



CONSULTORES Y CONTRATISTAS
DE
GEOLOGIA Y GEOFISICA

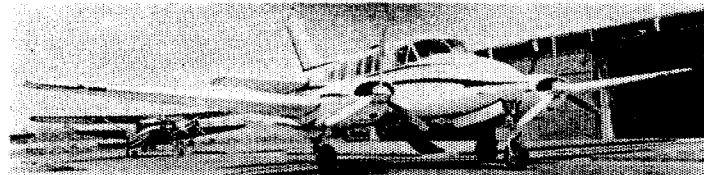
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A.

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
Fotomurales.
Levantamientos fotogramétricos
Localización de obras.
Masas fotográficas.
Programación electrónica.
Topografía

122 empleados especializados.

EQUIPO

1 Avión Queen Air A-88 Mot. XB-XAX	4 Cámaras de Reproducción
1 Avión Riley Nocket, Mot. XB-SAB	3 Unidades de Telurómetro MRA-3
1 Avión Beech Craft Mot. XB-VIG	4 Teodolitos Wild T-2
2 Aviones Piper Aztec Mot. XB-MOJ y MOG	2 Niveles automáticos Wild NAK-2
1 Avión Cessna 185 Mot. XB-TIS	4 Camionetas doble tracción
Unidad Central de Proceso IBM, 1131	2 Autografos Wild A-7 con Registradores de coordenadas
Lectora-perturadora de tarjetas IBM, 1642	1 Estéreo cartógrafo Wild A-8
Unidad Impresora, IBM, 1132	1 Autógrafo Wild A-9
1 Cámara Fotogramétrica Zeiss MRK-A	4 Autografos Wild B-8
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-9	1 Balplex 750, 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	
5 Cámaras Rectificadoras	

DIRECCIÓN

1 de Abril Nº 339 esquina con Panteón del Cal Escandón
Teléfono 516-07-40
Cable: AEROFOTO, MEXICO MEXICO 18, D. F.
Servicios Aéreos: Av. Santos Dumont Nº 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
 - Gravimétricos
 - Magnetométricos
 - Procesado de Datos Magnéticos
 - LORAC - Levantamiento Electrónico

**SERVICIO DE
REGISTRO DE POZOS**

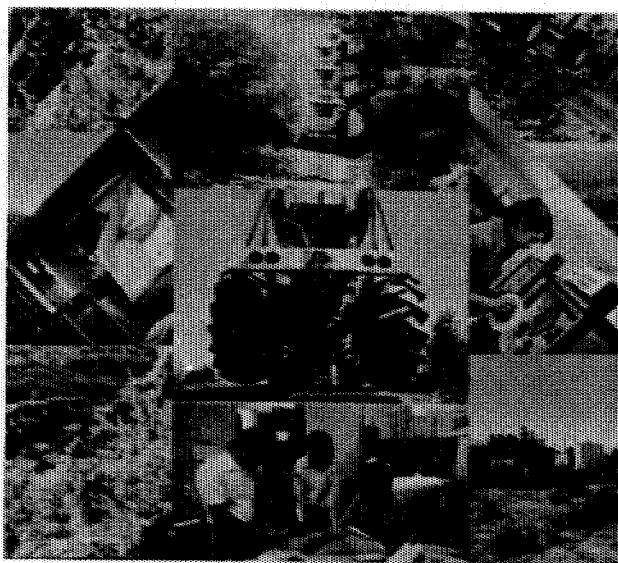
- Registros para Evaluación de Formaciones
- Registros de Pozos de Producción
- Servicio de Terminación Permanente
- Registro Continuo de Velocidad



EMPRESA 100% MEXICANA

AL SERVICIO DE LA INDUSTRIA

PETROLERA



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

TELS. 566 41 44
566 43 90
566 42 37

BOLETIN

de la

Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración

S U M A R I O

Descripción y Aplicación de
Procesos Sísmicos avanzados
para la Detección Directa de
Hidrocarburos.

Por:M.C. Héctor Palafox Rayón *

* Jefe del Depto. de Técnicas en Sismología de la
Gerencia de Exploración Petrolera, Petróleos Me
xicanos.

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

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

En este método se presentan en forma condensada y simplificada los principios básicos en que se basan los nuevos procesos sísmicos de reconstrucción de la onda sísmica ("Wavelet Process"), obtención de Secciones Coeficientes de Reflexión, Impedancia Acústica y Registros Sónicos a partir de las trazas sísmicas.

Para mostrar la resolución de estos métodos se presenta un ejemplo donde se han aplicado estos procesos a datos sísmicos reales, que aún cuando fueron realizados en forma experimental y sin haber aplicado otros procesos de refinamiento, muestra con claridad su eficacia y la gran ayuda que podría representar este tipo de proceso en la exploración, desarrollo de campos en explotación y valuación de reservas y en el estudio científico de la corteza terrestre.

Parte de este artículo contiene algunos temas del Curso de "Nuevos Programas de Proceso Sísmico para la Interpretación Estructural y Estratigráfica", preparado por el autor para la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A.

INTRODUCCION

La sismología en la Exploración Petrolera se ha desarrollado en forma sorprendente, en tal forma que en la actualidad por su alto poder resolutivo se ha convertido en el método indirecto que proporciona la principal fuente de datos a partir - de los cuales se obtiene el mayor número de localizaciones de yacimientos de petróleo.

Existen varios métodos y técnicas en esta rama, de los - cuales varios están en estudio y desarrollo. Otros ya están en producción y dentro de estos tenemos los sistemas sísmicos avanzados para la interpretación estratigráfica, estructural y detección directa de hidrocarburos.

Estos trabajos sismológicos de exploración petrolera se basan en el estudio del comportamiento físico de las ondas sísmicas a través de las rocas del subsuelo bajo diferentes condiciones, las cuales analizadas en forma apropiada y complementada -- con los registros geofísicos obtenidos en los pozos profundos, - gravimetría, magnetometría y trabajos de geología del área, permiten realizar la interpretación estructural y estratigráfica con - mayor precisión para descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos

en trabajos exploratorios o bien ser empleados en el desarrollo de campos en explotación.

PRINCIPIOS EN QUE SE BASAN LOS METODOS DE DETECCION DE HIDROCARBUROS.

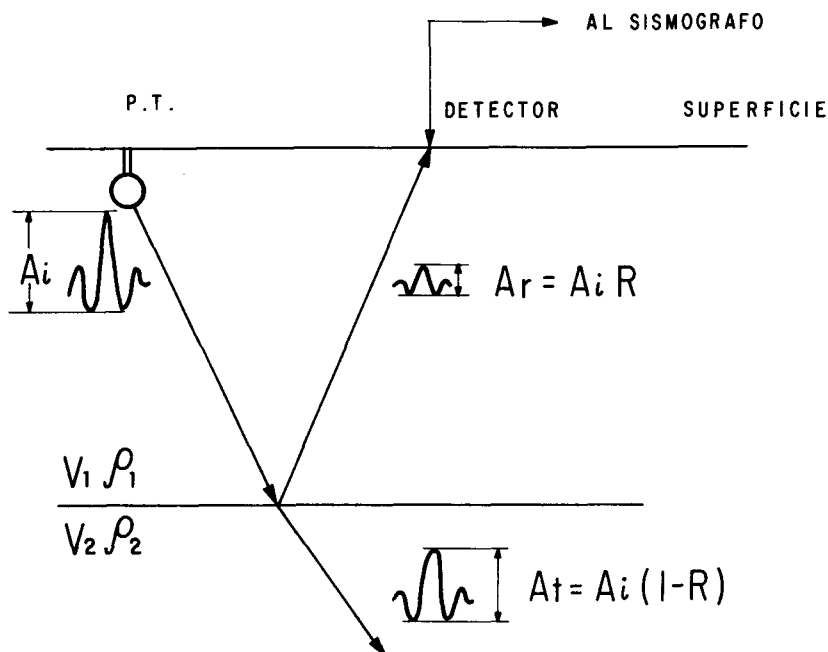
Los factores básicos en que se basan los métodos de detección directa de hidrocarburos son:

- a).- Amplitud de los eventos sísmicos.
- b).- Fase.
- c).- Contenido de frecuencias.
- d).- Polaridad.
- e).- Velocidad de intervalo.

De estos quizás el factor más importante en este tipo de procesos es la amplitud, la cual a su vez depende de los coeficientes de reflexión, razón por la cual se describirá con más -- detalle.

LA INFLUENCIA DEL COEFICIENTE DE REFLEXION EN LA AMPLITUD DE LAS SEÑALES SISMICAS.

En la figura 1 se muestra un medio sedimentario de 2 capas planas, horizontales de materiales homogéneos, donde la capa 1 tiene densidad ρ_1 y una velocidad de propagación de las ondas sís--



COEFICIENTE DE REFLEXION

$$R = \frac{V_2 \rho_2 - V_1 \rho_1}{V_2 \rho_2 + V_1 \rho_1} \approx \frac{V_2 - V_1}{V_2 + V_1}$$

A_i = Amplitud de la Señal Incidente
 A_r = " " " " Reflejada
 A_t = " " " " Transmitida
 ρ = Densidad V = Velocidad
 ρV = Impedancia Acústica
 R = Coeficiente de Reflexión

FIGURA 1.-Definición de coeficiente de reflexión.

micas V_1 . La capa 2 con densidad ρ_2 y velocidad V_2 . En ellas la impedancia acústica se define como:

$$W = \rho V \quad (1)$$

Si en la superficie o cercana a ella se emite una onda sísmica que se propague hacia el interior, al llegar al contacto entre las capas 1 y 2, parte de la señal incidente se reflejará hacia la superficie debido al cambio de impedancia acústica de los 2 medios.

La amplitud de la señal reflejada A_r , está dada por la - expresión $A_r = A_i \times R$ (2)

Donde A_i es la amplitud de la señal incidente y R es el coeficiente de reflexión en el contacto entre las 2 capas el - cuál se expresa como:

$$R = \frac{W_2 - W_1}{W_2 + W_1} \quad (3)$$

o bien como:

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (4)$$

Como las variaciones de la densidad son muy pequeñas en comparación con los cambios de velocidad las variaciones de la impedancia acústica dependen un 85% a 95% de los cambios de velocidad (Durschmer, 1958). Esto permite visualizar que si no se consideran los cambios de densidad, es decir suponiendo densidades constantes, el coeficiente de reflexión puede expresarse -- con bastante aproximación como:

$$R = \frac{V_2 - V_1}{V_2 + V_1} \quad (5)$$

Suponiendo ahora un medio sedimentario de varias capas como lo muestra la Figura 2, con velocidades $V_1, V_2, V_3, \dots, V_n, V_{n+1}$ en sus respectivas capas con la misma densidad para todos ellos, se pueden calcular los coeficientes de reflexión en los diferentes contactos a partir únicamente de las velocidades empleando -- como base la ecuación (5), ó bien la ecuación (4), si hay variaciones notables de densidad entre las capas.

Considerando que en un punto cercano a la superficie se genera una onda sísmica, la cual se propaga y se refleja sin ninguna atenuación a través del medio sedimentario, entonces la amplitud de las señales reflejadas (reflejos) en cada uno de los contactos dependerá directamente de su correspondiente coeficiente de reflexión, mostrando así que los eventos de mayor amplitud

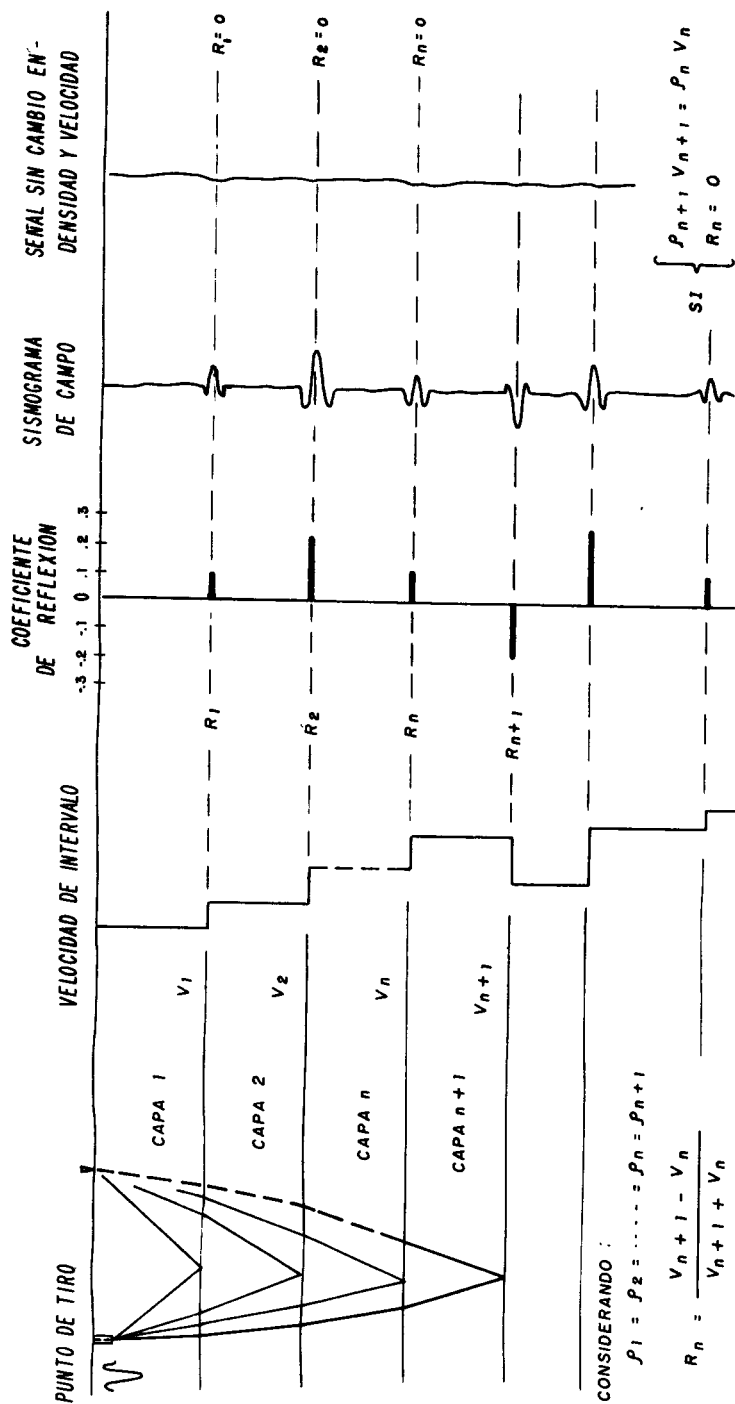


FIGURA 2.- EFECTOS DE LOS CAMBIOS DE VELOCIDAD EN LA AMPLITUD DE LOS EVENTOS SISMICOS

proviene de los contactos que tienen mayor coeficiente de reflexión.

Sin embargo puede darse el caso de que aún cuando existan cambios de velocidad y densidad tales que $\rho_n \neq \rho_{n+1}$ y $V_n \neq V_{n+1}$ pueden ocasionar que $\rho_n V_n \approx \rho_{n+1} V_{n+1}$ o bien que no haya cambios de velocidad ni de densidad, de tal forma que el coeficiente de reflexión sea nulo o tan pequeño que la energía reflejada quede - muy por debajo del umbral de ruido o detección, de tal manera - que la traza sísmica no presentará eventos, tal como lo muestra la curva de la derecha de la Figura 2.

Ahora bien, si en un medio sedimentario se explora mediante el sistema de reflexión, los eventos de reflexión (reflejos) presentes en las secciones sísmológicas como los de la Figura 3, representan la energía reflejada en los contactos de las diferentes capas del subsuelo. Incluyen también los efectos de atenuación por: divergencia, transmisión, reflexión de energía, difracciones, atenuación inelástica de las rocas por fricción, etc. grabados con otra serie de eventos y ruidos indeseables, pero compensados mediante la aplicación de una ganancia y con la aplicación de otros procesos complementarios, en donde la señal realmente útil es la que representa la energía reflejada (reflejos ó eventos primarios) .

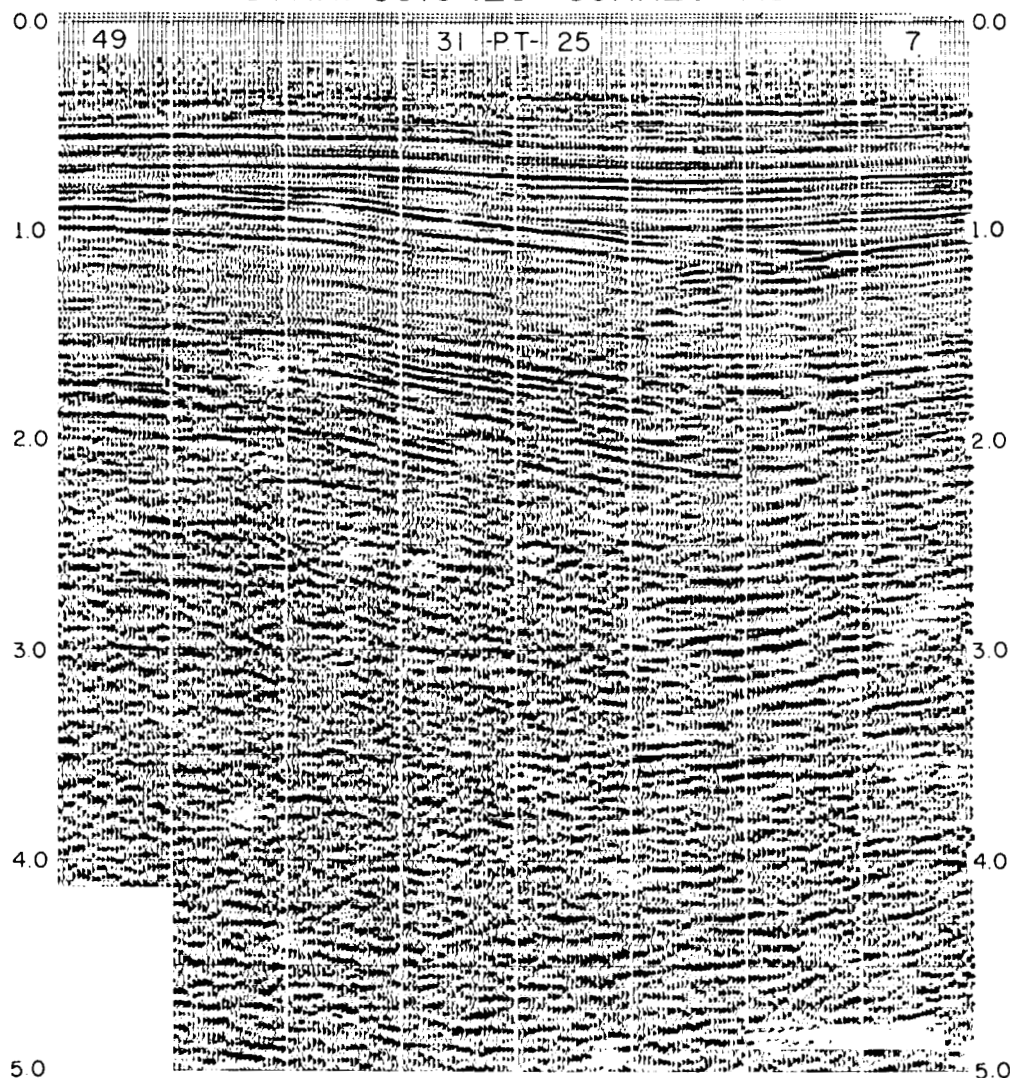
SECCION APILADA CON
CORRECCIONES CORRECTAS

FIGURA 3- SECCION SISMICA APILADA

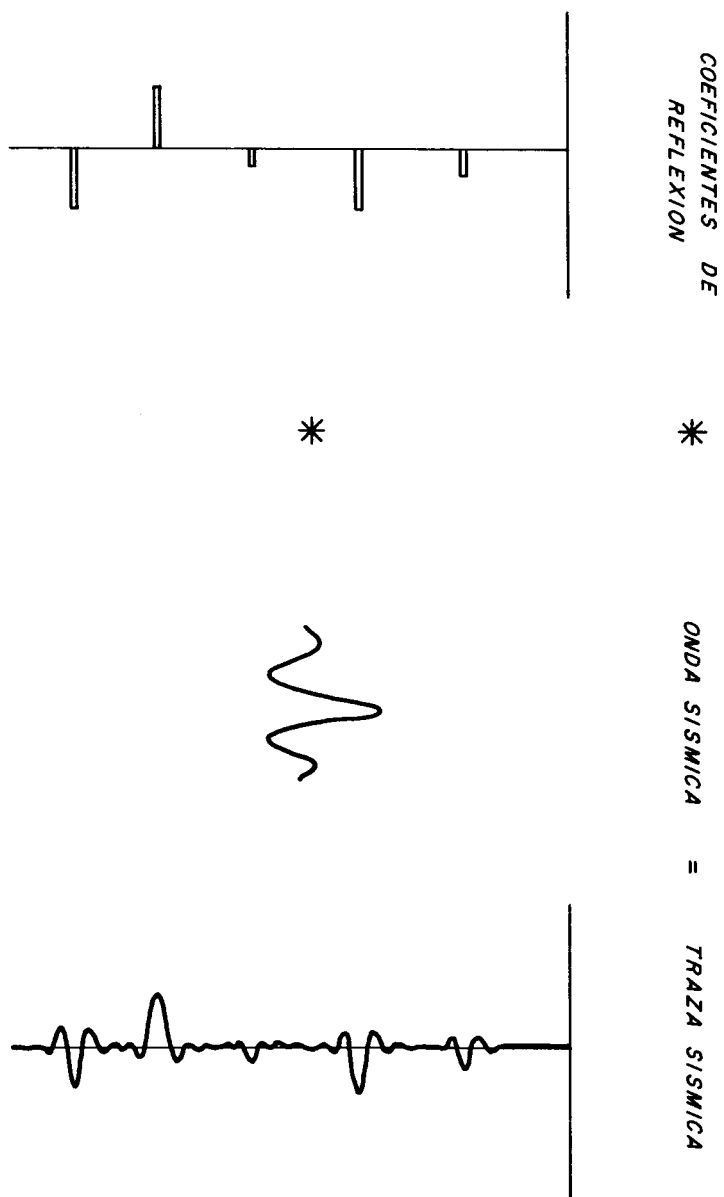


FIGURA 4.- Expresión matemática de una traza sísmica por medio de la convolución.

Se mencionaba anteriormente que si hay suficiente energía que se transmita al subsuelo y existen cambios de velocidad y densidad, la sección sismológica tendrá eventos como los que presenta la Figura 3 y su amplitud dependerá del coeficiente de reflexión en cada uno de los contactos, (Palafox 1978).

En la Figura 2 se aprecia claramente que la amplitud y polaridad de los eventos o reflejos existentes en una traza sísmica o un sismograma dependen de los coeficientes de reflexión, o sea de los cambios de velocidad de las diferentes capas del subsuelo, y que dicha traza sísmica se puede expresar matemáticamente como la convolución de una serie de coeficientes de reflexión $R(t)$ con una forma de onda específica, como se ilustra en la Figura 4, ó sea:

$$R(t) * \text{Traza Sísmica} = \text{Traza Sísmica}$$

Bajo esta consideración, se ve que la construcción de sismogramas sintéticos es factible realizarla mediante la convolución de la serie de coeficientes de reflexión (calculados con las velocidades de intervalo y densidades obtenidas de los registros de pozos), con una forma de onda específica tal como lo muestra la Figura 5, (Palafox 1972).

En dichos sismogramas sintéticos no se consideran pér -

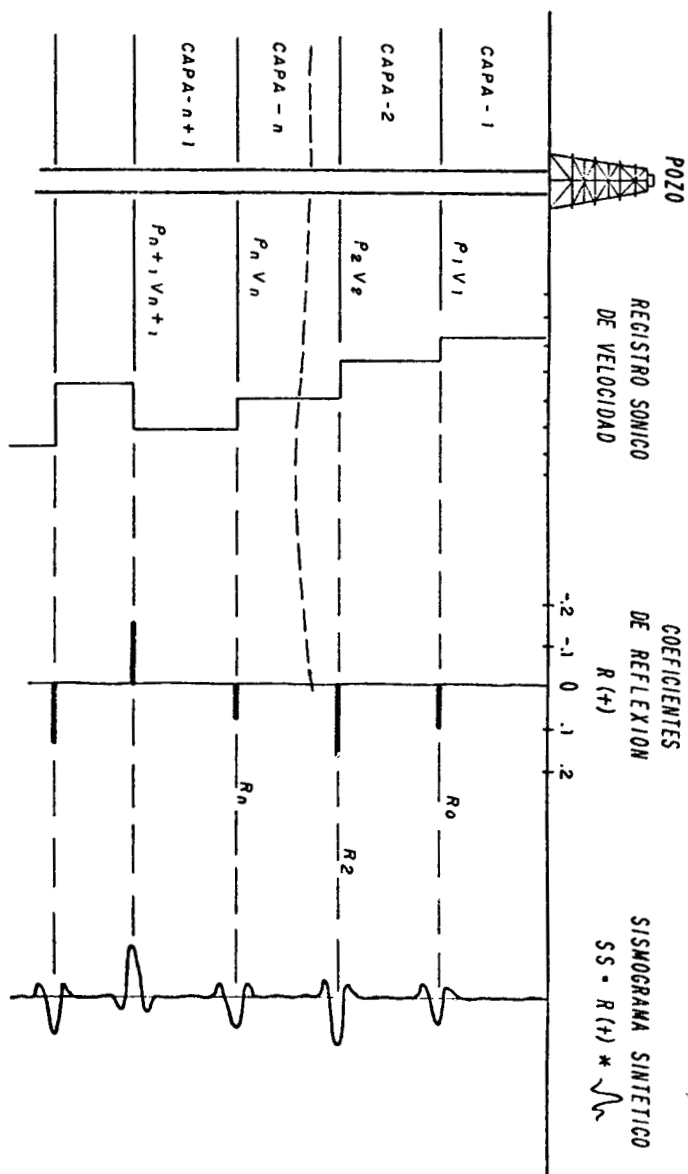


FIGURA 5.— OBTENCION DE UN SISMOGRAMA SINTETICO

didas de energía en la transmisión de las ondas sísmicas, además se consideran capas planas e incidencia normal de las ondas con frentes de ondas planos.

DESCRIPCION BASICA DE LOS REGISTROS SONICOS SINTETICOS (SEIS LOG).

Refiriéndose de nuevo a la Figura 2, observamos que la traza sísmica se puede considerar como la convolución de los coeficientes de reflexión con la forma de onda, sin considerar pérdidas de energía de ninguna clase. Sin embargo en la realidad la transmisión de las ondas sísmicas es fuertemente atenuada en distancia y profundidad debido a la divergencia esférica, transmisión y reflexión de la energía, agregando además las difracciones, atenuación inelástica por fricción, etc., cuyo efecto aproximado se presenta en la curva inferior de la Figura 6. El efecto total tiende a ser una curva exponencial sobre la cual oscilan las pequeñas -- variaciones de amplitud atribuidas a las señales sísmicas reflejadas y detectadas con su correspondiente atenuación.

El decaimiento de la señal es del orden de 80 a 120 db a -- tiempos de 4 y 5 segundos, el cual se compensa mediante la aplicación de una curva de ganancia diseñada apropiadamente para compensar las pérdidas de energía, como se presenta en la Figura 6.

La traza sísmica correspondiente a la señal - - - - -

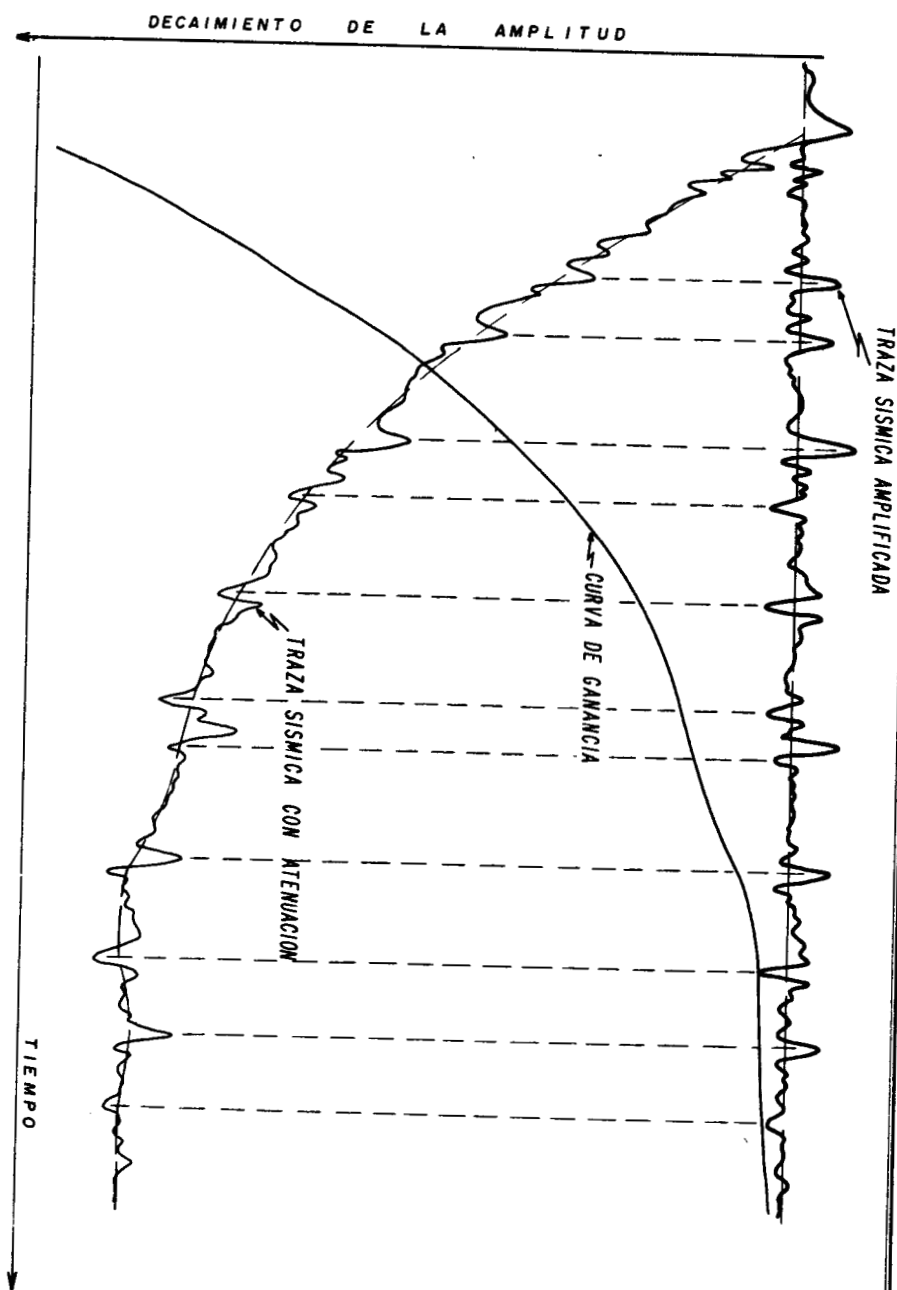


FIGURA 6.—COMPENSACION DEL DECAIMIENTO DE AMPLITUD
POR MEDIO DE UNA GANANCIA PROGRAMADA

amplificada quedaría de tal forma que las amplitudes de los eventos o reflejos estarán directamente relacionadas con los coeficientes de reflexión (Figura 7). Claro está que el factor de proporcionalidad entre las amplitudes de los reflejos y de los coeficientes de reflexión dependerá de la ganancia aplicada tanto en el proceso como en la graficación, la cual si se ajusta adecuadamente, podrá encontrarse una relación - que permita obtener los coeficientes de reflexión con bastante aproximación. Teniendo la serie de coeficientes de reflexión y considerando densidades constantes es factible determinar las velocidades de intervalo o lo que es lo mismo, UN REGISTRO SONICO SINTETICO, tal como se muestra en la Figura 7. Las velocidades obtenidas serán de mucho mayor exactitud si se calibran con las velocidades en un pozo cercano a la - sección. Si se consideran los cambios de densidad la salida será una curva de impedancia acústica.

Obviamente si no se tiene control de estas velocidades lo que se obtendrá será una relación de cambios de velocidades, la cual también es de gran utilidad para efectuar las interpretaciones estratigráficas basándose en el análisis cualitativo de los cambios de velocidad, asociados con las posibles acumulaciones de hidrocarburos.

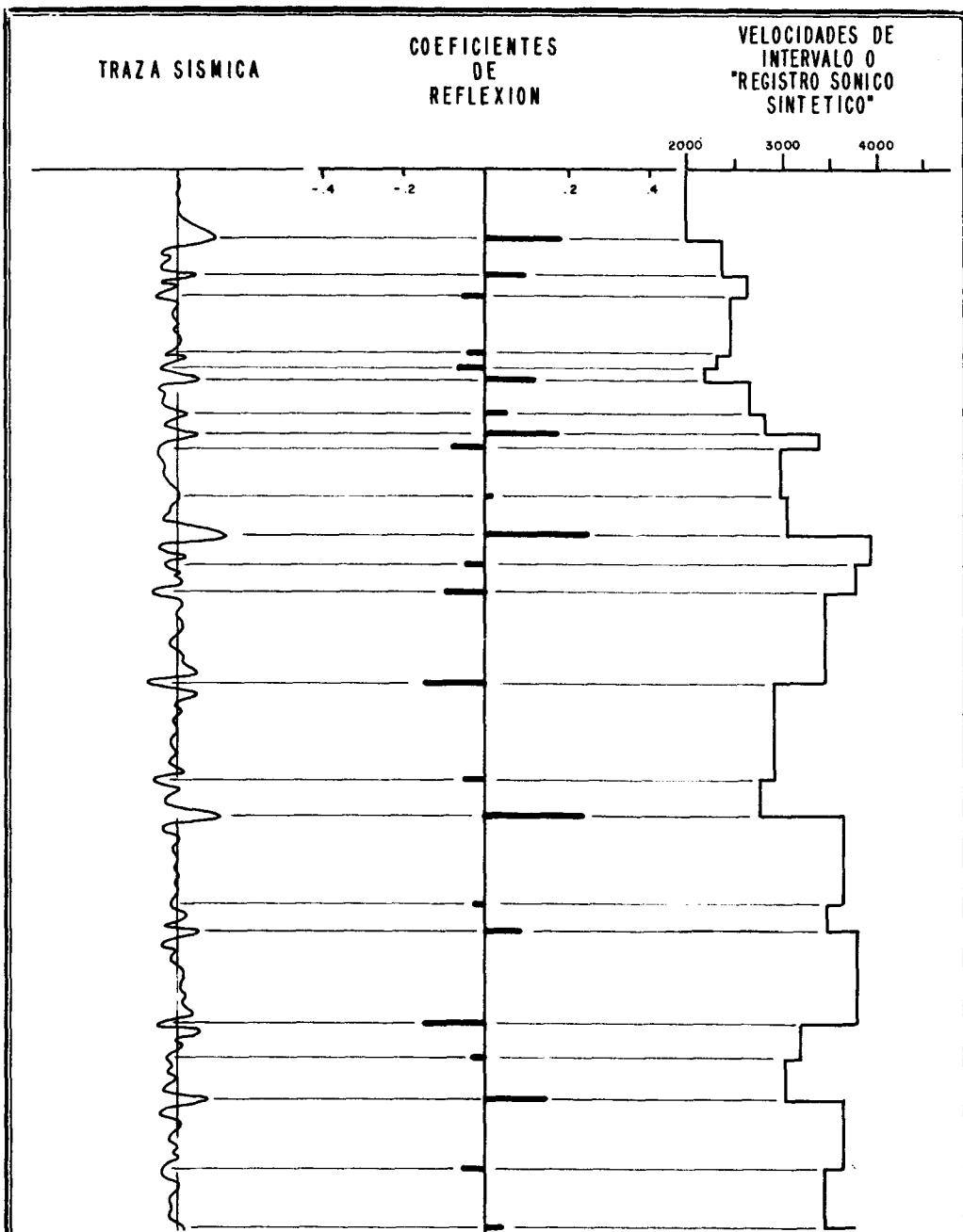


FIGURA 7.- OBTENCION DE REGISTROS SONICOS SINTETICOS A PARTIR DE DATOS SISMICOS

DESCRIPCION BASICA DEL PROCESO DE RECONSTRUCCION DE LA ONDA SISMICA.

Basándose en que una de las trazas de una sección sísmológica es teóricamente la convolución de la serie de coeficientes de reflexión con una forma de onda determinada, y con siderando las pérdidas de energía que han sido compensadas -- correctamente, es posible mediante procesos adecuados extraer la onda básica equivalente, que convolucionada con la serie de coeficientes de reflexión dé como resultado una traza sísmica (Figura 8), (Geo Quest, 1978).

Una vez obtenida la forma de onda, que en este caso es asimétrica, se busca un operador o filtro inverso que reconstruya este pulso asimétrico en forma de onda simétrica con la energía concentrada en la parte central, es decir, un operador que reordene y sume las componentes de frecuencia que la integran con fase cero para obtener un pulso simétrico RECONSTRUIDO con la energía concentrada en el centro de la onda (Stone, 1976, 1977), (Palafox, 1978).

En este caso no se tiene el operador, pero sí se conoce la onda asimétrica con sus componentes de frecuencia, las que -- puestas en fase, producen un pulso simétrico, como lo muestra -- la Figura 9. Como ya se tiene la onda de entrada asimétrica --- y la onda simétrica reconstruida, ya es posible determinar, mediante procesos matemáticos, un operador o filtro inverso que --

DIAGRAMA DE FLUJO EN EL PROCESO DE RECONSTRUCCION DE LA ONDA SISMICA (WAVE LET PROCESS)

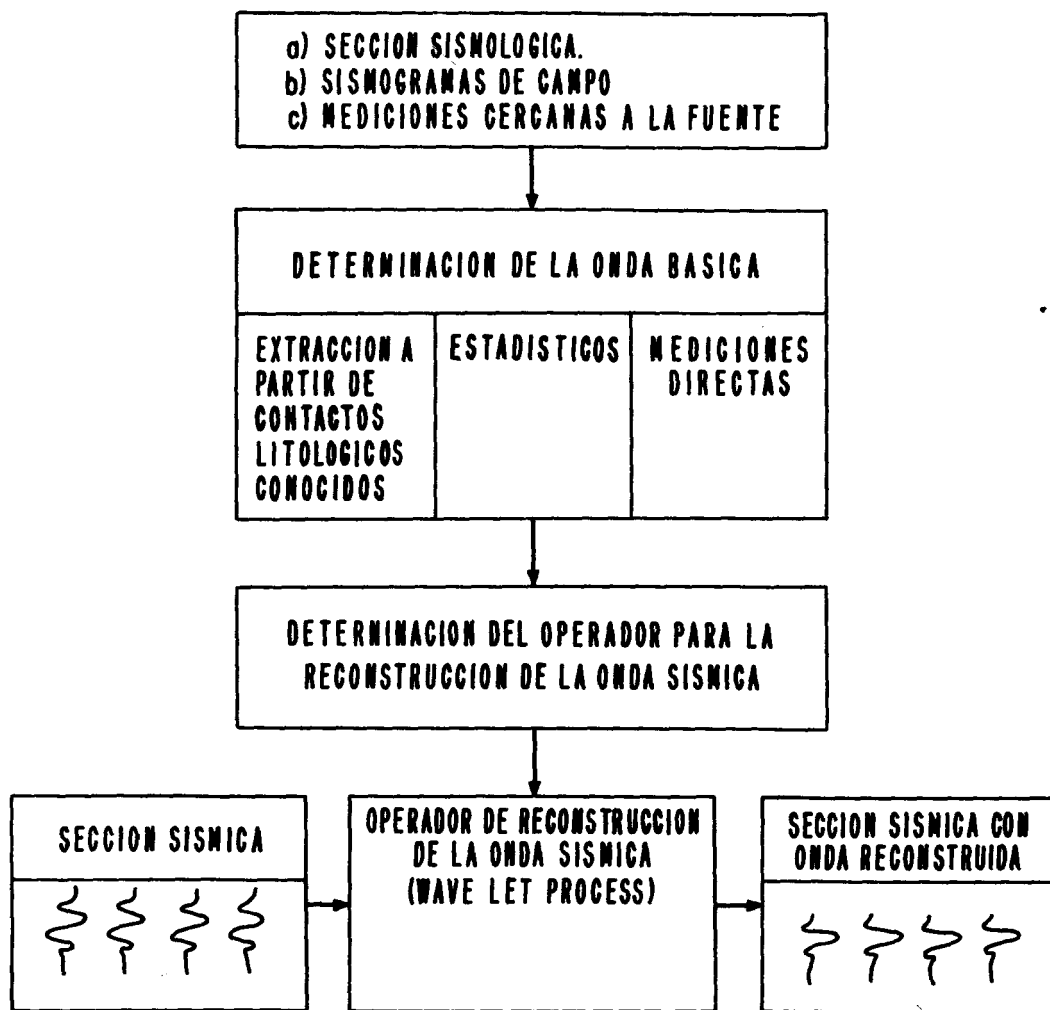


FIGURA 8.— DIAGRAMA DE PROCESO DE RECONSTRUCCION DE LA ONDA SISMICA

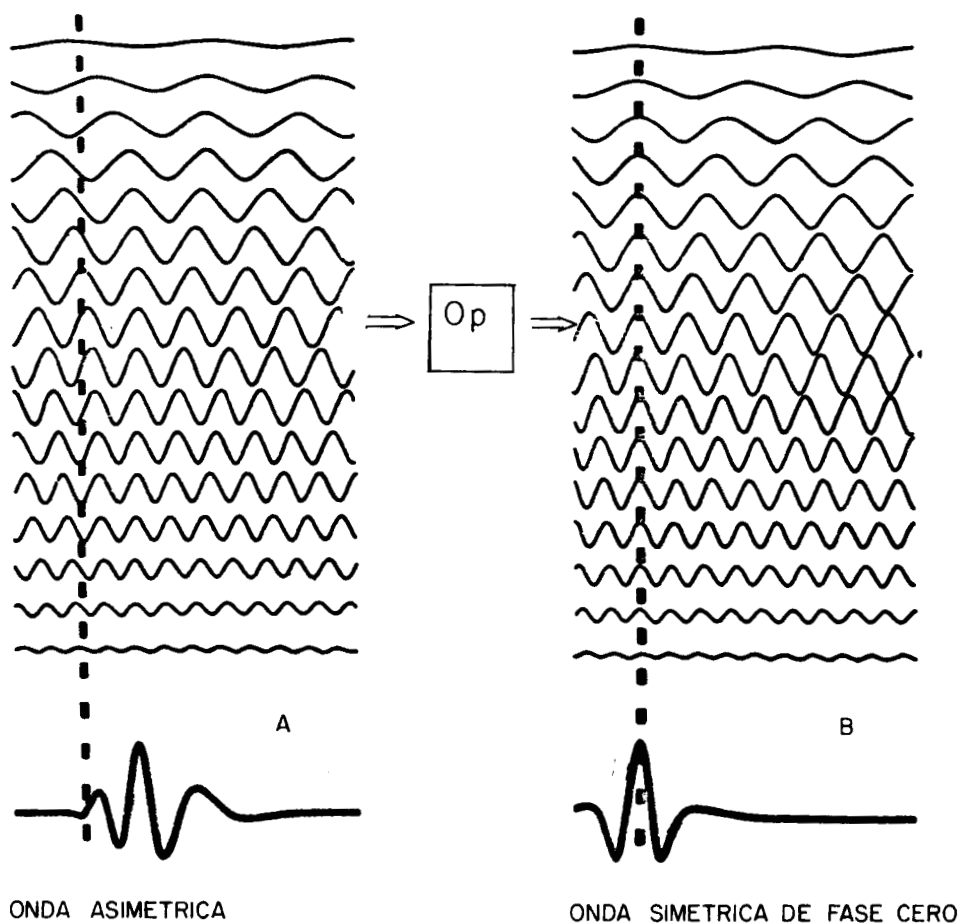


FIGURA 9- RECONSTRUCCION DE LA ONDA SISMICA

convierta pulsos asimétricos en simétricos, y más aún, diseñar el filtro inverso que al aplicarlo a la sección sismológica produzca una sección con ondas sísmicas reconstruidas - en ondas simétricas que faciliten la interpretación (Figura 8), (Palafox, 1978).

La técnica descrita, que consiste en forma sumaria, - en aplicar un filtro inverso a la sección sismológica de campo se le denomina RECONSTRUCCION DE LA ONDA SISMICA O PROCESO DE ONDICULA ("WAVELET PROCESS"), (Geo Quest, 1978).

Este proceso, combinado con las técnicas de punto brillante (brigh spot), puntos tenues (dim spot) y eventos planos de alta amplitud (flat spot), facilitan mucho más la interpretación por tener las siguientes características:

- a).- Pulsos simétricos con la energía concentrada en el centro, que identifica con mayor precisión la posición del contacto reflector.
- b).- Mayor definición en la continuidad de los eventos sísmicos.
- c).- Control de los cambios de polaridad y amplitud de los reflejos.

APLICACION

Para mostrar los efectos y resultados de los nuevos programas de procesos para la interpretación estratigráfica se escogió la Línea 109 del Area Lampazos (mostrada en la - Figura 10, que corresponde a un plano configurado del Jurásico Superior), a la que se aplicaron los siguientes procesos: (*)

- a).- Reconstrucción de la onda simétrica (Wavelet process)
- b).- Sección representativa de coeficientes de reflexión.-
(Equivalente a una sección de "punto brillante" de muy alta resolución).
- c).- Registro sísmico sintético obtenido a partir de las amplitudes de los eventos.
- d).- Obtención de velocidades de intervalo de alta resolución.

(*) Procesos aplicados en la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A.

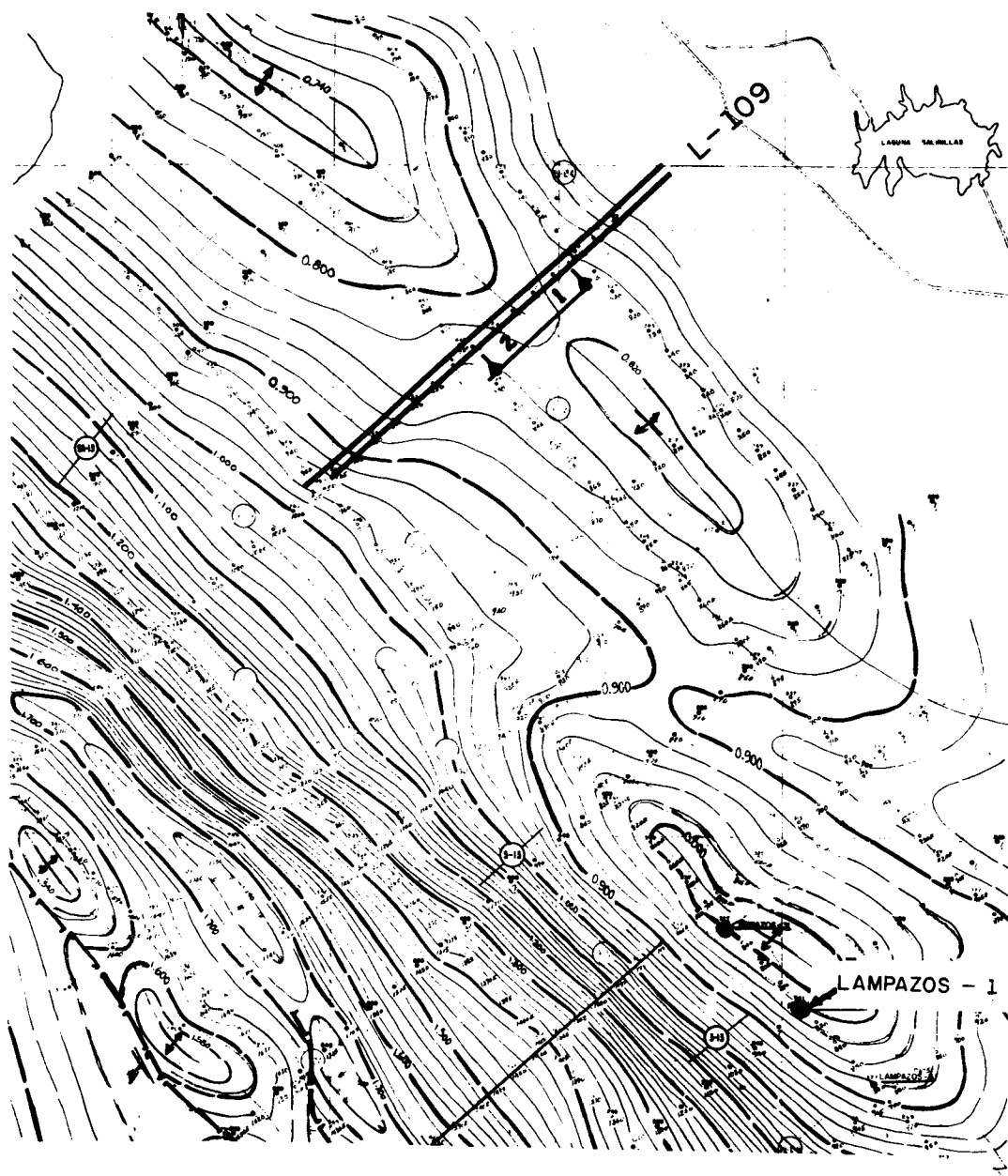
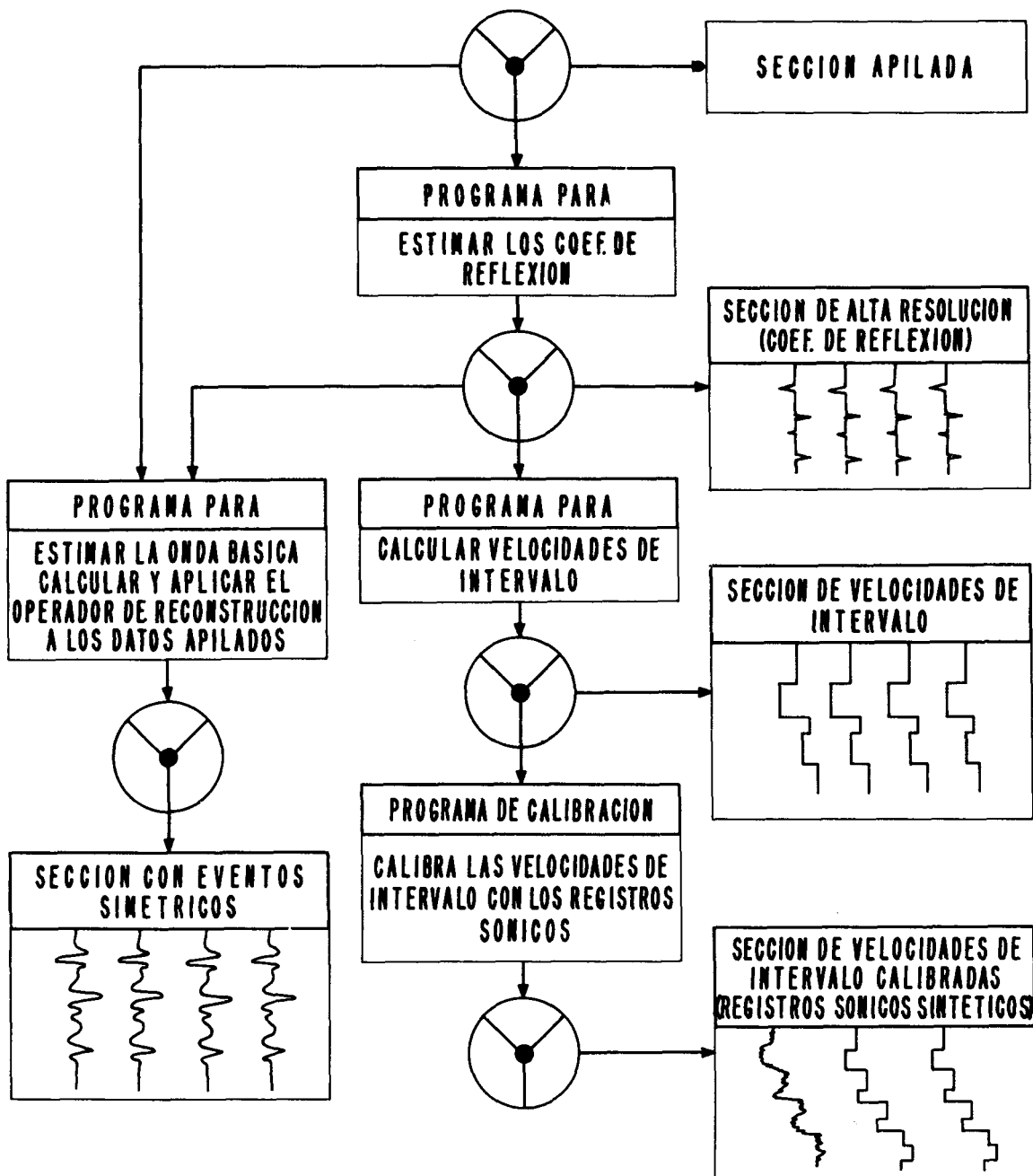


FIGURA 10.-PLANO CONFIGURADO DEL JURASICO SUPERIOR
LA CASITA

La secuencia de procesos aplicados a la línea 109 de Lampazos se ilustra en la Figura 11. La información de entrada corresponde a la sección sísmica apilada mostrada en la Figura 12, a la cual se le aplicó en primer lugar un proceso para obtener los coeficientes de reflexión mostrados - en la Figura 13. Este proceso está basado en la estimación de coeficientes de reflexión a partir de los contrastes de amplitud de las trazas sísmicas (Stone, 1977).

Basándose en la consideración de que la sección apilada es la convolución de una serie de coeficientes de reflexión en los diferentes contactos de la tierra, con una onda sísmica y considerando que el ruido ha sido atenuado - debidamente y se han compensado las pérdidas por divergencia esférica, reflectividad, etc., es posible determinar la onda básica y el operador de reconstrucción a partir de la - información original y de los coeficientes de reflexión, -- (Stone, 1976, 1977).

Habiendo determinado un operador (ó varios) éste se - convolucionó con la información de la Figura 12, para obtener la sección de la Figura 14, con onda sísmica reconstruida en un pulso simétrico con amplitud y polaridad apropiada que facilita enormemente la interpretación estructural y estratigráfica (Stone, 1976, 1977).



**FIGURA-11 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS APLICADOS
A LA LINEA 109 DE LAMPAZOS**

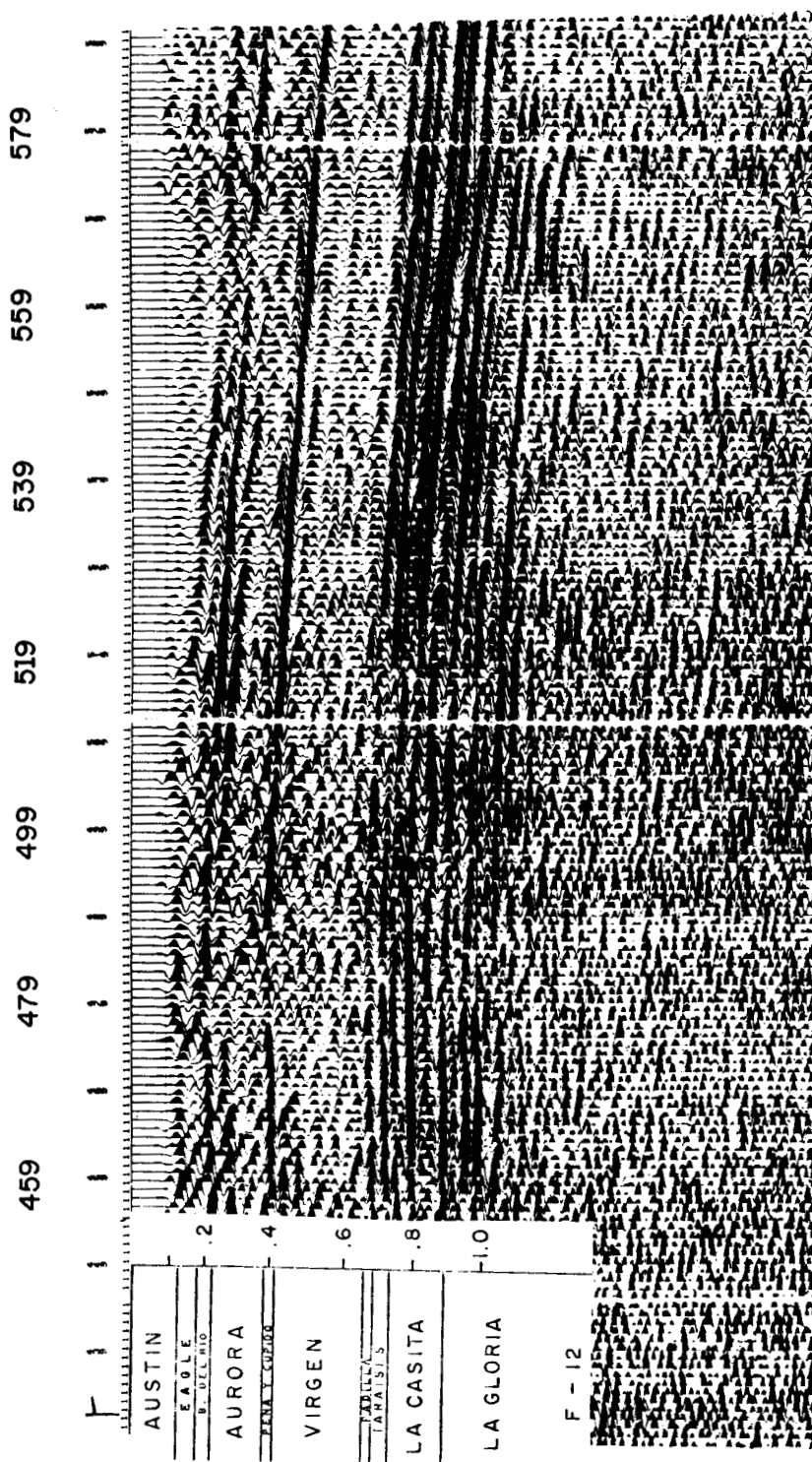
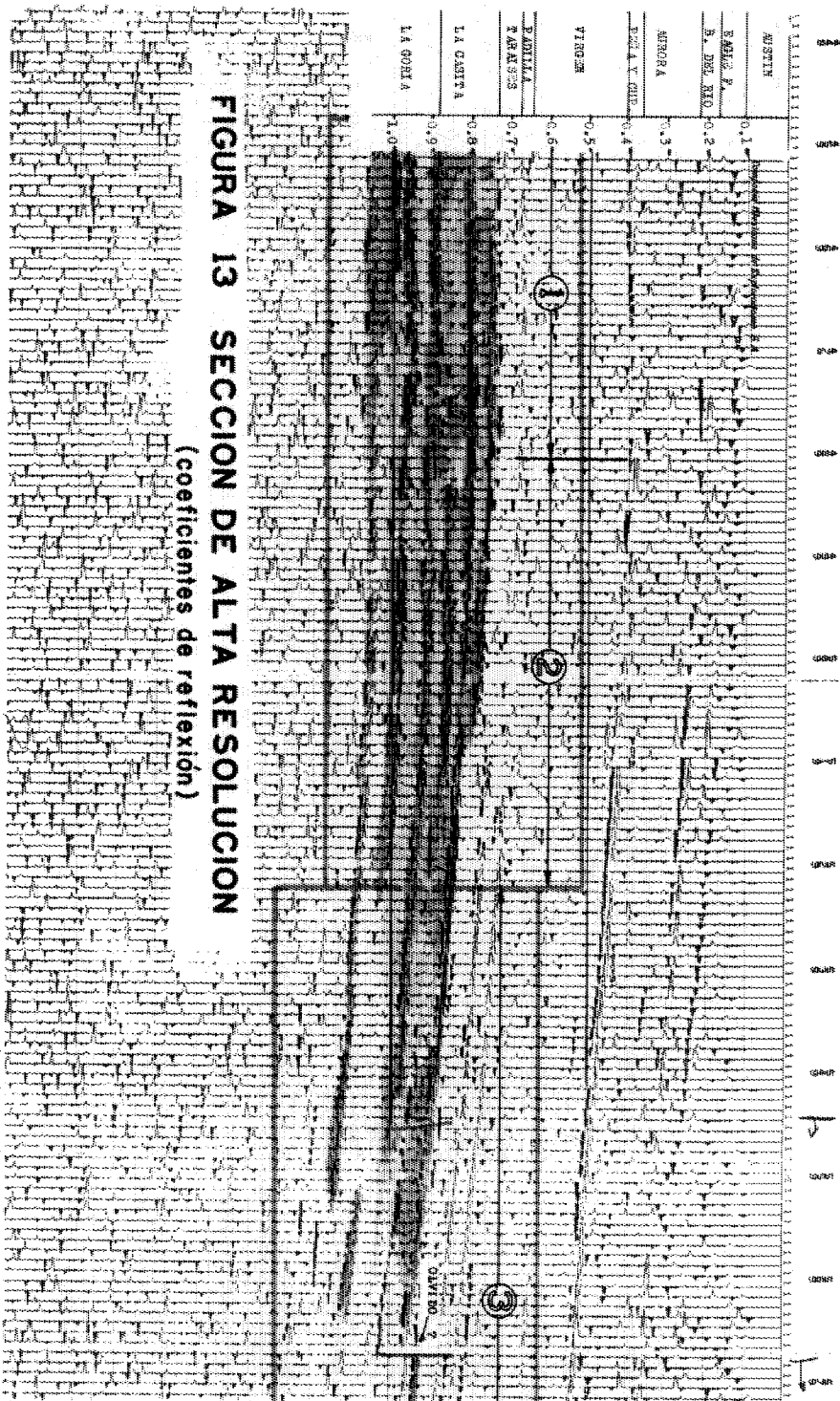


FIGURA 12.-SECCION SISMOLOGICA DE LA LINEA 109 DE LAMPAZOS

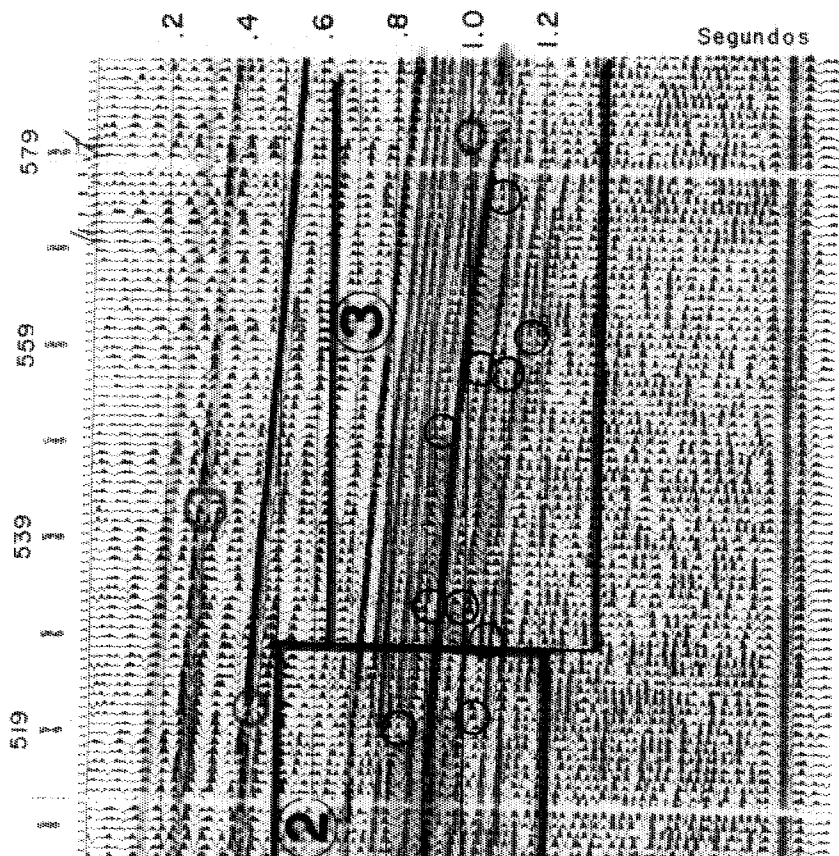


Si además esta sección se procesa también con la verdadera amplitud la detección directa de hidrocarburos será más fácil de realizar.

A partir de los coeficientes de reflexión de la Figura 13, se obtiene la sección de impedancias acústicas presentada en la Figura 15 . Si se consideran densidades constantes se obtendrá una serie de velocidades de intervalo (registros -- sónicos sintéticos sin calibrar), amplificadas en la Figura 15 . La Figura 16 muestra un registro sónico sintético del -- CDP No. 475, al que se le ha agregado una componente de baja frecuencia para incluir el aumento de la velocidad con la profundidad. La Figura 17 muestra la gran semejanza entre el registro sónico sintético y el de velocidades del pozo Lampazos No. 1, (Palafox, 1978).

INTERPRETACION DE LOS DATOS OBTENIDOS.

Para la interpretación de los datos obtenidos se hace uso de la Figura 18, correspondiente a la curva T-Z del pozo Lampazos No. 1, junto con sus columnas estratigráficas y litológicas. En esta figura se puede apreciar que las diferentes formaciones están constituidas principalmente de rocas



RECONSTRUCCION DE LA ONDA SISMICA

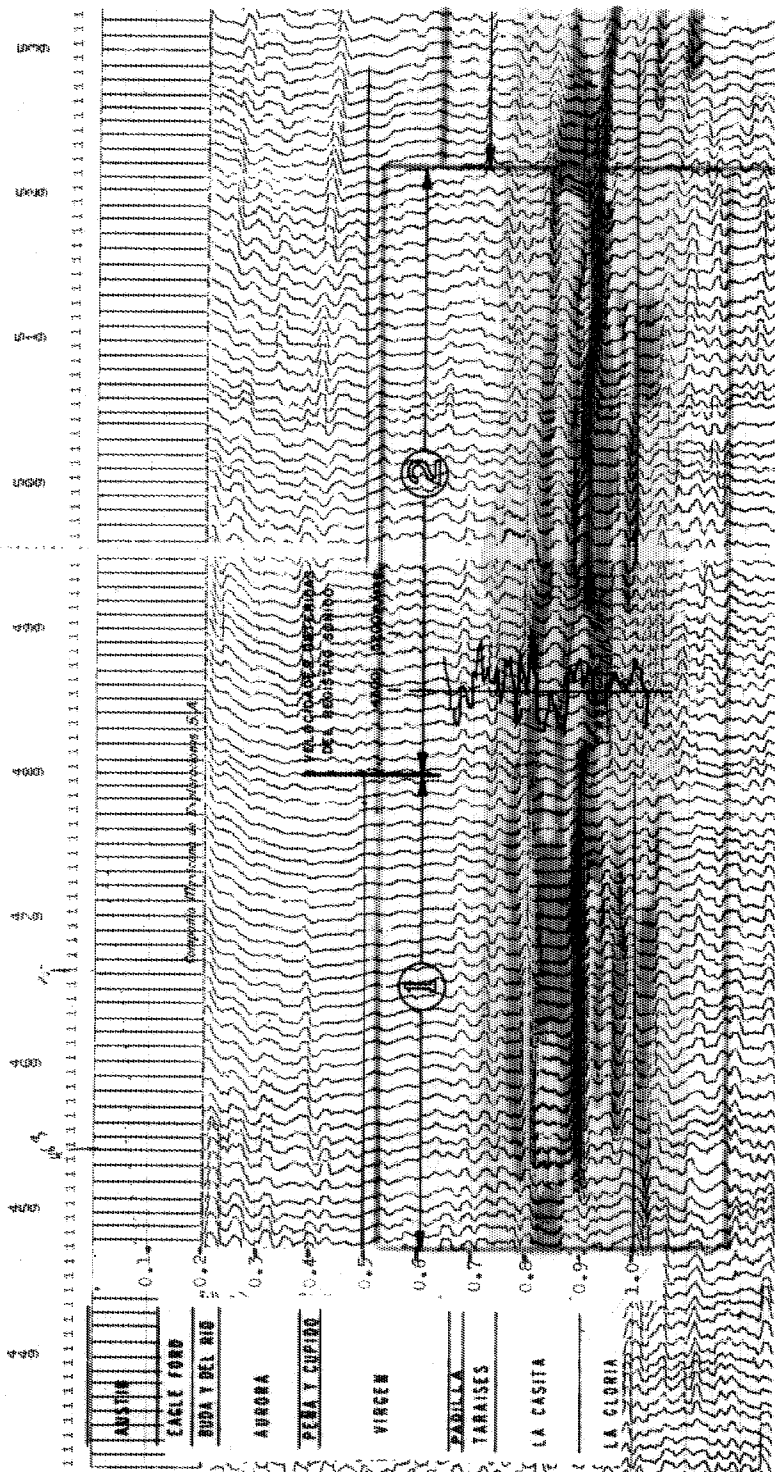


FIGURA 15 SECCION DE VELOCIDADES DE INTERVALO

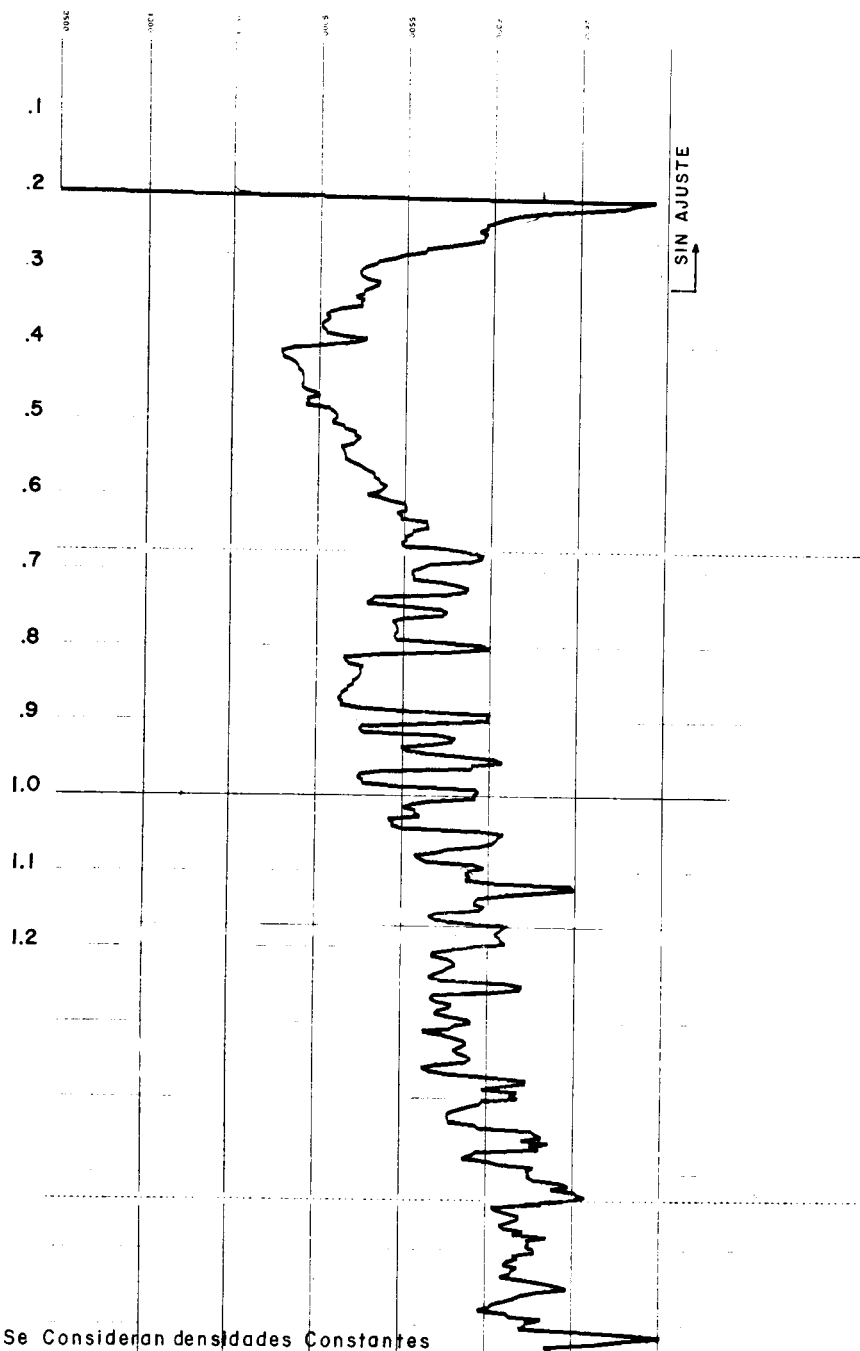


FIGURA 16.- REGISTRO SONICO SINTETICO OBTENIDO DEL CDP. 4.72

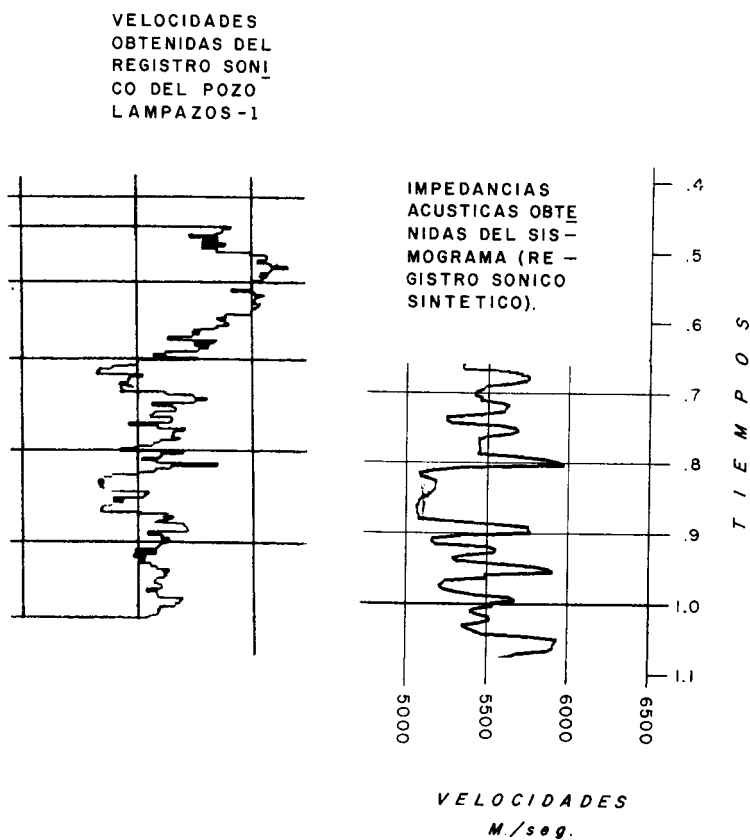


FIGURA 17.- COMPARACION DE REGISTROS SONICOS

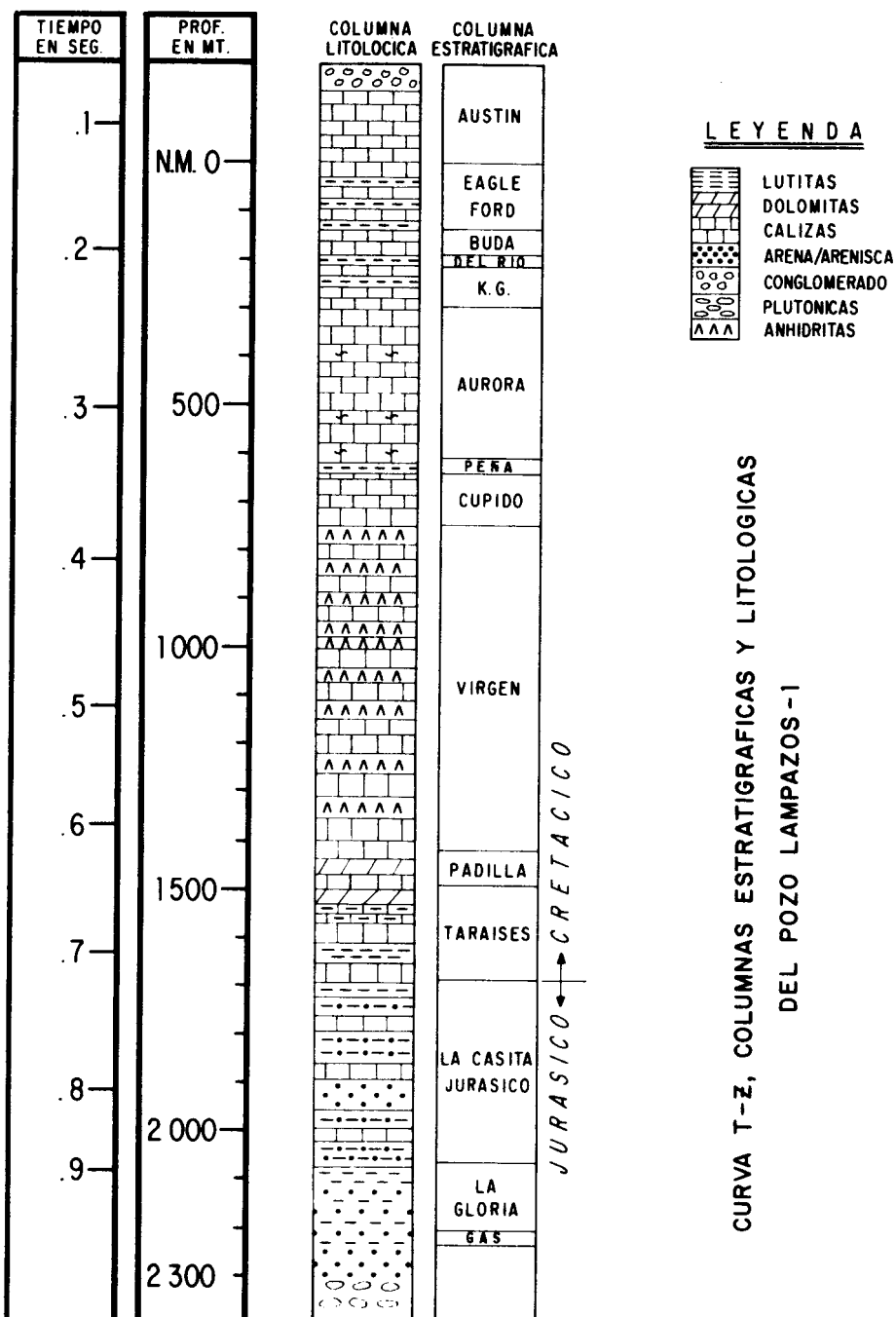


FIGURA 18.- COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA DEL POZO LAMPAZOS 1

calcáreas, lutitas y areniscas calcáreas con algunas pequeñas secciones dolomíticas y de anhidritas. Se consideró para la interpretación la configuración del Jurásico Superior La Casita, la cual es concordante con la formación productora La Gloria, (Figura 10). Dentro de esta formación, en el tramo de 2280 m. a 2450 m., se encuentran paquetes de areniscas (con cemento calcáreo) intercaladas con lutitas.*

La Zona Productora de gas se encuentra en areniscas de la Formación La Gloria a 2400 m. sellada por lutitas. De 2475 a 2590 m. se encuentran conglomerados Poligénicos y Rocas Cuarcíticas.*

La gráfica de velocidades de intervalo obtenida del registro sísmico del mismo pozo, muestra que los cambios de velocidades coinciden bastante con aquellos obtenidos en las velocidades determinadas en el punto 475, por lo que se pueden extrapolar las condiciones del pozo Lampazos a la parte en estudio de la sección sísmológica.

*NOTA: Datos proporcionados por los Deptos. de Geología de Sub-suelo e Interpretación de la Gerencia de Exploración de Petróleos Mexicanos.

Examinando las secciones de las Figuras 12, 13, 14, y 15 se puede observar lo siguiente:

En la sección de la Figura 14, que tiene la forma de onda simétrica reconstruida (con proceso de "wavelet"), se -- pueden identificar varios cambios de polaridad en los eventos sísmicos, cambios de frecuencia y aunque en forma un tanto - limitada, la amplitud de los eventos, (debido a que no fué graficada con la verdadera amplitud).

Si en la Figura 14 analizamos las Formaciones La Casita y La Gloria (las mas importantes), se observan cambios de polaridad, marcados con círculos, en los siguientes P.T.

P.T. 460 a los tiempos de 0.75, y 0.93 seg.

P.T. 481 a los tiempos de 0.92 y 1.03 seg.

P.T. 489 a los tiempos de 0.85 y 0.94 seg.

P.T. 492 a los tiempos de 0.78, 0.83 y 0.93 seg.

P.T. 506 al tiempo de 0.78 seg.

P.T. 519 al tiempo de 0.79 seg.

P.T. 535 a los tiempos de 0.82, 0.92 y 1.05 seg.

P.T. 540 a los tiempos de 0.93 y 1.06 seg.

P.T. 559 a los tiempos de 1.05 a 1.12 seg.

P.T. 579 al tiempo de 1.08 seg.

Observando los cambios de polaridad, aspectos de los reflejos y cambio de frecuencia de los eventos, nos lleva a pensar en posibles cambios litológicos en esas formaciones.

Si se enumeran en estas zonas de cambios de aspecto de reflejos y los cambios de polaridad, se pueden delinear varias zonas anómalas ilustradas con color amarillo, las cuales para su análisis, están divididas en tres ventanas, del P.T. 435 al 490, del 480 al 528 y del 529 al 579.

Analizando la Sección de Impedancias Acústicas de la Figura 15, junto con la Sección de la Figura 14 se tiene lo siguiente:

En la ventana 1, los puntos 459 y 489, a los tiempos de 0.77, 0.88 y 1.03 seg., se tienen tres zonas anómalas que de acuerdo con los antecedentes del pozo parecen corresponder a tres cuerpos de areniscas de las Formaciones La Casita y La Gloria, que por su muy baja velocidad pueden contener - gas, principalmente el cuerpo a 0.85 seg. además a los tiempos de 0.97 a 1.06 en la sección de la Figura 14, se observó una ligera deflexión de los eventos hacia abajo atribuida a la - baja velocidad de las areniscas.

Si se sobreponen las velocidades de intervalo obtenidas del registro sónico del Pozo Lampazos No. 1 sobre la sección - de impedancias acústicas, a la altura del P.T. 491, se observará una semejanza entre los cuerpos de areniscas de la ventana 2, - principalmente en un tramo entre los puntos 491 y 524 a los -- tiempos de 0.083, 0.088 y 0.93 seg.

Analizando la semejanza entre estos dos tipos de curvas, se puede ver que en el cuerpo de areniscas de la Formación La - Gloria de la Figura 15, presenta el mismo aspecto de la curva - del registro sónico del Pozo Lampazos No. 1, donde es productor de gas, lo cual induce a pensar que se tienen condiciones similares a las de dicho pozo. También se puede apreciar como este cuerpo desaparece en el P.T. 482 y 523. (Nótese los cambios de polaridad y aspecto de los eventos sísmicos en la sección de la Figura 15). Asimismo se tiene que el cuerpo de areniscas que -- está localizado entre 0.82 y 0.87 segundos en la ventana No. 1, se subdivide en dos cuerpos de la ventana 2.

También en este caso se presenta el efecto de una pseudo-estructura flexionada hacia abajo debido al efecto de baja velocidad de los cuerpos de areniscas.

En la sección de coeficientes de reflexión en la parte 1, se tiene el evento negativo a 0.87 seg. y un evento plano de muy alta amplitud a 0.82 seg. que podría representar el contacto de areniscas saturadas de gas con las que contienen agua, o bien - representar un evento entonado. Según la sección 14, con eventos simétricos de la Figura 15, se observa que el evento a 0.81 seg. es negativo y está perfectamente bien definido, lo que de acuerdo con las velocidades y el aspecto del reflejo se trata del contacto de lutitas con las areniscas, probablemente conteniendo -- gas, lo cual induce a pensar que la alta amplitud se debe a la -- suma de dos ó más eventos en fase.

Es de hacer notar que debido a que esta sección de coeficientes de reflexión no se calibró y que su factor escalado y -- graficado derivó un tanto al lado positivo, las inferencias que se hacen no son del todo exactas. Sin embargo sirve para, por -- lo menos, reconfirmar los cambios de polaridad. Por otra parte la presencia de eventos entonados puede ocasionar error, y tam -- bién es muy probable que debido a cambios litológicos existan -- efectos que alteren los coeficientes de reflexión; sin embargo -- a pesar de esto, esta sección es útil para identificar con mayor claridad los cambios de polaridad y encontrar continuidad de los

eventos en las secciones sismológicas al realizar con mayor facilidad los cambios de facies, a 0.93 seg. como se presenta a la altura del P.T. 554 al 575 en la Sección de la Figura 13, donde se aprecia un fuerte cambio de facies, posiblemente correspondiente a la presencia de la Formación Olvido, que estaba ausente en la ventanas 1, 2 y 3.

De todo lo anterior se puede resumir lo siguiente:

Los efectos de baja velocidad correlacionables en aspecto con las velocidades del pozo Lampazos No. 1, indican la presencia de cuerpos de areniscas, los cuales debido a su muy baja velocidad y a que están intercalados con capas de lutitas, aunadas a su condición estructural, parecen indicar que los cuerpos de areniscas presentes en las ventanas No. 1 y 2 son trampas bastantes atractivas para almacenar hidrocarburos (principalmente en lo que se refiere a los del tipo gaseoso), en las formaciones La Casita y La Gloria.

En la ventana 1, el cuerpo más atractivo por su espesor, baja velocidad, aspecto de los eventos y posición estructural, es el que se presenta entre los PTs 469 y 487 entre los tiempos 0.83 y 0.88 seg. el cual no presenta la intercalación de lutitas que -

tiene el pozo Lampazos a esta profundidad. Si se decidiera perforarse, se sugiere hacerlo tratando de pasar inclusive los cuerpos de areniscas localizados hasta 1.3 seg.

En la ventana 2, la parte atractiva está entre los P.T.s - 505 y 512 ya que contiene dos cuerpos de areniscas de la formación La Casita y otro en la Gloria, que tienen las mismas características de comportamiento del pozo Lampazos No. 1, y están en condiciones estructurales muy favorables.

El ejemplo mostrado permite visualizar la ayuda que presenta este nuevo tipo de proceso en la interpretación, claro está que para dar la localización de pozos con mayor precisión en esta área, se requiere un mayor número de líneas trabajadas con este tipo de proceso y ajustando o calibrando tanto las secciones de impedancias acústicas, así como el de coeficiente de reflexión, para hacer la interpretación del prospecto en tres dimensiones y no en un plano como se ha hecho en las secciones correspondientes a una sola -- línea sismológica; es decir, hacer la interpretación de un mayor número de líneas para tener un mejor control estructural y estratigráfico del área en estudio, para dar con más precisión las localizaciones para la perforación en búsqueda de hidrocarburos.

LIMITACIONES.-

Los métodos antes descritos, como es natural, tienen sus limitaciones, las cuales dependen en primer lugar de la relación señal a ruido con que se graben los datos sísmicos y posteriormente del tipo de procesamiento que se haya aplicado, con los errores o limitaciones inherentes a cada programa y el criterio con que fueron procesados, principalmente en lo que respecta al tipo de ganancia y amplitudes que se aplicaron para compensar las pérdidas de la energía sísmica y eliminación de ruidos coherentes e incoherentes.

Finalmente, la interpretación de los datos obtenidos mediante estos procesos dependerá del control, conocimiento de los efectos físicos de las rocas sobre las ondas sísmicas, y de la información complementaria con que se cuente.

CONCLUSIONES.

El método de la determinación de velocidades de intervalo (REGISTRO SONICO SINTETICO), obtenido a partir de los coeficientes de reflexión, trata de medir las características de la tierra a partir de la información sísmica, usando información apilada con amplitud verdadera, compensando las pérdidas de energía, es

decir, preservando los cambios de amplitud, la cual ha sido procesada cuidadosamente para obtener una alta resolución.

Además, si se usara migración antes de aplicar este proceso para eliminar los efectos de foco enterrado, ruidos coherentes principalmente en lo que se refiere a difracciones, sería - mucho mejor. Este tipo de procesado de determinación de velocidades de intervalo, aunado al de reconstrucción del pulso simétrico y usando la información geofísica de pozos profundos tales como: el registro sónico, de densidad, de porosidad, de resistividad, - y la información geológica disponible, permitiría calibrar los - registros sínicos sintéticos y obtener mayor precisión en los procesos y estimaciones de velocidades de intervalo y coeficientes - de reflexión, lo cuál redundará en mejores interpretaciones estructurales y estratigráficas.

Tomando en consideración las limitaciones mencionadas, el método facilita la interpretación estructural y estratigráfica; puede aplicarse para la "determinación directa de hidrocarburos", localización del contacto entre fluídos, desarrollo de campos en explotación, e inclusive puede ser empleado como otra herramienta más para la estimación de reservas de los campos petroleros (Brian et al 1977; Lindsey et al 1976; Bemmell, 1978).

AGRADECIMIENTO

El autor desea expresar su sincero agradecimiento a las Cias. Mexicana de Exploraciones, S.A. y Seismograph Service Corporation, por su invitación para participar en las pruebas de estos programas de proceso, así como por las facilidades que -- proporcionaron para la elaboración de este trabajo.

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

- Aspíroz, A.R., Aspíroz, A.S. y Esteban, J.L.M., 1978-
"Aplicación de la Técnica de Punto Brillante en la
Zona Sur de México". - A.M.G.E., Vol. XIX - No. 4
- Ausburn, B.E., Butler, J.R., Nath, A.K. y Wittick, T.R.
1977 - "Modern Seismic Methods; an aid to Petroleum
Engineer", presentado en la 52^oConference of the -
Society of Petroleum of AIME Denver, Colorado - Oc-
tubre 1977.
- Durschner, H.- 1958 - "Synthetics seismograms from -
continuos velocity logs": Geophysical Prospecting,
V. G., p. - 272 - 283.
- Geo Quest, 1978 - "Curso de Wavelet" presentado en la
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. en Julio-
Agosto 1978.
- Lindseth, R.O., 1976 - "Seislogs: Advance seismic data-
adquisition and Interpretation Techniques": Symposium
of the Geophysical Society of Houston, Texas.

- Lindsey, J.P., Schramm, M.N and Nemeth, L.K. - 1976 -
"New Seismic Technology on guide field development"
World Oil - Junio 1976
- Palafox, R.H. - 1972- "Uso del Sismograma Sintético pa
ra la Correlación de Datos Geofísicos y Geológicos"
Vol. XII No. 9 de la AIPM.
- Palafox, R.H.-" 1978- " Descripción Breve de los Nuevos
Programas de Procesado para la Interpretación Sísmica Estructural y Estratigráfica " - Preparado -
en Agosto de 1978 - para la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A.
- Pennebaker, E.S. - 1969 - "The use of geophysics in -
abnormal pressure applications"; Presentado en el 22°
Congreso de la SEG en Tulsa, Okla. en Abril de 1969.
- Stone, D.G. 1976 - "Robust wavelet estimation by structural deconvolution" SEG- preprint, Box 3098, Tulsa
Okla.

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

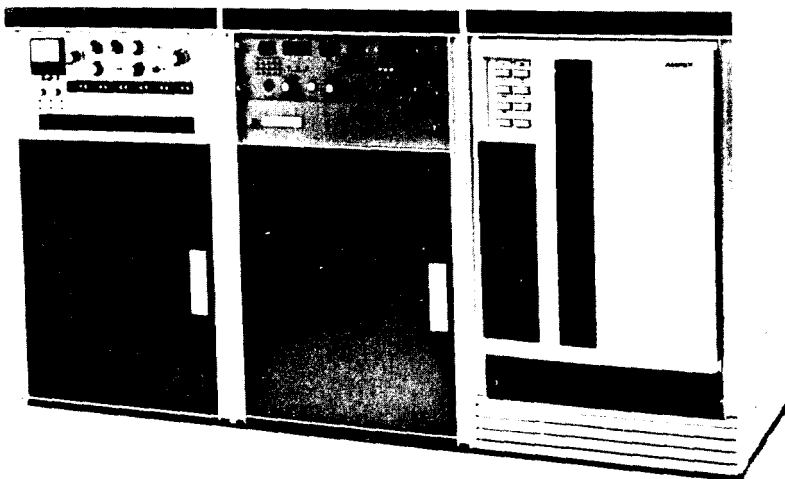
GEOPHYSICAL SERVICE DE MEXICO, S.A. DE C.V.

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

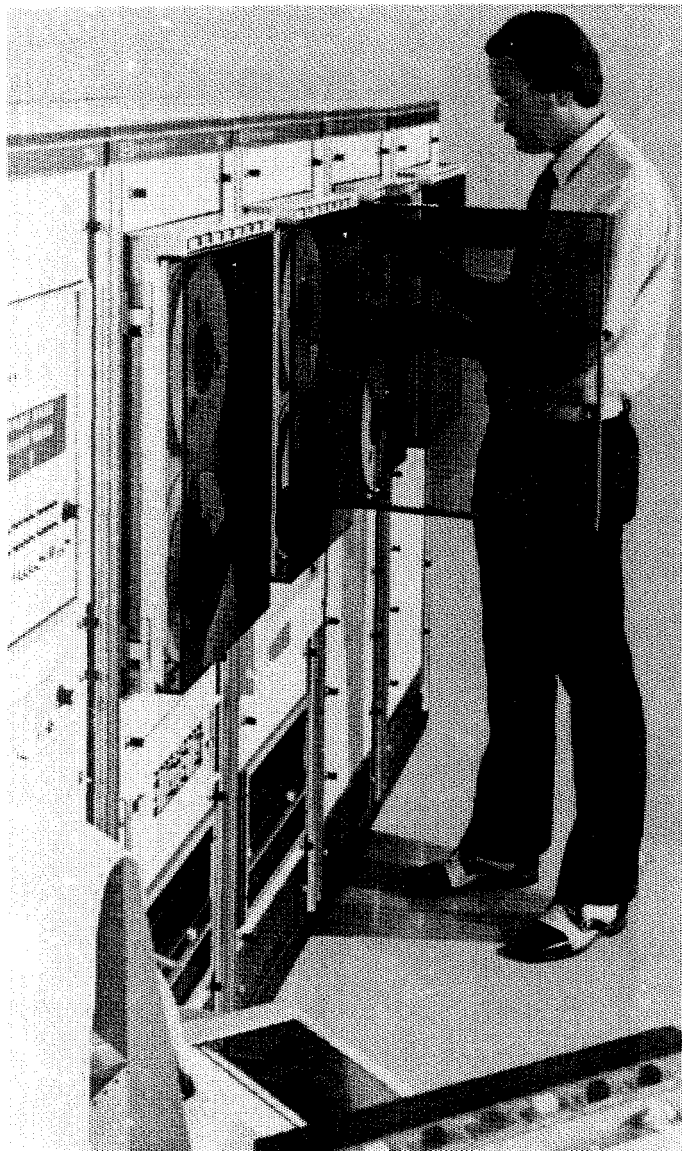


ELECTRO-TECHNICAL LABS

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. 713-774-7561

Petty-Ray

Petty-Ray Geophysical, Inc.

De México, S.A. de C.V.

AV. JUAREZ 97, DESP. 408

MEXICO 1, D.F. TEL. 521-08-34

Tres veces mejor.

Litton Resources Group (El Grupo de Recursos Litton) se halla compuesto de tres compañías bien conocidas en el terreno de la exploración geofísica.

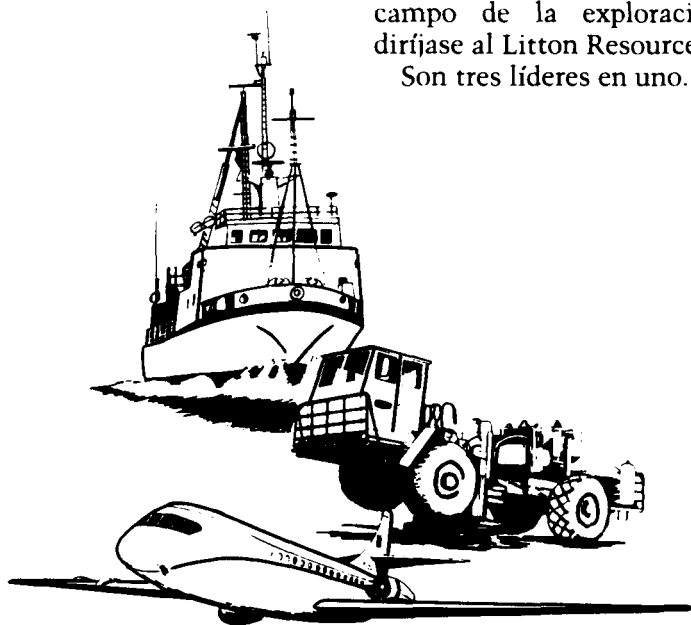
Western Geophysical es una de las líderes de la industria en servicios de exploración terrestre y marítima. Para ello utiliza métodos sísmicos gravitacionales y magnéticos, entre otros, para obtener en casi todas las regiones del mundo entero la información geofísica requerida.

Aero Service se distingue por la forma en que lleva a cabo toda clase de levantamientos aéreos y todo tipo de aerocartografía desde el radar de visión lateral hasta los métodos fotogramétricos y de espectro múltiple más modernos.

Litton Resources Systems es una líder en la manufactura de equipo electrónico y mecánico de exploración. Es la única compañía en el mundo entero que ha diseñado y construido una línea completa de equipo sísmico para uso en tierra y mar. LRS distribuye esta línea de equipo en todos los países del mundo.

Para el mejor servicio total en el campo de la exploración geofísica diríjase al Litton Resources Group.

Son tres líderes en uno.



LITTON RESOURCES GROUP

P.O. Box 2469, Houston, Texas 77001

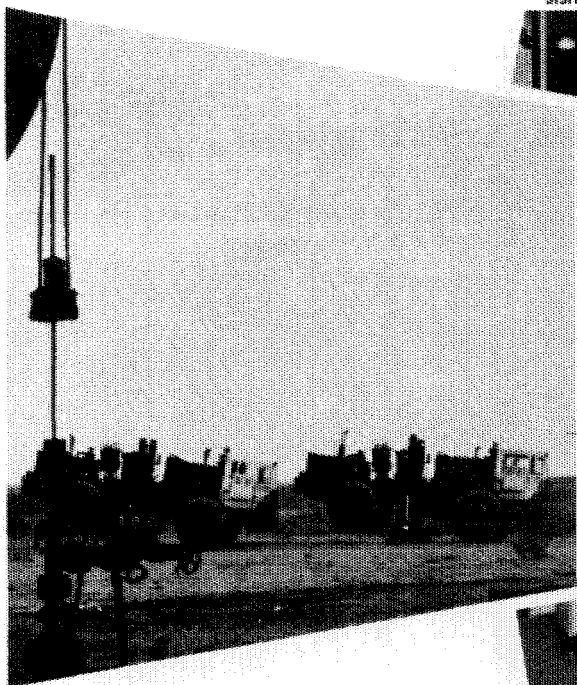


EN EL TRABAJO

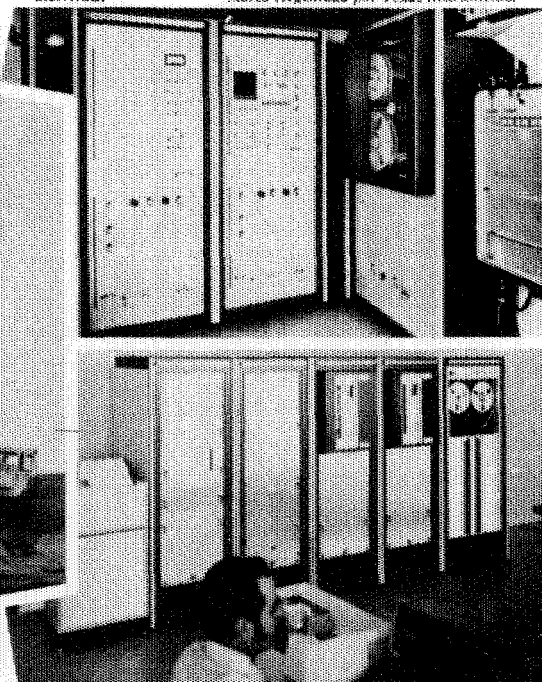
*... para ayudar a resolver sus
problemas en exploración sísmica*

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

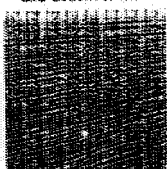


- Diseño de vehículo adaptado terreno.
- Correlación digital de campo.
- Diseño específico de campo.

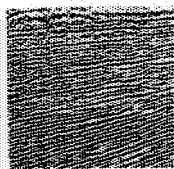
Adecuada para el proceso de datos

TVAC

Normal correlation and deconvolution



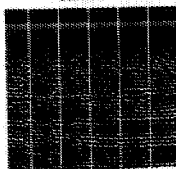
Adaptive correlation



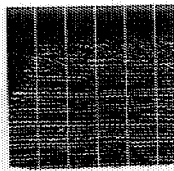
- Técnica de pulsos compresionales para el contenido de información traza por traza.
- Deconvolución apropiada a la mezcla de fases, característica del Vibroseis.
- Apilamiento vertical con la consiguiente supresión de ruido de gran amplitud.

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



Delta Exploration Company Inc

P. O. Box 36789 Houston, Texas 77036 713/735-4060

*Registered trademark and service mark of Continental Oil Company