



**EMPRESA 100% MEXICANA**  
**AL SERVICIO DE LA INDUSTRIA**  
**PETROLERA**



BRUSELAS 10-3<sup>er</sup> PISO  
COL. JUAREZ  
MEXICO 6, D.F.

566 41 44  
TELS. 566 43 90  
566 42 37

# Síntesis de Información inegi Geográfica por Estados inegi

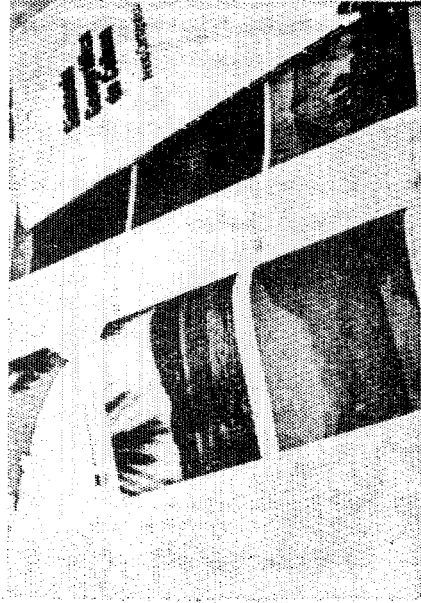
A través de la Síntesis de Información Geográfica por Estados, se pretende ofrecer una visión integrada de la geografía física de cada entidad, señalando, además, en función del análisis de ella, cuáles son las posibilidades para el aprovechamiento de los recursos en las actividades agrícolas, ganaderas y forestales.

|                  | Costo de envío |               |
|------------------|----------------|---------------|
|                  | Nacional       | Internacional |
| * Aguascalientes | \$ 1 600.00    | USCY 7.00     |
| * Coahuila       | \$ 2 800.00    | USCY 9.00     |
| * Guanajuato     | \$ 1 200.00    | USCY 9.00     |
| * Jalisco        | \$ 2 200.00    | USCY 12.00    |
| * México         | \$ 1 900.00    | USCY 9.00     |
| * Morelos        | \$ 1 700.00    | USCY 7.00     |
| * Nayarit        | \$ 1 800.00    | USCY 9.00     |
| * Nuevo León     | \$ 2 500.00    | USCY 9.00     |
| * Tlaxcala       | \$ 2 000.00    | USCY 7.00     |
| * Zacatecas      | \$ 2 000.00    | USCY 10.00    |

Informes, Consulta y Ventas en Balderas No. 71-P.B.  
y en Insurgentes Sur No. 795-P.B.

Tels.: 521-42-51, 687-46-91 y 510-47-75

Para el interior de la República anexar cheque certificado a favor de INEGI-SPP, Dirección General de Integración y Análisis de la Información, Cerrito No. 670, 3er. piso, Col. Granjas México, Delegación Iztacalco, 08400 México, D. F., Tel. 657-89-44, Ext. 214

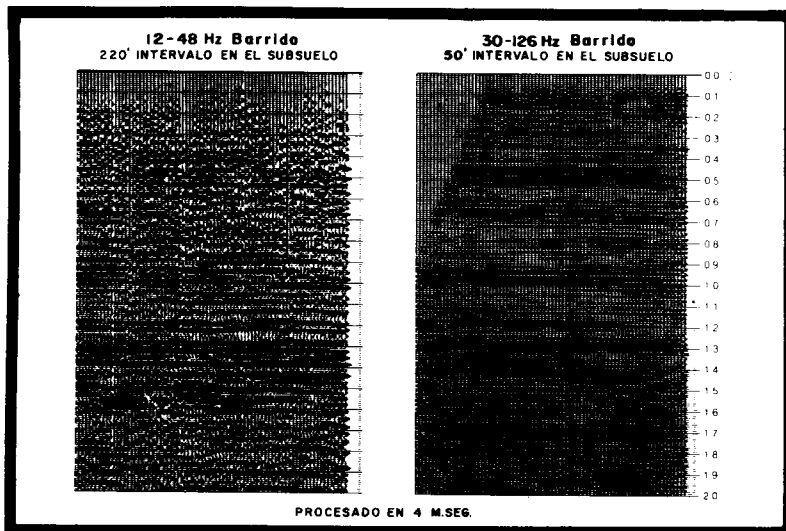


**SPP**  
programación y presupuesto  
INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICA  
GEOGRAFIA E INFORMATICA

La información estadística y geográfica es un servicio público y su difusión es comunicación social

# Mayor energía para usted!

**MAYOR ENERGIA  
MEJOR PENETRACION Y RESOLUCION  
DEL VIBRADOR DE ESPECTRO AMPLIO  
MAS POTENTE EN LA PRODUCCION  
DE HOY**



El vibrador estandar de GSI, de alto poder no tan solo desarrolla la más alta energía sino que además es el más flexible el de mayor precisión y el mas digno de confianza.

**POTENCIA:** De 30,240 libras de fuerza pico permite el uso de menos maquinas en el campo.

**FLEXIBILIDAD:** El vibrador de GSI puede barrer hacia abajo o hacia arriba con la misma potencia entre 5 y 200 Hz con acoplamiento excelente a la baja frecuencia.

**PRECISION:** Los circuitos electrónicos patentados permiten un control de acoplamiento de fase que reduce enormemente la distorsión armónica y permite barridos hacia arriba o hacia abajo a plena fuerza sobre el rango completo de frecuencias.

Los inicios están sincronizados con precisión mediante señales de radio codificados para mayor eficiencia en el campo.

**CONFIANZA:** El diseño mecánico con mayor resistencia minimiza descomposturas y mantenimiento, reduciendo de esta manera el equipo extra que se tiene para repuesto.

A disposición inmediata.

Para mayor información, llamar o escribir a  
**GSI DE MEXICO, S.A. DE C.V. RIO RHIN No. 22**  
**7º PISO MEXICO 5, D.F. TEL. 566-92-44**



**GSI DE MEXICO, S. A. DE C.V.**  
SUBSIDIARIA DE

**TEXAS INSTRUMENTS**  
INCORPORATED

**INVERSION SISMICA  
Y SU APLICACION EN LA  
EXPLORACION DE TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS**

**por**

**Rubén Darío Martínez  
Geophysical Service Inc.**

# INVERSION SISMICA Y SU APLICACION EN LA EXPLORACION DE TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS

por

Rubén Darío Martínez\*

## RESUMEN

El proceso de inversión de la traza sísmica permite la estimación de registros de impedancia acústica, la cual debido a que está relacionada con la velocidad y la densidad, adquiere una importancia especial en la exploración - estratigráfica de capas delgadas y de atributos litológicos del subsuelo. La identificación de estas características - geológicas y físicas pueden permitir un diagnóstico preciso en la determinación de la existencia de hidrocarburos.

Generalmente los registros de impedancia acústica - derivados de la traza sísmica son transformados en registros de velocidad de intervalo (G-LOGS\*\*) mediante el cono cimiento de la relación entre la densidad y la velocidad. Estos registros pueden analizarse como registros sónicos - hipotéticos de banda limitada. Se han encontrado dos métodos principales para efectuar el proceso de inversión de la traza sísmica; ellos son: iterativo y recursivo. Ambos procesos requieren de un condicionamiento estricto de los datos sísmicos, el cual consiste de la eliminación de las distorsiones contenidas en la ondícula básica, debidas a efectos de filtrado del subsuelo, instrumentación y atenua

\* Geophysical Service Inc.

\*\* Marca registrada de Geophysical Service Inc.

ción principalmente. El método iterativo consiste esencialmente de la minimización (en el sentido de mínimos cuadrados) del error o diferencia encontrada entre la traza sísmica real apilada, apropiadamente procesada, de banda limitada y fase -cero y una traza sintética generada en cada iteración a partir de un modelo de velocidad de intervalo inicial de baja -- frecuencia, el cual puede ser ya sea una función de velocidades de apilamiento suavizada o un registro sónico filtrado. Este método está basado en la ecuación de onda plana en una - dimensión.

El método recursivo es en esencia la integración de la traza sísmica real apilada procesada también en forma apropiada. Este método exige que la traza sísmica represente la respuesta sísmica de onda plana y esté compuesta exclusivamente de reflexiones primarias. Cualquier distorsión o existencia - de eventos diferentes de ser primarios ocasiona resultados -- erróneos en la estimación de la impedancia acústica y por consecuencia de la velocidad de intervalo.

En la actualidad las aplicaciones de los registros de velocidad de intervalo han mostrado ser una herramienta adecuada para complementar las deducciones hechas a partir de indicadores de hidrocarburos. Asimismo, la inversión de volúmenes de datos (3D) puede redundar en la evaluación del posible yacimiento de hidrocarburos con una apreciable precisión, mostrando así ser una herramienta poderosa en el descubrimiento de nuevos reservorios y en el desarrollo de campos.

MESA DIRECTIVA DE LA ASOCIACION MEXICANA DE  
GEOFISICOS DE EXPLORACION

BIENIO 1983 - 1984

Ing. Francisco Tiburció Pérez  
Presidente.  
Ing. Antonio Camargo Zanoguera  
Vice-Presidente.  
Ing. Sergio García del Toro  
Secretario  
Ing. Carlos López Ramírez  
Tesorero.  
Ing. Sergio Salinas Estrella  
Editor.  
Ing. Francisco Ramos García  
Relaciones Públicas.

Presidentes de Delegaciones

|                 |                                 |
|-----------------|---------------------------------|
| Reynosa         | Ing. Jerónimo Rivera            |
| Tampico         | Ing. Guillermo Silva López      |
| Poza Rica       | Ing. Francisco Valencia T.      |
| Coatzacoalcos   | Ing. Mario Luis Sánchez Sánchez |
| Villahermosa    | Ing. Eloy Ruiz Rojas            |
| San Luis Potosí | Ing. Juan López Martínez        |
| Córdoba         | Ing. Pedro Silva                |
| Guaymas         | Ing. Ramón García Gómez         |
| Chihuahua       | Ing. Justo Meza.                |

V O C A L E S

|          |                               |
|----------|-------------------------------|
| México   | Ing. Andrés Ramírez Barrera   |
| I.P.N.   | Ing. Jorge Franco Páez        |
| U.N.A.M. | Ing. Enrique del Valle Toledo |
| I.M.P.   | Ing. Luis G. Gómez Morell     |

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     | \$ 1,200.00 |
| Suscripción anual (no socios) | \$ 1,500.00 |
| Números sueltos.              | \$ 400.00   |

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

ING. SERGIO SALINAS ESTRELLA  
Apdo. Postal 53-077  
México 17, D. F.

## INTRODUCCION

En la actualidad gran parte de la humanidad depende en gran escala del petróleo como energético. Por muchos años geólogos y geofísicos han dedicado gran parte de sus vidas investigando la forma de encontrar dicho energético en las entrañas de la tierra, pero a medida que los años pasan la localización de yacimientos petrolíferos es cada día más difícil. Inicialmente, la exploración se basaba estrictamente en métodos geológicos, los cuales se utilizan todavía hoy en día, para definir modelos geológicos, ya sea estructurales o estratigráficos que presenten el potencial de estar relacionados a yacimientos de hidrocarburos.

Los métodos geofísicos juegan un papel muy importante en la exploración de hidrocarburos actual, y muy en especial la exploración sísmológica. La sísmología de exploración como es bien conocido explota las propiedades elásticas de la rocas y actualmente muy especialmente los cambios en impedancia acústica (que es el producto de la velocidad por la densidad) de una roca a otra en el sentido vertical. Uno de los objetivos más importantes del sísmólogo es pues tratar de estimar las velocidades de intervalo y densidades si es posible, con el propósito de encontrar zonas anómalas que permitan ser asociadas a la presencia de hidrocarburos.

Para lograr este objetivo es necesario que el sísmólogo diseñe un dispositivo de grabación en el campo, tal



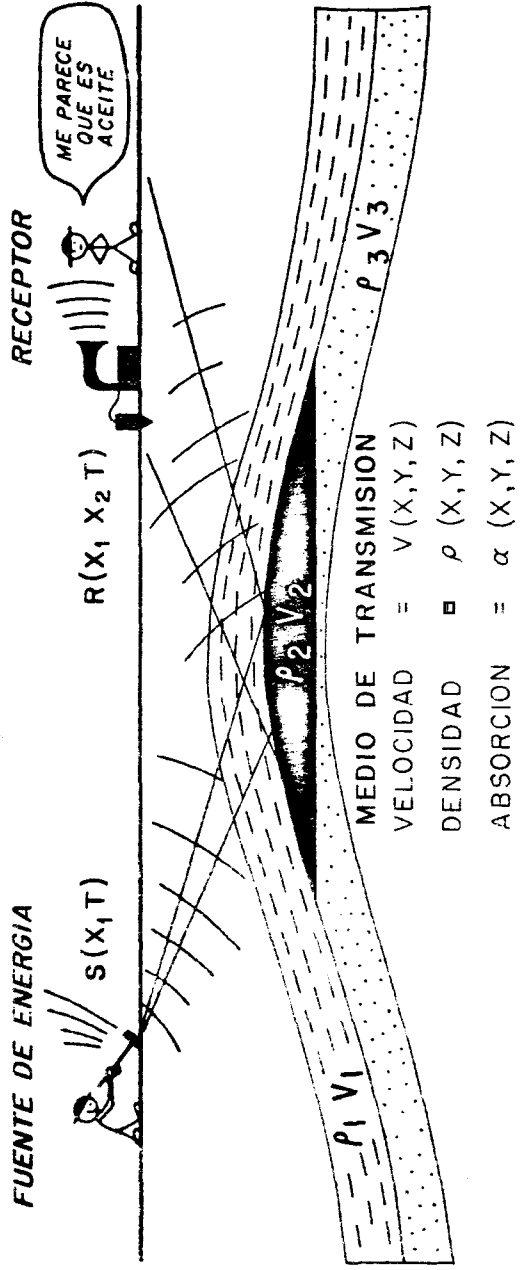
que garantice un ancho de banda en frecuencia temporal amplio y una buena relación señal a ruido, y por supuesto preservar al máximo los atributos básicos de la ondícula tales como, frecuencia, amplitud y la minimización de distorsiones de fase.

Hoy en día con las computadoras de alta velocidad disponibles, es posible procesar los datos sismológicos a una alta velocidad y a relativamente bajo costo. El objetivo del procesamiento es la minimización de distorsiones tanto espaciales como temporales de los datos sísmicos.

Una vez procesadas las trazas sísmicas adecuadamente, es posible aplicar una técnica relativamente moderna en sismología petrolera conocida como inversión sísmica. A principios de los años 1970 esta tecnología fue popularizada por Lindseth (1972). El resultado de este proceso es una estimación de velocidades de intervalo cada 2, 4 u 8 milisegundos de muestreo según se desee, aunque en la actualidad ya se tienen ensayos en los que se obtienen registros de densidad adicionalmente a los registros de velocidad. Como se puede ver, el sismólogo trata de estimar la velocidad,  $V$ , y la densidad,  $\rho$ , a partir de la traza sísmica, lo cual es uno de los objetivos primordiales de la exploración petrolera (Fig. 1).

Se sabe que zonas anómalas en velocidad y/o densidad pueden bajo ciertas condiciones geológicas y petrofísicas

## OBJETIVO DE LA EXPLORACION SISMOLOGICA



**DADA:** LA OBSERVACION DE LA ONDA REFLEJADA DEL SUBSUELO.

**OBJETIVO:** LOCALIZAR EN EL ESPACIO  $x, y, z$  TODOS LOS CONTRASTES DE IMPEDANCIA ACUSTICA

CON SUFICIENTE PRECISION Y RESOLUCION PARA MAPEAR TODAS LAS TRAMPAS DE HIDROCARBUROS DE INTERES ECONOMICO.

estar relacionadas a la presencia de hidrocarburos. En el futuro, se harán intentos por extraer más parámetros elásticos de los datos sísmicos, que permitan un diagnóstico aún más preciso en cuanto a la existencia de hidrocarburos.

Este artículo presenta dos aproximaciones a la inversión sísmica que son la recursiva e iterativa. Se puede entender por inversión en general como la extracción de parámetros físicos definidos en un modelo teórico, que representa al fenómeno físico en cuestión con exactitud. Técnicas de optimización o también de retroalimentación se usan para tal propósito. En otras palabras, inversión sísmica es: dadas las trazas sísmicas  $R(t)$ , derivar un modelo de subsuelo con significado geológico y geofísico (Fig. 2).

Ambas aproximaciones; la iterativa y la recursiva son susceptibles de ser inefectivas cuando los parámetros de recolección y el procesamiento aplicado a los datos sísmicos son inapropiados.

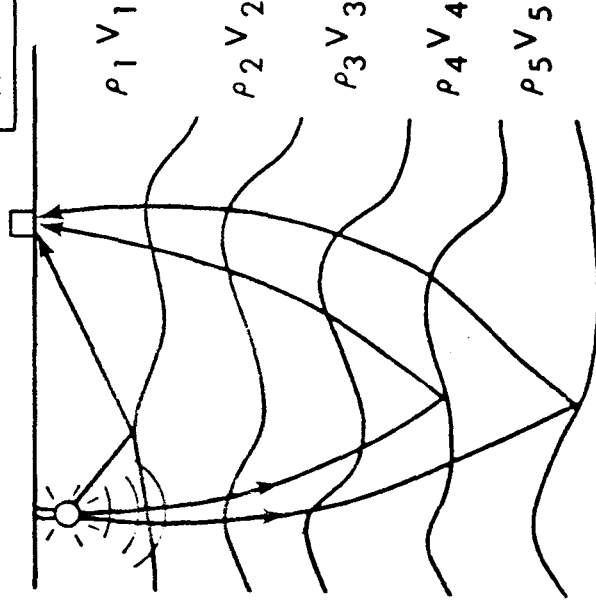
Los parámetros de campo que más influyen el resultado final de inversión son principalmente como siguen: Longitud de grabación, longitud del tendido, arreglo de detectores y muestreo temporal y espacial (Martínez, R. D., 1981).

El procesamiento de datos adecuado previo al proceso de inversión es el conocido como procesamiento por ondícula,

## CONCEPTO DE INVERSION SISMICA

# PROBLEMA SISMOLOGICO DIRECTO

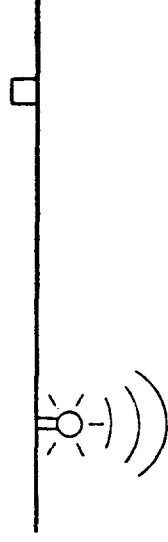
FUENTE  $S(t)$  RECEPTOR  $R(t) = ??$



DADO EL MODELO DE SUBSUELO  
DETERMINAR EL SISMOGRAMA  $R(t)$

## PROBLEMA SISMOLOGICO INVERSO

FUENTE  $S(t)$  RECEPTOR  $R(t)$

[illegible]

DADO EL SISMOGRAMA  $R(t)$   
DETERMINAR EL MODELO DEL SUBSUELO

cuya secuencia se esquematiza en forma sintetizada en la figura 3.

En condiciones favorables los resultados de inversión sísmica presentan la oportunidad de interpretar capas delgadas y sus extensiones areales. Es decir, su mayor aplicación radica en la resolución de problemas estratigráficos.

#### METODO DE INVERSION ITERATIVO EN DATOS APILADOS Y MIGRADOS

Después de contar con los datos procesados adecuadamente hasta migración, es posible mediante el proceso de inversión, transformar las secciones verticales en secciones de velocidades de intervalo o registros sísmicos hipotéticos, generando una arma más en la interpretación estratigráfica.

La aproximación iterativa en la exploración petrolera ha sido popularizada recientemente por la Compañía Geophysical Service Inc., y es computacionalmente más complicada que la recursiva, estando apoyada en la teoría de inversión lineal generalizada.

La idea del uso de la inversión lineal generalizada en sismología nace de usar la información contenida en la

## SECUENCIA BASICA DE PROCESAMIENTO

### POR ONDICULA

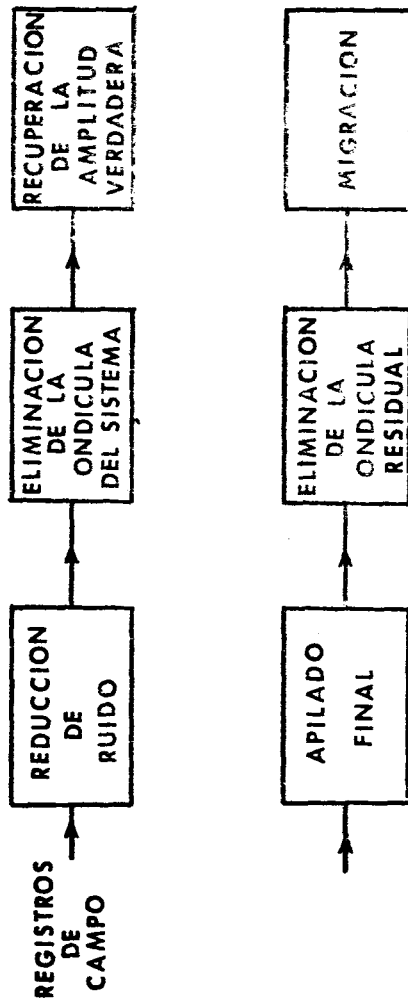


FIGURA 3

traza sísmica para deducir registros sónicos hipotéticos con los cuales se pueden construir las secciones de velocidades de intervalo mencionadas.

Hasta la fecha, se han llevado a cabo procesos de este tipo, encaminados a la detección de trampas estratigráficas de interés económico como se verá más adelante.

La interpretación adecuada de las secciones de registros sísmicos (G-LOG), proporciona la posibilidad de estimar directamente ciertas características litológicas del subsuelo, en este caso velocidad de intervalo, así como también el contenido de fluidos en las formaciones de interés económico, con una alta resolución una vez reconciliados (los registros sísmicos) con información de pozos profundos.

El método computacional de la inversión iterativa de la traza sísmica se puede describir en forma breve como sigue: En la figura 4 se puede observar que este método es una clásica inversión por modelado. El diagrama de flujo comienza en la porción derecha, donde se da un modelo inicial de baja frecuencia (Fig. 5) y se calcula un sismograma sintético en el dominio de la frecuencia (se asume en este paso que la variación de la densidad es despreciable), que después es ajustado en tiempo mediante el dispositivo llamado "Ventana de Tiempo". Posteriormente, se compara esta traza sintética con la traza sísmica real, después de haber sido evaluadas y

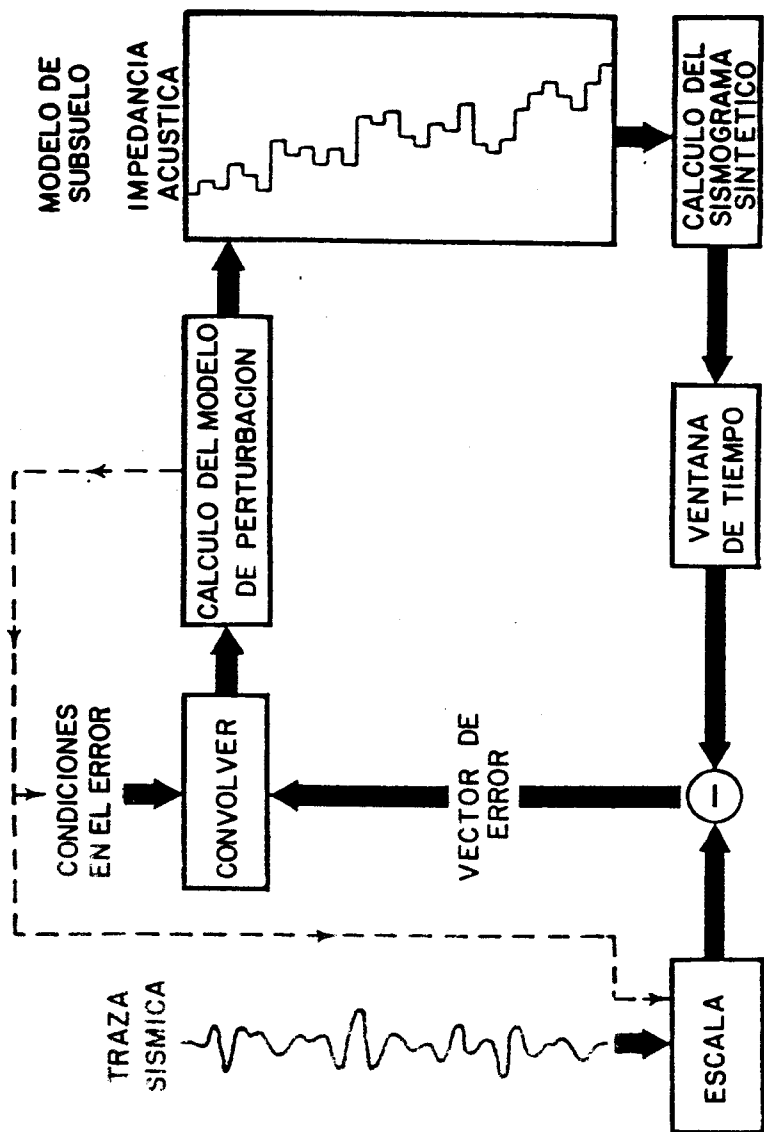
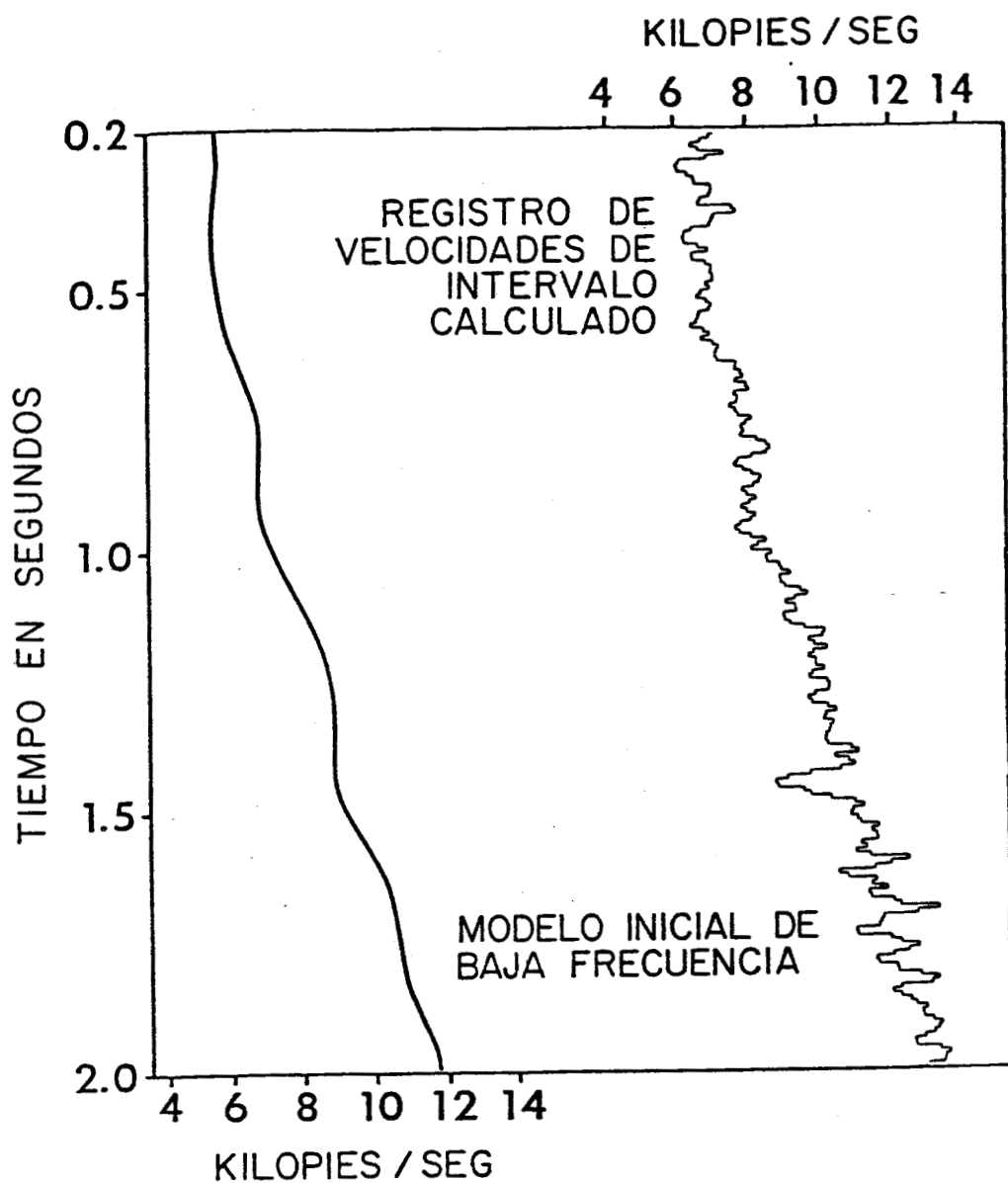


FIGURA - 4





revisadas sus amplitudes, para que éstas estén normalizadas con las que contiene el sismograma sintético. De esta comparación se genera un vector de error, que es físicamente la diferencia en el contenido de frecuencias de la traza sísmica real con la sintética. Este vector de error es posteriormente sujeto a una revisión del contenido de frecuencias, de tal manera que se cuida de que éste contenga el mismo rango de frecuencias de la traza sísmica real. Finalmente, el modelo de velocidad inicial de baja frecuencia es perturbado numéricamente para generar un nuevo modelo de impedancias acústicas, tal que subsecuentemente se genera un nuevo sismograma sintético que se vuelve de nuevo a comparar con la traza sísmica real y proporcionar así el vector de error. Este proceso se repite en forma iterativa hasta que el vector de error se minimiza en el sentido de mínimos cuadrados.

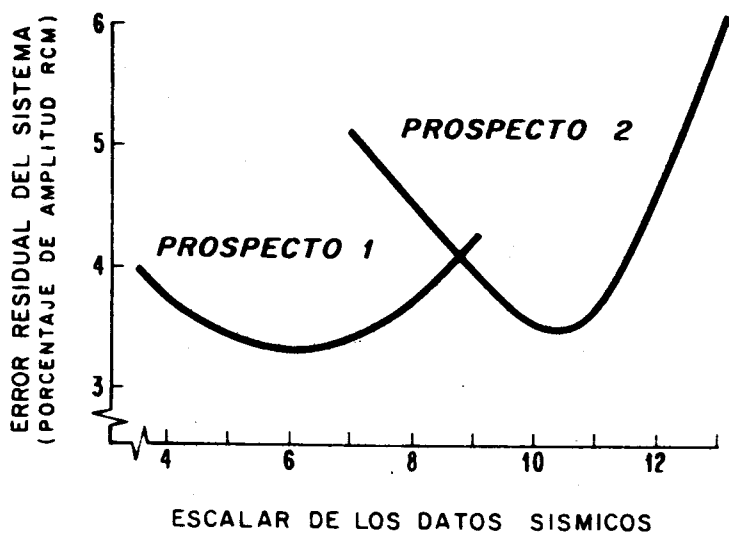
El resultado final de la inversión iterativa será entonces un registro de impedancias acústicas, el cual es transformado finalmente en un registro de velocidades de intervalo mediante el conocimiento previo, aproximado, de la variación de la velocidad con la densidad, que puede ser deducida para el área específica en estudio mediante el uso de información de pozos profundos.

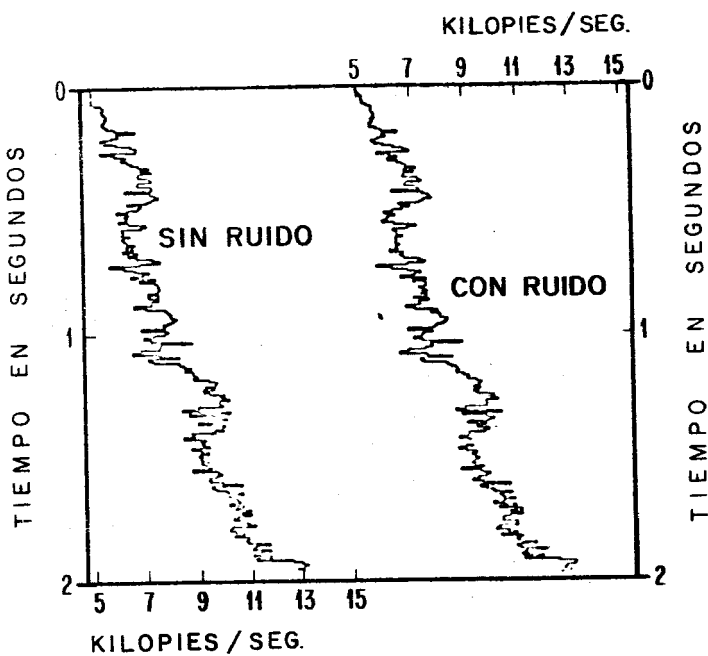
Un aspecto importante de mencionar, es que el método de inversión iterativo aquí descrito está basado en una solución rigurosa de la ecuación de onda plana, de tal manera

que como todo método computacional, éste asume que el subsuelo está compuesto por un sistema de capas planas, homogéneas con su impedancia acústica variando con el tiempo de reflexión y manteniendo dichas capas un espesor constante en tiempo doble de viaje.

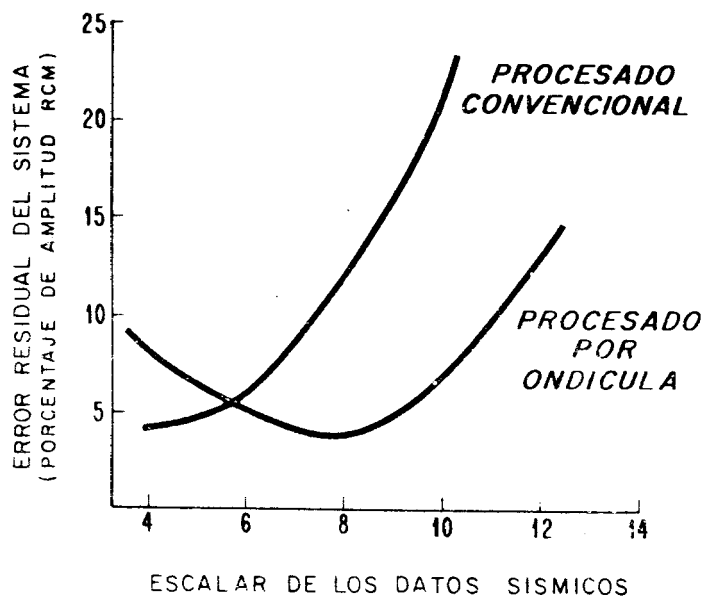
Acerca de la traza sísmica a la que se le aplica el proceso de inversión, se supone también que representa la respuesta a una onda plana de incidencia normal del modelo de subsuelo existente. Asimismo se acepta que no existen en ella (en la traza), reflexiones múltiples que involucren la superficie del terreno. Los únicos múltiples incluidos en esta solución son los llamados interestratificados. Otra suposición es que la traza sísmica real contiene una ondícula cuya banda de frecuencias es limitada, estacionaria y de fase cero, esto es, los datos deben de estar rigurosamente procesados por ondícula previamente al proceso de inversión iterativo, como se mencionó anteriormente.

Otra particularidad interesante del método iterativo es que la calibración del G-LOG o registro sísmico, en cuanto a las amplitudes de la traza sísmica con respecto a las del registro sísmico producido, puede realizarse sin la necesidad de información de pozos profundos, basándose exclusivamente en el análisis del error raíz cuadrático medio residual del sistema (Fig. 6).





**FIGURA-7**



Adicionalmente, el proceso ha probado ser estable en presencia de ruido, el cual está normalmente presente en la traza sísmica, esta aseveración se demuestra en la figura 7 donde se muestra un G-LOG derivado de una traza sintética que primeramente está libre de ruido y después con ruido. Asimismo, es posible detectar durante la calibración si el procesamiento por ondícula realizado previamente en los datos sísmicos es satisfactorio o no. Para esto se sigue el criterio de encontrar un mínimo del error raíz cuadrático medio residual del sistema, empleando diferentes modulaciones en las amplitudes del G-LOG (Fig. 8).

#### **METODO DE INVERSION RECURSIVO EN DATOS APILADOS Y MIGRADOS**

Se presenta como una alternativa de inversión más económica computacionalmente que la aproximación iterativa. Al igual que el método iterativo, éste también tiene suposiciones en cuanto a la traza sísmica de entrada al proceso y en cuanto al subsuelo. En cuanto a la traza sísmica, se asume que ésta representa la respuesta de incidencia normal de ondas primarias del modelo de subsuelo, que se supone en este caso de capas planas horizontales. Además, la traza sísmica contiene una ondícula de banda limitada, estacionaria y de fase cero.

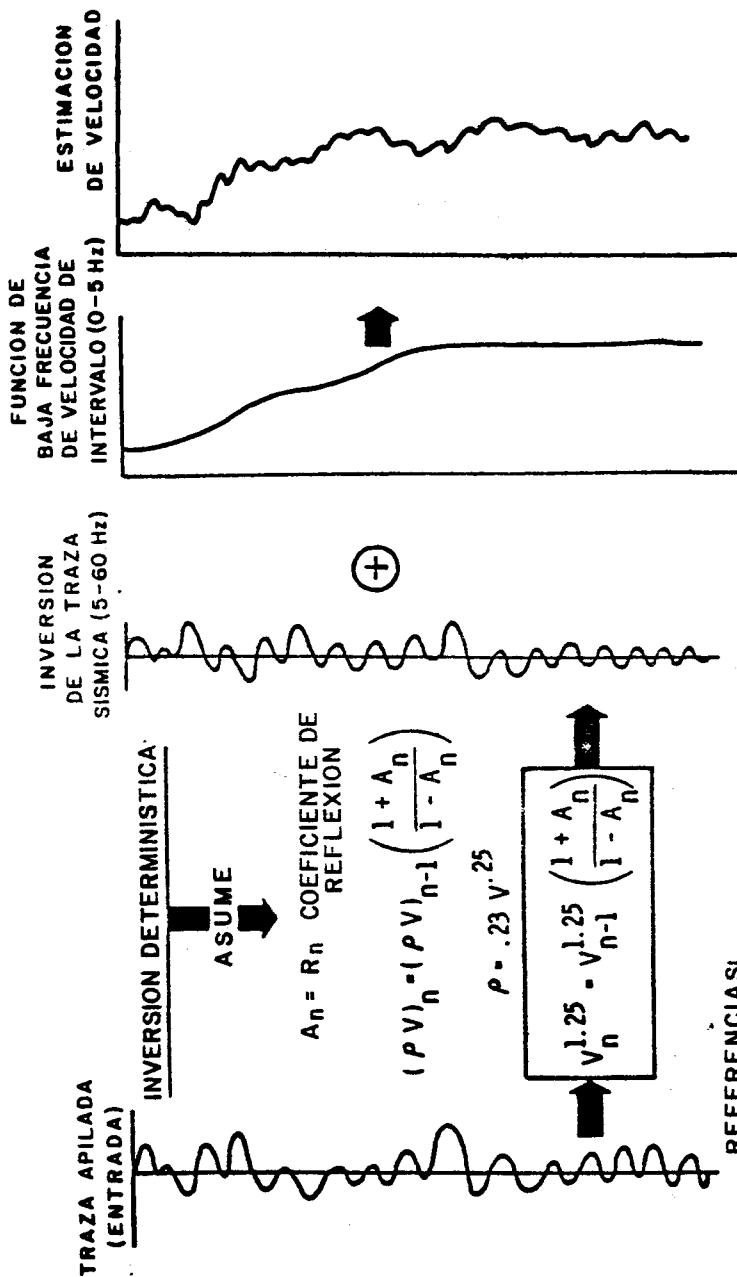
Cabe aclarar que el método recursivo al igual que el iterativo, requiere de un modelo inicial de velocidad de intervalo de baja frecuencia. Este puede ser un registro sísmico filtrado, de algún pozo aledaño, o una función de velocidades de apilamiento filtrada. Este modelo inicial, da la tendencia general de variación de la velocidad con la profundidad en tiempo doble. Se tiene que suministrar debido a que la traza sísmica de exploración no contiene frecuencias tan bajas que puedan ser de 0 a 5 Hz, que contribuyan a la creación automática del modelo de velocidad de baja frecuencia. (Fig. 9)

El mecanismo computacional del método recursivo es ilustrado en la figura 9. Se apoya en la estimación de velocidades a partir de los coeficientes de reflexión ( $A_n$ ) de banda limitada en forma recursiva de acuerdo al algoritmo mostrado en la misma figura. Se asume asimismo que no existe una variación notable en la densidad. Estos coeficientes de reflexión son prácticamente el resultado del procesamiento por ondícula de la traza sísmica.

El problema básico que enfrenta este método es la existencia de reflexiones múltiples en la traza sísmica. Normalmente, sólo cierto tipo de múltiples pueden ser atenuados durante el procesamiento de los datos sísmicos.



# INVERSION RECURSIVA



## REFERENCIAS:

- LINDSETH, 1972 SEG MEETING
- LAVERGNE, GEOPHYSICAL PROSPECTIVE, 1977
- BOISSE, GEOPHYSICAL PROSPECTIVE, 1978

## EJEMPLOS DEL PROCESO DE INVERSION EN DATOS REALES

### EJEMPLO I. -

En este conjunto de datos reales se intenta mostrar la potencialidad del método de inversión en la exploración de trampas estratigráficas empleando las dos aproximaciones; la iterativa y la recursiva.

En nuestro ejemplo se hace uso de los datos mostrados en la figura 10, que están debidamente procesados por ondícula y migrados. En esta sección existen dos anomalías sísmicas; un punto plano y un punto brillante.

De acuerdo con el pozo indicado en la figura 10, existe producción de gas en ambas anomalías sísmicas. En la porción derecha se presenta una falla de crecimiento, que proporciona el mecanismo de entrampamiento para las arenas productoras.

Se llevó a cabo el proceso de inversión iterativo a estos datos, dando como resultado el mostrado en la figura 11. Se pueden ver claramente dos anomalías de baja velocidad; una como a 1.45 segs., que se asocia con la saturación de gas detectada por el pozo, y en la que se puede delimitar también el contacto agua - gas, ya deducido con la presencia del punto plano y corroborado por la anomalía de velocidad. La arena productora tiene un espesor aproximado de 44 metros y se

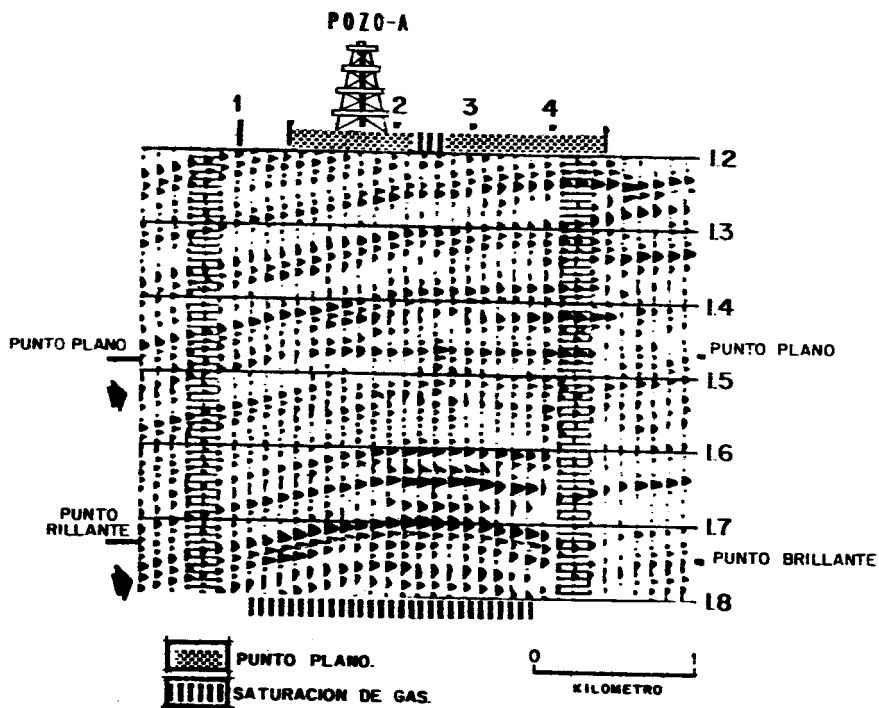


FIGURA-10

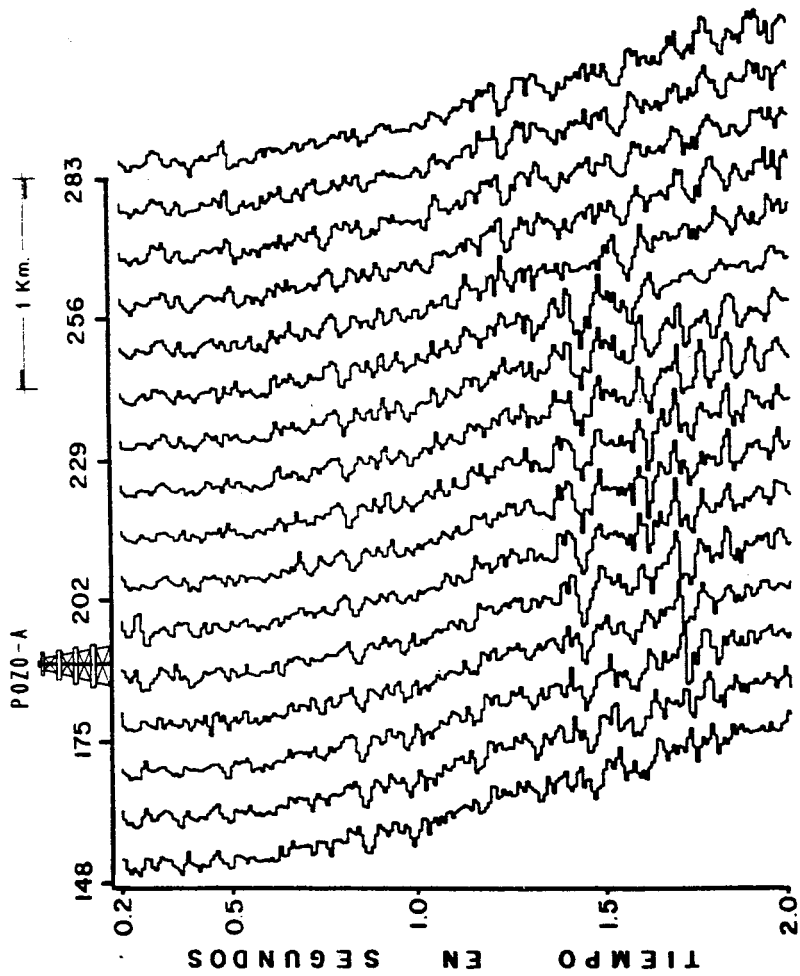
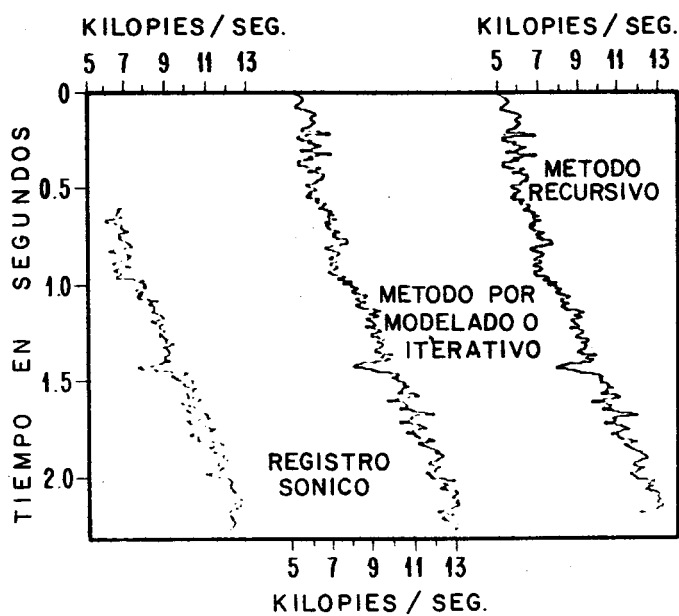


FIGURA - 11

encuentra a una profundidad de 1524 metros. La otra anomalía de velocidad localizada como a 1.7 segs. es también una acumulación de gas, aunque más pequeña que la anterior. La anomalía se manifiesta como un punto brillante. La arena productora tiene un espesor de 17 metros. En la sección de G-LOGS aparece una baja velocidad de intervalo.

Para tener una idea de la validez del resultado de inversión y con el propósito de comparar la técnica recursiva con la iterativa, se eligió la traza sísmica que coincide en posición con el pozo (Figs. 10 y 11). Se gráfico el G-LOG producido con la técnica iterativa junto con el registro sísmico filtrado con el mismo ancho de banda que la traza sísmica, asimismo con el G-LOG producido con la técnica recursiva (Fig. 12). Su gran similitud demuestra la efectividad de cualquiera de estas técnicas de inversión. Cabe aclarar que la técnica recursiva ofrece mayor economía que la iterativa. Las dos aproximaciones muestran resultados muy similares en reflectividades de las llamadas débiles, que comúnmente están asociadas a secuencias de arenas-lutitas. En áreas donde la reflectividad es fuerte como es el caso de las cuencas carbonatadas, la diferencia entre el iterativo y recursivo puede ser notable y es debida al contenido de múltiples interestratificados que el recursivo no considera, mientras que el iterativo sí los toma en cuenta durante el proceso. En el caso de la presencia de múltiples interestratificados, el iterativo, aunque más caro, pudiera dar un resultado más favorable.



## EJEMPLO II. -

En México, el método iterativo ha sido empleado sobre todo para la definición de trampas estratigráficas en cuencas, en donde la columna geológica es esencialmente secuencias de arenas - lutitas. En la figura 13 se muestra un resultado de la inversión iterativa realizada a una sección sísmológica (mostrada en la parte superior de la Fig. 13) de una área del Noreste de México, en donde se buscan cuerpos arenosos de tipo lenticular (Martínez, R. D., y Standford, J., 1981).

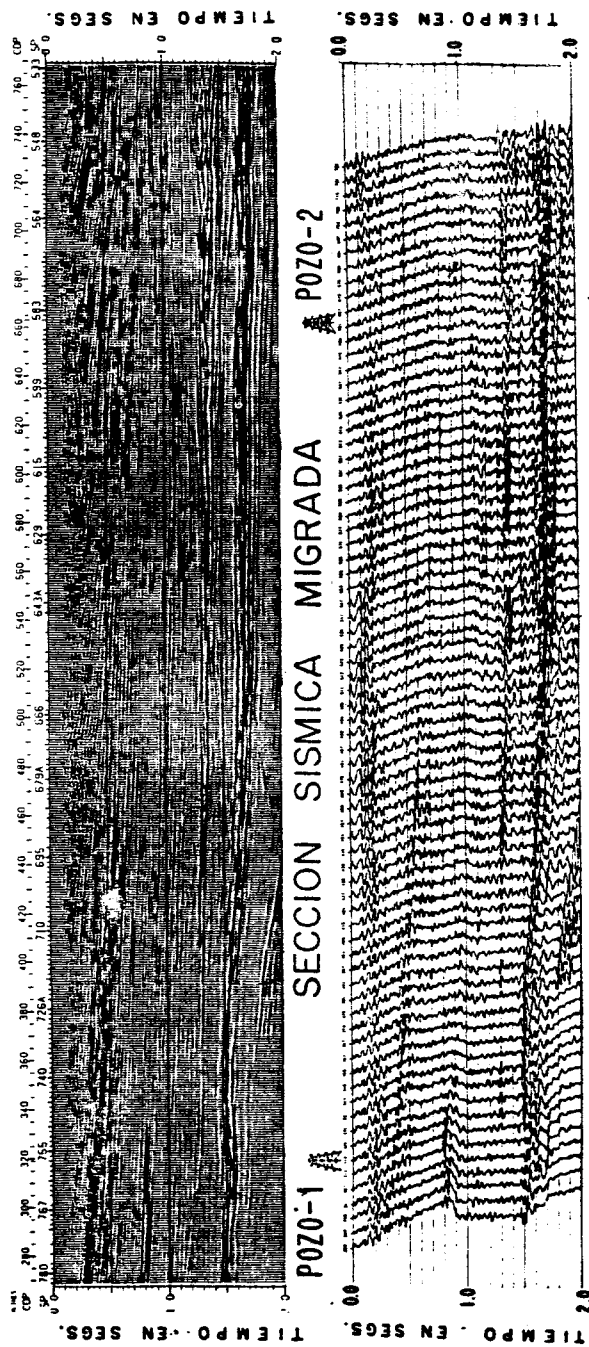
En la sección sísmica se han localizado siete anomalías sísmicas las cuales han sido enmarcadas en rectángulos, como se muestra en la parte superior de la figura 14. Analizando la sección de G-LOG en la porción inferior de la misma figura 14, se ha encontrado que las anomalías sísmicas se corresponden con zonas de baja velocidad en la sección de registros sísmicos (G-LOG). Estas zonas anómalas se encuentran tanto en el Cenozoico (0.0 - 1.5 segs aprox.) como en el Mesozoico (1.5 - 2.0 segs. aprox.). De acuerdo con los pozos 1 y 2, estas anomalías corresponden a cuerpos lenticulares que pueden ser arenosos dentro del Cenozoico (Terciario), el cual se caracteriza por una secuencia arenas - lutitas. El Mesozoico (Cretácico y Jurásico) es representado por unidades litoestratigráficas, mayormente, zonas conglomeráticas que son las de interés económico. El Cretácico (Inferior) se acuña contra el Jurásico presentando una buena probabilidad de tener una trampa estratigráfica. Al

P070-2

A

P070-1

A



SECCION DE REGISTROS SISMICOS (G-LOGS)



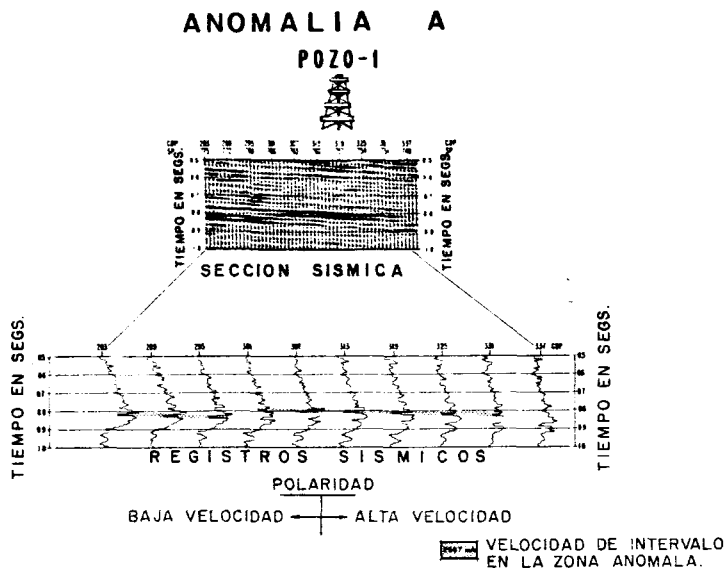


perderse el Cretácico por acuñaamiento, el Jurásico queda en contacto con el Terciario (Eoceno) formando un Hiatus. (Porción izquierda de la sección (1.5 segs)). En la base del Terciario se han encontrado desarrollos conglomeráticos que son de interés económico y son corroborados por la información proporcionada por el pozo 1.

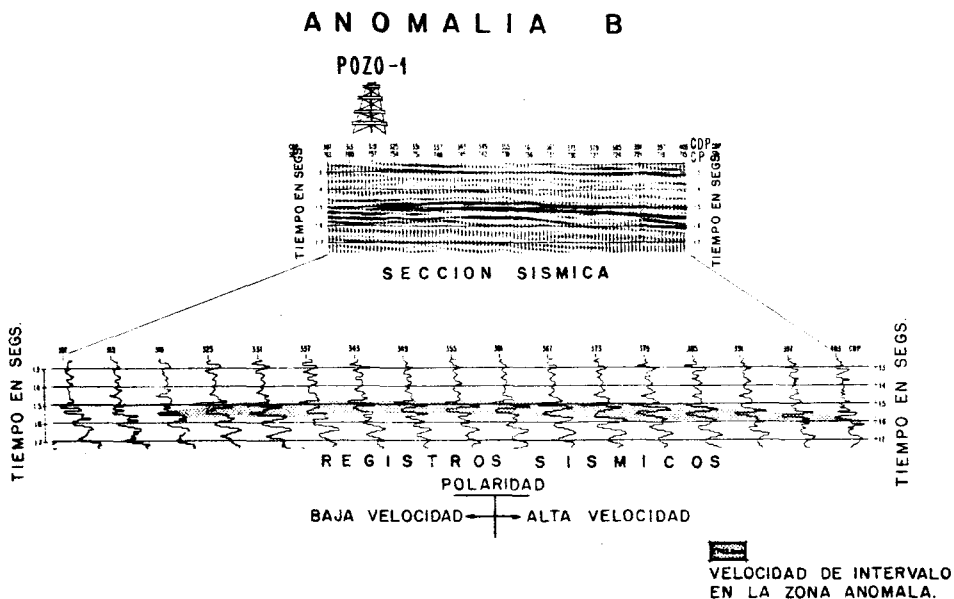
En la figuras de la 15 a la 18 se muestran ampliificaciones de cuatro de las siete zonas anómalas que se consideran más importantes. Se puede ver más claramente la relación de la baja velocidad (zonas sombreadas) en la sección de registros sísmicos (G-LOGS) con las anomalías sísmicas. De acuerdo con los dos pozos estas zonas anómalas son potencialmente de interés económico tanto a niveles del Terciario como del Cretácico y Jurásico. Cabe mencionar que la interpretación generada de estos registros sísmicos ajusta favorablemente el modelo sedimentológico (a nivel del Eoceno) deducido con información de subsuelo (pozos profundos y registros de pozo).

#### EJEMPLO III. -

Los siguientes son ejemplos pertenecientes a una área del distrito Poza Rica, en la plataforma de Tuxpan. Dos son las litologías que caracterizan esta área y están compuestas por clásticos en la parte somera (Terciario) y carbonatos en la parte profunda (Cretácico y Jurásico). En la porción somera las características estratigráficas son representadas



**FIGURA - 15**



**FIGURA - 16**

# ANOMALIA C

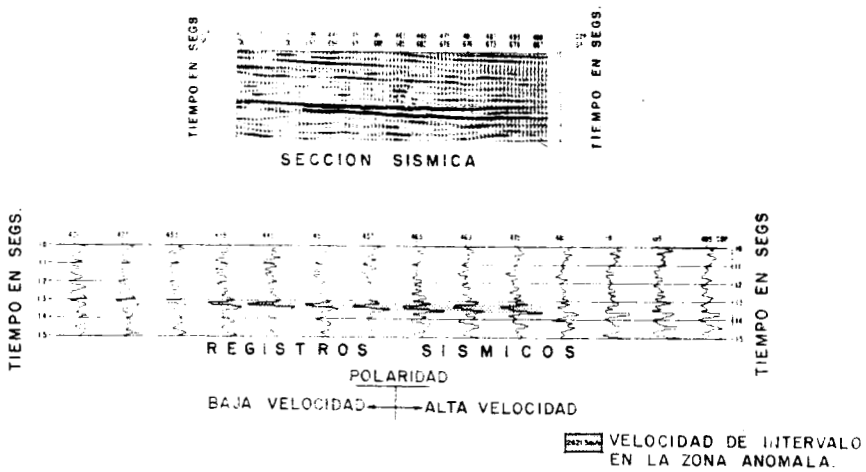


FIGURA - 17

# ANOMALIA D

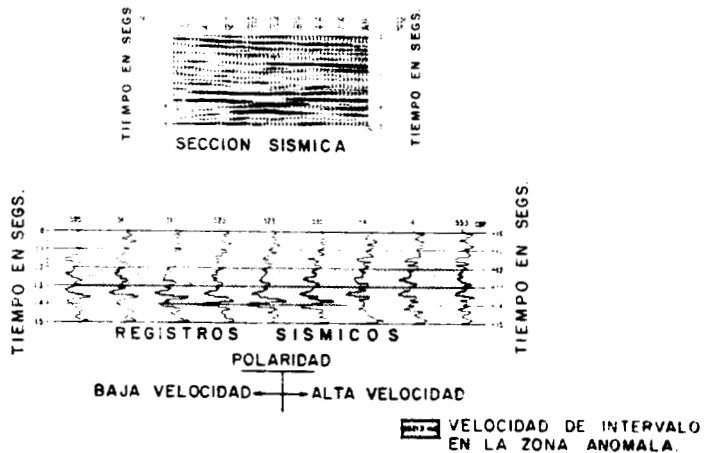


FIGURA - 18

por cuerpos lenticulares de ambiente deltaico. En la parte profunda los ambientes de depósito son variados; aguas profundas, aguas tibias y someras. Se encuentran tanto desarrollos carbonatados como turbiditas y arrecifes (Formaciones del Cretácico y Jurásico).

En la figura 19 se puede apreciar un punto brillante entre los 600 y 700 milisegundos; éste pertenece a una formación del Terciario donde se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos en cuerpos arenosos lenticulares. La zona de interés se encuentra situada entre el CDP 456 y 494, donde la forma de onda se altera coincidiendo con una zona de baja velocidad en la sección de G-LOGS. Se piensa en la posibilidad de que esta zona anómala tenga algo que ver con la existencia de hidrocarburos.

La otra zona anómala localizada en el mismo nivel estratigráfico de la anteriormente descrita, se encuentra entre los 900 y 1000 milisegundos y entre el CDP 370 y 394 (Fig. 20). Igualmente se puede tratar de un cuerpo lenticular que en la sección de G-LOGS (registros sísmicos) muestra una baja velocidad. La zona anómala en este caso se caracteriza sísmicamente por una zona de interferencia de las reflexiones provenientes tanto de la cima como de la base del cuerpo.

Por otra parte, la figura 21 muestra el efecto en los registros sísmicos de un ambiente de depósito diferente; en este caso se refiere a una zona arrecifal. Nótese como cuando

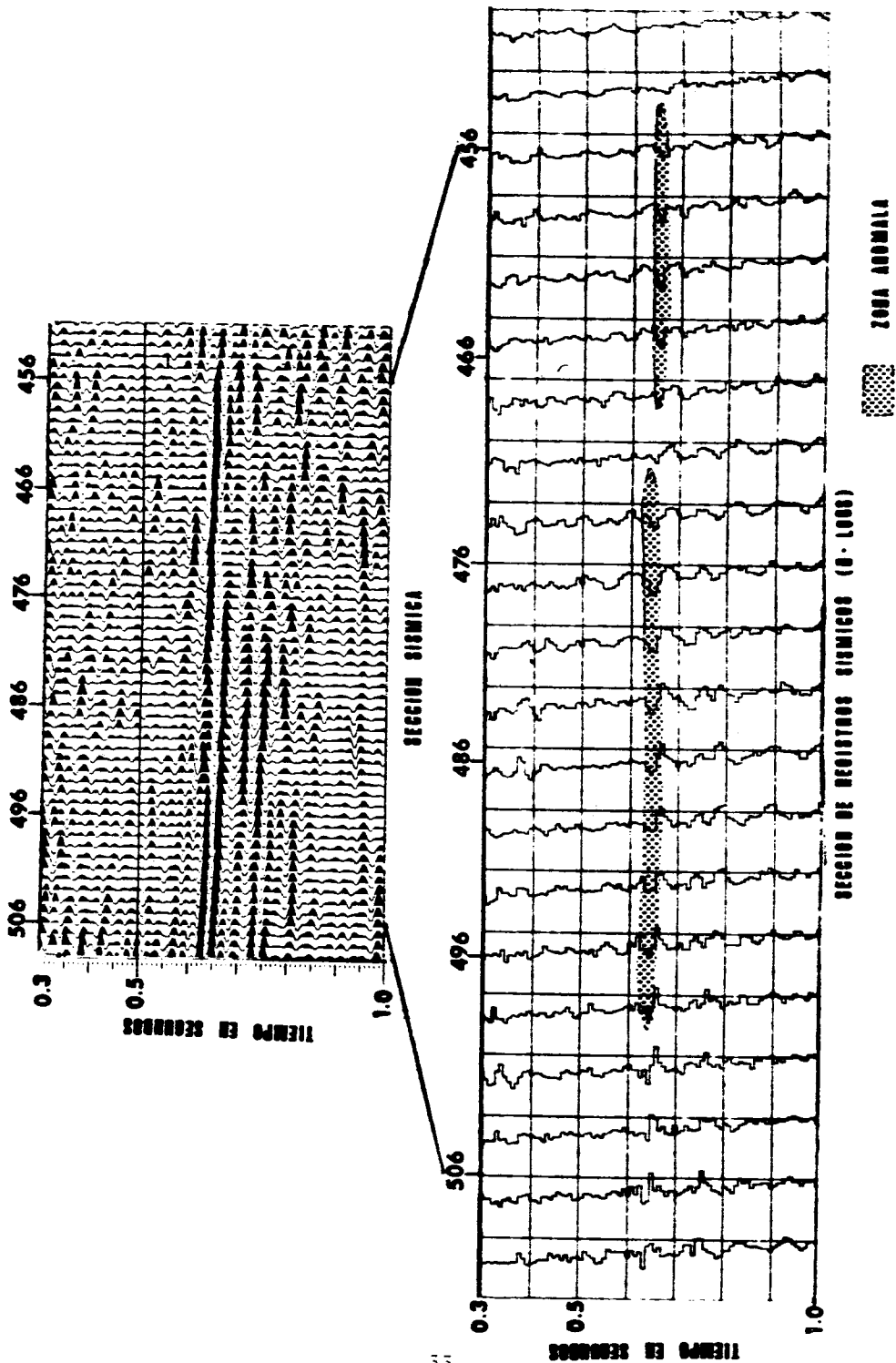


FIGURA - 13

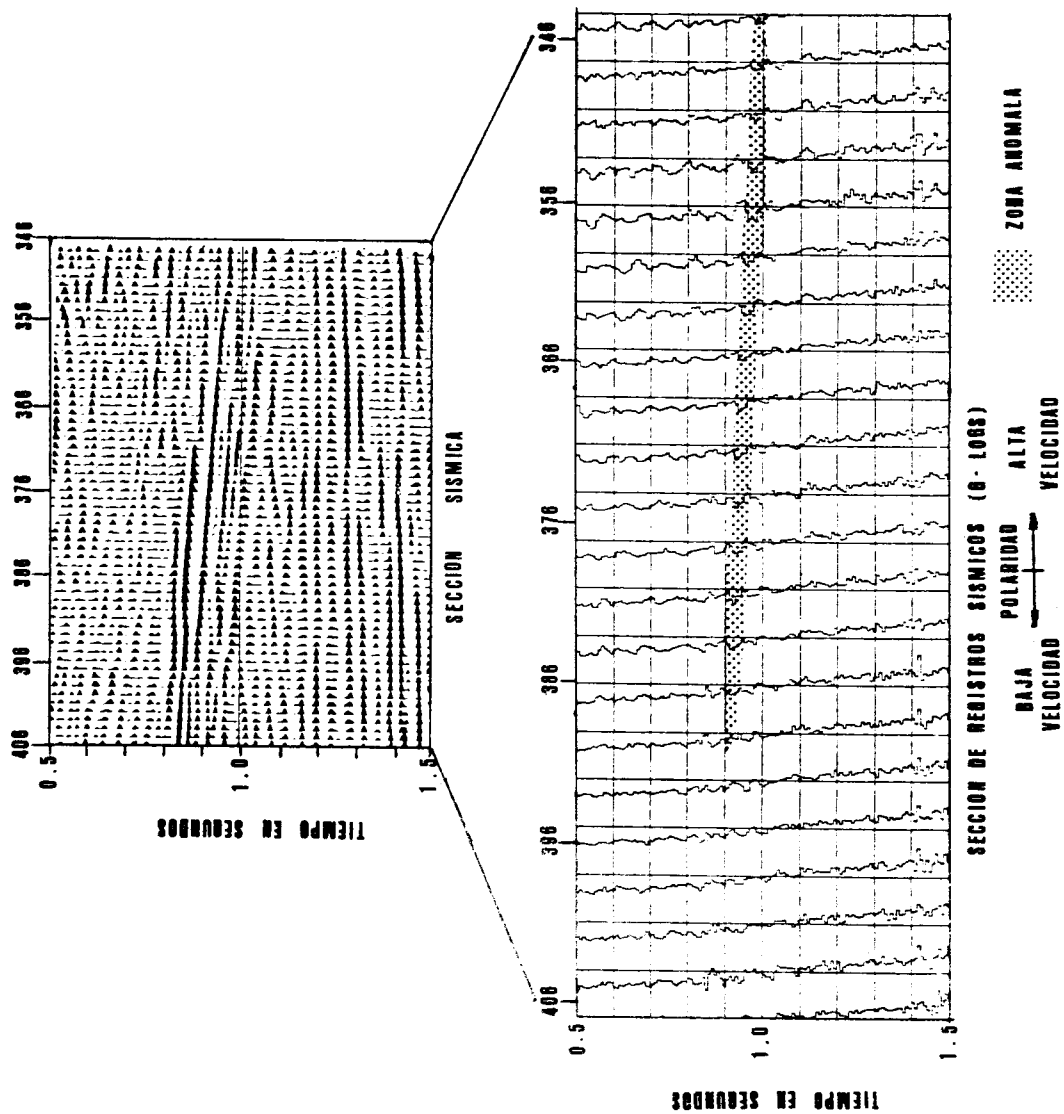


FIGURA - 20

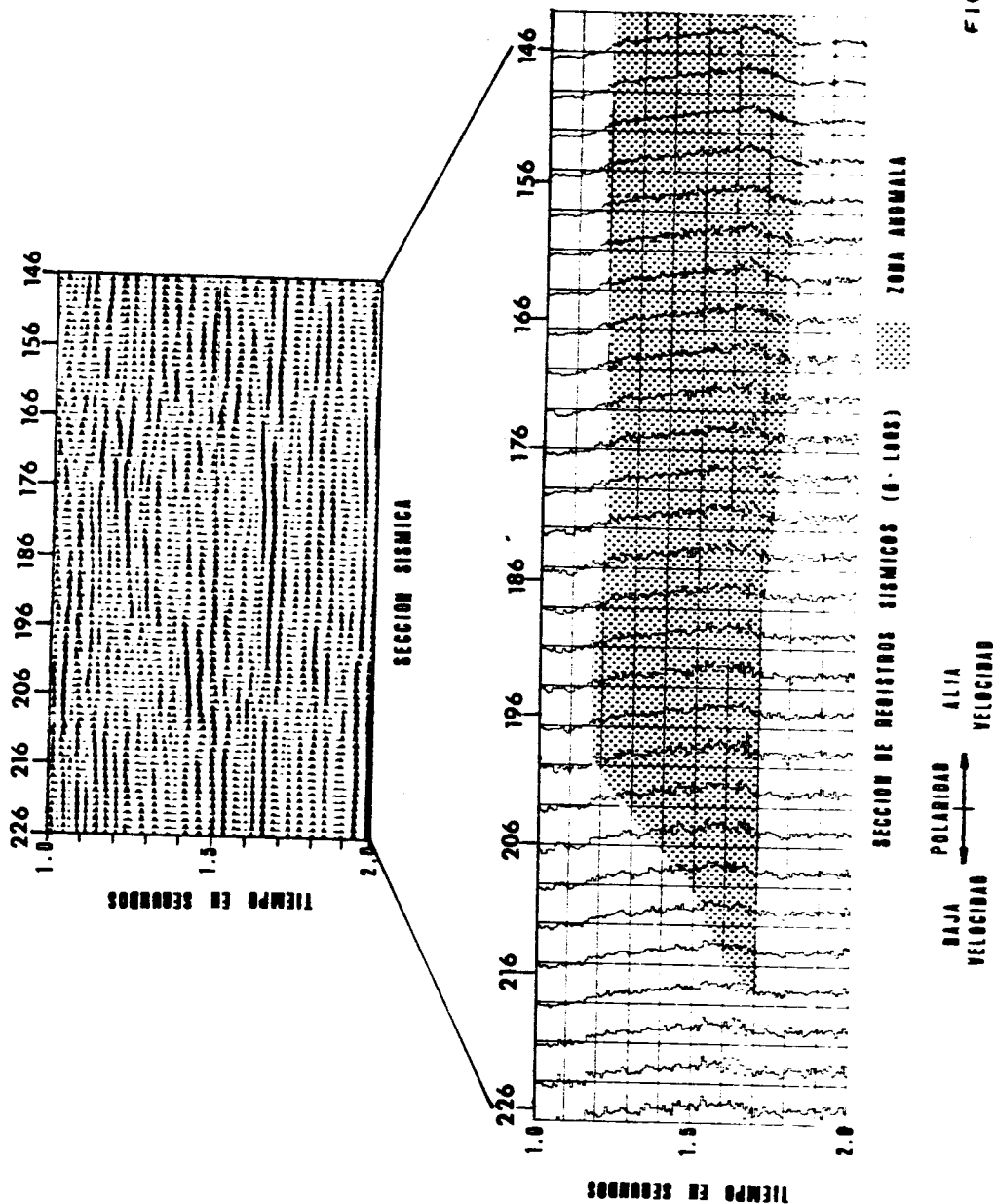


FIGURA - 21



el cuerpo geológico es de dimensiones considerables, el mayor efecto se manifiesta en el modelo de baja frecuencia. En la figura (21) se puede apreciar la zona de alta velocidad causada por la presencia del arrecife de la faja de oro.

Como se puede intuir, el proceso de inversión puede en el futuro ser una arma en la interpretación valiosa, para tratar de seguir zonas anómalas porosas dentro de un arrecife de dimensiones considerables como lo es este de la faja de oro en México.

#### EL PROCESO DE INVERSION POR MODELADO EN DATOS SIN APILAR

La extensión del uso de la teoría de inversión lineal generalizada en exploración petrolera ha ido ya más adelante. La estimación de registros de densidad al mismo tiempo que de registros de velocidad de intervalo (G-LOGS), estos últimos ya en etapa de producción, será también en muy corto tiempo, otro parámetro posible de estimar a partir de la traza sísmica.

El procedimiento computacional del proceso de inversión para estimar velocidad compresional y densidad es muy similar al proceso de inversión para la estimación de velocidades de intervalo, como es mostrado en la figura 22.

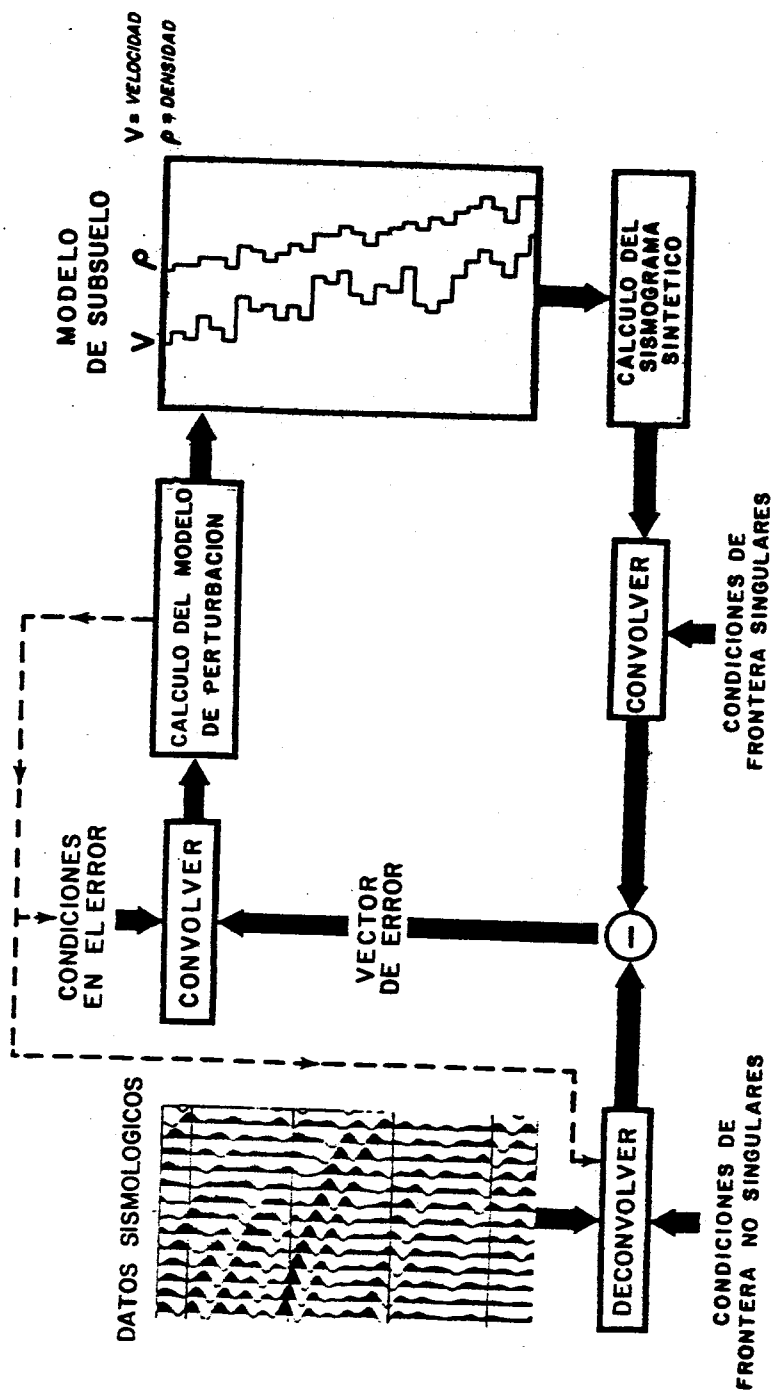


FIGURA -22

La explicación del proceso iterativo es la misma que la dada para datos apilados, con las únicas diferencias de que en esta aproximación no se usa la traza sísmica de incidencia normal (apilada y migrada), sino que se procesa por ondícula el sismograma de campo, es decir, que en esta aproximación se emplearán todas las trazas del sismograma y todos los procesos, incluyendo el de inversión, y se llevarán a cabo en el dominio del punto de tiro o en el dominio del punto medio.

Otra diferencia importante con respecto a la inversión de datos apilados, es que en esta aproximación, el modelo de velocidad de baja frecuencia no es necesario, lo cual reduce la dependencia del método de parámetros adicionales necesarios en el procesamiento de inversión iterativa para datos apilados. El método básicamente explota la variación de los coeficientes de reflexión con el ángulo de incidencia, así como hace uso de la relación de Poisson. Las suposiciones mencionadas para el método de inversión a partir de datos apilados en cuanto al modelo de subsuelo y las trazas sísmicas son las mismas aplicables a este método.

Un ejemplo de esta última aproximación es el presentado en la figura 23, donde, como se puede ver, se extrae tanto la velocidad compresional como la densidad. Este ejemplo fué hecho para los mismos datos presentados en la figura 10, y en este caso se tomaron los datos sin apilar equivalentes en posición con el pozo. Como resultado, se

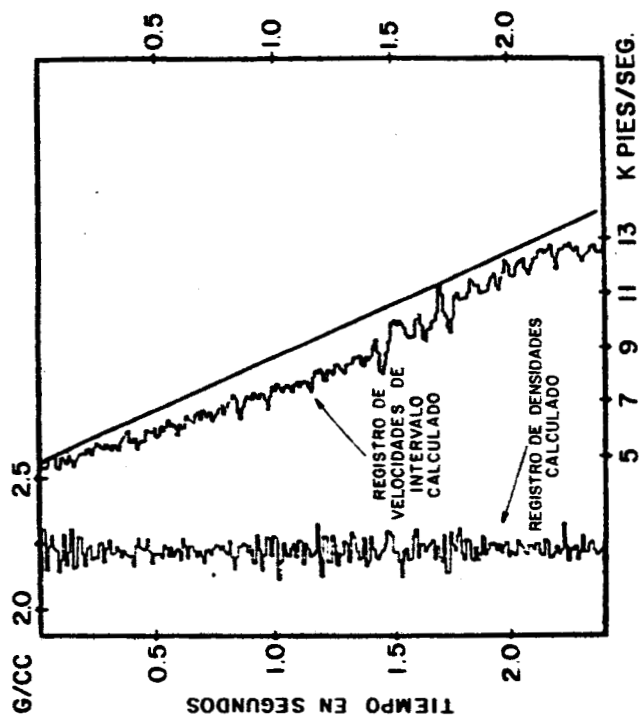


FIGURA - 23

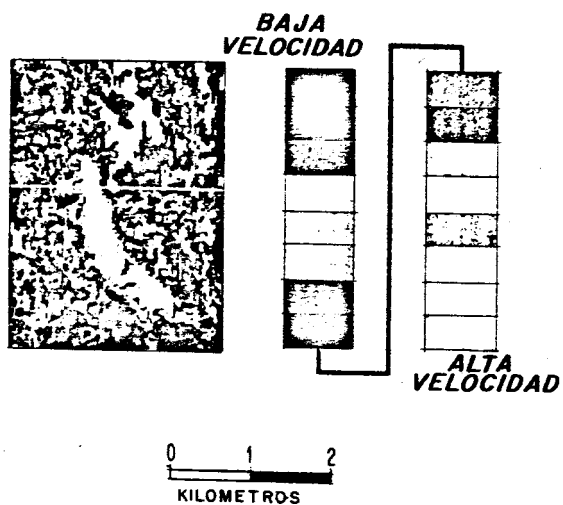
presentan los registros de velocidad y densidad deducidos comparados con el registro sónico en la derecha de la figura.

#### EL VOLUMEN TRIDIMENSIONAL DE REGISTROS SISMICOS (G-LOGS)

Hasta ahora los G-LOGS se han tratado en secciones verticales. Este procedimiento permite evaluar espesores y longitudes horizontales a lo largo de la sección de G-LOGS de las zonas anómalas de interés comercial. Si el levantamiento sismológico es en tres dimensiones, después de aplicar el proceso de inversión a cada traza apilada y migrada, si se desea, se tiene en escencia un volumen de G-LOGS.

Con el volumen de G-LOGS se pueden construir secciones en zig zag que unan pozos profundos según se desee, y así conocer la distribución de zonas anómalas en diferentes direcciones. Otra opción con el volumen de G-LOGS es hacer secciones horizontales aplanadas a lo largo de un horizonte de interés. Estas secciones horizontales se pueden hacer cada intervalo de muestreo si se desea. Con esta nueva arma es posible delimitar las extensiones de las zonas anómalas o de campos que estén ya en producción y requieren de una evaluación para su desarrollo. Los criterios para interpretar estas secciones horizontales de velocidad de intervalo, son exactamente los mismos que para las secciones verticales de G-LOGS descritas previamente.

## SECCION HORIZONTAL DE VELOCIDAD DE INTERVALO APLANADA



**FIGURA - 24**

Un ejemplo de este tipo de secciones horizontales aplanadas de velocidad es el mostrado en la figura 24. La zona de alta velocidad (zona clara) es interpretada como un barra marina compuesta de arenas limpias (Brown, 1982). La sección horizontal fue tomada en la zona de más alta velocidad mostrada por el G-LOG.

### CONCLUSIONES

Los métodos iterativo y recursivo de inversión muestran ser alternativas actuales poderosas para indicar la existencia de las diferentes litologías del subsuelo. Conociendo las velocidades de intervalo en forma detallada, es posible predecir con un buen grado de confiabilidad la existencia de zonas saturadas de hidrocarburos. El uso de uno u otro método de inversión se apoya en gran escala en si la traza sísmica final a ser procesada por inversión todavía contiene múltiples interestratificados (muy comunes en sedimentaciones cíclicas). En tal caso el método iterativo podría ser el más adecuado debido a que considera el contenido de este tipo de múltiples en el proceso, a pesar de ser más costoso que el recursivo, el cual ejecuta la integración numérica de la traza sísmica (sin múltiples). El proceso iterativo no requiere de datos de pozos aledaños para poder ser calibrado, claro está que si este tipo de información existiese, ésta debe usarse para calibrar los G-LOGS con mayor efectividad. Durante la calibración es posible también

precisar si el procesamiento de datos aplicado a los datos previo al proceso de inversión es correcto.

El proceso de inversión iterativo en datos en el domino del punto de tiro o del punto medio, se presenta en el futuro inmediato como alternativa para deducir registros de densidad. Esta opción puede llevar al explorador a poder mapear zonas con contenido de fluídos, desarrollos de porosidad, etc., con una precisión confiable.

Si los datos fueron recolectados tridimensionalmente, se puede construir un volumen de G-LOGS del cual se puedan hacer secciones en zig zag uniendo pozos profundos a lo largo del prospecto, y asimismo se pueden hacer secciones horizontales aplanadas de velocidad a lo largo de un horizonte, para poder delimitar la extensión horizontal de la zona anómala, lo cual puede ser aplicado al desarrollo de campos en producción.



## REFERENCIAS

- Bone, R. M., Giles, F. B., and Tegland, R. E., 1976, 3D High Resolution Data Collection, Processing and Display: Presentado en la 46va Convención Anual de la SEG en Houston, Texas, Octubre 24-28, 1976.
- Bone, R. M., 1978, A Case History of 3D Seismic Application in the Gulf of Mexico: Presentado en la 10a convención anual de la OTC en Houston, Texas, Mayo 8-11, 1978.
- Brown, A. R., 1978, 3D Seismic Interpretation Methods: Presentado en la 48va Convención Anual de la SEG en San Francisco, Cal., Octubre 29 - Noviembre 2, 1978.
- Brown, A. R., 1982, Use of Horizontal Seismic Sections to Identify Subtle Traps: AAPG Memoir 32.
- Dahm, C. G. y Graebner, R. J., 1979, Field Development with Three - Dimensional Seismic Methods in the Gulf of Thailand - A Case History: Presentado en la 11va Convención Anual de la OTC en Houston, Texas, Abril 30 - Mayo 3, 1979.
- French, W. S., 1975, Migration and Three-Dimensional Interpretation: Presentado en el Congreso sobre Nuevas Técnicas en Interpretación Sismológica en Golden, Colorado, Colorado School of Mines.
- Hays, D. B. y Wardell, J., 1980, The G-LOG Seismic Inversion Process: Publicado en la Sociedad Australiana de Geofísicos de Exploración.
- Lindseth, R. O., 1972, Approximation of Acoustic Logs from Seismic Traces: Publicado en la revista de la Sociedad Canadiense de Registros de Pozos Profundos, Dic. 1972.
- Martínez, R. D. y Stanford, J., 1981, A Seismic Stratigraphy Case History in Northeast Mexico: Presentado en la 51va Convención de la SEG en Los Angeles, Cal., Oct. 11 - 51 1981.
- Martínez, R. D., 1981, Diseño de Parámetros de Campo para Exploración Sísmico-Estratigráfica Empleando una Fuente de Energía Explosiva: Publicado en la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, V-XXI, Núms. 1 y 2, Enero-Junio, 1980.
- Martínez, R. D. e Islas, J., 1981, Técnicas de Exploración Sismológica que se Usan en México: Presentado en la Convención de la Unión Geofísica Mexicana en Mayo, 1981 en Manzanillo, Colima, México.
- Martínez, R. D., 1982, El Proceso de Inversión de la Traza

**Colombiana de Geólogos y Geofísicos en Bogotá, Colombia,  
Agosto 18-20, 1982.**

**Schneider, W. A., 1978, Integral Formulation for Migration in  
Two and Three Dimensions: Geophysics, Vol. 43, No. 1 -  
P. 49-76.**

A LOS INTEGRANTES DE NUESTRA ASOCIACION:

SE COMUNICA A LOS SOCIOS DE NUESTRA AGRUPACION  
EL FALLECIMIENTO DEL ING. JUVENTINO ISLAS LEAL  
SOCIO FUNDADOR DE LA ASOCIACION MEXICANA DE --  
GEOFISICOS DE EXPLORACION, ACAECIDO EN LA CD.-  
DE MEXICO EL 3 DE JULIO DE 1983.

A T E N T A M E N T E:

EL EDITOR

A LOS INTEGRANTES DE NUESTRA ASOCIACION:

SE COMUNICA A LOS SOCIOS DE NUESTRA AGRUPACION QUE EL 26 DE MAYO DE 1983, SE ENTREGO A LA BENEFICIARIA DE NUESTRO COMPAÑERO FALLECIDO, -- INGENIERO ENRIQUE ARELLANO BUENDIA, LAS INDEMNIZACIONES CORRESPONDIENTES POR CONCEPTO DEL SEGURO DE GRUPO CONTRATADO CON LA COMPANIA DE SEGUROS " LA NACIONAL ", ASI COMO POR EL CONCEPTO DE AYUDA MUTUA.

A T E N T A M E N T E :


EL EDITOR

## A C T A

A las 11 horas del día 26 de mayo de 1983, en las oficinas de la Subgerencia de Operaciones Geofísicas, sito en Marina Nacional N° 329, 6° piso del edificio B-1, el Sr. Ing. Francisco Tiburcio Pérez, Presidente de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A. C., hizo entrega del cheque N° 0091246 de Banca Cremi, S. A., por la cantidad de \$ 125,000.00 (CIENTO VEINTICINCO MIL PESOS M. N.) a la señora Guadalupe Becerril de Arellano, designada única beneficiaria del señor Ing. Enrique Arellano Buendía, en el Seguro de Vida de grupo que la Asociación, tiene contratado con la compañía de Seguros La Nacional.

Estuvieron presentes en el acto el señor Leonardo Rodríguez Dávila, representante de La Nacional y el señor Ing. Antonio Camargo Zanoquera, Vicepresidente de la A. M. G. E.

Firman la presente acta los presentes:

  
\_\_\_\_\_  
SRA. GUADALUPE BECERRIL  
VDA. DE ARELLANO.  
\_\_\_\_\_  
ING. FRANCISCO TIBURCIO P.,  
PRESIDENTE DE A.M.G.E.  
\_\_\_\_\_  
SR. LEONARDO RODRÍGUEZ DAVILA,  
REPRESENTANTE DE "LA NACIONAL"  
\_\_\_\_\_  
ING. ANTONIO CAMARGO ZANOQUERA,  
VICEPRESIDENTE DE A.M.G.E.

México, D. F., a 26 de mayo de 1983.

Recibí del Fondo de Ayuda Mutua de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A. C. la cantidad de \$ 25,000.00 (VEINTICINCO MIL PESOS •00/100 M. N.) en mi calidad de beneficiaria del ingeniero ENRIQUE ARELLANO BUENDIA, quien colaboró a la integración y mantenimiento del fondo citado.



SRA. GUADALUPE BECERRIL DE ARELLANO.

**GEOFISICOS CONSULTORES PARA  
PETROLEOS MEXICANOS**



## **Seiscor 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



**perforadata, s. a.**

**SERVICIOS DE EXPLORACION**

- **GRAUMETRIA**
- **SISMOLOGIA**
- **PERFORACION**
- **GASOMETRIA**
- **DELTA CARBONATOS**
- **POZOS DE AGUA**

**CON LA EXPERIENCIA DE 32 AÑOS AL SERVICIO DE LA INDUS  
TRIA PETROLERA MEXICANA.**

**AV. JUAREZ 117 6o. PISO  
MEXICO 1, D.F.**

**TEL. 566-44-11**





**GEOEVALUACIONES, S.A.**  
AV. AMACUZAC 615    MEX. 13, D.F.    Tels. 5-32-39-18    6-72-09-92

- 
- Servicios de Gravimetría Terrestre
- Geología Superficial
- Métodos Eléctricos para Geohidrología y Geotecnia
- Métodos Sísmicos para Geohidrología y Geotecnia
- Servicios de Registros Geofísicos para pozos de agua
- Servicios de Interpretación
- Análisis Químicos de agua para fines Geohidrológicos e Industriales.

G E O S O U R C E

G E O F I S I C A

SISMOLOGIA        X        GRAVIMETRIA  
( ESPECIALISTAS )

TODO PARA LA EXPLORACION PETROLERA

( COMPAÑIA GEOSOURCE DE MEXICO, S.A. DE C.V.)

ING. JAVIER MEDINA  
GERENTE GENERAL

AVENIDA JUAREZ No. 97-405    TEL. 521-08-34  
585-15-70

I

II Integración de los Estudios Geoelectricos  
de la Zona Geotérmica de los Azufres,  
Michoacán:

Autor: Ing. Oswaldo Palma Pérez  
Depto. de Geofísica de  
Comisión Federal de  
Electricidad.

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

**GERENCIA DE PROYECTOS GEOTERMoeLECTRICOS**

**OFICINA DE GEOFISICA**

**INTEGRACIÓN DE LOS ESTUDIOS GEOELÉCTRICOS DE  
LA ZONA GEOTÉRMICA DE LOS AZUFRES, MICH.**

**REPORTE GF 12/83**

**ING. OSWALDO PALMA PÉREZ**

## C O N T E N I D O

### PAGINA

|   |                       |
|---|-----------------------|
| RESUMEN. . . . .                            | 1                     |
| 1. INTRODUCCION . . . . .                   | 2                     |
| 2. LOCALIZACION . . . . .                   | 2                     |
| 3. OBJETIVO . . . . .                       | 2                     |
| 4. GEOLOGIA . . . . .                       | 3                     |
| 5. GEOFISICA. . . . .                       | 4                     |
| 5.1. Trabajo de Campo . . . . .             | 4                     |
| 5.2. Procesado de Datos . . . . .           | 5                     |
| 5.3. Interpretación . . . . .               | 6                     |
| 6. ANALISIS GEOQUIMICO. . . . .             | 8                     |
| 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES . . . . . | 8                     |
| 8. BIBLIOGRAFIA . . . . .                   | 10                    |
| ILUSTRACIONES. . . . .                      | Al final<br>del Texto |

# COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

GERENCIA DE PROYECTOS GEOTERMoeLECTRICOS

SUBGERENCIA DE ESTUDIOS GEOTERMICOS

DEPARTAMENTO DE EXPLORACION

OFICINA DE GEOFISICA

OFICIO AVAA2/029/83

Morelia, Mich., julio 29, 83

ASOCIACION MEXICANA DE  
GEOFISICOS DE EXPLORACION, A.C.  
Apartado Postal 53-077  
México 17, D.F.

Con motivo de la celebración de los 25 años de existencia de la A.M.G.E., la Oficina de Geofísica del Departamento de Exploración Geotérmica de la C.F.E., envía por este medio Original de Trabajo titulado

Integración de Los Estudios Geoelectricos de la Zona Geotérmica de Los Azufres, Michoacán.

como participación al Simposium de Ingeniería Geofísica -- que tendrá lugar el mes de noviembre del presente año en la Ciudad de México, D.F.

A t e n t a m e n t e ,

ING. J. FRANCISCO ARELLANO G.  
Jefe de la Ofna. de Geofísica

C.c.p.- Ing. Antonio Razo Montiel.

Jefe del Depto. de Exploración.- Presente.

C.c.p.- Ing. Oswaldo Palma Pérez.- Autor.- Presente.

C.c.p.- Archivo.

FAG/'cwr

## 1. INTRODUCCION

Tomando en cuenta que en un futuro la energía eléctrica derivada del aprovechamiento de vapor endógeno será un importante apoyo para la industria y el desarrollo del país, ésta se constituye como un tipo de energía limpia y barata, frente a las demás fuentes de energía como el petróleo, gas, carbón, hidráulica, nuclear o solar.

Por lo anterior, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), por medio del Departamento de Exploración Geotérmica ha realizado estudios de Geofísica Eléctrica Resistiva, a nivel regional y a detalle en la zona geotérmica de Los Azufres, Mich. a partir del año de 1975, con el objeto de explotar dicho recurso natural.

Para el área geotérmica de Los Azufres, Mich. se ha usado el método geoelectrico de resistividad mediante el dispositivo Schlumberger, porque ha demostrado ser una herramienta útil en la detección de yacimientos geotérmicos ya que ayuda a predecir ciertas condiciones de salinidad, porosidad y permeabilidad, que de alguna manera se relacionan con dicho yacimiento, así como delimitar los cambios laterales y verticales de la resistividad, ya que en las zonas donde los parámetros geotérmicos convergen, la resistividad baja considerablemente.

## 2. LOCALIZACION

El campo geotérmico de Los Azufres, Mich. se encuentra ubicado a 60 Km al este de la Ciudad de Morelia, Mich., entre los paralelos  $19^{\circ}46'00''$  y  $19^{\circ}50'30''$  de latitud norte y los meridianos  $100^{\circ}38'00''$  y  $100^{\circ}43'00''$  de longitud oeste, con una área aproximada de  $72 \text{ Km}^2$ , dividido en dos zonas; norte y sur, figura 1.

## 3. OBJETIVO

La aplicación del método geoelectrico en esta zona fue con la finalidad de poder delimitar con mayor -----

## FIGURAS

1. Localización de Sondeos Eléctricos Verticales y Perfil A-A'
2. Geológico
3. Iso-resistividades Aparentes de  $AB/2 = 1\ 000\ m$
4. Perfil de Iso-resistividades Aparentes y Electroes tratigráfico A-A'
5. Correlación de Mínimos Resistivos con datos de Geología de Pozos
6. Isotermas a  $2\ 000\ msnm$



exactitud, los contornos de las anomalías de baja resistividad, que de alguna forma deben tener relación con los procesos termogeológicos presentes en el área, ya que en zonas donde existen condiciones geotérmicas se ha visto que la resistividad es mínima, debido a la concentración de salmueras geotérmicas y la temperatura de los fluidos que emergen de las profundidades del subsuelo a través de estructuras profundas.

#### 4. GEOLOGIA

Las rocas que afloran en el área reflejan una serie de eventos volcánicos cuya edad varía del Mioceno Tardío al Cuaternario.

El basamento local está constituido por una secuencia de andesitas (Tmsa) que afloran ampliamente en la porción norte y en forma muy escasa en el centro, sur y sureste del área. Sobreyaciendo discordantemente a las andesitas se encuentran derrames de riolita fluidal y esferulíticas (Qrf) del Cuaternario, que afloran en la parte central.

Al oriente del área afloran andesitas de textura porfídica (Qap) que forman el aparato volcánico "San Andrés", estas rocas sobreyacen a las riolitas fluidales (Qrf) y a las andesitas (Tmsa).

También se observa un apófisis de andesitas porfídicas que intrusión a las riolitas fluidales, en el cerro Las Humaredas al sur del campamento de Agua Fría de CFE.

El evento volcánico de carácter ácido más reciente, está representado por una serie de domos de riolita vítrea (Qrv), ubicado al oeste del área en discusión. El emplazamiento de estos domos estuvo acompañado de etapas explosivas que dieron origen a una gran cantidad de tobas pumiciticas (Qtp).

Al norte del área se encuentran aparatos volcánicos de composición basáltica (Qvc) que forman los cerros Pátate y Carrasco y dacitas (Qd) del cerro el Mozo, los que representan la actividad volcánica más reciente, figura 2.

En Los Azufres se presentan tres sistemas estructurales que corresponden con tres eventos tectónicos que han afectado el área en diferentes épocas geológicas.

1. El evento más antiguo sólo afecta las rocas andesíticas (Tmsa) de edad Mioceno Superior - principio del Pleistoceno y presenta una dirección NNE-SSW.
2. El segundo sistema estructural está representado por fallas de distensión de carácter profundo con franca orientación E-W que caracterizan el Eje Neovolcánico. Este sistema es el más importante ya que provoca las condiciones estructurales favorables para el ascenso de los fluidos geotérmicos.
3. El sistema estructural más reciente presenta una orientación N-S y es el que aparentemente limita al este el campo geotérmico.

Ahora, en el campo geotérmico Los Azufres se observa que las estructuras que más favorecen al ascenso de los fluidos hidrotermales son los flancos de las pequeñas fosas tectónicas y los escarpes de las fallas escalonadas, así se tienen las manifestaciones termales de Los Azufres, Currutaco, Agua Fría, Maritaro, Laguna Verde, como las más importantes.

De acuerdo a lo anterior se concluye que la actividad hidrotermal de Los Azufres, está controlada por el sistema estructural preexistente, producto de varios eventos tectónicos superpuestos y la actividad posttectónica representada aquí, por el emplazamiento de domos de riolita vítrea -- (Qrv) y la actividad volcánica básica (Qvc).

Dicha actividad hidrotermal ha provocado grandes zonas de alteración, principalmente caolinización, oxidación y propilitización (De la Cruz V. y Otros, 1982).

## 5. GEOFISICA

### 5.1. Trabajo de Campo

Para evaluar la respuesta eléctrica del subsuelo y su posible relación con actividad termal, se decidió realizar una campaña de sondeos eléctricos verticales --- (SEV), tipo Schlumberger en forma regional y a detalle, con separaciones entre sondeos de 1 Km y 250 m respectivamente.

Para el desarrollo del programa a detalle fue necesario analizar las anomalías regionales que tuvieran relación con procesos hidrotermales, estas anomalías se estudiaron a partir de su centro, hasta agotar los valores que se constituyeran como anomalías de baja resistividad ( $< 10 \text{ ohm-m}$ ). Sin embargo las áreas envueltas por valores de  $20 \text{ ohm-m}$  resultan ser importantes, puesto que la mayoría de los pozos más profundos en dicha área producen vapor.

La longitud de cada línea fue programada de acuerdo a la extensión del mínimo resistivo regional.

Las separaciones electródicas de corriente --- (AB/2) fueron de 10 a 3 000 m mientras que las de potencial variaron de 2.5 a 250 m y en algunos casos hasta 500 m.

Para la obtención de datos se usó un equipo -- Scintrex de 15 Kw de potencia como trasmisor y un receptor de alta impedancia de entrada, para medir la diferencia de potencial entre los electrodos MN.

## 5.2. Procesado de Datos

El procesado de datos se inició a partir de la curva de campo, la cual se corrigió por el efecto de variaciones laterales, "empalme", para así obtener una curva continua, la cual se interpretó mediante las curvas -- maestras de tres capas para medios estratificados, horizontales, homogéneos e isotrópicos, aplicando el método -- de punto auxiliar que resulta útil cuando las curvas son mayores de tres capas. Las curvas teóricas usadas fueron las calculadas por la Asociación Europea de Geofísicos de Exploración, las publicadas por Orellana y Mooney y la Co -- lección Italiana.

Para la comprobación del modelo propuesto se -- usó el algoritmo de GHOSH adaptado a calculadoras HP-41C, además de los llamados REGSEV Y O'NEIL, implementados a -- la minicomputadora APPLE II, los cuales calculan la curva de resistividad aparente a partir de los datos de resisti -- vidades y espesores de dicho modelo.

### 5.3. Interpretación

A partir de las curvas continuas se elaboraron los planos y perfiles de resistividades aparentes y electrostratigráficos.

El plano de iso-resistividades aparentes de  $AB/2 = 1\ 000\ m$  (figura 3), muestra una clara distribución de las propiedades eléctricas del área a "profundidad", - además de la extensión y preferencia direccional de las - anomalías de baja resistividad congruentes con las estructuras geológicas.

Así se tienen 4 áreas de anomalías de baja resistividad ( $< 10\ ohm-m$ ), separadas en dos grupos. Tres - en la zona norte (Gallo, PA-27 y PA-40) y una en la zona sur (Tejamaniles), relacionándose algunas con áreas de va por dominante, que han sido detectadas por los pozos A-27, A-41 en el norte y PA-17, PA-16, PA-38 en el sur.

Estas anomalías se encuentran limitadas en sus 4 puntos cardinales por áreas de alta resistividad ( $> 50\ ohm-m$ ) y separadas en su parte central (cerro La Providencia), al menos superficialmente, por una franja de alta - resistividad producida por un cuerpo de riolita, el cual ha sido detectado por el pozo A-23 (800 m de espesor), -- muy cercano al domo de La Providencia.

Cabe mencionar que las fallas San Alejo y Laguna Larga podrían interferir en la resistividad, constituyendo una barrera estructural que sugiere la posibilidad de que ambas zonas fueron originadas por una sola fuente de calor muy profunda, ya que el yacimiento, tanto en la zona norte como en la zona sur, está confinado por las estructuras preexistentes.

Desde el punto de vista estructural y alteración hidrotermal, estas anomalías de baja resistividad se asientan en lugares donde los procesos termales existen, - siendo importante la extensión y el carácter profundo de las fallas.

Es necesario mencionar que las anomalías de baja resistividad, a pesar de la complejidad estructural de las zonas en cuestión, se encuentran controladas por las estructuras E-W y los cruces con el sistema N-S, sin dejar de ser importantes las relacionadas con las estructuras NE-SW.

En el perfil A-A' de iso-resistividades aparentes y electroestratigráficos, N-S, se observan dos áreas de mínimos resistivos ( $< 10 \text{ ohm-m}$ ) separadas por un alto resistivo, figura 4, situado entre las fallas Laguna Larga y San Alejo.

Estos mínimos resistivos se ubican entre la falla Nopalito y Laguna Larga, con una longitud de 3 Km el del norte y el del sur desde la falla San Alejo hasta la de Los Azufres, con longitud de 2 Km, figura 4.

En la figura 5 se muestran zoneamientos de resistividad que se han inferido como áreas con posibilidades de producción a corto, mediano y largo plazo y áreas de factible reinyección, por la correlación que presentan con los datos de pozos y los aspectos geológico-estructurales.

Los mínimos resistivos que se han asociado con áreas con posibilidades de producción a corto plazo, donde generalmente se ha encontrado alta temperatura ( $250^{\circ}$ ) a profundidades menores de 1 000 m de acuerdo con las perforaciones. Estos mínimos resistivos ( $< 10 \text{ ohm-m}$ ) presentan extensiones desde  $0.5 \text{ Km}^2$  hasta  $3 \text{ Km}^2$ .

De la misma forma se han delimitado las zonas a mediano plazo, que se encuentran en el rango de resistividades  $> 10 < 20 \text{ ohm-m}$ , correspondiendo con las áreas donde los pozos producen a mayor profundidad ( $> 1\ 500 \text{ m}$ ).

El área comprendida entre la zona norte y sur es una franja de alta resistividad donde la producción es casi nula, como lo demuestran los pozos A-3, A-23, A-12 y A-25. Esto quizá se deba al control estructural impuesto por las fallas Laguna Larga y San Alejo que anteriormente se expusieron y la presencia del domo riolítico de La Providencia.

Tomando como parámetro de importancia las resistividades, condiciones estructurales (alto grado de fracturamiento) y la permeabilidad reportada por los datos de los pozos, se tienen como zonas de reinyección más propicias las áreas de Taimo el Chico, Agua Escondida, fallas Los Coyotes y Laguna Verde, así como las inmediaciones de las fallas Vampiro, Chinapo, Pozo A-10 y cercanías del PA-31, figura 5.

## 6. ANALISIS GEOQUIMICO

El plano de isoterma a 2 000 msnm, figura 6, exhibe tres zonas de temperaturas mayores de 200°C que coinciden con las áreas de baja resistividad. Es necesario hacer notar que dentro de estas áreas existen dos ( $> 250^\circ\text{C}$ ) en las que se han detectado "casquetes de vapor" (PA-41, PA-27 en el norte y PA-17, 16 y 38 en el sur).

En este mismo plano se ha colocado la clasificación geoquímica de los manantiales termales del campo, en los que se señala la interacción intensa o nula de los fluidos geotérmicos de los manantiales presentes. La composición química de los gases de los pozos A-6, A-17, A-13 y A-19, localizados en la zona norte y sur respectivamente, presentan diferencias sistemáticas, siendo éstas las siguientes:

- a). El contenido de gas en el vapor es mayor en los pozos de la zona sur del orden de 3 a 8% molar, mientras que en la zona norte el contenido es de 0.2 a 0.5%.
- b). La concentración molar de  $\text{CO}_2$  en el sur es de 92 a 99% de los gases y en la zona norte es de 78 a 86%.

Estas diferencias sugieren que la zona norte y sur constituyen yacimientos separados, al menos hasta la profundidad actualmente explorada (1 000 a 2 000 m).

Por otra parte la razón isotópica  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$  del  $\text{CO}_2$  de los pozos de la zona sur ( $\delta^{13}\text{C} = -7.5$ ), difieren también de la razón  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$  de los pozos de la zona norte ( $\delta^{13}\text{C} = -11.5$ ). Esta diferencia indica que la separación entre una zona (norte y sur) puede ser a una profundidad mayor que la actualmente explorada. Además el valor de  $\delta^{13}\text{C}$  de la zona es característico de  $\text{CO}_2$  magmático, mientras que el valor de  $\delta^{13}\text{C}$  de la zona norte implica la adición de carbón de origen orgánico sedimentario. Estos resultados permiten por lo tanto concluir que la zona sur se encuentra más próxima a la cámara magmática que la norte (Quijano, 1983).

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La integración de la información geoelectrónica resistiva, geología y geoquímica, permitió elaborar las siguientes conclusiones:

1. El campo geotérmico de Los Azufres, Mich. se encuentra gobernado estructuralmente por fallas E-W, N-S y NE-SW.
2. Las zonas de baja resistividad coinciden con áreas donde existen procesos hidrotermales y donde se han detectado altas temperaturas a profundidades menores de los 1 500 m.
3. Se presume que por efectos estructurales, el yacimiento geotérmico se encuentre confinado en dos partes, norte y sur, aunque su origen muy profundo es el mismo, de acuerdo con los datos geoquímicos.
4. Analizando las anomalías de mínimo resistivo fue posible definir los límites geoelectricos del campo e inferir áreas de producción.

## 8. BIBLIOGRAFIA

- ARROYO E., M.A., 1982. Levantamiento Geoeléctrico en el Módulo El Chino, Los Azufres, Mich. Informe 65-82, CFE.
- CEDILLO R., F., 1981. Prueba de Acuífero en la Sierra de Los Azufres, Mich. Informe 6-81, CFE.
- DE LA CRUZ M., AGUILAR S.J., ORTEGA G.D., SANDOVAL S.J., 1982. Estudio Geológico Estructural a Detalle del -- Campo Geotérmico Los Azufres, Mich. Informe - 9-82, CFE.
- DEPARTAMENTO DE EVALUACION DE CAMPO Y YACIMIENTOS, 1983. Evaluación Preliminar de la Disponibilidad de --- Agua en Los Azufres, Mich., CFE.
- GARFIAS F., A. Y RODRIGUEZ S., A., 1982. Interpretación Preliminar del Subsuelo de la Zona Sur del Campo Geotérmico de Los Azufres (Tejamaniles-Agua -- Fría). Coordinadora Ejecutiva Los Azufres, -- Mich.
- PALMA P., O., 1982. Estudio Geoeléctrico de Detalle de los - Módulos Agua Fría-Tejamaniles-Los Azufres, --- Mich. Informe 54-82, CFE.
- PALMA P., O., 1982. Estudio Geoeléctrico de Detalle del Módulo Tejamaniles-Los Azufres, Mich. Informe --- 42-82, CFE.
- ROMERO G., J.C., 1983. Análisis Preliminar de la Información Geofísica del Campo Geotérmico de Los Azufres, Mich. Reporte GF 8-83, CFE.
- ROMERO G., J.C., 1982. Estudio Geoeléctrico de Detalle del - Pozo A-27, Módulo Laguna Verde, Los Azufres, - Mich. Informe 20-82, CFE.
- TELLO H., F. Y QUIJANO L., J.L., 1982. Clasificación Geoquímica de Los Manantiales Termales del Campo Geotérmico de Los Azufres, Mich. Reporte GF 5-83, CFE.



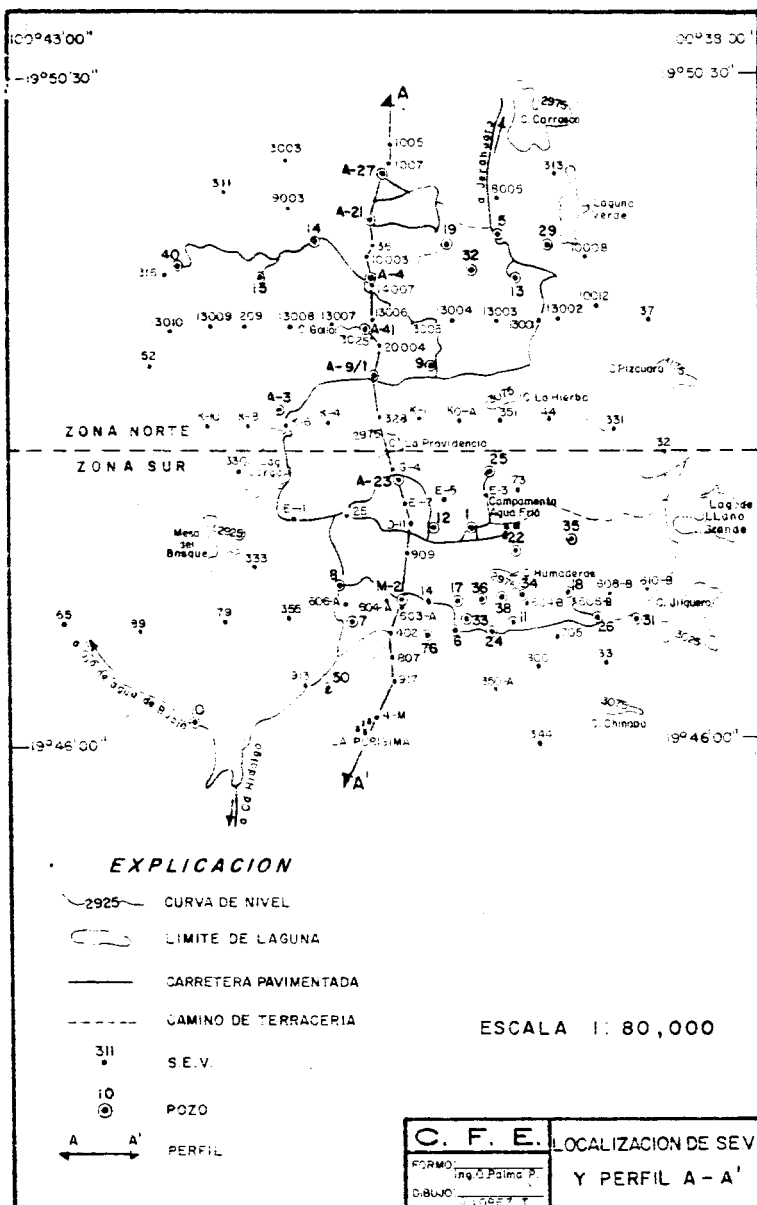
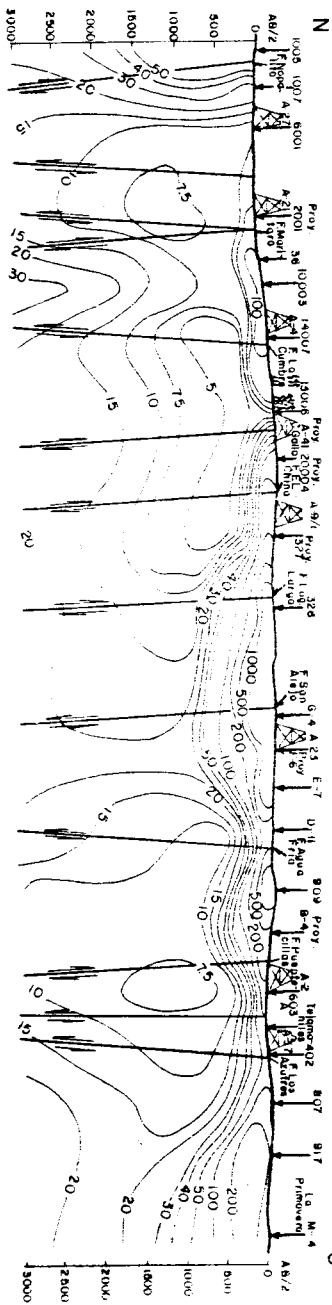


Fig. 1

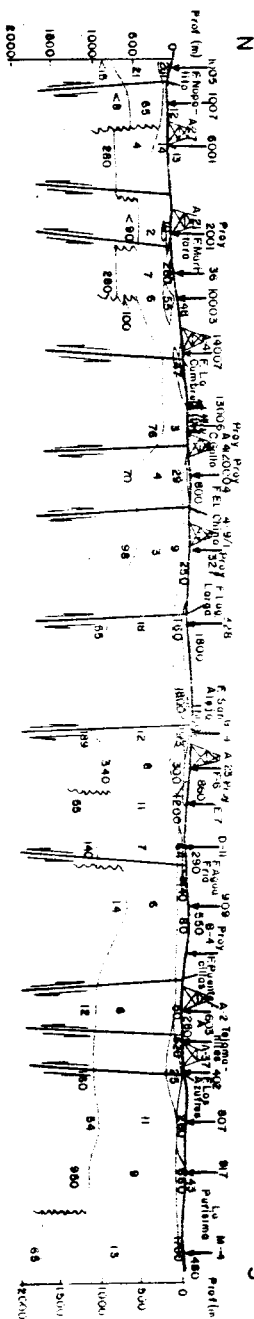




5



PERFIL ELECTROSTRATEGICO A-A'



EXPLICATION

- 402  
SONDEO ELECTRICO VERTICAL  
CURVA DE 190-RESISTIVIDAD  
APARENTE  
RESISTIVIDAD CALCULADA  
CONTACTO ELECTROESTRATIGRAFICO  
CONTACTO ELECTROESTRATIGRAFICO  
INFERIDO  
PERTURBACION ELECTRICA
- 10  
9
- 402  
FALLA GEOLÓGICA  
FALLA GEOLÓGICA INFERIDA  
FUENTE DE EXPLICACION  
MANIFESTACION TERREAL  
MONUMENTALIZACION  
VERTICALIZACION

|               |                               |
|---------------|-------------------------------|
| C. F. E.      | PERFIL DE ISO-RESISTIVIDADES: |
| FORMIO        | APARENTES Y ELECTROESTRA      |
| INC-T. MONTEB | TIGRAFICO A - A'              |
| ONALDO        |                               |
| ALBERT L.     |                               |

Fig. 4

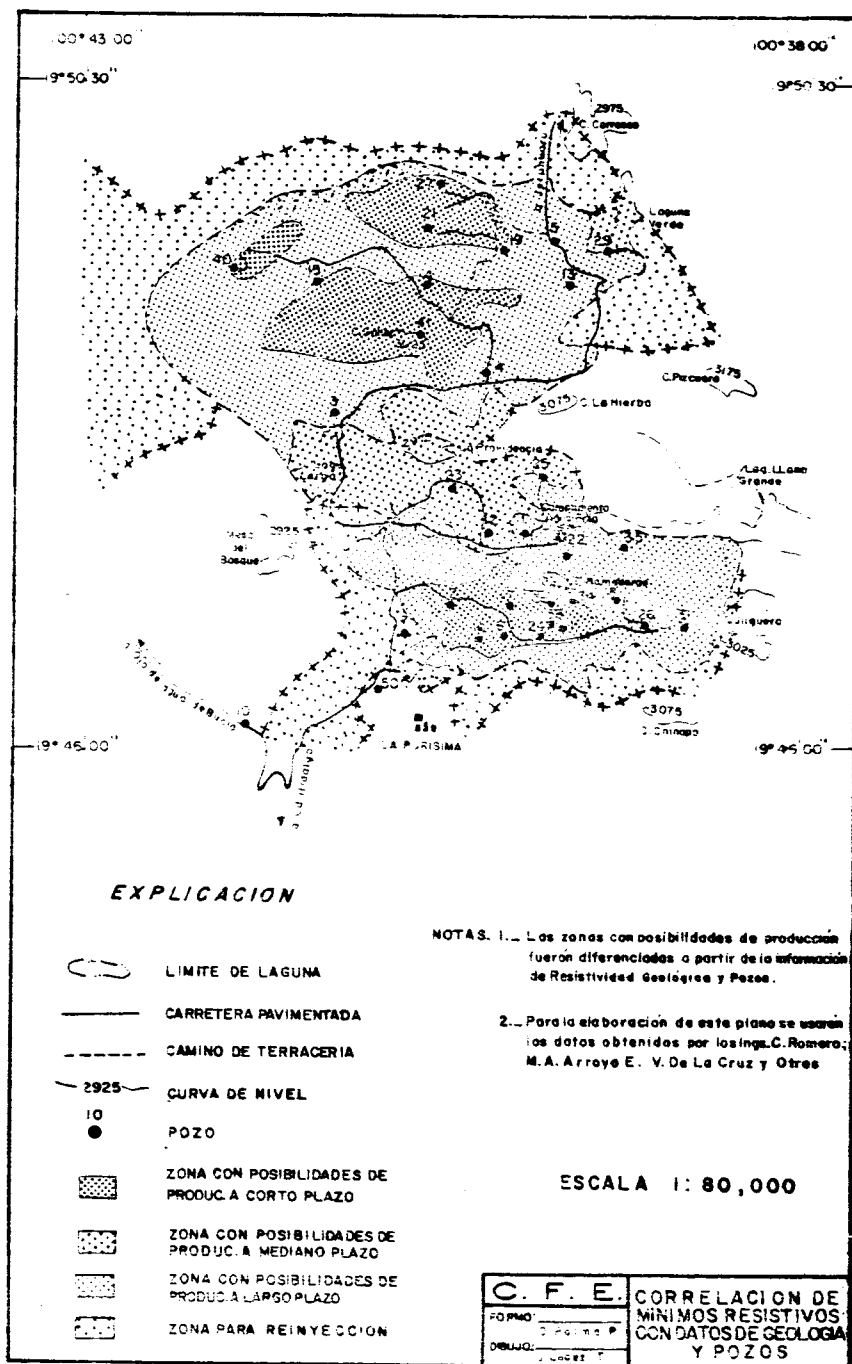


Fig. 5