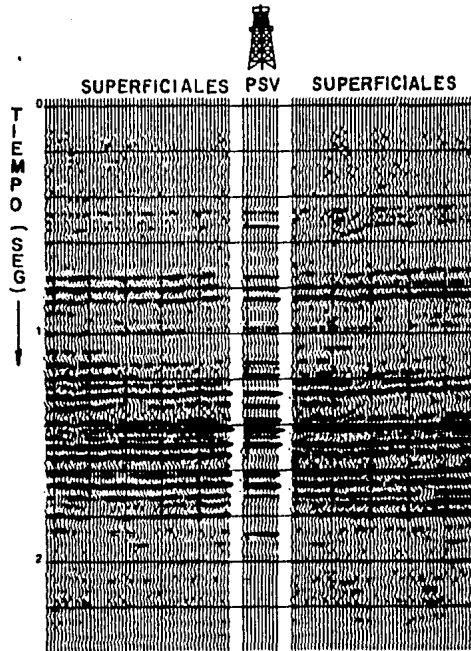


Figura No. 45 Correlación entre datos Sísmicos superficiales y de un Perfil Sísmico Vertical. (Modificado de Balch, Lee, Miller y Ryder, 1982).

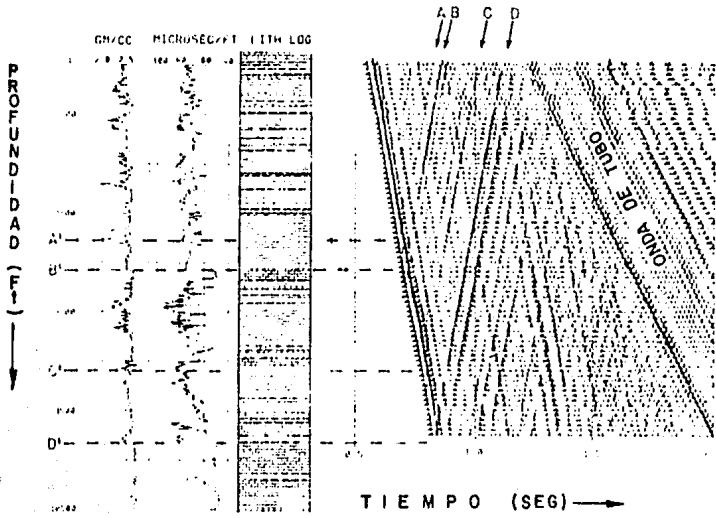


Figura No. 46 Identificación de límites litoestratigráficos y cronoestratigráficos. (Después de Hardage, - 1983).

pendientes profundidades, que son: A', B', C', D'.

Observando el registro litológico a las profundidades - de los cuatro eventos de reflexión vemos que los eventos B y D marcan claramente límites litoestratigráficos entre luti--tas y calizas. Sin embargo, los eventos A y C parecen origi--narse dentro de unidades de areniscas.

Realizando un control litológico más riguroso a las --- profundidades A' y C' se encontró que aparecen componentes - de aluvión y de calizas en las unidades de lutitas a esas -- profundidades.

Por lo que, un mapeo de los eventos de reflexión a esas profundidades en los datos sísmicos superficiales correspon--derá más a un ligero cambio de litología básica que a un lí--mite entre una lutita y una caliza.

Por lo tanto, se puede decir que los datos de un estu--dio del PSV permiten distinguir entre un evento de reflexión de un límite litoestratigráfico y el de un límite crono--estratigráfico.

Con esta ayuda se puede llevar a cabo una interpreta---ción más correcta y confiable en los datos sísmicos superfi--ciales cercanos al pozo donde se realizó el estudio del PSV.

Otra aplicación de los datos de un levantamiento del -- PSV en auxilio de estudios estratigráficos de los datos sí--smicos superficiales es la obtención de funciones caracterís--ticas de condiciones porosas-productivas ó barreras-compac--tas en un horizonte objetivo.

Como los datos de un estudio del PSV permiten reconocer

el tren de ondas directas y el de las ondas reflejadas de un intervalo en particular. Entonces se puede calcular la función de transferencia ó respuesta impulsiva de dicho intervalo.

Esta respuesta impulsiva calculada será la función característica representando ese intervalo, que puede ser una zona porosa-productiva ó una zona barrera-compacta.

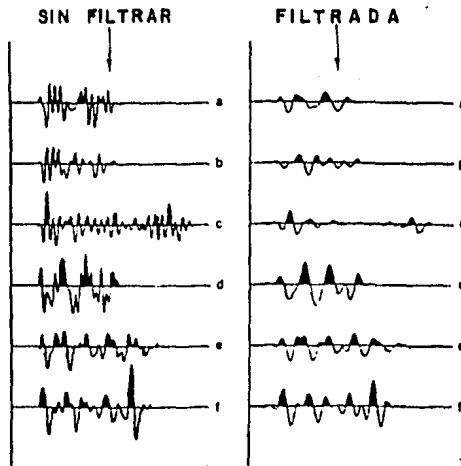
En la figura No. 47 se presentan seis respuestas impulsivas obtenidas con datos del PSV en dos localizaciones. Las tres superiores corresponden a la localización con una condición barrera-compacta de un intervalo específico y las tres inferiores a la localización con condición porosa-productiva en ese mismo intervalo.

Se observa que esas respuestas impulsivas son distinguibles entre si, aunque es difícil describir la diferencia cualitativamente. Esta diferencia será la que permitirá reconocer las zonas porosas-productivas del intervalo específico en los datos superficiales.

#### IV.2 IDENTIFICACION Y ESTUDIO DE LOS SISTEMAS MULTIPLES

En los datos sísmicos superficiales de áreas con problemas de múltiples la resolución de las unidades litológicas y por consiguiente, la interpretación de los datos se hace difícil.

Se han diseñado secuencias de procesamiento con el fin de eliminar las reverberaciones pero no se a logrado suprimir completamente de las secciones superficiales en algunas áreas. Por lo tanto, la identificación de los múltiples y --



**Figura No. 47** Funciones características de zonas porosas-productivas y barreras compactas de un intervalo específico. (Modificado de Balch, -- Lee, Miller y Ryder, 1982).

sus orígenes es de gran importancia para una interpretación confiable.

Como un estudio del PSV permite recabar los eventos ascendentes y descendentes arribando al sistema de detección y su posterior separación con una secuencia de procesamiento de datos.

La técnica del PSV incluyendo su procesado, es una herramienta útil en la identificación de eventos múltiples, en el estudio de su generación en la columna estratigráfica y en el diseño de operadores de deconvolución que los eliminen de los datos sísmicos superficiales en una área cercana al pozo.

En la figura No. 48 se ilustra el sismograma de un PSV marino que va de 609.5 m (2,000') hasta una profundidad de casi 3,353 m (11,000'). Se puede observar la presencia de eventos que viajan ascendentemente como descendentemente y es importante notar la intensidad y persistencia de la forma de onda que viaja hacia abajo.

Separando los eventos ascendentes y descendentes y desfasandolos para que las ondas hacia arriba y hacia abajo se alinien en tiempo, se construye la figura No. 49. La figura No. 49A presenta el sismograma de los eventos ascendentes y la figura No. 49B el de los eventos descendentes.

En el sismograma de los eventos hacia abajo se puede observar el patrón de los sistemas de reverberaciones. Como también la duración e intensidad de la forma de onda reverberante e incidentalmente la magnitud del problema de elimi-

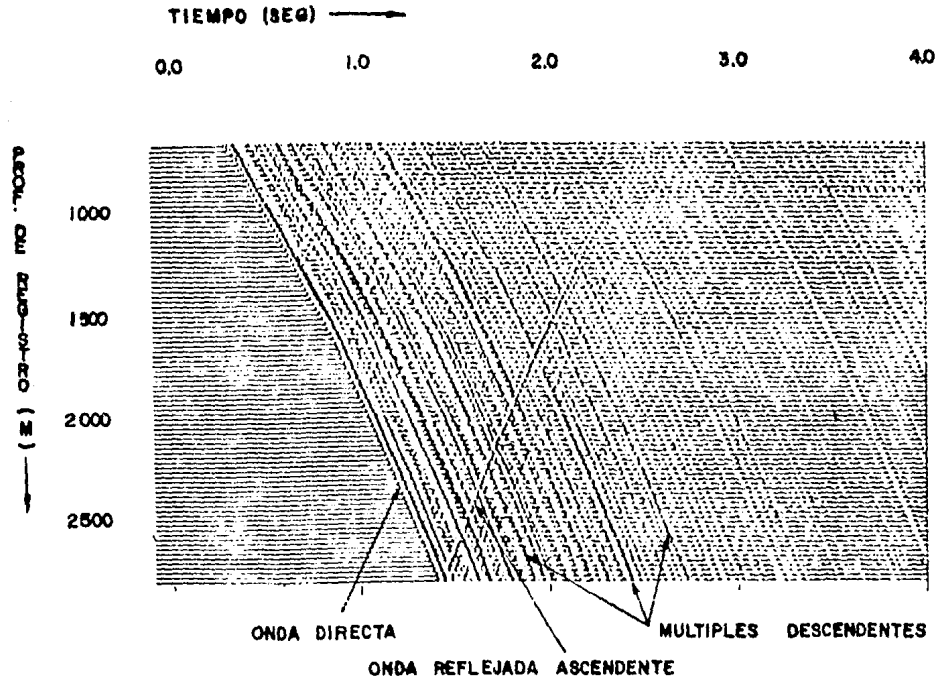
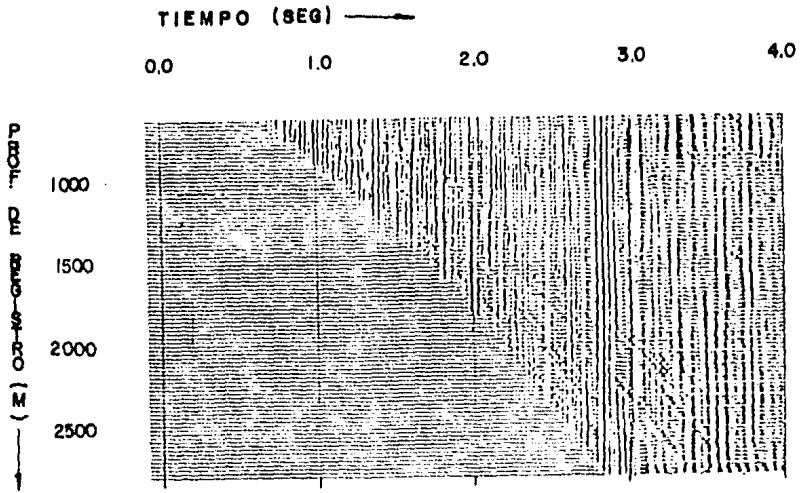
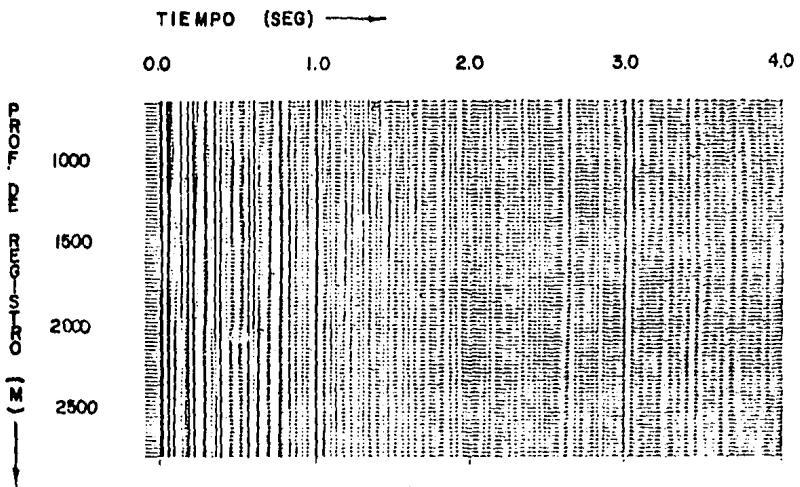


Figura No. 48 Sismograma de un Perfil Sísmico Vertical marino. (Después de Kennett, Ireson y Conn, 1980).





A) EVENTOS ASCENDENTES



B EVENTOS DESCENDENTES

Figura No. 49 Eventos ascendentes y descendentes del sismograma del Perfil Sísmico Vertical marino. (Modificado de Kennett, Ireson y Conn, 1980).

nar estos eventos con la deconvolución en los registros sísmicos.

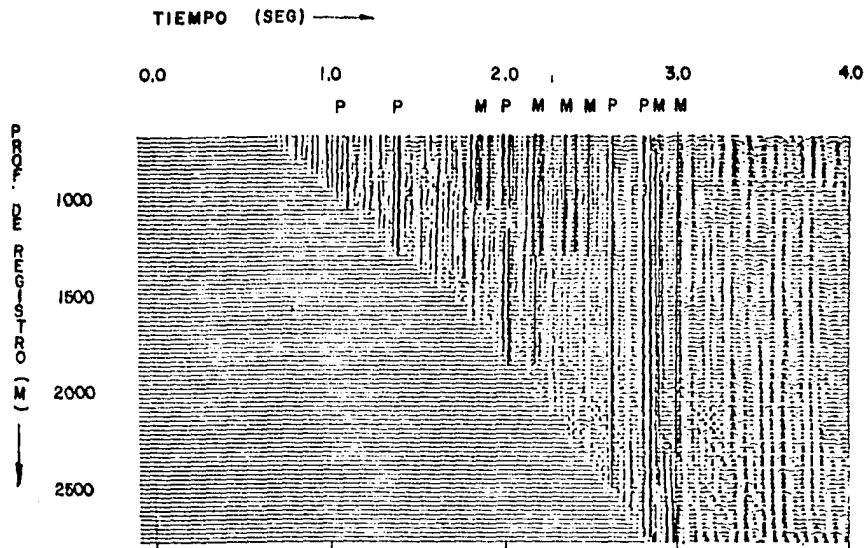
De los datos de los eventos descendentes se puede observar claramente que la reverberación del fondo marino tiene un período de 200 mseg y que la intensidad de los eventos a 1.0 y 3.0 seg indica la presencia de eventos múltiples de período largo.

En la figura No. 50 se exponen los mismos datos de la figura No. 49A pero se han marcado algunos de los eventos primarios y de sus múltiples asociados.

Por ejemplo, la serie de reverberaciones entre 2.18 y 2.5 seg que terminan directamente abajo donde el evento primario a 1.38 seg encuentra la curva de los primeros arribos ó la fuerte secuencia de eventos que principian a casi 2.8 seg. Donde el evento a 2.8 seg es una reflexión primaria y los eventos paralelos y debajo de ese evento son sus múltiples de período corto.

Con la ayuda de la información del tren de ondas reverberantes que proporciona el sismograma de los eventos descendentes, figura No. 49B, se diseñan los operadores de deconvolución que serán aplicados a los datos de los eventos ascendentes. El diseño y aplicación de los operadores de deconvolución se realiza traza por traza.

En la figura No. 51 se ilustran los sismograms de los eventos ascendentes antes y después de la operación de deconvolución y en el centro, el registro de velocidad del pozo. En el sismograma de los datos deconvolucionados se puede



P - EVENTO PRIMARIO  
M - EVENTO MULTIPLE

Figura No. 50 Identificación de eventos múltiples en los eventos ascendentes. (Despues de Kennett, Ireson y Conn, -- 1980).

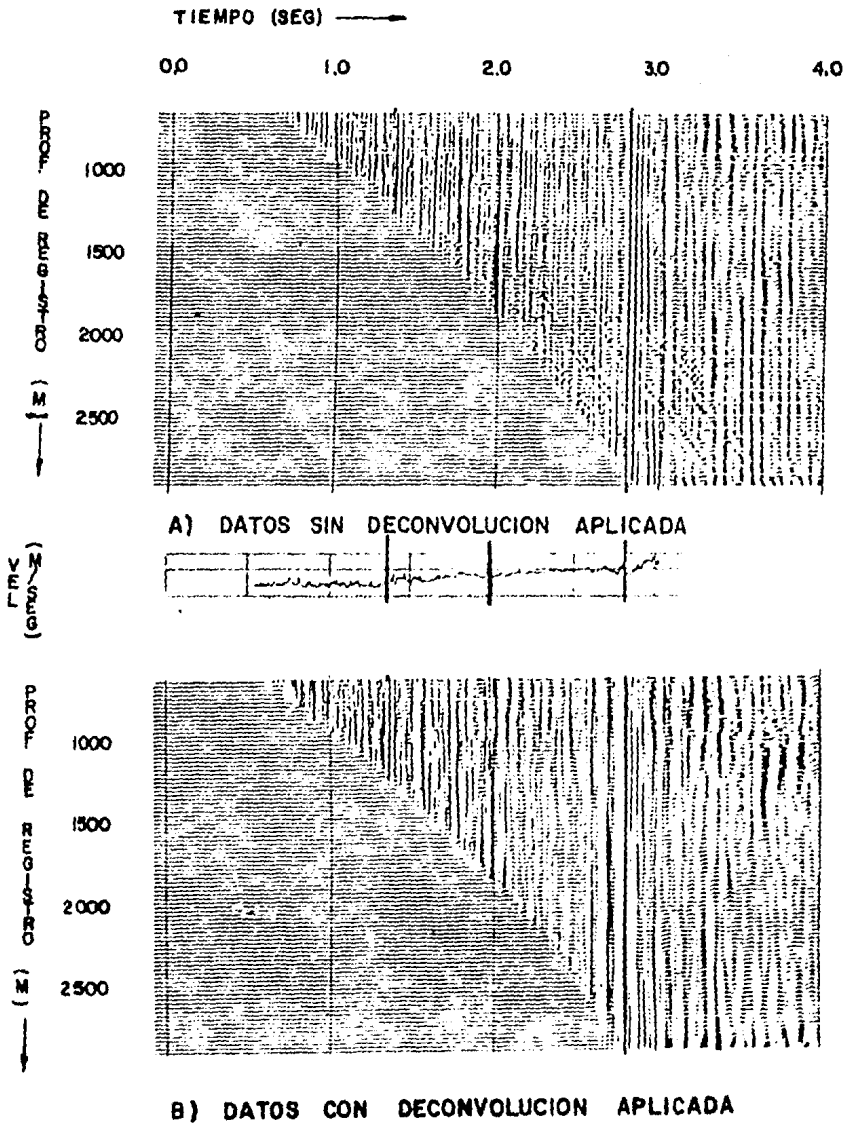


Figura No. 51 Eventos ascendentes antes y despues de la deconvolución. (Modificado de Kennett, Ireson y Conn, 1980).

observar una menor actividad de múltiples y una mejor correlación con el registro de velocidad.

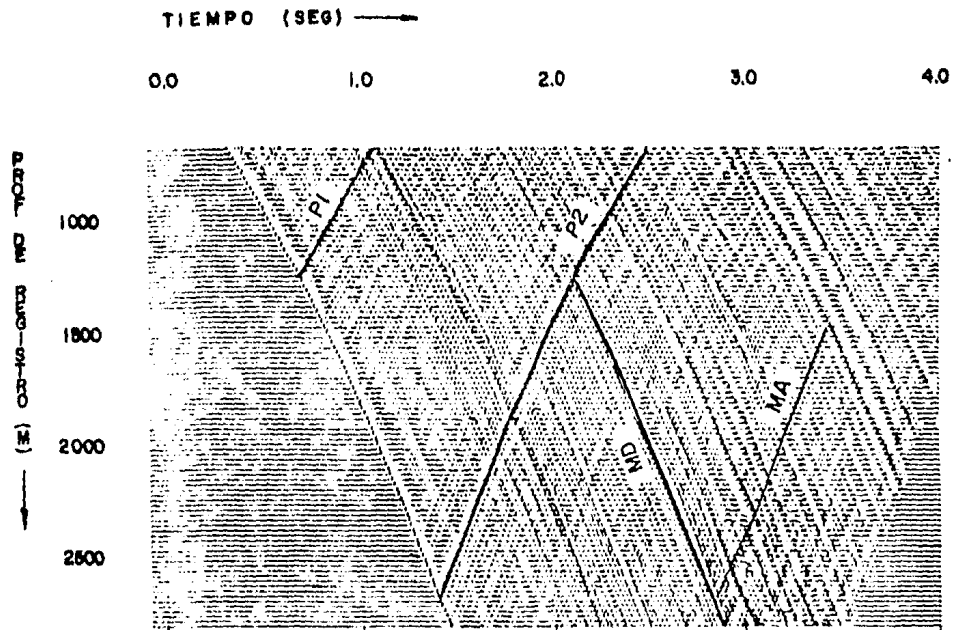
Usando técnicas especiales de deconvolución es posible separar reverberaciones con diferentes períodos. Lo que permitirá estudiar sus orígenes en la columna estratigráfica y sus efectos sobre los eventos primarios sin la confusión que causa la presencia de toda clase de múltiples en los datos.

En la figura No. 52 se expone el sismograma de la figura No. 48 de donde se han atenuado todos los múltiples con períodos menores de 600 mseg para destacar los eventos reverberantes de período largo.

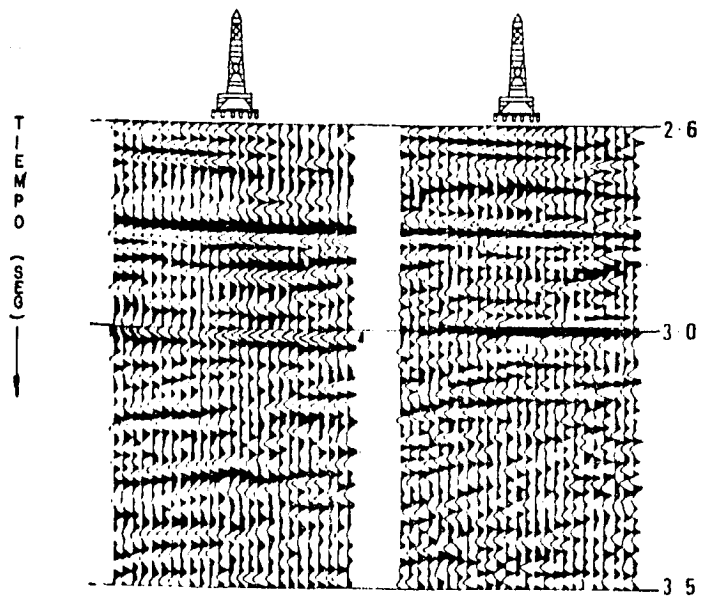
El conocimiento que proporciona el estudio del PSV acerca del patrón del sistema de múltiples permite diseñar un operador de deconvolución especial para ser aplicado a las trazas de una sección sísmica superficial cercana al pozo.

A la izquierda, en la figura No. 53 se ilustra una parte de una sección sísmica pasando por la localización del pozo que a sido procesado en forma convencional y, en el lado derecho, la misma sección pero que a sido procesada utilizando un operador de deconvolución diseñado a partir de los datos del PSV.

Como se puede observar las tendencias litológicas generales implicadas en los datos de la izquierda aún estan presentes en los datos de la derecha. La reverberación del fondo marino a menos de 3.0 seg se a eliminado en la figura de la derecha revelando la presencia de un evento que se correlaciona con una disminución fuerte de la velocidad en el re-



**Figura No. 52** Sismograma del Perfil Sísmico Vertical con múltiples de períodos menores que 600 msec atenuados. (Después de Kennett, Ireson y Conn, 1980).



FORMA CONVENCIONAL

OPERADOR DISEÑADO DE  
LOS DATOS DEL PSV.

Figura No. 53 Datos sísmicos superficiales deconvolucionados en forma convencional y con un operador diseñado de los del PSV. (Modificado de Kennett, Ireson y Conn, 1980).

gistro de velocidad.

#### IV.3 PREDICION DEL SUBSUELO ANTES DE LA BARRENA

La utilización de datos obtenidos de un PSV para realizar estimaciones de profundidad y velocidad de rocas abajo de la profundidad del pozo trae un gran beneficio en los casos donde los datos sísmicos superficiales es muy pobre y -- casi no existe información de pozos profundos que permitan -- llevar a cabo una interpretación profunda confiable del subsuelo.

En estos casos donde a lo más solamente se han obtenido datos superficiales de pobre calidad la técnica del PSV puede lograr datos muchos mejores debido a que los pozos profundos ofrecen un ambiente sísmicamente quieto en el registro de los datos.

Dentro de las preguntas que pueden ser contestadas por el conjunto de datos del PSV antes de que la barrena de perforación llegue a esos puntos del subsuelo, tenemos:

¿Existen reflectores adelante de la barrena?

¿Si es que existen? ¿A que profundidad se encuentran?

¿Cuales son las condiciones de las rocas?

En los casos donde se necesita saber si existen una ó -- varias interfases reflectoras bajo de la barrena. La técnica del PSV es una buena opción para satisfacer dicho conocimiento.

Por ejemplo, cuando se esta perforando un pozo profundo y se encuentra con sal durante la perforación surgen las --- preguntas: ¿El pozo de perforación a caído dentro de un domo



salino? ¿Es una capa de sal dentro de la estratigrafía del subsuelo?.

Estas preguntas han de ser contestadas para tomar la decisión de cambiar el equipo de perforación a una localidad más favorable ó bien seguir perforando para cruzar la capa de sal y encontrar la siguiente capa estratigráfica.

Una vez identificados los reflectores más abajo de la profundidad total de perforación se necesita determinar a qué profundidad se encuentran. La técnica del PSV permite hacer estimaciones de profundidad de dichos contactos.

Un método gráfico de estimación de profundidad del reflector es continuar las curvas tiempo-profundidad de los primeros arribos y del reflector de interés con la misma curvatura que exhiben en el cuerpo del sismograma.

El punto donde se cruzan las curvas de tiempo-profundidad prolongadas será la profundidad del reflector de acuerdo con la escala de profundidad de registro.

Esta estimación de profundidad es algo burda y dependerá de las suposiciones de velocidades de las curvas tiempo-profundidad de los primeros arribos y el reflector abajo de la posición más profunda del sistema de detección. A pesar de lo anterior, este método proporciona una buena estimación de profundidad.

Un ejemplo mostrando esta estimación gráfica de profundidad se puede observar en el sismograma del PSV de la figura No. 54. Aquí el intervalo entre posiciones es de 15.2 m (50'), la posición más profunda de detección de 2,438.4 m --

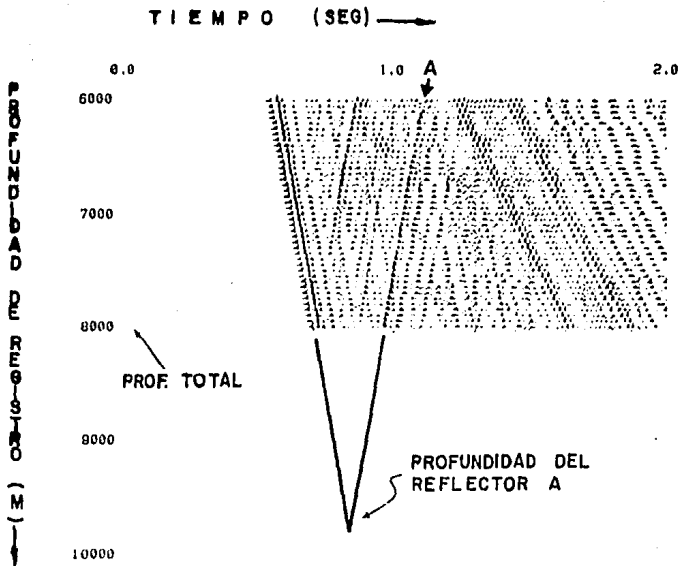


Figura No. 54 Método grafico de estimación de profundidad.  
(Despues de Hardage, 1983).

(8,000') y la más somera de 1,828.8 m(6,000').

De la intersección de las curvas tiempo-profundidad --- prolongadas se tiene que la profundidad estimada para el reflector A es de 3,002.3 m(9,850').

Existe otro método de estimación de profundidad usando los datos de la técnica del PSV más exacto y que permite --- efectuar estimaciones de velocidad de intervalo e impedancia acústica. Con las cuales se hacen inferencias de las condiciones de las rocas abajo de la profundidad total del pozo.

En este método se hace uso de la representación de la - reflexión primaria en la localización del pozo, libre de --- múltiples y ruido. Como la traza presentada varias veces en la figura No. 43.

Si  $O(t)$  representa la ondícula generada en la fuente de energía,  $R(t)$  la serie de coeficientes de reflexión de la -- columna estratigráfica y  $S(t)$  la respuesta de reflexión primaria de la columna estratigráfica, tenemos que:

$$S(t) = O(t) * R(t)$$

donde \* significa convolución.

De los datos del PSV se determina  $O(t)$  del campo de ondas descendentes y  $S(t)$  del campo de ondas ascendentes filtrado y deconvolucionado. Entonces calculamos la serie de -- coeficientes de reflexión, así:

$$R(t) = O^{-}(t) * S(t)$$

donde  $O^{-}(t)$  significa el inverso de  $O(t)$ .

Habiendo calculado los coeficientes de reflexión, la -- ecuación de los coeficientes de reflexión es invertida para

calcular la impedancia acústica. La ecuación es:

$$I_n = \frac{1 - R_n}{1 + R_n} \cdot I_{n-1}$$

donde el subíndice n denota la profundidad de las capas como una función del tiempo de registro.

Estos valores de impedancia acústica permiten hacer estimaciones de tipos de rocas, porosidad de roca, presión de poro y otras propiedades de rocas sensitivamente acústicas. En la figura No. 55 se muestran los resultados de este método para la traza presentada en la figura No. 43.

Suponiendo, normalmente, de que la densidad se mantiene constante a partir de la posición más profunda de registro -- se realizan estimaciones de velocidad de intervalo de acuerdo a la ecuación de impedancia acústica, o sea que:  $V_n = I_n / \rho_n$  donde  $\rho$  es la densidad.

Con estas velocidades estimadas y con los tiempos de -- viaje de los diferentes eventos de reflexión primaria se --- pueden calcular en forma más exacta la profundidad de las -- interfases de reflexión abajo de la profundidad total del -- pozo.

La confiabilidad de las estimaciones dependerá, como en todas las operaciones de procesado, de la calidad de los datos y de la validez de las suposiciones hechas durante el -- transcurso del método de inversión.

Se a observado que las estimaciones se hacen más imprecisas cuando la distancia de estimación es mayor. Estimaciones hasta 1,500 m abajo de la posición más profunda de detección son bastante confiables.

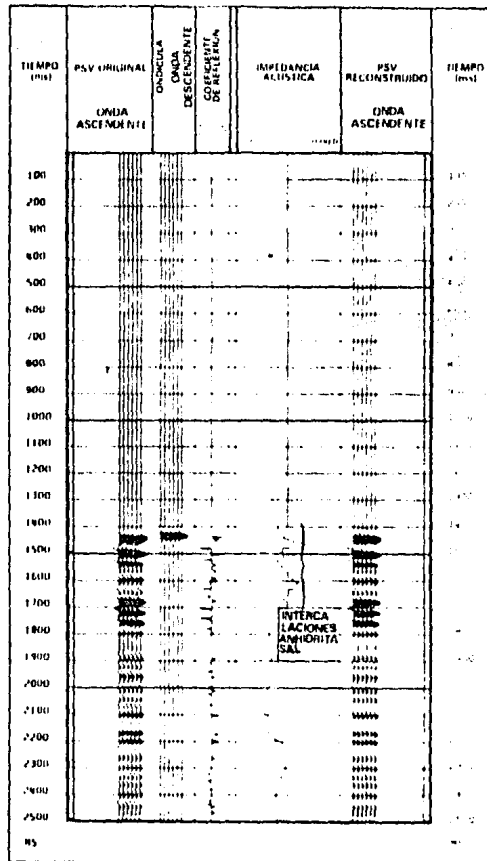


Figura No. 55 Estimación de la impedancia acústica a partir de los datos del Perfil Sísmico Vertical. (Modificado de Schlumberger, 1984).

No obstante lo anterior, las estimaciones serán más exactas que las realizadas con datos sísmicos superficiales -- debido a un mayor conocimiento de la ondícula de entrada, -- una mejor relación señal a ruido de los registros, una máxima supresión de eventos múltiples y un espectro de frecuencias más amplio de las ondículas registradas.

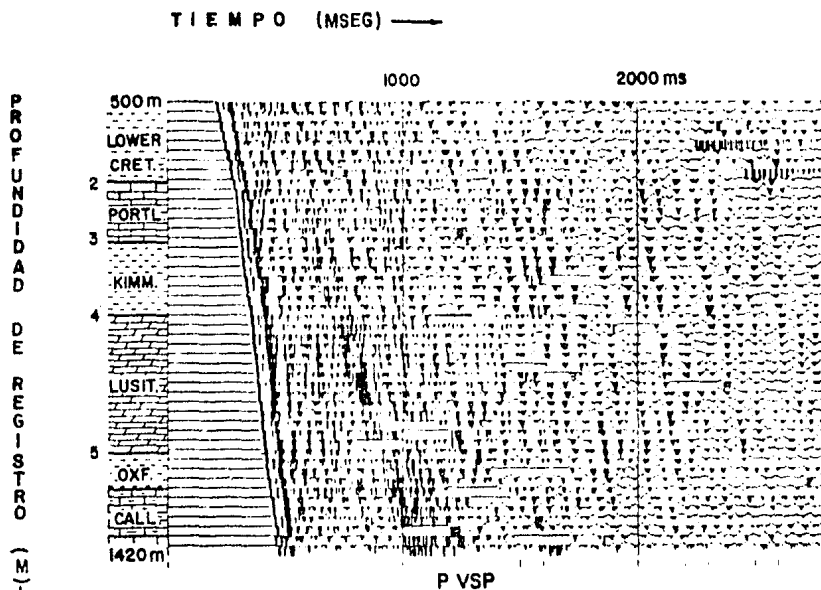
#### IV.4 ESTUDIOS COMBINADOS DE ONDAS P Y ONDAS S

En la búsqueda de yacimientos de hidrocarburos en trampas estratigráficas es necesario utilizar todas las medidas que sean sensibles a la litología, porosidad, fracturamiento y fluido de poro. En este aspecto, los datos de tres componentes de la técnica del PSV proporcionan un buen caudal de información útil.

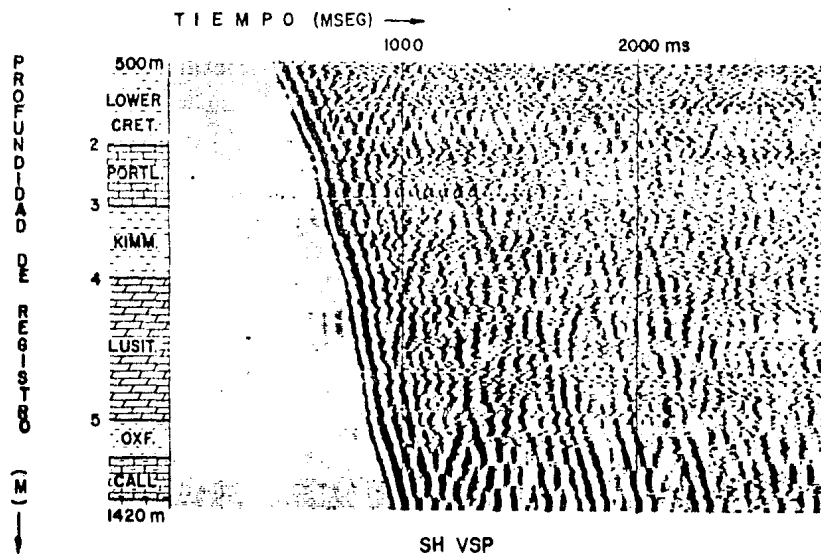
En la figura No. 56 se ilustran los sismogramas de ondas compresionales y de ondas transversales de un PSV. Realizando una edición de los primeros quiebres en ambos sismogramas construimos las curvas tiempo-profundidad para las ondas P y las ondas S, que son expuestas en la figura No. 57.

La escala de tiempo fue dividida por aproximadamente 2.16 en el caso de las ondas transversales. Calculando la relación  $\gamma_t = t_p/t_s$ , para las cinco principales unidades estratigráficas se ve que concuerdan correctamente. Siendo mayor que 0.5 para las unidades estratigráficas compactas y menor que 0.5 para las unidades formadas de arenas y areniscas. De donde tenemos que el parámetro  $\gamma_t$  es sensible a la litología.

Realizando el calculo de las velocidades de intervalo a partir de las curvas tiempo-profundidad, obtenemos los re---



ONDAS COMPRESIONALES



ONDAS TRANSVERSALES

Figura No. 56 Sismogramas de ondas compresionales (P) y ondas transversales (S). (Despues de Omnes, 1980).

registros de velocidad de intervalo de ondas P ( $V_p$ ) y de las ondas S ( $V_s$ ) que son expuestos en la figura No. 58.

Note que la escala de los registros es logarítmica y -- que la velocidad de intervalo transversal es más sensible a los cambios litológicos que la velocidad de intervalo compresional.

Un parámetro que es derivado de las velocidades de intervalo es  $\delta_v = V_s/V_p$ , también graficado en la figura No. 58. El cual es bastante sensible a la litología, fracturamiento y efectos de anisotropía de velocidad.

Otros dos parámetros útiles en estudios estratigráficos que son derivados de las velocidades de intervalo son:

$$G/\rho = V_s^2 \quad ; \quad K/\rho = V_p^2 + \frac{3}{4} V_s^2$$

Donde  $\rho$  es la densidad, G el módulo de rigidez y K el módulo de incomprensibilidad. Los registros de estos parámetros se ilustran en la figura No. 59. Donde se observa que el registro  $G/\rho$  muestra una fuerte correlación con la litología.

La rigidez es el parámetro cuantitativo que mejor corresponde al fenómeno geológico conocido como cementación y el módulo de incomprensibilidad puede ser considerado como una aproximación de la compactación. Así, teniendo un registro de densidad disponible se pueden obtener las variaciones con la profundidad reflejando las evidencias geofísicas de esos fenómenos geológicos.

Todos los parámetros obtenidos con esas medidas de velocidad del estudio del PSV pueden ser llevados a cabo con velocidades de ondas P y ondas S determinadas de datos de --



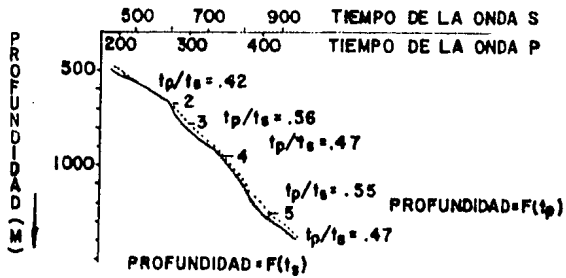


Figura No. 57 Curvas tiempo-profundidad de las ondas P y S.  
(Modificado de Omnes, 1980.)

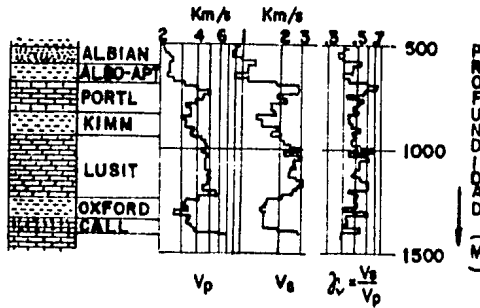


Figura No. 58 Registros de velocidad de intervalo  $V_p$  y  $V_s$   
y del parámetro  $\lambda/v_s$  (Despues de Omnes, 1980).

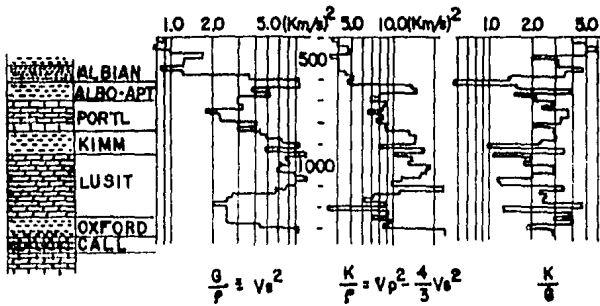


Figura No. 59 Registros de rigidez/densidad, incompresibilidad/densidad e incompresibilidad/rigidez. - (Modificado de Omnes, 1980).

reflexión registrados superficialmente. De modo que, la interpretación de las condiciones geológicas obtenida de ---- ellas sea hecha para grandes extensiones del subsuelo.

En el cálculo de los parámetros de los registros anteriores unicamente se utilizan los primeros quiebres de los sismogramas de las ondas P y las ondas S. Sin embargo, el -- resto del cuerpo del sismograma y la correlación entre ellos proporciona un conocimiento del proceso de conversión de --- energía compresional a energía transversal ó viceversa. Conocimiento que ayudará a entender más ampliamente las leyes gobernando dicha conversión de energía y, además, la posibilidad de obtener un parámetro para la detección directa de - hidrocarburos.

## CONCLUSIONES

En la actualidad en Mexico, la metodología del PSV se lleva a cabo con la técnica de campo de fuente fija y "offset" cero y siendo su objetivo principal y limitado a la predicción de horizontes reflejantes por debajo de la barrena. Esta información es utilizada unicamente para apoyar las decisiones de los trabajos de perforación de un pozo.

De los resultados de las investigaciones realizadas con el PSV en diferentes localidades en el país, se puede decir que los errores de predicción de horizontes han estado dentro de la tolerancia permitida; por lo que, la metodología del PSV a cumplido favorablemente con el objetivo que le fué impuesto.

Sin embargo, con la aplicación de una secuencia de procesamiento, como la expuesta en este trabajo, y un poco más de esfuerzo en la fase de interpretación es posible obtener información adicional sobre las propiedades del subsuelo cercano al pozo. Conocimiento tal que será muy útil en los trabajos de exploración en la búsqueda de yacimientos de hidrocarburos, particularmente, al apoyar la sismoestratigrafía.

En particular sabemos que con los datos del PSV con fuente fija y "offset" cero se pueden estimar las velocidades de las formaciones del subsuelo. Estos valores tienen un amplio potencial para ser utilizadas en las fases de proce-

samiento e interpretación de datos sísmicos superficiales. - Se podría decir que tal estimación de velocidades se obtiene a un menor costo económico con un levantamiento para análisis de velocidades. Sin embargo, el trabajo de campo adicional y el costo económico extra para realizar el PSV son compensados con una estimación de velocidades más exacta y confiable y con una mayor resolución que aquella obtenida con el levantamiento para análisis de velocidades. Además, que el conjunto de datos del PSV obtenido tienen otras aplicaciones dentro de los trabajos en la búsqueda de hidrocarburos. Por lo tanto, es más recomendable llevar a cabo un PSV con fuente fija y "offset" cero en lugar de un levantamiento para análisis de velocidades.

Con la traza sísmica compuesta representativa del patrón de reflexión primaria obtenida de los datos del PSV. -- Se puede llevar a cabo una correlación entre los datos del pozo y las secciones sísmicas de reflexión continua. Ayudando a la identificación de los eventos de reflexión primaria de entre los eventos múltiples ó proporcionar información -- sobre los horizontes reflejantes que no han podido ser identificados con los datos sísmicos superficiales. Entonces, -- con la información total del PSV del pozo y su distribución vertical, tomada como apoyo, se pueden fijar las escalas -- verticales y su extensión lateral a lo largo de las secciones acústicas continuas a partir de esos pozos.

En otras circunstancias, en producción de hidrocarburos, llevando a cabo el PSV en pozos productores de hidrocarburos

es posible adquirir la forma de la ondícula testigo portando las características del evento de reflexión del horizonte -- productor en el pozo. Dicha forma de onda es entonces comparada con las correspondientes ondículas obtenidas con los -- datos sísmicos superficiales del mismo horizonte. Esta comparación aporta una gran ventaja para determinar otras localizaciones de posibles yacimientos y con ello la ubicación -- de pozos con posibilidades de producción. Esto es bastante -- útil en Mexico, ya que las acumulaciones de hidrocarburos -- ocurren con frecuencia en algunas áreas que estan altamente afalladas ó en los irregulares lentes de arena de un paquete sedimentario. Así mismo, con un desarrollo más amplio del -- PSV y la sismoestratigrafía se puede investigar la natural -- existencia de las rocas transportadoras y generadoras de hidrocarburos; de acuerdo a las nuevas aplicaciones potenciales.

En particular, la exploración en aquellas áreas de Mexico donde los eventos múltiples no han permitido obtener -- datos de reflexión primaria de buena calidad, un estudio del PSV permitirá identificar y analizar el sistema de horizontes -- generador del patrón de múltiples. A partir del cual se diseña un operador de deconvolución que se aplique en la fase de procesamiento de datos sísmicos superficiales para -- eliminar los eventos múltiples y poder realizar una interpretación más satisfactoria de las secciones sísmicas de reflexión continua.

Las aplicaciones tanto del PSV dentro de los estudios --

conjugados de ondas P y ondas S como de la detección directa de hidrocarburos se encuentran en la fase de experimentación. Las cuales en un futuro próximo incrementarán el potencial de aplicación de la metodología del PSV en los trabajos de búsqueda de yacimientos de hidrocarburos en Mexico.

Las aplicaciones del PSV dentro de la industria Petro-- lera mencionados hasta aquí, se refieren unicamente a las de la técnica de campo de fuente fija y "offset" cero. Sin embargo, el potencial de aplicación de la metodología del PSV también se incrementa con la versatilidad del método con las variantes de técnicas de campo.

Así tenemos que la metodología del PSV permite conocer las condiciones del subsuelo alrededor del pozo, localizar fallas, facies y cambios de facies laterales en un horizonte específico. Siendo esta la información necesaria en la localización y delimitación de yacimientos de hidrocarburos, para tener conocimiento de como el subsuelo afecta los eventos de refracción en su viaje a través de él y estudiar el cambio de los eventos de reflexión primaria con la distancia de la fuente al pozo.

Además, el método permite recabar información del subsuelo en un pozo desviado donde los registros geofísicos casi no existen, también permite conocer las condiciones estructurales y estratigráficas por debajo del eje desviado del pozo en una forma más detallada que los datos sísmicos superficiales y ayuda a realizar evaluaciones de los procesos de recuperaciones secundarias en un yacimiento de hidrocarburos.

Debido a la información precisa acerca de las condiciones geológicas del subsuelo proporcionada por el PSV con --- fuente fija y "offset" cero, la realización de este es una buena inversión. Ya que ofrece un gran apoyo a los trabajos de exploración sísmica superficial y a los de perforación en la búsqueda de hidrocarburos. En otras palabras, tomando en consideración que la exactitud, resolución y confiabilidad de los resultados del PSV lo cual supera a las obtenidas con las secciones sísmicas continuas; estas mediante la integración del PSV, enriquecen la interpretación sismoestratigráfica.

Así, en estos tiempos en que los costos de los trabajos en la búsqueda de hidrocarburos aumentan día a día y los yacimientos se encuentran más profundos ó se manifiestan en formas más sutiles en los datos sísmicos, es necesario echar mano de toda la información del subsuelo para asegurar las posibilidades de éxito. En este aspecto, las técnicas del PSV ofrecen buenas aportaciones y justifican su utilización mediante su integración.

Por lo tanto, es muy recomendable integrar la metodología del Perfil Sísmico Vertical dentro de los trabajos en la búsqueda de hidrocarburos, aunque ya lo ha comenzado hacer la Industria Petrolera Mexicana, en forma limitada. Sin embargo, es necesario extraer toda la información que proporcionan los datos del PSV en vista de que promete relevantes contribuciones a los otros métodos de exploración, la perforación de pozos e inclusive en la producción, es decir, en recuperaciones secundarias.



## BIBLIOGRAFIA

- Balch, A. H., Lee, M. W., Miller, J. J. and Ryder, R. T., --  
1982, The use of vertical seismic profiles in seismic -  
investigations of the earth : Geophysics, v-47, No. 6,  
pag. 906-918.
- Cassell, Bruce, 1984, Vertical seismic profiles - an intro--  
duction : First Breaks, November, pag. 9-18.
- Chun, J. H., Stone, D. G. and Jacewits, C. A., 1982, Extra--  
polation and interpretation of VSP data : Presented at  
the 52nd Annual Meeting of the Society of Exploration -  
Geophysics, Dallas, Texas.
- Demidenko, Yu. B., 1965, Vertical seismic profiling : Tra--  
ducción, International Geology Review, v-11, No. 7, ---  
pag. 803-834.
- DiSena, J. P., Gaiser, J. E. and Corrigan, D., 1981, Three -  
component vertical seismic profiles : orientation of --  
horizontal components for shear wave analysis : Presen-  
ted at the 51st Annual Meeting of the Society of Explo-  
ration Geophysics, Los Angeles, California.
- DiSena, J. P., Byun, B. S. and Fix, J. E., 1981, Vertical --  
seismic profiling a processing and analysis case study.
- Dobrin, M. B., 1976, Introduction to geophysical prospecting  
: MacGraw-Hill Company, New York, 630 pag.
- Gal' perin, E. I., 1973, Vertical seismic profiling : Tulsa  
SEG special publication No. 12.

- Gilpatriak, R. D. and Pepper, R. E. F., 1982, Seismic reflector identification from velocity surveys : Presented at the 35th Annual Midwestern Meeting of the Society of Exploration Geophysics, Oklahoma, Oklahoma.
- Hardage, B. A., 1983, Vertical seismic profiling : Geophysical Press, London-Amsterdam.
- Hubbard, T. P., 1980, Deconvolution of surface recorded data using vertical seismic profiles : Presented at the 49th Annual Meeting of the Society of Exploration Geophysics New Orleans, Louisiana.
- Kan, T. K. Carrigan, D. and Huddleston, P. D., 1981, Attenuation measurement from vertical seismic profiles : Presented at the 51st Annual Meeting of the Society of Exploration Geophysics, Los Angeles, California.
- Kanasewich, E. R., 1973, Time sequence analysis : The University of Alberta Press, Edmonton, Alberta, Canada.
- Lugo L. A., 1985, Comunicación personal.
- Kennett, P. and Ireson, R. L., 1980, Vertical seismic profiling, recent advances in techniques for data acquisition, processing and interpretation : Presented at the 47th Annual Meeting of the Society of Exploration Geophysics, Calgary, Alberta.
- Kennett, P., Ireson, R. L. and Conn, P. J., 1980, VSP : their applications in exploration geophysics : Geophysical Prospecting, v-28, pag. 676-699.
- Kennett, P. and Ireson, R. L., 1981, The VSP as an interpretation tool for structural and stratigraphic analysis :

Presented at the 43rd Meeting of the European Association of Exploration Geophysicists, Venice, Italy.

- Lash, C. C., 1982, Investigation of multiple reflections and wave conversion by means of a vertical wave test (vertical seismic profiling) in southern Mississippi : Geophysics, v-47, No. 7, pag. 977-1000.
- Lee, M. W. and Balch, A. H., 1983, Computer processing of -- vertical seismic profile data : Geophysics, v-48, No. 3 pag. 272-287.
- Lines, L. R., Bourgeois, A. and Covey, J. D., 1984, Traveltime inversion of offset vertical seismic profiles-a feasibility study : Geophysics, v-49, No. 3, pag. 250-264.
- Omnes, G., 1978, The vertical seismic profile : a bridge -- between velocity logs and surface seismograms : Presented at the 53rd Annual Fall Technical Conference and -- Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME Houston, Texas.
- Omnes, G., 1980, Logs from P and S vertical seismic profiles Journal of Petroleum Technology, October.
- Schlumberger, 1984, Evaluacion de formaciones en México, Congreso de la WEC México. (Departamento de Geofísica).
- Seeman, B. and Horowicz, L., 1983, Vertical seismic profiling : separation of upgoing and downgoing acoustic waves in a stratified medium : Geophysics, v-48, No. 5, pag. 555-568.
- Spencer, T. W., Sonnad, J. R. and Butler, T. M., 1982, Seismic Q - stratigraphy or dissipation : Geophysics, v-47,

- No. 1, pag. 16-24.
- Stewart, R. R., Huddleston, P. D. and Kan, T. K., 1984, Seismic versus sonic velocities : a vertical seismic profiling study : Geophysics, v-49, No. 8, pag. 1153-1168.
- Stone, D. G., 1982, Prediction of depth and velocity on VSP data : Presented at the 52nd Annual Meeting of the Society of Exploration Geophysics, Dallas, Texas.
- Wyatt, K. D., 1980, Calculation and applications of the synthetic vertical seismic profile : Presented at the 50th Annual Meeting of the Society of Exploration Geophysics Houston, Texas.
- Wyatt, K. D. and Wyatt, S. B., 1981, The determination of subsurface structural information using the vertical seismic profile : Presented at the 51st Annual Meeting of the Society of Exploration Geophysics, Los Angeles, California.
- Wyatt, K. D. and Wyatt, S. B., 1982, Downhole vertical seismic profile survey reveals structure near borehole : Oil and Gas Journal, October, pag. 77-82.