



**CONSULTORES Y CONTRATISTAS
DE
GEOLOGIA Y GEOFISICA**

Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A.

RIO BALSAS 101 8º PISO APDO. POSTAL 5.255

MEXICO S. 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: panorámica,
infrarroja y a color.
Fotografía comercial aérea
Fototeurales.
Levantamientos fotogramétricos.
Localización de obras.
Mosaicos fotográficos.
Programación electrónica.
Topografía

132 empleados especializados.

EQUIPO

- | | |
|---|---|
| 1 Avión Queen Air A-88 Mat. XB-XAE | 6 Cámaras de Reproducción |
| 1 Avión Riley Rocket. Mat. XB-SAR | 3 Unidades de Telemetro MPA-3 |
| 1 Avión Beech Craft Mat. XB-VIG | 4 Teodolitos Wild T-3 |
| 2 Aviones Piper Aztec. Mat. XB-MOI y WOO | 2 Niveles automáticos Wild NAX-2 |
| 1 Avión Cessna 441 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 Estéreo cartógrafo Wild A-8 |
| Unidad Impresora, IBM, 1112 | 1 Autógrafo Wild A-9 |
| 1 Cámara Fotogramétrica Zeiss MKK-A | 6 Aviógrafos Wild B-8 |
| 1 Cámara Fotogramétrica Wild NC-8 | 1 Balplex 760, de 7 proyectores |
| 1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-8 | 2 Kelb K-5, de 4 proyectores c.u. |
| 1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-3 | 3 Kelb K-1, de 2 proyectores c.u. |
| 3 Cámaras Panchula | 2 Multiplex de 8 proyectores c.u. |
| 4 Cámaras para fotografía oblicua | |
| 5 Cámaras Rectificadoras | |

DIRECCION

11 de Abril N° 358 esquina con Pastoalero, Col Escandón
Teléfono 516-07-40
Cable. AEROFOTO, MEXICO MEXICO 18, D.F.
Servicios Aereos Joe Santos Sumat N° 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**

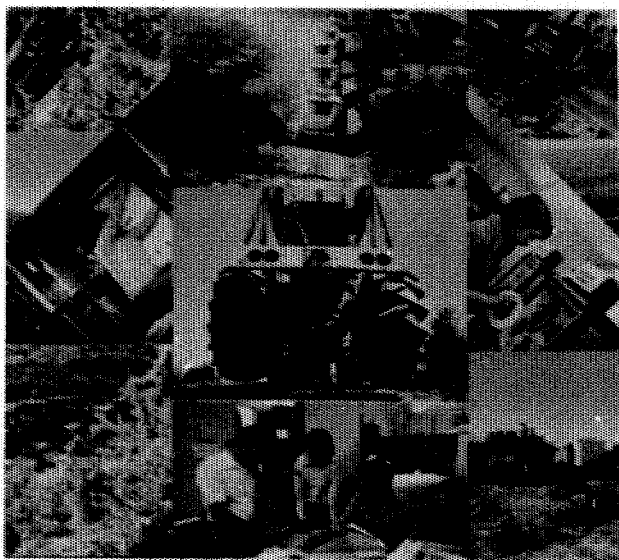
- Registros para Evaluación de Formaciones
- Registros de Pozos de Producción
- Servicio de Terminación Permanente
- Registro Continuo de Velocidad



EMPRESA 100% MEXICANA

AL SERVICIO DE LA INDUSTRIA

PETROLERA



BRUSELAS 10-3^{RA} PISO
COL. JUAREZ
MEXICO 6, D.F.

566 41 44
TELS. 566 43 90
566 42 37

BOLETIN

de la

Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración

S U M A R I O

Funciones Propias Temporales aplicadas
a Prospección Sismológica

Por: Doctor Manuel Novoa Nava *

- * Sección de Graduados de la Escuela
Superior de Ing. Mecánica y Eléctrica, Instituto
Politécnico Nacional, México

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACIÓN

MESA DIRECTIVA PARA EL PERIODO 1977-1979

Presidente	Ing. Antonio Deza Suárez
Vicepresidente	Ing. Alberto Arroyo Pichardo
Secretario	M.C. Héctor Palafox Rayón
Tesorero	Ing. Mario Rosello Guzmán
Editor	M.C. Rogelio Aspiroz Aguilar
Vocal Poza Rica, Ver.	Ing. Sergio Figueroa Arias
Vocal Coatzacoalcos, Ver.	M.C. José Ponce de León
Vocal Reynosa, Tam.	Ing. Armando Núñez Núñez
Vocal Tampico, Tam.	Ing. Carlos López Ramírez
Vocal Córdoba, Ver.	Ing. Serafín Ortega Aguilar
Vocal Instituto Mexicano del Petróleo	Ing. Rodolfo Marines Campos
Vocal Instituto Politécnico Nacional	Ing. Jorge Franco Páez
Vocal Universidad Nacional de México	M.C. Luis del Castillo

Presidente saliente: Ing. Raúl Silva Acosta

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	\$ 300.00
Suscripción anual (no socios)	\$ 350.00
Números sueltos	\$ 120.00

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

M.C. ROGELIO ASPIROZ AGUILAR
Apdo. Postal 53-077
México 17, D.F.

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

ABSTRACTO

Se definen las funciones propias temporales de un sistema y se discute la experiencia obtenida en la elaboración de diagramas de polos por métodos de procesamiento de señales retrorreverberadas. Se analiza el tipo de información deseable y útil en prospección sísmológica. Se hace una analogía entre filtros eléctricos y columnas litológicas, en base a los efectos de su respuesta de amplitud y fase. Se hace la deducción de una expresión aplicable a prospección para resolver los polos en función del tiempo. Se concluye proponiendo las funciones propias temporales para aplicación en prospección sísmológica, utilizando los dos métodos de Retrorreverberación: por análisis de la sucesión de señales de retrorreverberación y por la aplicación de la fórmula deducida en este trabajo.

INTRODUCCION

Las funciones propias temporales de un medio de transmisión de energía, son aquellas cuyo estado estacionario está compuesto de frecuencias discretas, con valores correspondientes a los de las singularidades del mismo medio de transmisión.

Estas funciones propias temporales tienen dos propiedades intere

santes desde el punto de vista de su aplicación a prospección sísmológica.

La primera es que excitan a sus propios medios de transmisión de energía con la máxima eficiencia. La segunda propiedad, es que contiene la información de frecuencia compleja de sus singularidades internas.

La producción de estas funciones propias temporales se hace mediante el procesamiento de Retrorreverberación ⁽³⁾, que es un proceso de reproducción - captación - normalización - reproducción reiterativo a través del medio de transmisión de energía.

La tecnología de Retrorreverberación capacita en la obtención de información fundamental del medio de transmisión de energía, a partir del procesamiento del registro de la información, ya sea, del estado estacionario de las funciones propias temporales ó de sus transitorios de decaimiento. La información obtenible se expresa en los términos eléctricos analógicos de su teoría general.

En su concepción más amplia, el sistema sísmico utilizado en prospección, consiste de un medio transmisor de ondas sísmicas ó columna litológica, un sistema excitador para introducir energía sísmica y un detector para captar el efecto producido por la energía introducida, colocado en los puntos de interés

Las funciones propias temporales se obtendrían de un aparato

retroexcitador conectado entre los sistemas excitador y detector de - - ondas.

Los puntos, que se seleccionan para introducir la energía por un lado y captación de su respuesta por el otro, definen al medio transmisor como un filtro de energía. Este filtro producirá efectos de cambios de -- fase y atenuaciones para las diferentes componentes de frecuencia de la densidad de energía captada en un punto detector, respecto de la energía introducida en el punto excitador, análogamente a lo que sucede en un - filtro eléctrico y con las variantes que hacen singular al fenómeno sísmico.

Puesto que la respuesta del fenómeno sísmico obtenida en el punto detector, puede considerarse análoga a la de un filtro eléctrico, las frecuencias complejas características de esta respuesta, pueden ser también consideradas como producidas por elementos análogos, constituyentes del medio sísmico transmisor.

En el problema de prospección sísmica, más que interesar la constitución de la columna litológica en término de componentes eléctricos análogos, interesa la expresión de respuesta que produce cada formación - de la columna estudiada y su profundidad expresada en escala de tiempo.

En base a lo anteriormente expuesto, el problema de la interpre-- tación de los resultados obtenidos mediante la aplicación de los métodos de retrorreverberación a prospección sísmológica, consistirá en deter--

minar que tipo de frecuencias complejas propias expresadas en función del tiempo produce cada una de las formaciones internas del medio de transmisión de ondas sísmicas que, además, tenga un significado útil en la prospección particular que se desee realizar.

Hay otro efecto interesante que se espera del método de la producción de funciones propias temporales aplicadas a la prospección - - Este se refiere simplemente, a la aplicación de los métodos tradicionales de análisis de prospección a una secuencia de señales retrorreflejadas. De esto se espera que al ser inspeccionada la secuencia de resultados gráficos, su efecto produzca la acentuación de resultados obtenidos de la misma forma en que se observa el movimiento de una figura en una cinta cinematográfica. Los fenómenos destacados serían: reflejos directos, el desplazamiento en tiempo de fenómenos de difusión y la posible distinción del ruido debido a su aparición característica dentro de información.

BASES TEORICAS

En un medio de transmisión de energía sísmica, la energía que es producida en el punto de excitación por el transductor TdE (ver figura 1), viaja hacia el fondo de la columna litológica en forma difusa. La energía que arrive al detector TdE, será la energía reflejada por los diferentes cambios en la composición de la columna, como lo indican las trayectorias definidas por las flechas de la figura 1 en esa for-

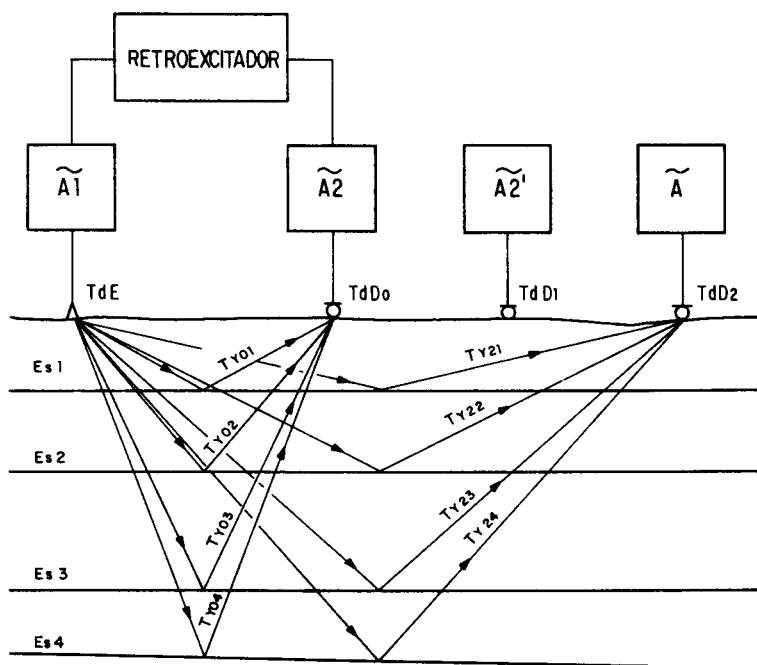


Figura 1 SISTEMA DE PROSPECCION SISMOLOGICA

ma simplista de representación. Estos cambios de composición de la columna, son las singularidades detectables por los métodos de Retroreverberación, ya que es esta estructura interna la que produce los cambios de amplitud y fase en las señales de respuesta en el detector TdD, de forma análoga a como los elementos de un filtro producen cambios en las señales de respuesta.

1. - El Método de Polos.

Siguiendo el razonamiento analógico del comportamiento de la columna litológica y del filtro eléctrico, debe esperarse que en la misma forma que la respuesta de un filtro con un ancho de banda $\Delta f = f_2 - f_1$ definida por una función continua de frecuencia, tiene frecuencias de resonancia complejas discretas, las singularidades de la columna litológica podrán tener también respuesta a bandas de frecuencia definidas por funciones continuas, pero también frecuencias de resonancia complejas discretas. Lo que quiere decir que cada cambio de composición de la columna quedará definido por una frecuencia discreta entre las frecuencias límites de su respuesta y un factor de amortiguamiento por cada una, esto es, sus polos.

La forma de resolver estas frecuencias complejas discretas, en la versión temporal, es la misma en que, por el método de retroreverberación, se obtienen los polos de una función de transferencia, ya que corresponden al mismo concepto físico-matemático.

Una función de transferencia ($H(s)$) definida entre la salida y entrada de un medio transmisor de energía, análoga a un filtro eléctrico, queda definida teóricamente por la siguiente expresión general.

$$H(s) = \frac{A(1+sT_{z1}) (1+sT_{z2}) \dots (1+sT_{zp})}{(1+sTa1) (1+sTa2) \dots (1+sTa_q)} \quad (1)$$

en la que:

- A = Ganancia del filtro
- s = Variable compleja igual a $\sigma + j\omega$
- σ = Parte real de la variable compleja
- ω = Frecuencia angular, $2\pi f$.
- f = Frecuencia en Hz.
- $T_{z\ell}$ = $1/z\ell$; $\ell = 1, 2, \dots, p$
- $z\ell$ = Ceros de la función de transferencia $H(s)$.
- Tak = $1/ak$; $k = 1, 2, \dots, q$.
- a_k = Polos de la función de transferencia, esto es, valores a los cuales la función tiene valor infinito.

Bajo estos términos, la función de transferencia también puede ser escrita en esta otra forma práctica.

$$H(s) = \frac{K (s+Z_1) (s+Z_2) \dots (s+Z_p)}{(s+a_1) (s+a_2) \dots (s+a_q)}, \quad (2)$$

en donde K es el factor de la función de transferencia.

Para definir las diferentes constantes a_k y Z_g y Z_s , la teoría de retrorreverberación establece una secuencia de ecuaciones que son un modelo matemático del decaimiento de una señal que es interrumpida súbitamente en el tiempo t_0 , después de haber mantenido un estado estacionario suficientemente prolongado para ser considerado como una señal de amplitud constante. En esta secuencia de ecuaciones, el valor de a_k aparece como factor de los términos elevados a una potencia dependiente del número de iteraciones n , esto es, el número de veces que se retroexcita la señal normalizada a través del medio de transmisión de energía. Así mismo a_k aparece en la misma secuencia de ecuaciones como sumando del binomio del denominador, elevado a una potencia que también depende del número de veces que la señal atraviesa al medio.

Con el establecimiento de ecuaciones simultáneas a partir de la secuencia de señales digitizadas, se ha logrado obtener la expresión de a_k a partir de las dos primeras iteraciones de la señal. Computando bajo esta expresión a la información obtenida de señales reales grabadas en cinta magnética, se logró obtener su expresión gráfica.

Para esto, la información en tiempo se muestreó con un convertidor analógico-digital y las funciones del tiempo digitizadas obtenidas fueron convertidas a funciones de frecuencia por el empleo del programa de la transformada rápida de Fourier. La información útil se obtu-

vo tanto del medio de transmisión de energía conectada al equipo de medición, como del solo equipo de medición desconectado del medio de transmisión, para ser usada como señal correctora de la información, y obtener exclusivamente los resultados de polos del medio de transmisión aislados de los del equipo de medición.

Los datos obtenidos por éste método que se denominó redundante⁽³⁾, fueron considerados muy informativos, puesto que aparecen en duplicado - con información en el origen del eje de frecuencia y a lo largo de él, en el valor de las frecuencias normales, esto es en las singularidades del sistema. Los datos que aparecen en el origen, líneas de gran amplitud - respecto al ruido, proporcionan información hacia la que se encuentra el polo en el plano complejo, mientras que otras que aparecen a lo largo del eje en las frecuencias de resonancia, proporcionan información del valor del tiempo inverso de respuesta para cada singularidad. Cuando esta información se grafica en el plano complejo, define una configuración de puntos en forma análoga a lo que en teoría de circuitos se denomina diagrama de polos, como el que se muestra en la Fig. 2, en lo que cada polo está representado por un punto complejo.

La información de los ceros Z_k , puede ser obtenida por el mismo método cuando se calcula el recíproco de las funciones usadas en el cálculo. Esto es así porque los ceros de una función de transferencia se convierten en polos de su recíproca. Por otro lado, la cons'tante K - -

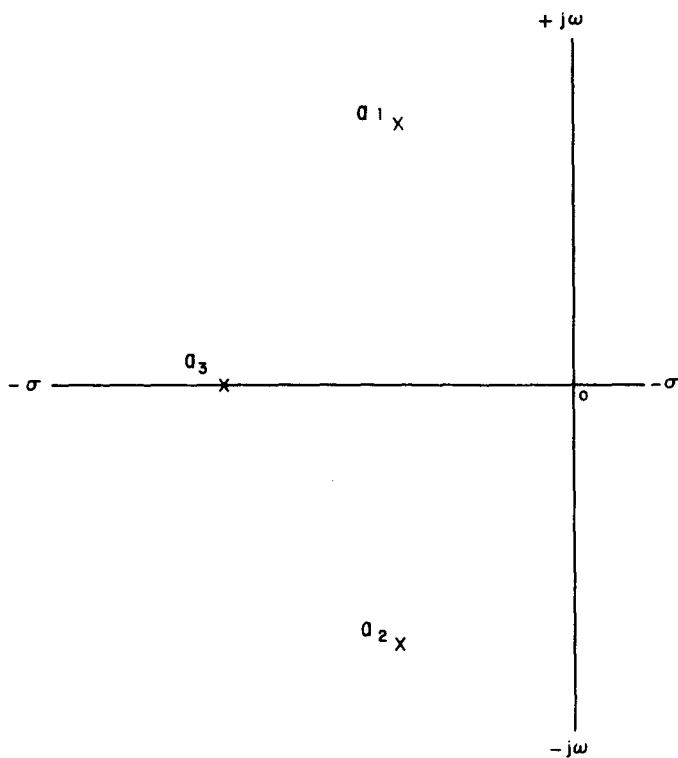


Figura 2. DIAGRAMA DE POLOS. EN ESTE DIAGRAMA, a_1 y a_2 SON DOS POLOS COMPLEJOS CONJUGADOS y a_3 ES UN POLO EN EL EJE REAL.

también puede ser calculada una vez que se conocen los polos y ceros -- del medio de transmisión y la ganancia del sistema de retrorreverberación A, puesto que

$$K = A = \frac{\prod_{k=1}^q (-a_k)}{\prod_{\ell=1}^p (-z_{\ell})} , \quad (3)$$

Esta experiencia es aprovechable en prospección sísmológica cuando los datos obtenidos se adecuan al tipo de información que es útil para ésta, esto es, los polos expresados como función del tiempo. Esto se infiere -- del hecho que la información que ha probado ser útil en prospección sísmológica es el tiempo de retraso que sufre una onda sísmica al ser reflejada por los diferentes tipos de roca de la columna litológica, ya que suponiendo que las ondas viajan a velocidad constante, su retraso es proporcional a la profundidad a que se encuentra la singularidad que produjo el reflejo de ella. La expresión de los polos de la Fig. 2, se muestran en la Fig. 3.

En la figura 1 se ilustra este fenómeno idealizado, así, si la onda, sísmica se produce en el punto en que se encuentra el elemento TdE, la trayectoria T y 01 que produce el reflejo de la onda en la singularidad producida por el cambio de materiales Es1, arribará al punto en que se encuentra el detector TdD, en un tiempo mayor al que arribaría el reflejo de la onda que recorre la trayectoria Ty02 producido por el cambio de ma

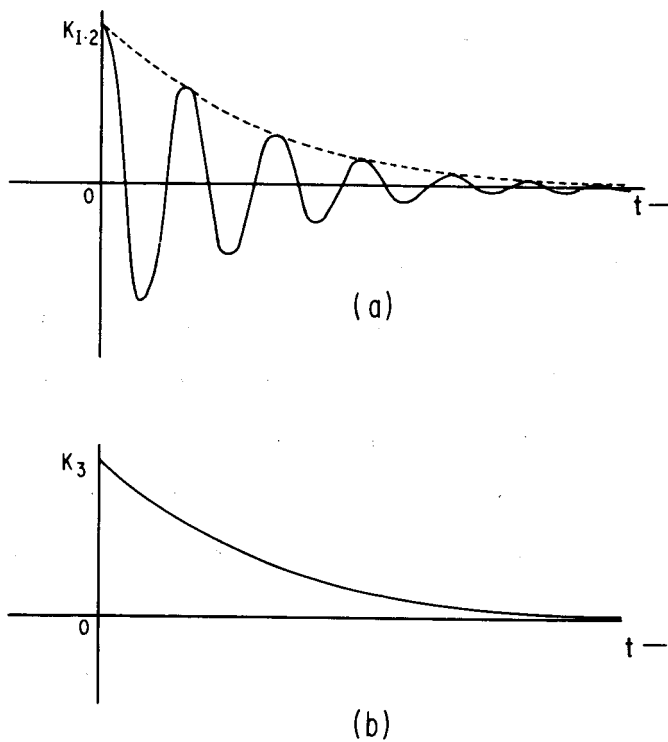


FIGURA 3. POLOS EN GRAFICA AMPLITUD TIEMPO.

a) PAR DE POLOS COMPLEJOS CONJUGADOS.

$$f_a(t) = k_{12} e^{-12t} e^{it}$$

b) POLO EN EL EJE REAL $f_b(t) = k_3 e^{-c_3 t}$

teriales Es2. A su vez la onda que recorre la trayectoria Ty04, etc. En un caso real, la velocidad de la onda sísmica varía respecto al material que compone a la columna litológica, dentro de un rango de valores que no invalida lo expuesto arriba ⁽¹⁾. Así, la información que generalmente es utilizada, es la secuencia en que ocurren los reflejos de energía. Cuando esta información es registrada gráficamente por un sistema -- múltiple de detección semejante al representado en la figura 1 compuesta por los detectores TdDo, TdD1, TdD2, etc. y ésta es convenientemente procesada, las trayectorias de los cambios de materiales son perfiladas por el alineamiento de los reflejos de la onda que aparecen en el histograma. El tipo de procesamiento de la información mas usada a la fecha para aumentar la definición de prospección, se refiere a; correlación entre información de las diferentes trazas definidas por las diferentes histogramas captados por los diferentes detectores TdD_m : $m = 0, 1, \dots, n$; filtrado de los histogramas para reducir ruido y; aplicación de fórmulas para definir diferentes parámetros, como velocidades ó índices de reflexión. Este último tipo de procesamiento agrega resolución a la información, ya que su objetivo es el de encontrar diferencias propias del tipo de prospección.

El objeto de tratar de obtener adicionalmente datos de polos en -- este tipo de prospección es precisamente porque se espera poder identificar a las singularidades de la columna litológica con información compleja, esto es, con parte real y parte imaginaria, que por su naturaleza

tiene mayor capacidad de expresión que un número real y por consiguiente se aumenta la posibilidad de identificación de su composición.

Este tipo de información esperada es una sucesión de curvas parecidas a las ilustradas en la Fig. 3, cuyos intervalos entre sus valores de máxima entre una y otra, representa el tiempo de retraso relativo producido por la diferencia de profundidades de los estratos Esk de la Fig. 1.

Puesto que, para que la solución de los polos sea aplicable a los métodos generales descritos, debe ser una función de tiempo que contenga tanto la información de los retrasos de los reflejos y la naturaleza de ellos, la solución debe ser buscada en la expresión del proceso de RTR en tiempo. La función transitoria de decaimiento de la iteración número n , de fuerza generalizada $(n)f_1(t)$, es ⁽³⁾.

$$(n)f_1(t) = A f_0(t) e^{a_k t} \sum_{i=0}^n (n)|\tilde{1}| \frac{(a_k t)^i}{i!} \quad (4)$$

en donde :

A = Ganancia del medio de transmisión (columna litológica).

$f_0(t)$ = Función temporal de la señal con la que se excita originalmente.

$(n)|\tilde{1}|$ = Módulo de frecuencia normalizada unitariamente de la señal de RXT número n . Para cualquier n , el valor medio $(n)|\tilde{1}| = 1$

n = número entero.

i = 0, 1, ..., n

j = $\sqrt{-1}$

e = 2.7173

El desarrollo de la Ecuación (4) para $n = 0, 1$, es

$$(0)f_1(t) = A f_0(t) e^{a_k t} \quad (0) | \tilde{1} |$$

$$(1)f_1(t) = A f_0(t) e^{a_k t} \quad (0) | \tilde{1} | + A f_0(t) (1) | \tilde{1} | a_k t e^{a_k t} \quad (5)$$

Cuando las ecuaciones (5) se expresan en términos de las funciones - pesadas retrorreverberadas corregidas $(n)H(t)$, obtenidas de la información útil anteriormente descrita, puede ser definida una ecuación para obtener los polos de la columna litológica como sigue;

$$a_k = \frac{\frac{(1)H(t)}{(0)H(t)} - 1}{\frac{(1) | \tilde{1} |}{(0) | \tilde{1} |} t} \quad (6)$$

Que es la ecuación que se propone para encontrar los polos de la - - columna litológica en forma de frecuencias complejas en sucesión de tiempo proporcionales a la profundidad de los diferentes estratos.

Inspeccionando la Fig. 1, se puede reconocer una limitación en este tipo de prospección debido a la forma en que se produce el fenómeno

de retrorreverberación, usando un solo detector sísmico, pero captando señales de varios de ellos.

Las condiciones geométricas del viaje de las señales en la trayectoria T_{ymk}, hacen que las producidas en el detector debidas al fenómeno en la Fig. 1, T_{yok}, tengan una dimensión muy diferente a las de los - - demás detectores, como las T_{y2K} mostradas. Así cuando la escala de - profundidades sea muy grande en relación a la de separación de transductores las trayectorias T_{yok} serán más aproximadas en longitud y por consiguiente, más adecuadas para el análisis de polos. Por tanto, el método múltiple está restringido a prospección de grandes profundidades comparadas con la separación entre detectores.

C O N C L U S I O N E S

1. - El uso de las funciones propias temporales en prospección sismo--
lógica hace posible utilizar teóricamente los métodos de mediciones
por retrorreverberación.
2. - Existen dos posibilidades de utilizar los métodos de medición por -
retrorreverberación en prospección sismológica.
 - a). - Mediante el análisis de una sucesión de señales sismológicas
retrorreverberadas, y
 - b). - Mediante la aplicación de la fórmula (6) a las dos primeras
señales retrorreverberadas.

R E C O N O C I M I E N T O

El autor agradece a la Dirección de la Escuela Superior de - -
Ing. Mecánica y Eléctrica (ESIME) del Instituto Politécnico Nacional de
México, a la Sección de Graduados de la misma Escuela y al Instituto -
Mexicano del Petróleo, su apoyo en la realización de este trabajo.

A la Comisión de Fomento de Actividades Académicas (COFAA).
a la Asociación Nacional de Universidades e Institutos de Enseñanza - -
Superior (ANUIES), al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CoNaCyT).
y a la UNESCO, por el soporte económico recibido para su realización.

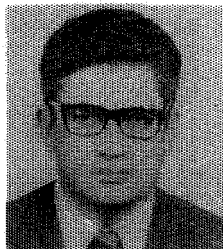
Al Profesor P. E. Doak del Institut of Sound and Vibration - -
Research (I. S. V. R.) de la Universidad de Southampton, Inglaterra,
por sus valiosos consejos y a las Sritas. Yolanda del Prado P. y - - -
Victoria Bustos P. por el trabajo de mecanografía.

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

1. Aspíroz R. A., (1977) "Método de Estudio de la Relación Arenas-Lutitas", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, No.4, - Vol. IX.
2. D' Azzo J. J. y Honpis Ch., (1966), "Feedback Control System Analysis and Synthesis", 2nd. Edition, Mc. Graw Hill Book Co., U. S.A.
3. Novoa Nava M., (1977), "Retroreverberation Measurements", - Tesis de grado Ph D., Universidad de Southampton, Inglaterra.

A u t o r

Dr. Manuel Novoa Nava



El Doctor Manuel Novoa Nava es originario de la Cd. de México,

Es egresado de la Escuela Superior de Ing. Mecánica y Eléctrica (ESIME), del Instituto Politécnico Nacional, donde obtuvo el título de Ing. en Comunicaciones y Electrónica en el año 1952.

Estudió la Maestría en Ing. Eléctrica en el Centro de Investigación y Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional en 1969.

Obtuvo el grado de Doctor en Ciencias en la Universidad de Southampton, Inglaterra en 1977.

Actividades profesionales : Gerente de la Cía. Buena Acústica de México, S. A. de R. L. (1962).

Asesor de las Oficinas Técnicas de Construcción de la Ciudad Universitaria de la Ciudad de México (1952 - 1966).

Asesor del Patronato de Obras del Instituto Politécnico Nacional en las instalaciones de la Unidad Profesional de Zacatenco (1958 - 1966).

Gerente de la firma Acústicos M N N (1963 - 1966), Jefe de Cátedra de la ESIME, IPN (1965 - 1967), y Jefe de Laboratorio de Radiación y Antenas en la misma Institución (1966 - 1968).

Subjefe de Asuntos Académicos de la Carrera de Ing. en Comunicaciones y Electrónica (1969).

Miembro del Consejo Técnico Consultivo de la ESIME (1968 - 1969) y Jefe de la Sección de Graduados (1969 - 1972).

Coordinador del Estudio de Cuantificación del Nivel de Ruido producido por los Transportes en la Cd. de México (1976).

Coordinador de actividades tendientes al establecimiento de un Proyecto de Retrorreberveración Aplicada a la Prospección Sísmica - ESIME - Instituto Mexicano del Petróleo (1977 - 1978).

Ha sustentado numerosas conferencias en Congresos y Simposios. La lista de artículos que ha publicado es numerosa, de los cuales destacan los siguientes:

"Posibilidades de Producción y Refinación de Monocristales de Silicio en México" Tesis de Maestría, IPN (1969).

"Impulso de la Ciencia y Tecnología Mexicanas por el Aprovechamiento Anticipado de Nuevas Técnicas de Medición" Memorias de la

7a. Asamblea Bienal del CIME (1976) Mención honorífica.

" Un Modelo del Ser Humano y su empleo para la Optimización -
de la Actividad Profesional" Memoria de la VIII Asamblea Bienal del - -
(IME) (1978) Mención honorífica.

El Dr. Novoa es socio de las siguientes Asociaciones:

AMICEE

CANIECE

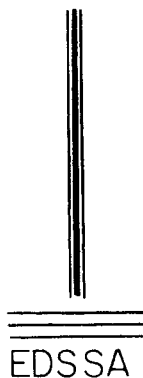
ACOUSTICAL SOCIETY OF AMERICA

ASOC. MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION.

AGRADECIMIENTO

La Mesa Directiva de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración desea expresar su agradecimiento al Sr. Ing. - JORGE USCANGA USCANGA, quien, en una forma desinteresada y- como una aportación personal a nuestra agrupación, llevó a - efecto el control mecanizado, tanto contable como administrativo, de nuestra Asociación .

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

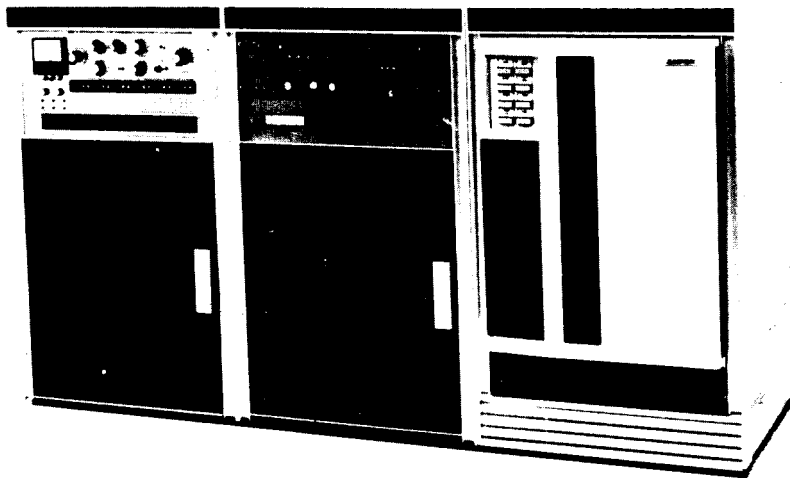
GEOPHYSICAL SERVICE DE MEXICO, S.A. DE C.V.

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

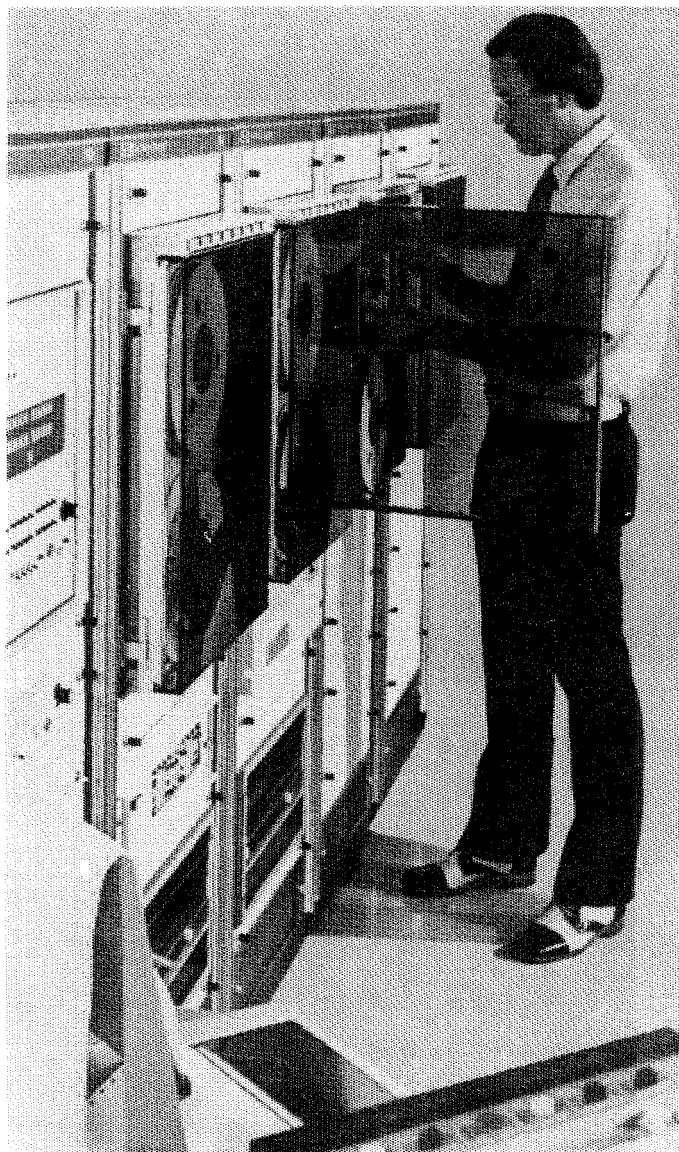


ELECTRO-TECHNICAL LABS

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 36308
HOUSTON, TEXAS TEL. 713-774-7551

Petty-Ray

Petty-Ray Geophysical, Inc.

De México, S.A. de C.V.
AV. JUAREZ 97, DESP. 405
MEXICO 1, D.F. TEL. 521-08-34



WESTERN en Mexico

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



WESTERN GEOPHYSICAL
Post Office Box 2469
Litton Houston, Texas 77001, E.E.U.U.

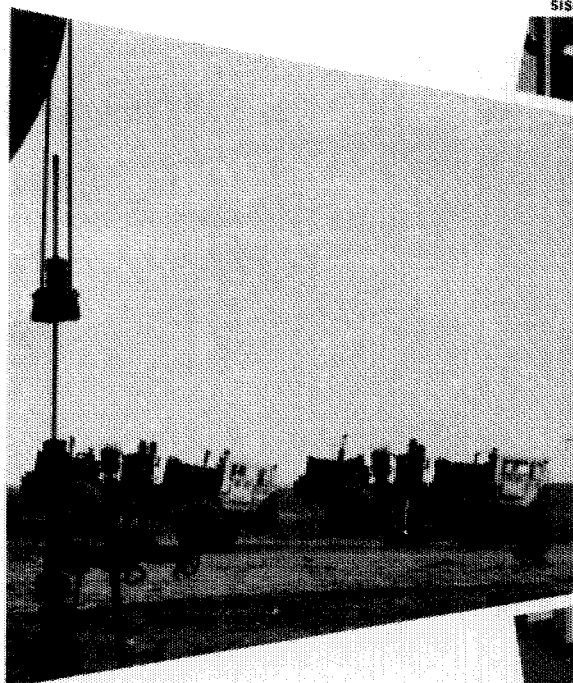


EN EL TRABAJO

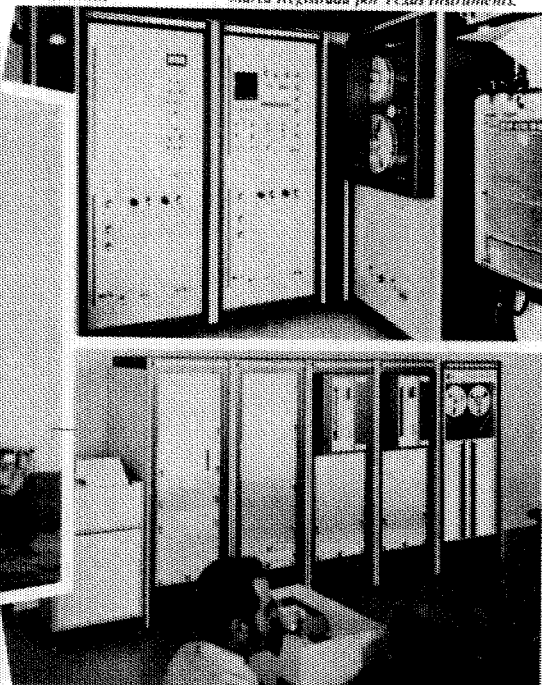
... para ayudar a resolver sus problemas en exploración sísmica

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° 98-5º 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

Operación con unidades Vibroseis*

Aplicada a la tecnología de campo

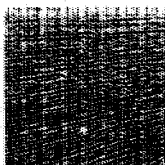


- Diseño de vehículo adaptado al terreno.
- Correlación digital de campo.
- Diseño específico de campo.

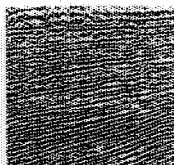
Adecuada para el proceso de datos

TVAC

Normal correlation
and deconvolution



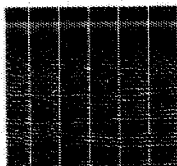
Adaptive
correlation



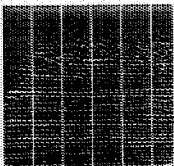
- Técnica de pulsos compresionales para el contenido de información traza por traza.
- Deconvolución apropiada a la mezcla de fases, característica del Vibroseis.
- Apilamiento vertical con la consiguiente supresión de ruido de gran amplitud.

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