



**CONSULTORES Y CONTRATISTAS
DE
GEOLOGIA Y GEOFISICA**

Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A.

RIO BALSAS 101 8º.PISO APDO. POSTAL 5-255

MEXICO 5, D. F.

TELS. 533-62-46

COMPAÑIA MEXICANA AEROFOTO, S. A.



ESPECIALIDADES

Cartografía
Catastro urbano y rural.
Cálculo electrónico.
Diseño fotogramétrico electrónico
de obras de Ingeniería.
Estudios preliminares
Fotointerpretación.
Fotografía aérea: pancromática,
Infrarroja y a color.
Fotografía comercial aérea
Fotomurales.
Levantamientos fotogramétricos.
Localización de obras.
Mosaicos fotográficos.
Programación electrónica.
Topografía

132 empleados especializados.

EQUIPO

1 Avion Queen Air A-80 Mat. XB-XAK	4 Cámaras de Reproducción
1 Avion Riley Rocket. Mat. XB-SAR	3 Unidades de Telurómetro MRA-3
1 Avion Beech Craft Mat. XB-VIG	4 Teodolitos Wild T-2
2 Aviones Piper Aztec Mat. XB-MOJ y NOO	2 Niveles automáticos Wild NAK-2
1 Avion Cessna 185 Mat. XB-TIS	4 Camionetas doble tracción
Unidad Central de Proceso IBM. 1131	2 Autógrafos Wild A-7 con Registradora de coordenadas
Lectora-perforadora de tarjetas IBM. 1442	1 Estereo cartógrafo Wild A-8
Unidad Impresora IBM. 1132	1 Autógrafo Wild A-9
1 Cámara Fotogramétrica Zeiss MRK-A	4 Autógrafos Wild B-8
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-9	1 Balplex 760, de 7 proyectores
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-8	2 Kelsh K-5, de 4 proyectores c u.
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-5	3 Kelsh K-1, de 2 proyectores c u.
3 Cámaras Fairchild	2 Multiplex de 8 proyectores c u.
4 Cámaras para fotografía oblicua	
6 Cámaras Rectificadoras	

DIRECCION

11 de Abril N.º 338 esquina con Pestalozzi Cal Escandón
Teléfono 516-07-40
Cable: AEROFOTO, MEXICO MEXICO 18, D.F.
Servicios Aéreos Ave Santos Dumont N.º 212

Schlumberger

SCHLUMBERGER SURENCO, S. A.

AGENCIA EN MEXICO

Bahia de San Hipólito 56-Desp. 302

Tel. 250-62-11

MEXICO 17, D.F.

**GEOFISICOS CONSULTORES PARA
PETROLEOS MEXICANOS**



***Seismograph Service Corporation
of Mexico***

**RIO TIBER 50-101 MEXICO 5, D.F.
TELEFONOS : 514-47-94 514-47-96**

**SUBSIDIARIA DE
SEISMOGRAPH SERVICE CORPORATION
6200 East 41st. St. • Box 1590 • Tulsa, Oklahoma, U.S.A.**

ESPECIALIZADOS EN :

**SERVICIO DE
GEOFISICA**

- Levantamientos :**
- Sismológicos
 - Gravimetricos
 - Magnetométricos
 - Procesado de Datos Magnéticos
 - LORAC - Levantamiento Electrónico

**SERVICIO DE
REGISTRO DE POZOS**

- Registros para Evaluación de Formaciones
- Registros de Pozos de Producción
- Servicio de Terminación Permanente
- Registro Continuo de Velocidad

C A A , S.A.

EXPLORACION

Y

PERFORACION

Bruselas No. 10 3^{er}. Piso

Tel. 546-63-77

MEXICO 6, D. F.

BOLETIN

de la

Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración

S U M A R I O

**Principios Básicos para el Procesado
Digital de Datos Sísmicos.**

Segunda Parte

Por: Ing. Héctor Palafox R.

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

MESA DIRECTIVA PARA EL PERIODO 1974-1976

Presidente: Ing. Raúl Silva Acosta
Vicepresidente: Ing. Felipe Neri España
Secretario: Ing. Andrés Ramírez Barrera
Tesorero: Ing. David Juárez T.
Editor: Ing. Antonio Deza Suárez
Vocales: Ing. Fabián C. Chavira
Ing. Raymundo Aguilera
Ing. Rafael Chávez Bravo
Ing. Luis Madrigal U.
Ing. Héctor Palafox R.

Presidente saliente: Ing. Antonio C. Limón

Este boletín no se hace responsable de las ideas emitidas en los artículos que se publiquen, sino sus respectivos autores.

Este boletín se publica cada tres meses y se distribuye gratuitamente a los socios.

Cuota anual para miembros de la AMGE	\$ 200.00
Subscripción anual (no socios)	\$ 250.00
Números sueltos	\$ 75.00

Para todo asunto relacionado con el boletín: manuscritos, asuntos editoriales, subscripciones, descuentos especiales a bibliotecas públicas o Universidades, publicaciones, anuncios, etc., dirigirse a:

ING. ANTONIO DEZA S .
Apdo. Postal 53-077
México 17, D.F.

Imprenta VERDIGUEL
Mar de Japón 39-A
México 17, D.F.
Tel. 527-42-68

PRINCIPIOS BASICOS PARA EL PROCESADO DIGITAL DE

DATOS SISMICOS. *

SEGUNDA PARTE.

Por: Ing. Héctor Palafox R. **

6.- FILTROS.

Hablando en forma general, un filtro puede considerarse como un medio para separar parcialmente las componentes de una mezcla. Entre más grandes son las diferencias entre componentes, su separación por filtrado es mejor y contrariamente entre más parecidas sean las componentes es más difícil su separación.

En sismología, las vibraciones que arriban y son grabadas, provienen de diferentes fuentes de energía viajando por diferente trayectorias en la tierra. Algunas de estas vibraciones son consideradas como señales y algunas como ruidos. El problema es determinar cual es cual, y separar la señal del ruido y en este caso el empleo de los filtros son de gran ayuda en el procesado de los datos registrados.

* Artículo presentado dentro del 1er. Tomo del Curso de - Entrenamiento sobre Principios de Grabación y Procesado Digital de Datos Sísmicos preparado por el Ing. Héctor Palafox para la Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A., en el año de 1974.

** Centro de Procesamiento Geofísico. I.M.P.

Hay dos clases principales de filtros:

- a).- Filtros de frecuencia.
- b).- Filtros óptimos.

Los filtros de frecuencia son diseñados sobre una base arbitraria para dejar pasar ó rechazar ciertos componentes de frecuencia de una señal. Al mismo tiempo, la fase característica debe seguir ciertos requisitos.

Los filtros de frecuencia pueden ser aplicados en forma analógica ó en forma digital. Los filtros analógicos convencionales, los cuales son contruídos de inductancia y capacitancia son filtros de frecuencia. Por otro lado, los filtros de frecuencia digitales, pueden ser diseñados con las mismas ó mejores características, tales como: fase Cero, alta linealidad y -- amplio rango dinámico de señales etc., y aplicarlos en forma numérica en el dominio del Tiempo ó en el de las frecuencias.

En el proceso sísmico algunos de los ruidos grabados, tales como: ondas superficiales y ruido de viento, tienen componentes de frecuencia muy notorias y pueden ser atenuadas -- basándose en su contenido de componentes de frecuencia. También, puede haber ruidos de frecuencias específicas; tales como los 60 ciclos de interferencias de líneas de alimentación, los cuales pueden ser filtrados por filtros de paso de banda angosta. Sin embargo filtros de frecuencia, ó esos de paso de banda, son de valor relativamente limitado cuando el ruido y la señal tienen substancialmente la misma frecuencia. En este caso, la separación debe ser hecha bajo otra base y con otras características -- basándose en la teoría de las comunicaciones, de la cual, tomando en cuenta la naturaleza y composición de la señal y el ruido, se puede construir un filtro óptimo para hacer resaltar la relación de señal a ruido (Silverman, 1967).

Los filtros de frecuencia son diseñados sobre una

base arbitraria sin hacer referencia a la relación de señal a ruido, y sin referencia a la efectividad del filtro. El filtro óptimo es diseñado en alguna base de funcionamiento óptimo para mejorar la relación señal-ruido, aún cuando el ruido tenga la misma frecuencia que la señal útil.

Ejemplos de filtros óptimos pueden considerarse:

El apilado horizontal.

El apilado vertical.

Arreglos de pozos y detectores en la observación de campo.

Los filtros de velocidad.

Procesos de acentuación de señal, etc.

Los filtros óptimos pueden ser analógicos ó digitales, pero la flexibilidad y facilidad de aplicación es superior en los digitales y en algunos casos es prácticamente imposible -- llevarlos a cabo en forma analógica.

La diferencia principal entre la clase de filtrado que se emplea en los nuevos filtros digitales óptimos de proceso y los filtrados analógicos convencionales es que en el procesamiento analógico, el circuito electrónico ensamblado, ó filtro, es diseñado en una base arbitraria y es aplicado en forma separada a cada traza sísmica. Normalmente sus características son diseñadas para una traza promedio y el filtro generalmente es empleado para todas las trazas en un sismograma y para muchos sismogramas.

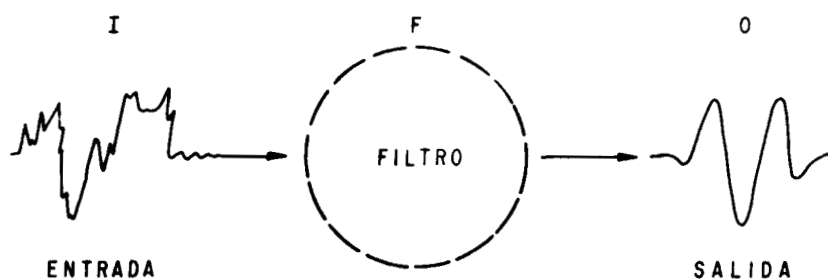
En los nuevos filtros óptimos, los operadores de filtro pueden ser diseñados de acuerdo con el carácter de la señal y ruido en cada una de las trazas del record por ser procesado. En otras palabras antes de que una traza sea filtrada, el carácter de ruido puede ser determinado y el filtro óptimo puede ser diseñado para remover el ruido de un carácter en particular -- para una traza particular.

6.1.- Características de los filtros.

En la figura 17 se muestra en forma esquemática un Filtro de Señales el cual puede ser un circuito electrónico (Filtro Analógico), ó un programa Digital u Operador (Filtro Digital), el cual actúa sobre la señal de entrada en forma digital proporcionando una señal digital filtrada en su salida.

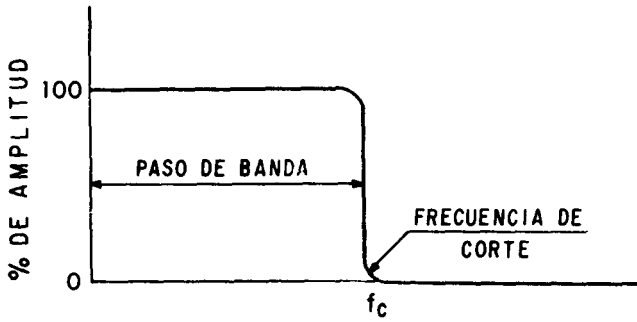
Cada filtro tiene una "característica" la cual da a conocer su modo de operación ya sea en el dominio de las frecuencias ó en el dominio del tiempo. Por ejemplo: un filtro pasa bajos ideal; tiene una característica (figura 18), - el cual indica que todas las frecuencias abajo de un valor -- particular, la frecuencia de corte, no son atenuadas (esto es en forma ideal), mientras las frecuencias arriba de la frecuencia de corte son fuertemente atenuados. La figura 18 muestra el espectro de amplitud en el dominio de las frecuencias que es la respuesta en amplitud y frecuencia de un filtro. La figura 19 muestra el espectro de fase de un filtro ideal. Este presenta el desfaseamiento de las señales pasando a través de un filtro en función de la frecuencia. Estas dos características, amplitud y fase, describen completamente la acción del -- filtro en función de la frecuencia de las señales, las cuales pueden ser aplicadas en estos casos. Estas características se dicen estar aplicadas en el dominio de las frecuencias, puesto que ellas expresan los efectos de amplitud y fase en términos de la frecuencia (Silverman, 1967).

También es posible expresar las características de un filtro en el "dominio del tiempo". Esto se puede observar en la figura 20 en el cual el filtro F tiene una señal de entrada I de forma "impulsional unitaria ó de pico". La salida O es la señal de salida en el filtro correspondiente a la señal impulsional unitaria de entrada. Esta salida, (figura 21) es llamada la "respuesta impulsional" del filtro y su ampli

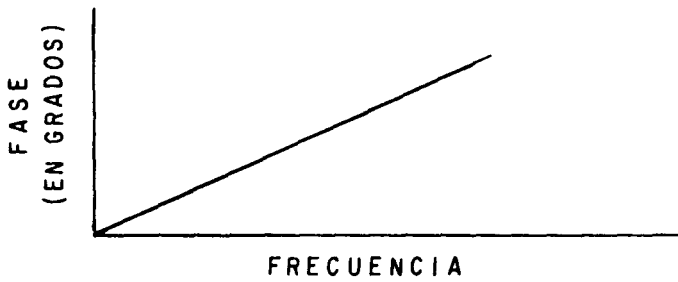


FILTRADO DE UNA SEÑAL

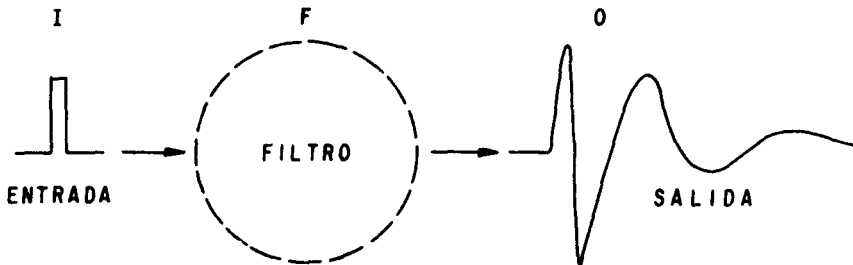
FIGURA 17



ESPECTRO DE AMPLITUDES DE UN FILTRO PASA BAJOS

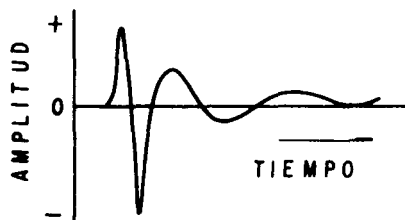
FIGURA 18

ESPECTRO DE FASE DE UN FILTRO

FIGURA 19

FILTRADO EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

FIGURA 20



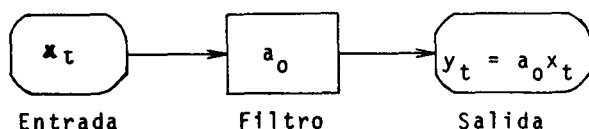
RESPUESTA IMPULSIONAL
CARACTERISTICA DE UN FILTRO

FIGURA 21

tud que es expresada en función del tiempo, es la respuesta --- característica del filtro en el dominio del tiempo. La respuesta impulsional del filtro es frecuentemente llamada "operador".

6.2.- Filtrado Digital.

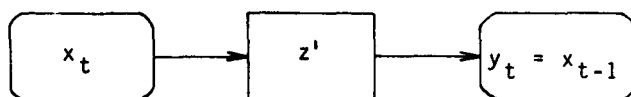
Un filtro digital está representado por una secuencia llamados coeficientes de peso, el caso más simple es el filtro constante en el cual se tiene un coeficiente de peso constante a_0 , su acción puede representarse en el siguiente diagrama a bloques (Robinson y Treitel - 1964; Marines 1973).



suponiendo que x_t es la secuencia de números mostrada en la siguiente tabla y que $a_0 = \frac{1}{2}$ entonces se tiene

	t	0	1	2	3	4	5	6	7
Señal de entrada	x_t	16	8	-4	4	14	2	8	0
Salida	$y_t = 1/2 x_t$	8	4	-2	2	7	1	4	0

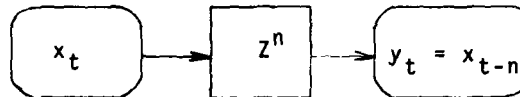
un filtro retrasador unitario es un filtro sencillo el cual produce una unidad de tiempo de retraso en la salida, este filtro se representa por Z^1 , es claro que Z^2 representará 2 unidades de tiempo de retraso y así sucesivamente Z^n representará n unidades de tiempo de retraso, se muestra en seguida el filtro retrasador unitario



es decir, $y_1 = x_0$, $y_2 = x_1$, $y_3 = x_2$, $y_n = x_{n-1}$

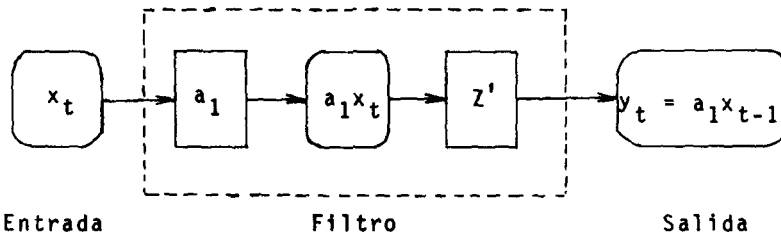
t	0	1	2	3	4	5	6	7
x_t	16	8	-10	4	14	2	0	
$y_t = x_{t-1}$		16	8	-10	4	14	2	0

y para el filtro retrasador n unidades se tiene



en donde para $n = 0$ se tiene el filtro identidad ó de transmisión pura, ya que $Z^0 = 1$

La combinación de un filtro constante a_1 en cascada con un filtro retrasador unitario Z da el filtro $a_1 Z$ como se muestra en seguida.

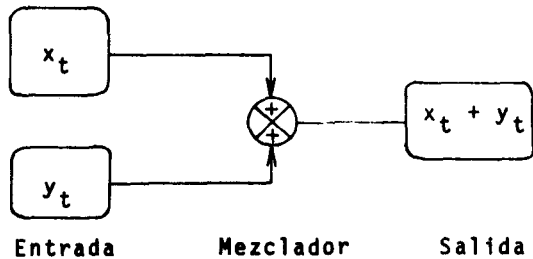


suponiendo que $a_1 = \frac{1}{4}$

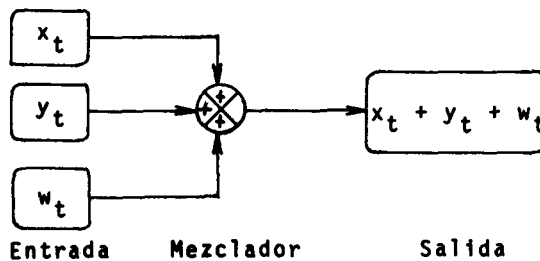
t	0	1	2	3	4	5	6
Señal de entrada x_t	10	20	10	0	-10	0	
Salida $a_1 x_t$	2.5	5	2.5	0	-2.5	0	
$y_t = a_1 x_{t-1}$		2.5	5	2.5	0	-2.5	0

este filtro podría representarse como a_1Z dentro del bloque punteado, de la misma forma se puede obtener el filtro a_nZ_n .

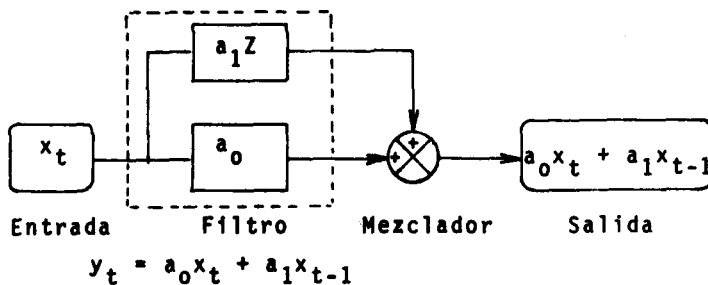
Un mezclador es un dispositivo que suma 2 entradas para obtener una salida. Un ejemplo de este dispositivo, es el siguiente:



otro ejemplo de mezclador es:



Ya con esta idea de mezclador, se pueden representar filtros tales como $a_0 + a_1Z$ que en seguida se muestra -



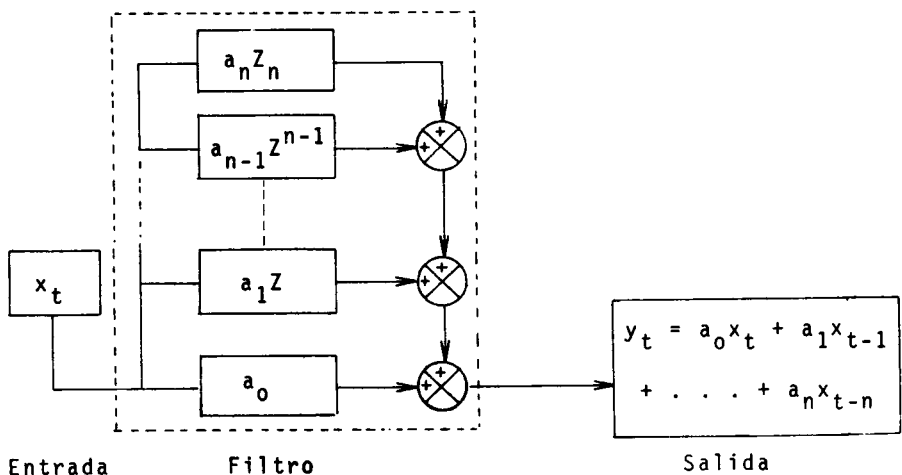
este es un filtro retrasador de orden uno, suponiendo que $a_0 = \frac{1}{2}$, $a_1 = \frac{1}{4}$, el filtro queda como $\frac{1}{2} + \frac{1}{4}Z$. Se muestra un ejemplo ---- numérico:

t	0	1	2	3	4	5	6
x_t	10	20	10	0	-10	0	
$a_0 x_t$	5	10	5	0	-5	0	
x_{t-1}		10	20	10	0	-10	0
$a_1 x_{t-1}$		2.5	5	2.5	0	-2.5	0
y_t	5	12.5	10	2.5	-5	-2.5	0

generalizando, el filtro retrasador de orden n representado por

$$a_0 + a_1 Z + a_2 Z^2 + a_3 Z^3 + \dots + a_n Z^n$$

puede ser ilustrado de la siguiente manera:



entonces se tiene un polinomio en Z de orden n

$$F(Z) = a_0 + a_1 Z + a_2 Z^2 + \dots + a_n Z^n \quad (6-1)$$

La ecuación (6-1) representa al filtro retrasador de orden n , en donde las constantes

$$a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$$

son los coeficientes de peso del filtro.

Si consideramos la acción de este filtro sobre una entrada dada por muestras igualmente espaciadas $x_0, x_1, x_2, x_3, \dots, x_m$ entonces la salida será:

$$y_t = a_0 x_t + a_1 x_{t-1} + a_2 x_{t-2} + \dots + a_n x_{t-n}$$

la cual puede representarse como:

$$y_t = \sum_{s=0}^n a_s x_{t-s}$$

$$t = 0, 1, 2, 3, 4, \dots, m+n$$

la cual como hemos visto anteriormente es la expresión de la función lineal conocida como convolución.

6.3.- Filtros de Frecuencia Digitales.

Debido a la forma matemática con que se diseñan los filtros digitales, también se les conoce con el nombre de -- filtros discretos, ó como filtros numéricos ó sistemas lineales discretos selectivos en frecuencia, (Gold and Reader, 1969).

Los filtros digitales se consideran como sistemas lineales, pasivos e invariantes con el tiempo. Se consideran -- lineales porque para cada entrada se tiene una salida, es decir, para una entrada $f_1(t)$ produce una salida $S_1(t)$ y si la entrada es una función $f_2(t)$ su salida será $S_2(t)$ ó si la entrada es --

$Af_1(t)$ su salida será $AS_1(t)$.

Pasivo significa que el filtro no tiene fuentes internas y sólo responde en su salida cuando hay una entrada.

Es invariante con el tiempo porque las propiedades del filtro es independiente del tiempo, no cambiando sus características a menos que se le indique. Esto es si $f_1(t)$ produce $S_1(t)$ entonces $f_1(t + \Delta t)$ da en su salida $S_1(t + \Delta t)$.

De acuerdo con el diseño y forma de ejecución de un filtro digital, estos se clasifican como:

Filtros de Convolución.

Filtros Recursivos.

Filtros con la Transformada Rápida de Fourier.

La efectividad y empleo de estos filtros, principalmente depende si la respuesta impulsiva del filtro es finita ó infinita y de la longitud del operador de filtro a emplear.

6.3.1.- Filtro de Convolución.

Por su sencillez y facilidad de proceso y gran exactitud la convolución es el método más empleado en la aplicación de filtros digitales a la información sísmica, principalmente cuando las funciones a filtrar son de período corto. Tiene la propiedad de ser filtros lineales y de fase cero e invariantes con el tiempo y se aplican generalmente en el dominio del tiempo principalmente cuando los operadores del filtro son cortos, es decir tienen un número limitado de coeficientes de peso.

Como este tipo de filtro es el más empleado en el procesamiento digital de datos sísmicos, varias compañías han construido equipos electrónicos, tales como los procesadores matriciales de alta velocidad ("Array Processor") para efectuar a -- convolución en forma mucho más rápida y más económica.

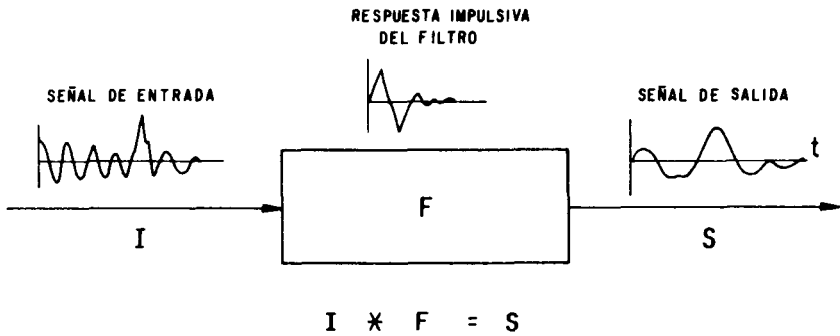
El filtro es representado por un operador F de N "Puntos" (número de coeficientes) el cual se convoluciona con la señal I para dar una salida S la cual es la señal digital ya filtrada como lo muestra la figura 23.

6.3.2.- Filtros Recursivos.

En filtros eléctricos (analógicos), es bien conocido que, filtrar una señal más de una vez a través de un filtro dado, es decir filtrar una señal de salida ya filtrada, el filtrado equivalente será más selectivo (existe un aumento de Q del filtro). Por ejemplo, etapas múltiples en cascada de filtros de un valor Q bajo, actuarán como un filtro de Q alto. En la misma forma en un filtro con retroalimentación, en el cual la salida es retroalimentada para pasar otra vez a través del filtro, tenderá a aproximarse al efecto de un filtrado de etapas múltiples y por lo tanto tenderá a ser un filtro más selectivo.

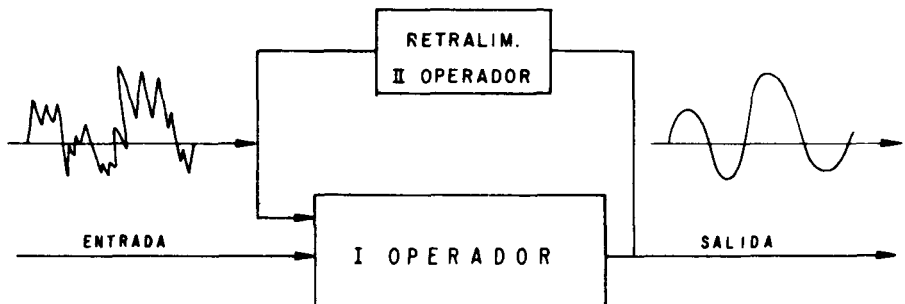
Este mismo procedimiento de aumentar el Q de un filtro con retroalimentación, puede ser realizado por medio de filtros digitales denominados filtros recursivos ó periódicos -- (Silverman, 1967, Shanks, 1967).

En los filtros periódicos la señal de entrada es filtrada por un operador corto y simple para formar una primera señal filtrada que va a la salida del circuito. Parte de esta señal filtrada es retrasada y retroalimentada a través de un -- segundo filtro de operador simple y corto, para formar una segunda señal filtrada. Las dos señales filtradas son sumadas y la señal filtrada ya combinada, es enviada a la salida del circuito, otra vez, parte de esta señal filtrada y combinada, es -- retrasada, retroalimentada a través de un segundo filtro y sumado a la primera señal filtrada y así consecutivamente. Así, -- con el uso de dos operadores cortos, una señal puede ser filtrada en forma periódica para proveer el filtrado equivalente de -



FILTRADO EN EL DOMINIO DEL TIEMPO EMPLEANDO CONVOLUCION

FIGURA 23



FILTRADO EN EL DOMINIO DEL TIEMPO EMPLEANDO FILTROS RECURSIVOS

FIGURA 24

un operador de filtrado de convolución, con un ahorro en el tiempo de procesamiento de una señal sísmica.

Este tipo de filtro es muy empleado principalmente donde se requiere hacer el filtrado preliminar en forma rápida y en señales superficiales. Su defecto es el de producir un error acumulativo con el tiempo, ya que se trata de un filtro con retroalimentación.

6.3.3.- Filtros Empleando la Transformada de Fourier.

Los filtros digitales en el dominio de la frecuencia es realizada por medio de los espectros en amplitud y fase de la señal que va ser filtrada y del operador de filtro. El espectro de amplitud de la salida del filtro es obtenida multiplicando el espectro de amplitud de la señal de entrada por el operador de filtro. El espectro de fase de la salida del filtro es obtenido de la suma del espectro de la fase de la señal de entrada más la fase del operador de filtro.

Si la señal y el operador están en el dominio del tiempo, naturalmente es necesario pasarlos al dominio de las frecuencias para obtener sus espectros de fase y amplitud. Entonces después de obtener la salida del filtro en términos de sus espectros de amplitud y fase, es necesario pasarlos otra vez al dominio del tiempo.

La conversión del dominio del tiempo al dominio de frecuencias y viceversa, envuelve la transformada de Fourier. Recientemente se ha desarrollado un nuevo procedimiento (Algoritmo) para realizar estas transformaciones. Este es conocido con el nombre del Algoritmo de Cooley-Tukey (Cooley-Tukey, 1965), el cual es efectuado a muy alta velocidad en los equipos matriciales de alta velocidad (Array procesor).

Este tipo de filtros es aplicable principalmente

para filtrar señales de período largo, que requerirían gran cantidad de tiempo si se procesaran por medio de convolución.

6.4.- Aplicación Práctica.

Para visualizar lo que hasta aquí se ha tratado, la figura 25 muestra un ejemplo magnífico para describir en forma gráfica la aplicación y efectos de la convolución, suma de -- trazas, correlación, filtrado digital y empleo de la Transformada de Fourier, hecho por el Ing. Marines (Marines, 1973).

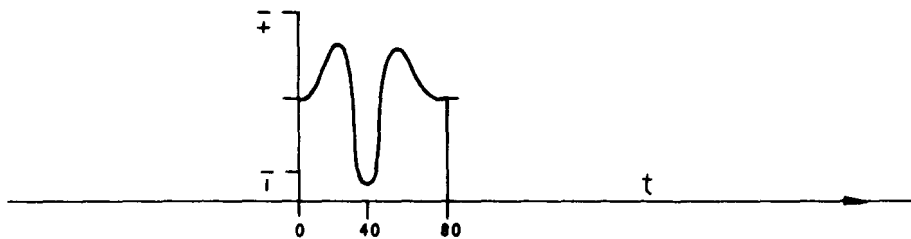
Para simular el efecto de reflexión de un medio - del subsuelo, se han tomado los lugares donde un registro sísmico presente los cambios de velocidad de intervalo más fuertes, --- (Pozo Blanquita No. 1, Zona N.E.) (Palafox, 1970), donde se han calculado los coeficientes de reflexión más notorios de 0 a 500 milisegundos y con ellos se construyó el sismograma sintético impulsional de la figura 25. (Curva 2).

Para simular el efecto de filtro de la tierra, - se ha escogido convolucionar el sismograma sintético con un pulso de Ricker, cuyo período es de $T = 40$ milisegundos, obteniendo así la curva 3 de la figura 25, que representa una traza sísmica sintética.

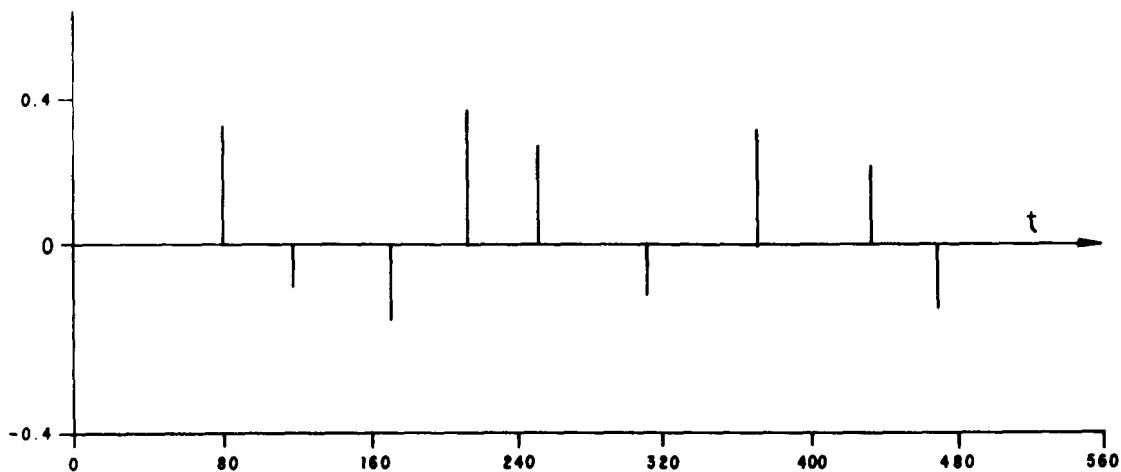
A esta traza, se le suma el ruido aleatorio de - la curva 4, para observar la curva 5 y cuyo espectro de amplitudes en el dominio de las frecuencias está dado con la curva 6, en la que se observa que las componentes de baja frecuencia son las de mayor amplitud.

A esta señal ruidosa se le aplica un filtro digital de paso de banda de 13 a 30 c/s, cuyo operador en el dominio del tiempo se expresa por medio de la curva 9 y cuya respuesta en el dominio de las frecuencias se muestra en la curva 10.

CURVA · 1B PULSO DE RICKER



CURVA · 2B COEFICIENTES DE REFLECCION

FIGURA · 25

CURVA 3.- TRAZA SISMICA SINTETICA

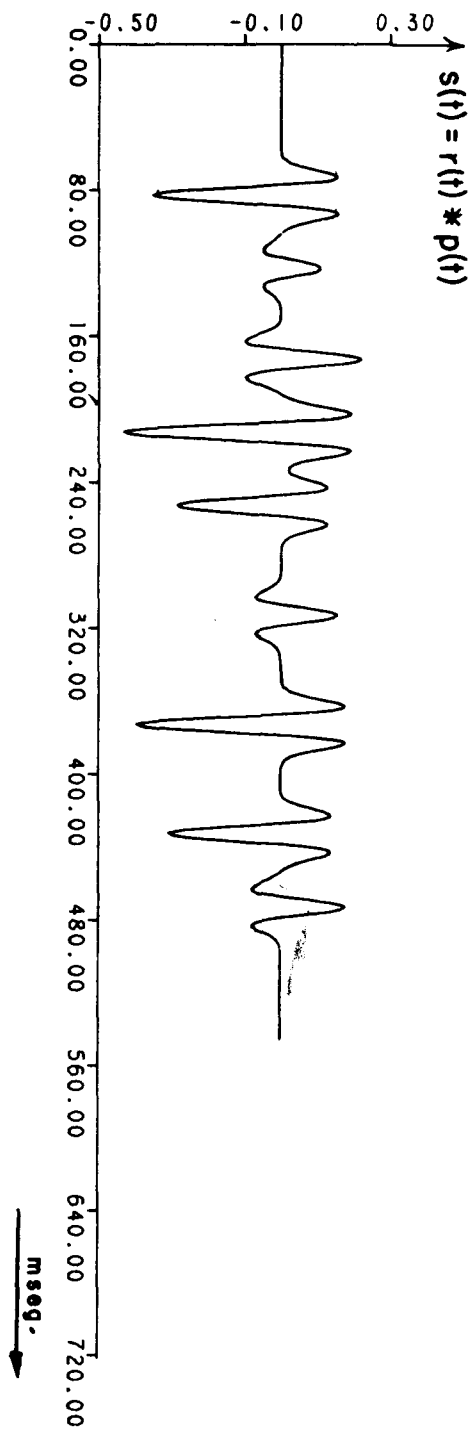
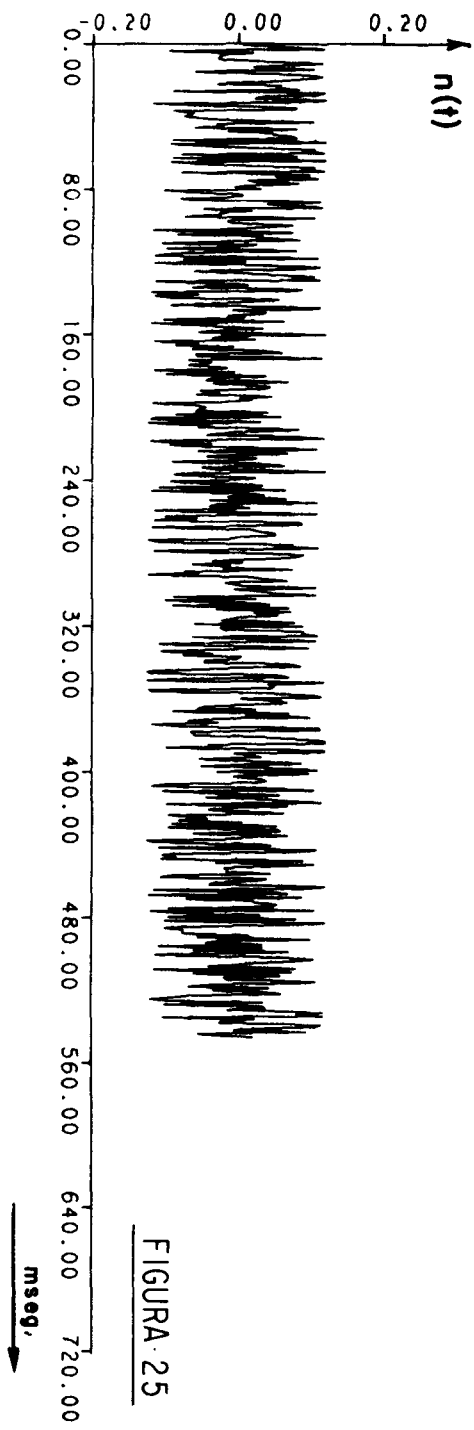
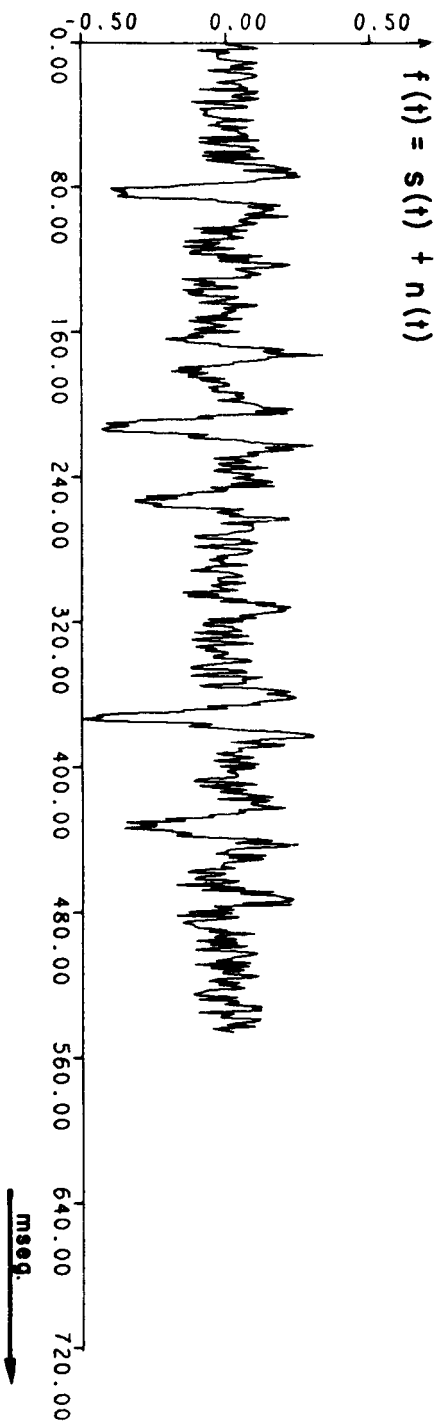


FIGURA 25



CURVA 4.- RUIDO ALEATORIO



CURVA 5.- SEÑAL RUIDOSA

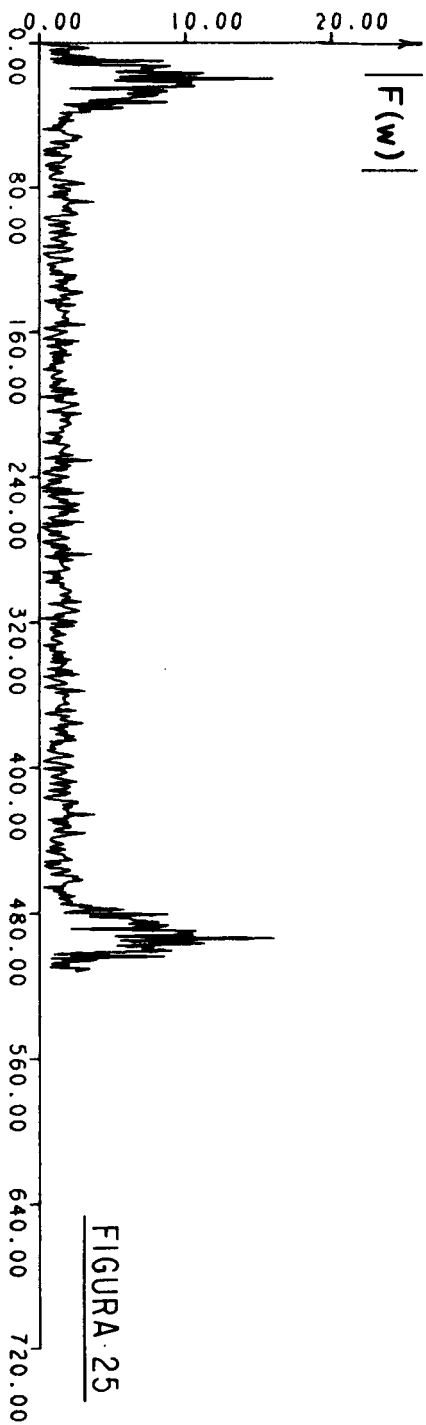


FIGURA 25

CURVA 6.- ESPECTRO DE AMPLITUD

CURVA 7.- OPERADOR DEL FILTRO

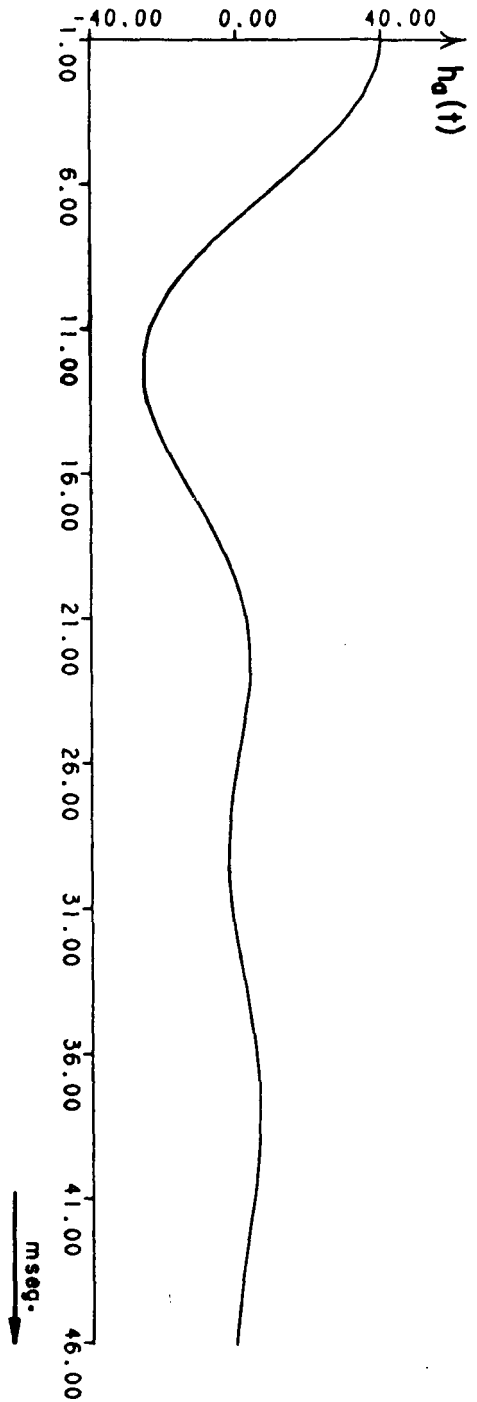
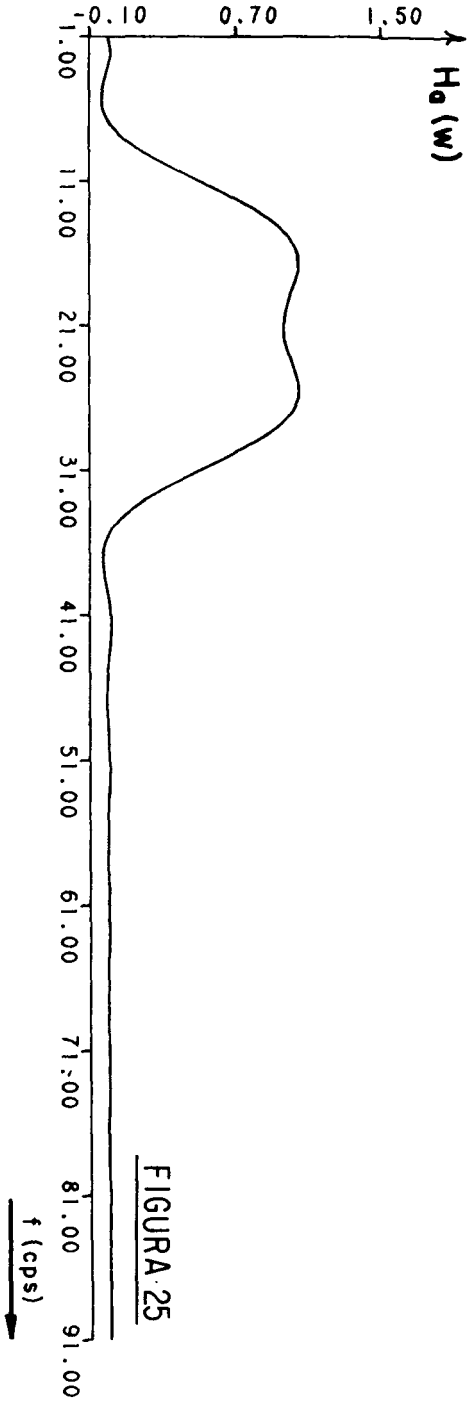
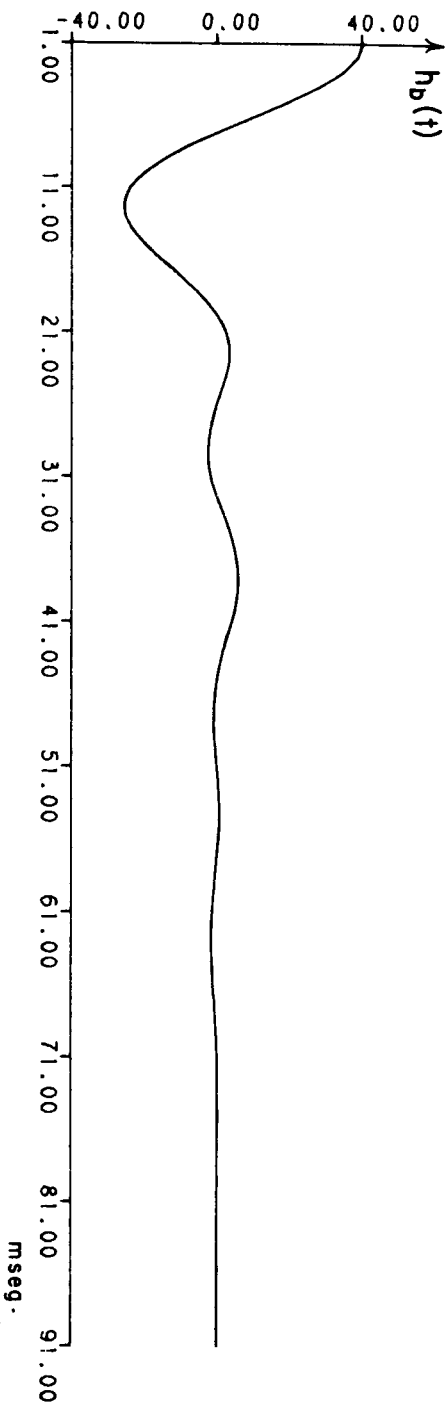


FIGURA 25

CURVA 8.- RESPUESTA DEL FILTRO





CURVA 9.- OPERADOR DEL FILTRO

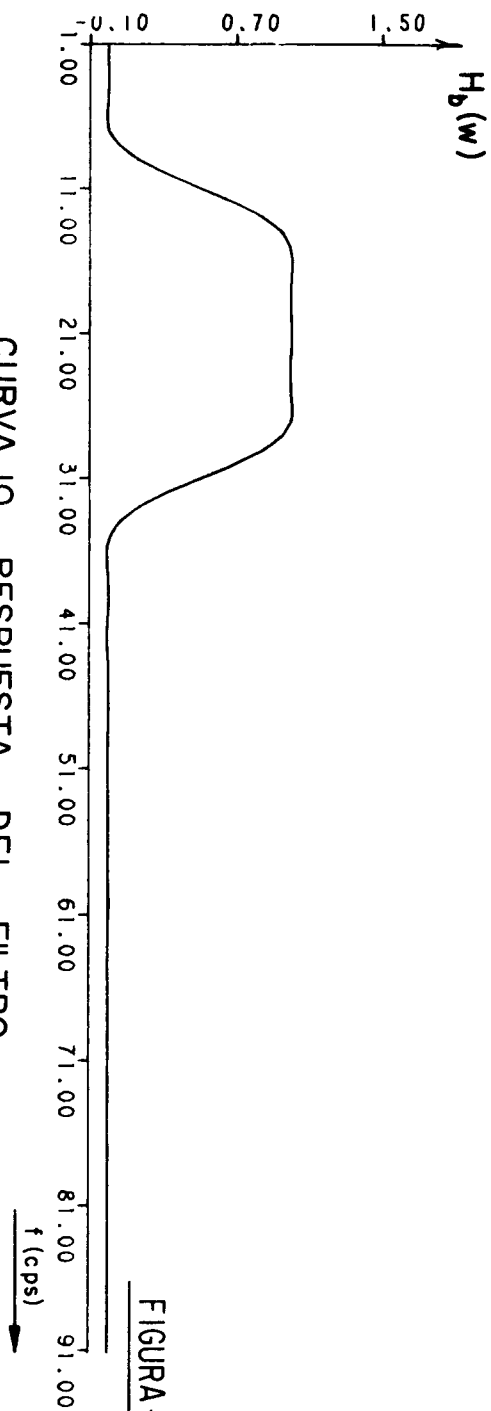


FIGURA 25

CURVA 10.- RESPUESTA DEL FILTRO

Al filtrar digitalmente la señal ruidosa por medio de convolución, obtenemos la señal filtrada de la curva 12.

Para determinar la eficiencia del filtro, se vuelve a sacar el espectro de amplitud de la señal filtrada en el dominio de las frecuencias (curva 13), observando la efectividad del filtro, eliminando aquellas frecuencias arriba de 34 Hz y -- abajo de 12 Hz con alta efectividad. La señal filtrada presenta una gran similitud a la señal sin ruido y las pequeñas diferencias que se presentan, se deben a las componentes de baja frecuencia contenidas en el ruido que fueron sumadas a la señal original.

Para comparar la señal filtrada, con la señal sin ruido, se saca una correlación cruzada entre ellas obteniendo la curva 14, la cual indica que la máxima correlación existe cuando una señal está sobre otra sin ningún desplazamiento.

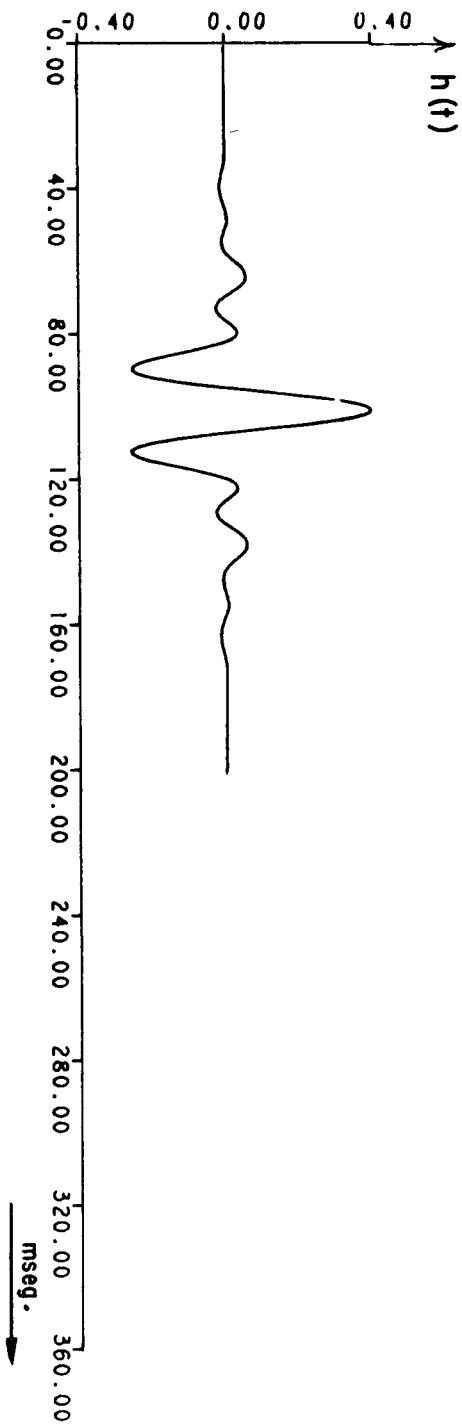
Un aspecto del efecto del número de puntos (coeficientes de peso) de un filtro digital se muestran en las curvas - 7, 8, 9 y 10.

El filtro de la figura 7 y 8, tiene 101 puntos con un $\Delta T = 0.004$ seg. y el filtro de la curva 9, tiene 201 puntos -- para un $\Delta T = 0.002$ seg.

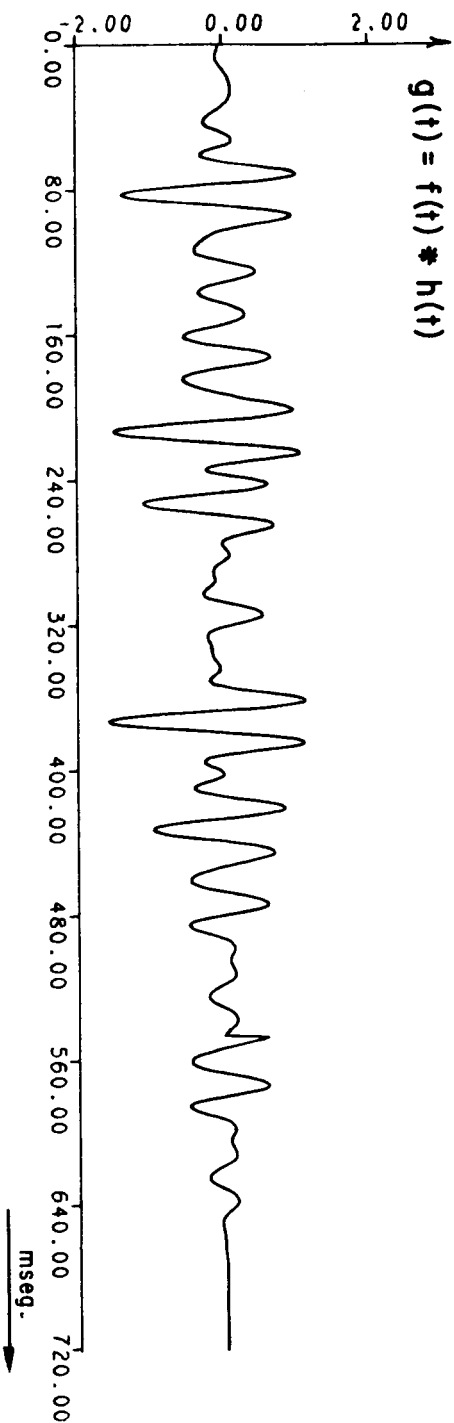
Nótese que entre mayor es el número de puntos, la respuesta del filtro es superior, aumentando su respuesta y linealidad.

6.5.- Filtros óptimos.

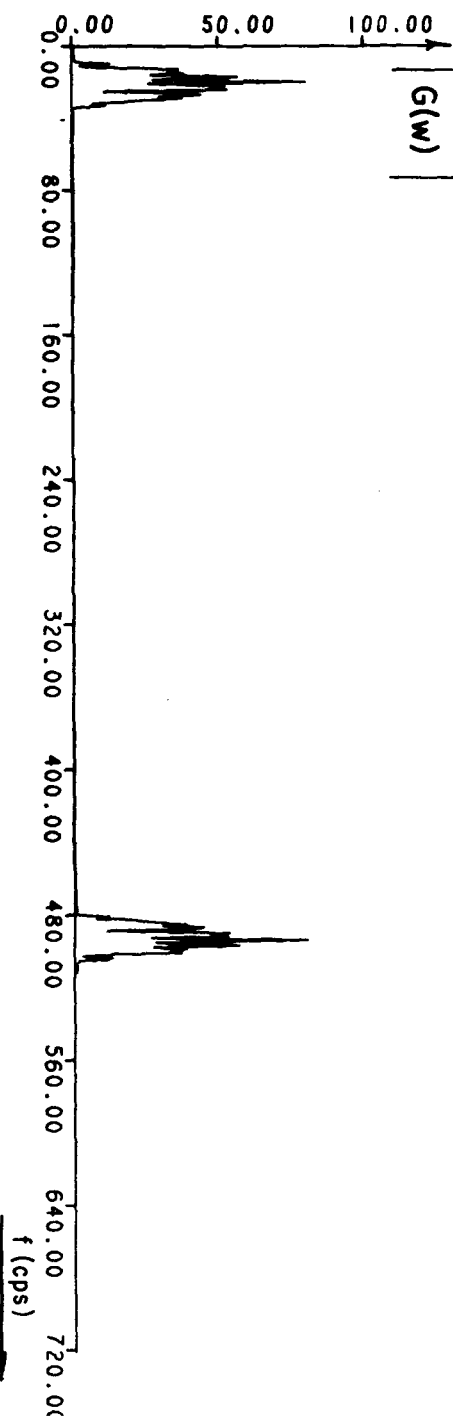
Dentro de información sísmica detectada y grabada existen componentes de ruido de las mismas frecuencias que las señales útiles y su eliminación no es posible efectuarla por un filtrado de frecuencias. Es aquí cuando el empleo de un filtro óptimo es muy recomendable aplicar.



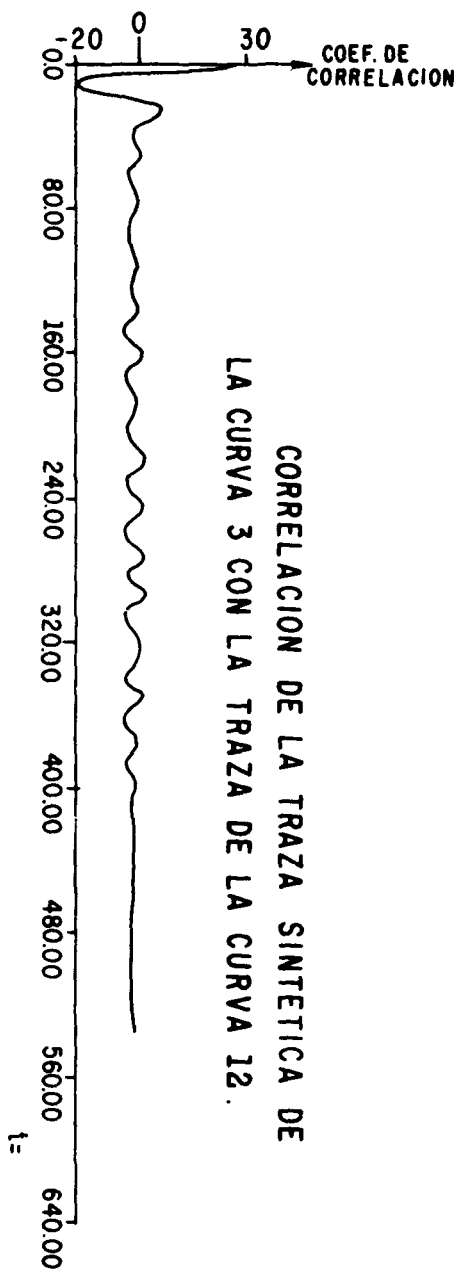
CURVA 11.- OPERADOR COMPLETO DEL FILTRO



CURVA 12.- SEÑAL FILTRADA



CURVA 13.- ESPECTRO DE AMPLITUD



CURVA - 14

FIGURA - 25

Existen diferentes tipos de filtros óptimos tales como:

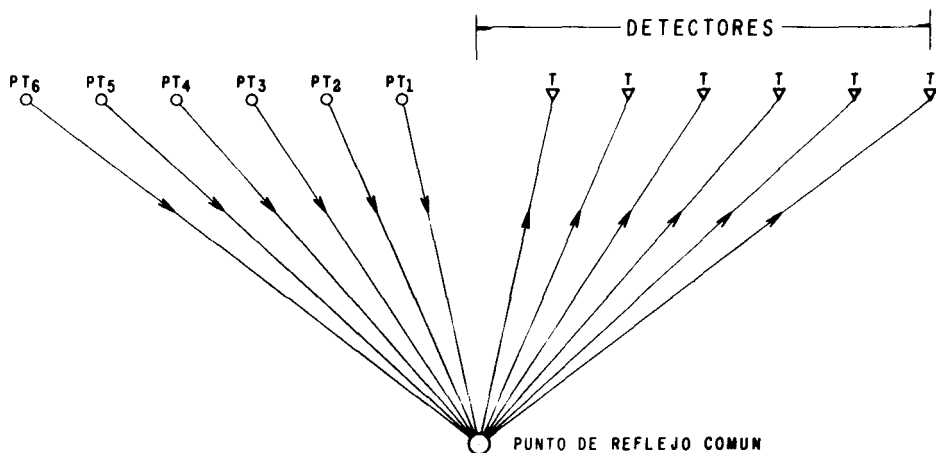
- 1.- Apilado horizontal.
- 2.- Apilado vertical.
- 3.- Deconvolución.
- 4.- Filtrado de velocidad.
- 5.- Filtros de multicanal para acentuar la relación señal/ruido.

6.5.1.- Apilado horizontal.

La adición ó apilado de señales es un buen método para reducir el ruido y es la base para el uso de grandes arreglos de detectores. Sin embargo, así como la medida de los arreglos aumenta, puede haber una cancelación parcial de la señal, - la cual limita el uso de tales arreglos.

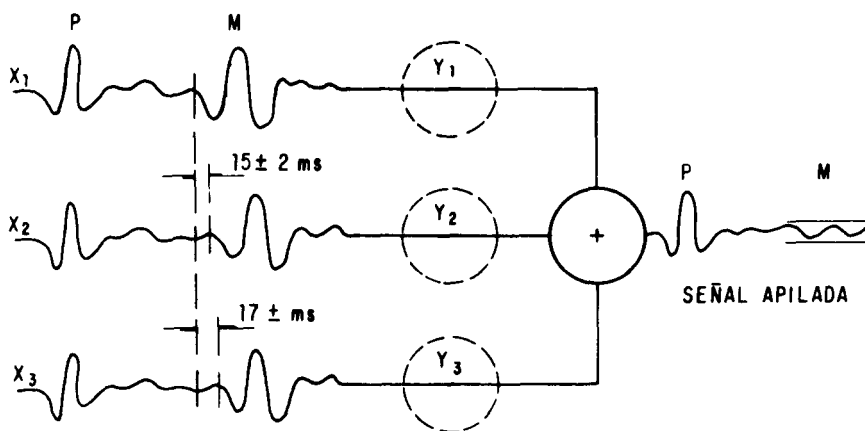
Este límite, basado en la interferencia destructiva de la señal de reflexión, puede ser mejorado por suma ó composición de señales, provenientes de un punto de reflejo común. -- Este proceso es llamado composición de señales en un punto de -- reflexión común ó técnica de "CDP". En este proceso, la distancia del tendido entre puntos de tiro y detector es variado conservando el mismo punto de reflejo común (figura 26 A). En forma ideal, al aplicar las correcciones estáticas y dinámicas correctamente, los reflejos primarios se alinearán, mientras que los - múltiples y los ruidos quedarán fuera de fase; en tal forma que al apilar las trazas de un mismo punto de reflejo común, los --- múltiples y los ruidos tenderán a reducirse beneficiando a los - eventos correspondientes a los reflejos primarios, tal como lo - muestra la figura 26 B.

Este proceso permite apilar sismogramas con diferentes y muy amplios rangos de apilado sin la destrucción de --- reflexiones primarias.



DIFERENTES TRAYECTORIAS PROVENIENTES DE UN PUNTO DE REFLEJO COMUN.

FIGURA 26-A



ILUSTRACION ESQUEMATICA DEL APILADO HORIZONTAL

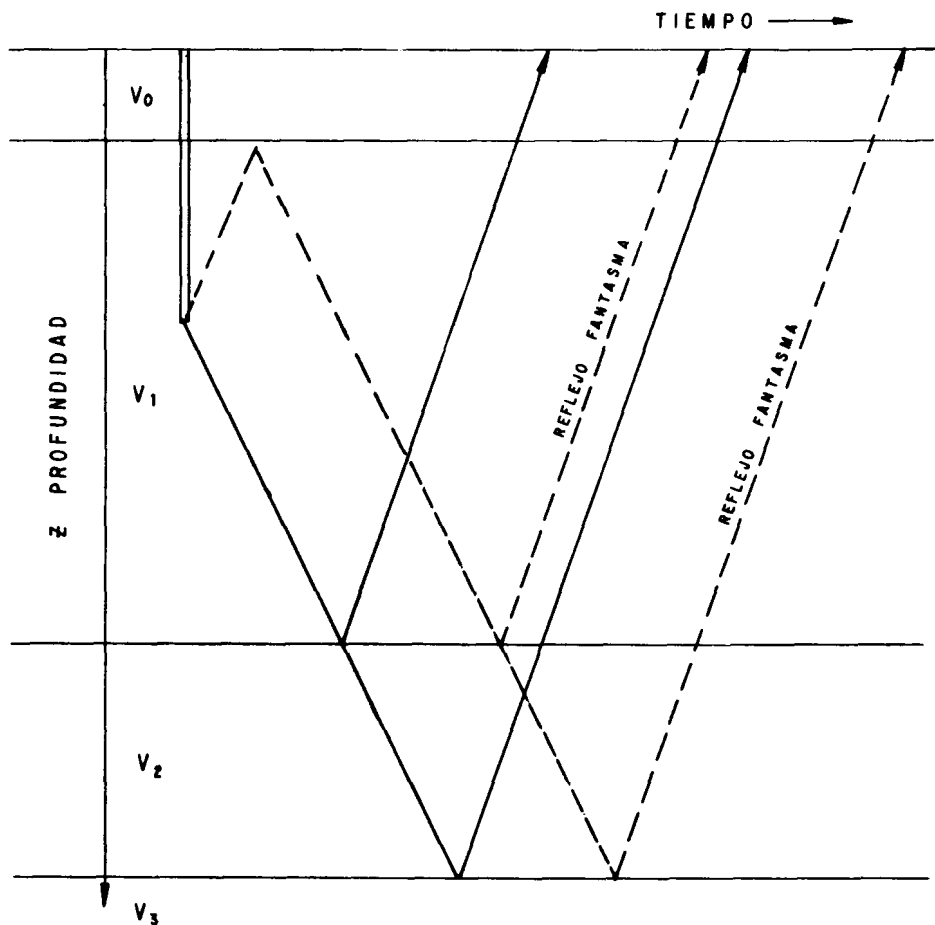
FIGURA 26-B

6.5.2.- Apilado Vertical.

En operaciones sísmicas donde las explosiones - (puntos de tiro) son hechos abajo de la superficie (Ver figura 27-A), la energía que viaja hacia arriba desde el punto de explosión, puede ser reflejada en la base de la capa intemperizada ó en la superficie y formar una onda reflejada viajando hacia abajo, desfasada con respecto a la señal directa, que también viaja hacia abajo desde el punto de tiro. Esta onda desfasada producirá una serie de reflexiones múltiples, del mismo aspecto que los reflejos primarios pero retrasadas en tiempo, aproximadamente dos veces el tiempo de viaje desde el punto de tiro al reflector superior. Estos eventos múltiples son llamados "Fantasmas" y complican la interpretación de los sismogramas por: a) el aumento de reflejos, b) falta de información -- para identificar si los reflejos son primarios ó fantasmas y, c) interferencia entre reflexiones fantasmas horizontales a -- poca profundidad con reflexiones primarias de horizontes más -- profundos.

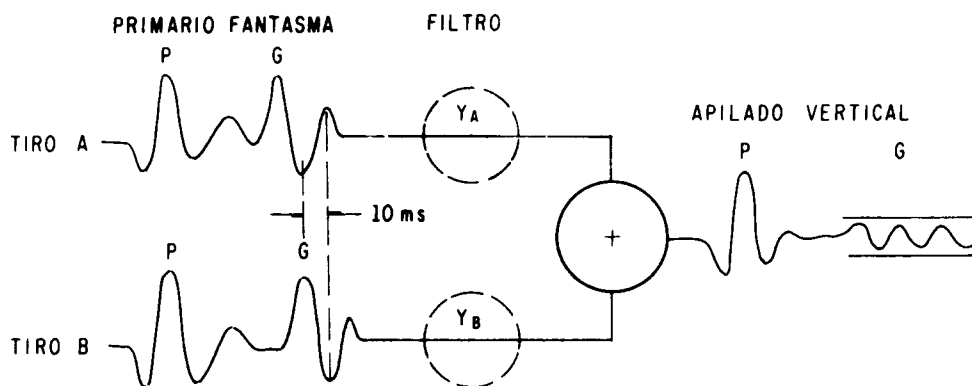
La atenuación de los fantasmas puede ser hecha tirando con "cargas distribuidas" durante el proceso de grabación en el campo, las cuales disminuyen la amplitud de las ondas sísmicas que viajan hacia arriba desde el punto de tiro.

Sin embargo tomando dos tiros convencionales a diferentes profundidades en una estación de tiro, dos trazas -- se obtendrán de la cual el retraso de los eventos fantasmas -- con respecto a los primarios, será diferente, figura 27-B. Si estas trazas son colocadas haciendo coincidir los reflejos primarios, los reflejos fantasmas quedarán fuera de coincidencia. Entonces si las trazas son sumadas, los eventos primarios serán sumados en fase, los fantasmas serán atenuados.



REPRESENTACION ESQUEMATICA DE
REFLEJOS FANTASMAS

FIGURA 27-A



ELIMINACION DE FANTASMAS EMPLEANDO
APILADO VERTICAL

FIGURA 27-B

6.5.3.- Deconvolución.

En el proceso sísmico, las estructuras geológicas de la tierra pueden ser aproximadas por una serie de estratos -- horizontales, los cuales cada uno de ellos tiene su densidad y -- velocidad de propagación sísmica característica. Cada uno de -- los contactos entre estratos actuarán como reflectores de ondas sísmicas con coeficientes de reflexión que dependen de la densidad y velocidad de los estratos de arriba y abajo del contacto.

Este conjunto de coeficientes espaciados en tiempo de acuerdo con la propagación de las ondas sísmicas, puede -- considerarse como una "Función de Reflexión de la Tierra", (Sengbust et al; 1961), la cual convuelta con la forma impulsional de la fuente de excitación, para la respuesta impulsional de la --- tierra, representada con un "Sismograma Impulsional" el cual solamente contiene reflexiones primarias, tal como se desearía fue se en la forma ideal (Ver figura 28).

Pero desgraciadamente, a medida que la señal sísmica se propaga, sufre pérdidas de energía por dispersión esférica, en las que los componentes de alta frecuencia son fuertemente atenuados, generación de reflexiones múltiples, difracciones que junto con otros ruidos coherentes y aleatorios, vienen a deformar el pulso de la señal original. Todos estos efectos podemos considerarlos ó atribuirlos al "efecto de filtrado" propio - de la tierra (Ver figura 29), la cual expresada en forma matemática se tiene que:

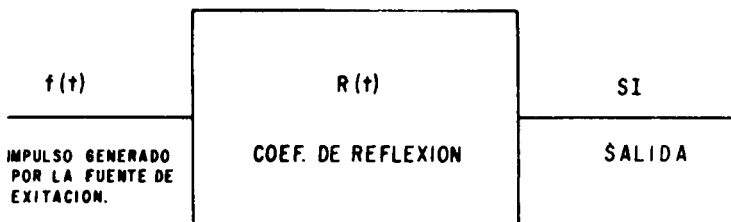
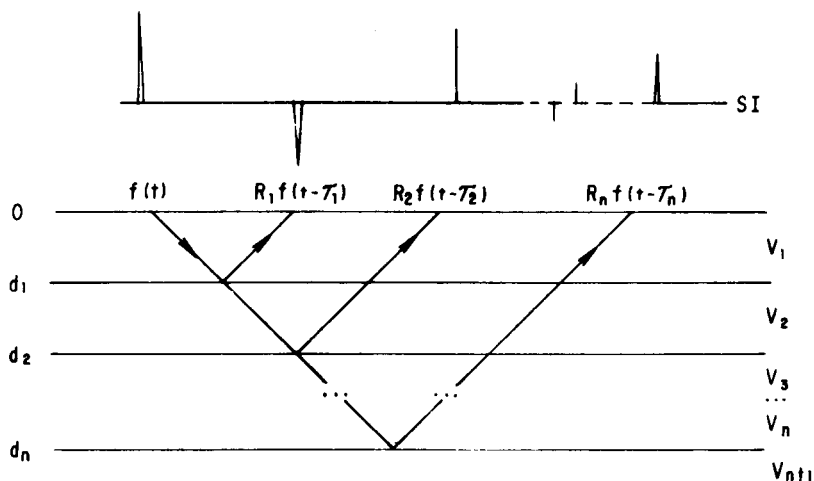
siendo $f(t)$ = Impulso generado por la fuente de excitación.

$R(t)$ = Función de reflexión de la tierra.

$W(t)$ = Efecto de filtrado de la tierra.

Una traza de un sismograma impulsional quedará - expresada como:

$$f(t) * R(t) = SI \quad \text{sismograma impulsional.}$$



$$SI = R_1(T_1) f(t - T_1) + \dots$$

$$\sum_{i=1}^n R_i(T_i) f(t - T_i)$$

$$\text{DONDE } R_i = \frac{V_{i+1} - V_i}{V_{i+1} + V_i}$$

SISMOGRAMA IMPULSIONAL CONTENIENDO
UNICAMENTE REFLEJOS PRIMARIOS

FIGURA 28



y una traza sísmica será:

$$SI * W(t) = Y(t) = \text{traza sísmica.}$$

Puesto que esta señal sísmica registrada, ha sido afectada por los efectos de filtrado de la tierra, el cual incluye múltiples, difracciones y ruidos indeseables, es muy conveniente tener un medio de "de-filtrar" ó "deconvolver" --- las señales recibidas, para obtener una traza sísmica integrada por pulsos cortos y agudos, localizados en las posiciones - que corresponden únicamente a los tiempos de reflexión de los eventos primarios, con la misma presentación de un sismograma impulsional (Ver figura 29).

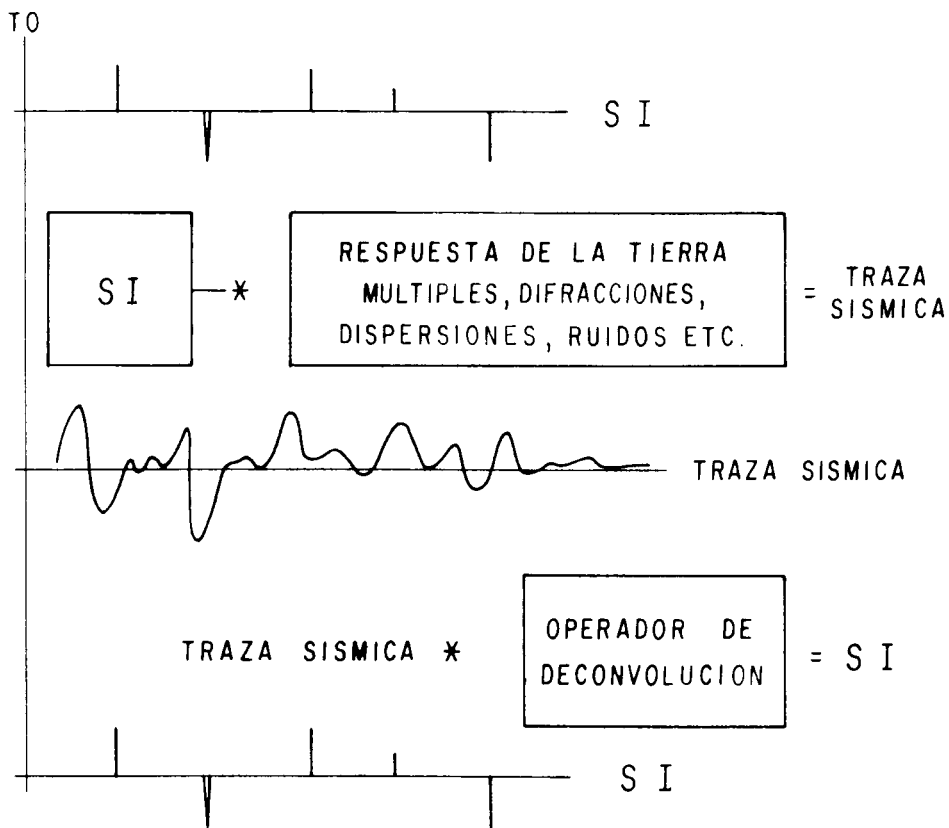
Este proceso inverso al cual se le denomina --- "Deconvolución" se puede expresar matemáticamente como:

$$SI = Y(t) * W(t)^{-1}$$

donde $W(t)^{-1}$ es el operador de deconvolución.

Este proceso es poco comprendido y no existe un proceso específico simple, directo ni preciso para efectuar la deconvolución de una traza sísmica. Puesto que en este caso - la convolución es un proceso desconocido, no hay una forma --- obvia con la cual el proceso de deconvolución pueda recobrar - la función original de tiempo en una forma exacta. Sin embargo, hay muchos procesos matemáticos complejos y de varios pasos, - que pueden aproximarse a la deconvolución.

En la mayoría de estos procesos de deconvolución, el contenido de señal y ruido de la función del tiempo, es examinada por medio de la función de autocorrelación para obtener un operador de deconvolución. Entonces la deconvolución es --- efectuada convolviendo este operador de deconvolución con la -- función del tiempo (traza sísmica). Podría aparecer extraño -- que para deconvolver una función del tiempo, cuya función es --



EFFECTO DE LA DECONVOLUCION EN FORMA IDEALIZADA

FIGURA 29



acortar la onda, se use la convolución de un operador por la función del tiempo, siendo que la convolución siempre alarga la longitud de duración de una onda. Pero aunque la señal deconvuelta siempre es más larga que la señal original, los operadores de deconvolución son diseñados para hacer que la señal deconvuelta aparezca ser más corta debido a la distribución de la energía que se concentra en la parte inicial de la señal. En esta forma la parte final de la onda deconvuelta, muy frecuentemente tiene tan baja amplitud que es casi despreciable.

La ventaja de la deconvolución (si ésta puede realizarse), sería la de sustituir el sismograma de campo por un sismograma más corto y con reflexiones simples. Este tipo de sismograma permitiría interpretaciones de resolución más alta de lo que son posibles con ondas de gran longitud. Aún una deconvolución aproximada puede acortar la onda reflejada, y es útil para identificar Reflejos con poca separación entre ellos. Esto es particularmente importante en la exploración de trampas estratigráficas.

También la deconvolución es importante en otra área donde las ondas normales de reflexión son alargadas por la reverberación ó resonancia. Esto es muy común en las operaciones marinas donde el agua actúa como una capa de reverberación que entrapa la energía sísmica. Grandes trenes de ondas de reverberación reflejada pueden formarse y por sobreposición de ellas pueden dificultar la detección de separación de reflexiones.

El proceso de deconvolución debe tener en cuenta el contenido de frecuencias de la señal para seleccionar las frecuencias de baja amplitud amplificadas. Esto requiere que el sismograma sea grabado originalmente en una amplia banda de frecuencias, con un rango dinámico adecuado y un bajo contenido de ruido.

El método más empleado para el cálculo de los filtros de deconvolución, es la "deconvolución predictiva", - en el cual un operador es diseñado a partir de la función de autocorrelación empleando el método de mínimos cuadrados.

6.5.4.- Filtro de Velocidades.

Cuando ni el apilado horizontal ni la deconvolución pueden eliminar los múltiples ó difracciones, se emplea - el filtrado de velocidades.

Filtrado en velocidades, también es conocido -- como filtrado de abanico ó filtrado en un sector circular. Es un proceso de filtrado óptimo en dos dimensiones, que puede -- ser descrito como un filtro de canales múltiples con una banda de frecuencia muy amplia, que actúa de acuerdo con la velocidad aparente de los eventos, en el cual eventos coherentes de un -- sismograma, que tienen una velocidad aparente pasan sin alteración apreciable sobre una amplia banda de frecuencias y los --- otros eventos que tienen otra velocidad aparente fuera de lo -- normal, son severamente atenuados.

La aplicación de este filtro requiere un conocimiento ó análisis cuidadoso para determinar los eventos que tienen un echado determinado y la zona donde se va a eliminar un - reflejo específico.

El filtrado de velocidad es muy útil en áreas -- complejas donde hay muchos eventos interviniendo con diferentes correcciones por tendido. Si el sismograma contiene múltiples de primarios superficiales, los cuales tienen diferente corrección por tendido de primarios profundos. Los filtros de velocidad pueden permitir la atenuación de múltiples sin alteración - de los primarios profundos. Esto sirve para minimizar eventos de ruido, los cuales no pueden ser removidos por los métodos -- convencionales sin serias modificaciones en el carácter de la - señal.

A G R A D E C I M I E N T O S

El autor desea expresar su agradecimiento al Ing. Raymundo Acosta, Gerente General de la Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. (COMESA), la valiosa contribución que ha proporcionado para la elaboración y publicación de este artículo.

Se agradece a todas aquéllas personas que en una u otra forma han colaborado a la elaboración de este trabajo, especialmente al Ing. Rodolfo Marines por los ejemplos de su tesis profesional que facilitó para este trabajo.

B I B L I O G R A F I A

- Anstey N. A. 1960: Attacking the Problems of the Synthetic -----
Seismogram: Geophysical Prospecting for Oil Vo.-
VIII.
- Ashworth. M. 1967; Autocorrelation. Research Report -----
PGR- 67- 107 of Petty Geophysical Co.
- Gould B. and Reader CH.1969; Digital Processing of Signals Mc --
Graw- Hill Book Company.
- Julius T.T. 1959; Digital and Sampled Data Control Systems; ---
Mc Graw Hill Company.
- Lindseth R.O. 1971; Recent Avances in Digital Processing of ----
Geophysical Data.
- Marines R. C. 1973; Diseño y Aplicación de filtros digitales en -
la Detección de Información Sísmica; Tesis Profe-
sional de la ESIME.
- Morgan J.y Ashwort M. 1967.- Time Variant Coherence; Research - -
Report PGR-67103 de Petty Geophysical Co.
- Palafox H. 1970 Sismograma Sintético del Pozo Blanquita # 1 - - -
Trabajo Presentado en Mesa Redonda en 1971 en Cd. -
Reynosa (Sin Publicar).
- Peterson et Al. 1955; the Synthesis of Seismograms From Well Log-
Data; Geophysics Vol.XX, No. 3.

- Ricker N. 1953; The form and laws of Propagation of Seismic ----
Wave Lets; Geophysics V. 18.
- Robinson E. A. y Treitels. 1964; Principles of Digital Filtering-
Geophysics Vol. 24, p. 395- 404.
- Sengbush R. L., et AL. 1961; Interpretation of Synthetic -----
Seismograms; Geophysics Vol. XXVI, No. 2.
- Silverman D. 1967; The Digital Processing of Seismic Data -----
Geophysics, Vol. 32, No. 6, p. 988- 1002.
- Titchkosky K. A- 1967; Summer Seminar for Seismic Data Analysis;
in Calgary Alberta Canada 1967.
- Treitel. T y Robinson E., A. 1966; Seismic Wave Propagation in --
Layer Media in Terms. of Communication Theory: ---
Geophysics Vol. XXXI, No. 1, P- 17-32.

CURRICULUM VITAE DEL ING. HECTOR PALAFOX RAYON.

El Ing. Héctor Palafox R., es originario de la Cd. de Zacatecas, Zac. Egresado de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional, en el año de 1960.

En 1961 trabajó en la Compañía Comunicaciones Y Electrónica, S.A., en el Depto. de Instalación y Mantenimiento de Equipos de Transmisión.

De 1961 a 1964 trabajó como observador y calculista en las brigadas sísmológicas terrestres y marinas de exploración petrolera.

En 1964 y 1965, trabajó como supervisor en las brigadas sísmológicas de la zona sur.

De septiembre de 1965 a febrero de 1968, obtuvo la maestría de Geofísica en la Universidad de Rice en Houston, Texas.

Durante el año de 1968 recibió cursos en Computación, grabación y Procesado Digital de Datos Sísmicos en la Cd. de Houston y la Cd. de California.

De 1969 a 1971 estuvo a cargo del Depto. de Transcripción - A-D-A, del Centro de Procesamiento Geofísico de la Supcia. General de la Zona Noreste de Reynosa.

En 1972 tomó un curso de 4 meses de Especialización en Ingeniería de Sistemas y Paquete de Procesado Digital de Datos Geofísicos en la Compañía Western Geophysical Co. de America.

Actualmente trabaja a cargo del Depto. de Computación y Programación Geofísica del Centro de Procesamiento Geofísico del Instituto Mexicano del Petróleo.

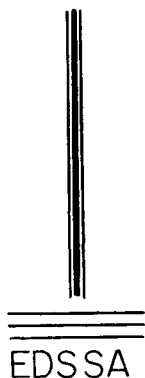
Es miembro Activo de la AMGE y AIMP.

Es ascesor e instructor Técnico de la Compañía Mexicana de Exploraciones y maestro de la materia de Técnicas de Campo Geofísicas de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura (ESIA).

Ha presentado y publicado en varios trabajos y entre ellos se encuentran:

- a).- Uso de las Computadoras en la Interpretación de Anomalías Magnéticas, No. 2 Vol. IX de la AMGE. en 1968.
- b).- Curso de Entrenamiento en la Grabación y Procesado Digital de Datos Sísmicos (tomo 1 y 2), preparado para la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A.
- c).- 5 Artículos para el curso de entrenamiento en Técnicas - de Campo, preparado para la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A.

EXPLORACIONES DEL SUBSUELO, S.A.



- OCEANOGRAFIA
- GEOFISICA
- GEOLOGIA
- PERFORACIONES
- REPRESENTANTE EN MEXICO DE
DECCA SURVEY (LATIN AMERICA) INC.

PASEO DE LA REFORMA 393 - 401
MEXICO 5, D.F. TEL. 511-27-66

SOCIOS PATROCINADORES

PETROLEOS MEXICANOS

COMPañIA MEXICANA DE EXPLORACIONES, S.A.

C A A S A

D U P O N T

SERCEL INC.

WESTERN GEOPHYSICAL

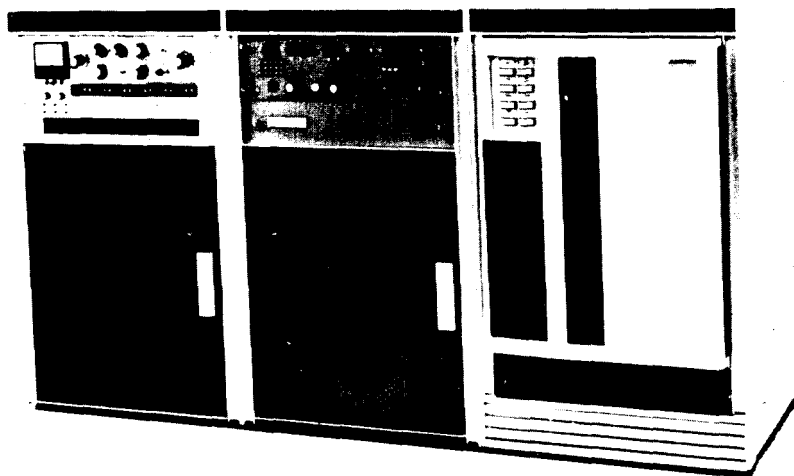
GEOPHYSICAL SERVICE DE MEXICO, S.A. DE C.V.

PETTY GEOPHYSICAL ENGINEERING DE MEXICO

El equipo digital de campo SUM-IT VII es un sistema completo para emplearse en el registro sísmico de datos con cualquier técnica de campo: Vibroseis, Dinoseis, Dinamita y otros generadores de energía.

El formato empleado es SEG-A de 9 pistas -- en cinta de $\frac{1}{2}$ ".

SUM-IT VII



Para mayor información dirigirse a : Electro-
Technical Labs Div. , Mandrel Industries, Inc.
P. O. Box 36306, Houston, Texas 77036

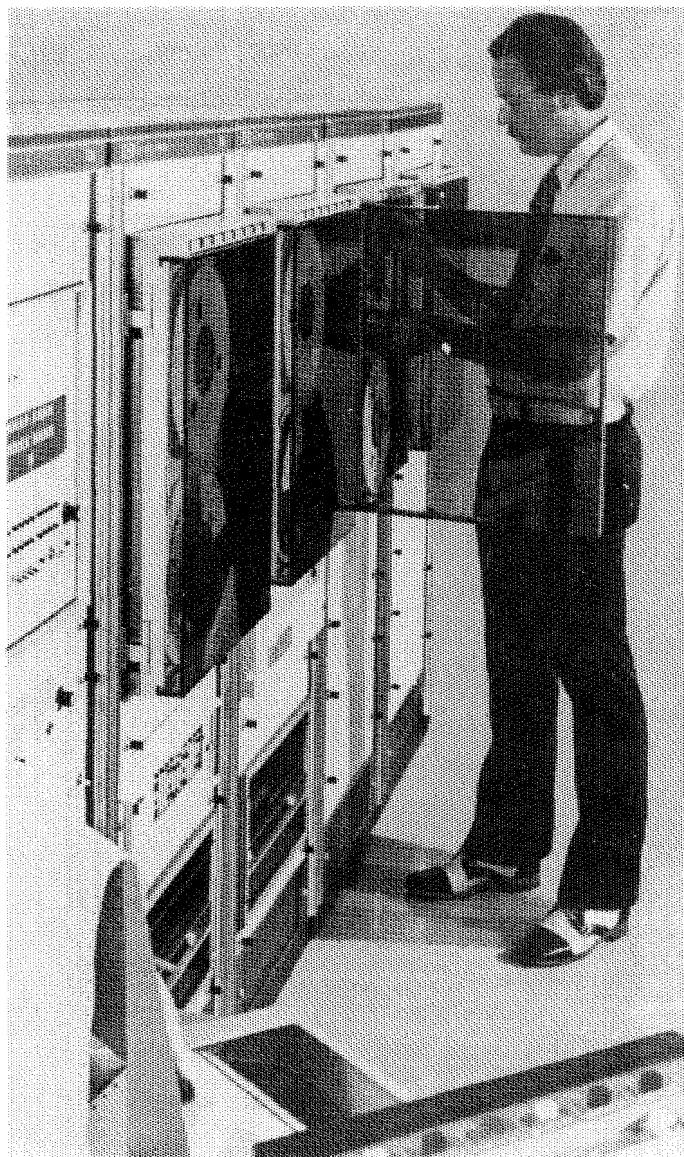


ELECTRO-TECHNICAL LABS

Com*Mand, LO MAXIMO !

TANTO EN ASISTENCIA PARA CENTROS DE PROCESADO.

COMO LA GRAN AYUDA INMEDIATA EN EL CAMPO.



EL SISTEMA **Com*Mand** ES DE FACIL INSTALACION EN EL CAMPO O COMO UNA EXTENSION DE UN CENTRO DE PROCESADO ESTABLECIDO. DEBIDO A SU POCA SENSIBILIDAD A LAS CONDICIONES CLIMATOLOGICAS, EL SISTEMA **Com*Mand** PUEDE SER INSTALADO EN TRAILERS, CAMPOS PORTATILES O EN UNIDADES MOBILES AUTONOMAS.

EL SISTEMA **Com*Mand** PROPORCIONA UNA CAPACIDAD TOTAL DE PROCESADO A COSTOS LO SUFICIENTEMENTE BAJOS COMO PARA SER ASIGNADO A UNA SOLA BRIGADA.

LA RAPIDEZ DEL PROCESADO PERMITE QUE LA CALIDAD DE LOS REGISTROS Y LAS TECNICAS DE REGISTRO DE CAMPO PUEDAN SER EVALUADAS INMEDIATAMENTE Y, DE SER NECESARIO, QUE SEAN MODIFICADAS SIN COSTOSAS DEMORAS.

EN EL CAMPO O COMO EXTENSION DE UN CENTRO DE PROCESADO, EL SISTEMA **Com*Mand** ES UN INSTRUMENTO DE GEOFISICA CON UNA PROPORCION DE COSTOS A RESULTADOS SIMPLEMENTE INIGUALABLE.

Para mayor información comuníquese a:

Petty-Ray

Petty-Ray Geophysical, Inc.

P.O. BOX 36306

HOUSTON, TEXAS TEL. 713-774-7581

Petty-Ray

Petty-Ray Geophysical, Inc.

De México, S.A. de C.V.

AV. JUAREZ 97, DESP. 408

MEXICO 1, D.F. TEL. 521-38-34



WESTERN **en Mexico**

La exploración geofísica, encuentra la riqueza del subsuelo para el desarrollo del país, sin destruir la belleza del paisaje.



Litton

WESTERN GEOPHYSICAL

Post Office Box 2469

Houston, Texas 77001, E.E.U.U.

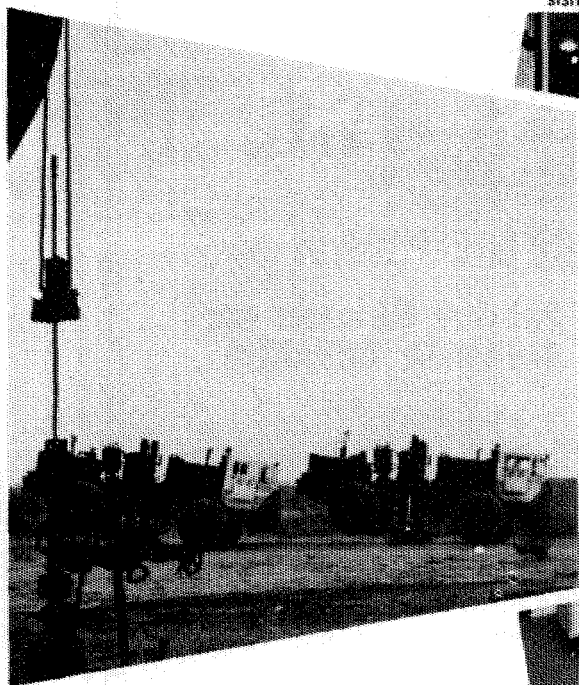


EN EL TRABAJO

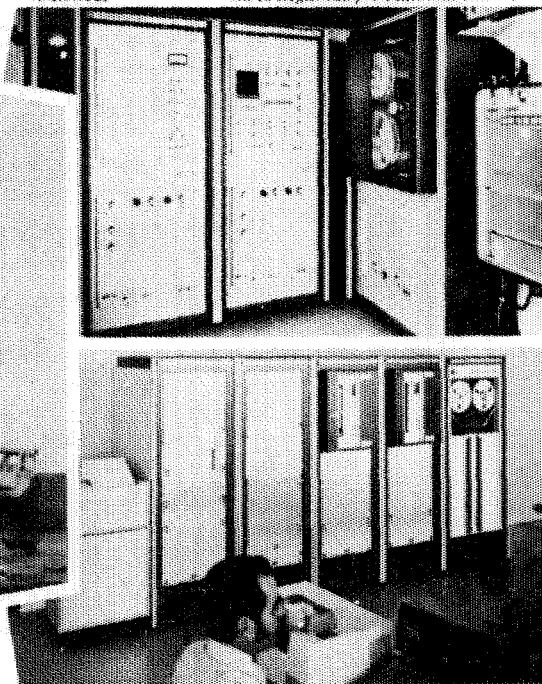
**. . . para ayudar a resolver sus
problemas en exploración sísmica**

Sistema de registrado digital (DFS-IV*) montado
en camión usado por GSI para reunir la información
sísmica.

**Marca Registrada por Texas Instruments.*



Los vibradores GSI combinan potencia
y frecuencia para proveer información
sísmica de alta relación señal-ruido.



Los programas de procesamiento de GSI
combinados con Texas Instruments
Multiple Applications Processor (TIMAP*)
producen información sísmica muy
efectiva en costo, rapidez y alta fidelidad.

Para mayores informes comuníquese a GSI de
Mexico, S. A. de C. V., Av. Juárez 119, Despacho
42, Mexico 1, D. F. Telefono 566-92-44.

GSI de MEXICO, S.A. de C.V.

SUBSIDIARIA DE

TEXAS INSTRUMENTS
INCORPORATED





Du Pont, S. A. de C. V.

Morelos N° 98-5° Piso
México 6, D.F. Tel. 546-90-20

DEPARTAMENTO DE EXPLOSIVOS

**Fábrica Ubicada en:
DINAMITA DURANGO**

**DINAMITAS
GEOMEX* 60% (Gelatina Sismográfica)
SUPER MEXAMON*
TOVEX* EXTRA
DETOMEX*
FULMINANTES
ESTOPINES ELECTRICOS
ESTOPINES SISMOGRAFICOS "SSS"**

ACCESORIOS DEL RAMO

OFICINAS EN: TORREON, COAH.
Edificio Banco de México Desp. 305 Tel. 2 09 55

REPRESENTANTE EN: GUADALAJARA, JAL
Juan Manuel No. 1184 Tels: 25 56 82 y 25 56 08

♦ MARCA REGISTRADA DE DU PONT



THOMPSON BUILDING
TULSA, OKLAHOMA 74103

CONSULTORES INTERNACIONALES DE
GEOLOGIA Y GEOFISICA

Ben. F. Rummerfield.- Presidente

Norman S. Morrissey.- Vice-Presidente

John Rice.- Jefe de Geofisicos

Operación con unidades Vibroseis*

Aplicada a la tecnología de campo

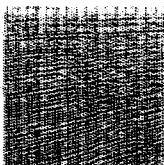


- Diseño de vehículo adaptado al terreno.
- Correlación digital de campo.
- Diseño específico de campo.

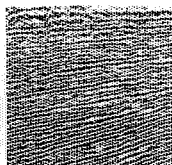
Adecuada para el proceso de datos

TVAC

Normal correlation
and deconvolution



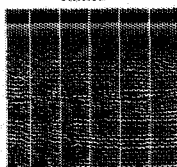
Adaptive
correlation



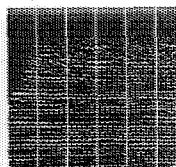
- Técnica de pulsos compresionales para el contenido de información traza por traza.
- Deconvolución apropiada a la mezcla de fases, característica del Vibroseis.
- Apilamiento vertical con la consiguiente supresión de ruido de gran amplitud.

ANSAC

computed
statics



ANSAC statics



La técnica de Vibroseis requiere de una continua evaluación de los parámetros de campo y su relación con una cuidadosa planeación del proceso de datos. Y esta es la función del Seiscom/Delta en

Esta técnica está diseñada para determinar y aplicar correcciones estáticas inherentes al sistema CDP basada en las siguientes consideraciones.

- Correcciones por fuente de energía.
- Correcciones por detección
- Echado
- Dinámicas residuales

las operaciones Vibroseis. Eficiencia en el trabajo de campo, calidad en el centro de proceso. Mayor información con el representante Seiscom/Delta.



Seismic Computing Corp

P. O. Box 36789



Delta Exploration Company Inc

Houston, Texas 77036 713/785-4060

*Registered trademark and service mark of Continental Oil Company