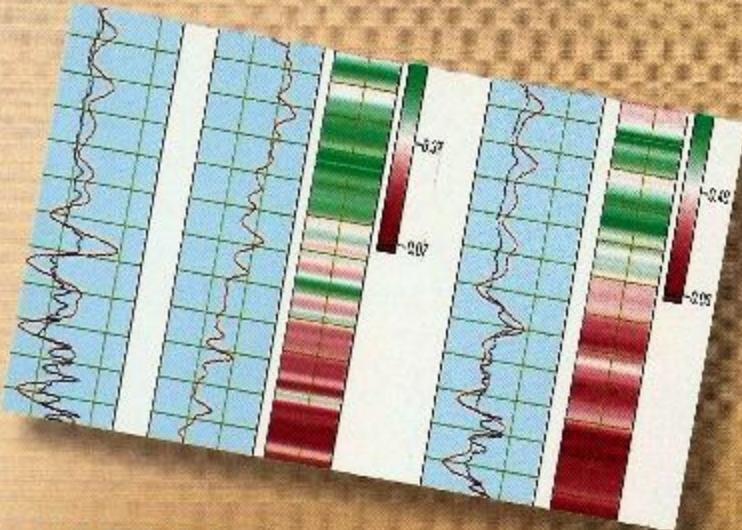
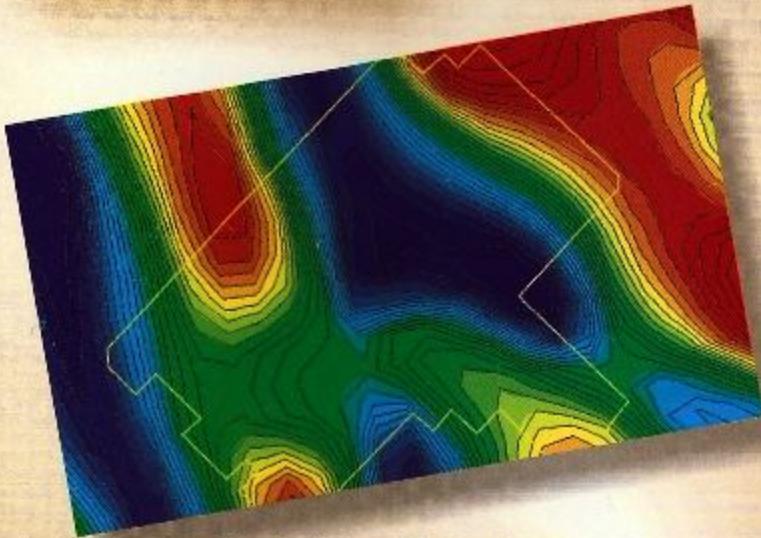


Boletín Técnico

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

VOLUMEN 47, NÚMERO 1, ENERO-MARZO, 2007



Visualización de "Plays" Subsalinos mediante la Integración de Métodos Potenciales con Migración Sísmica en Profundidad

Dr. Carlos Ortiz Alemán et al.

Análisis Cualitativo y Cuantitativo del Comportamiento de la Sal en el Cubo Yaxiltún con Métodos Potenciales e Información Sísmica

M. en I. Alejandro Cerón Fernández et al.

La Aplicación de un Modelo de Iluminación Aplicado a Sismología 3D para Detectar Rasgos Geológicos

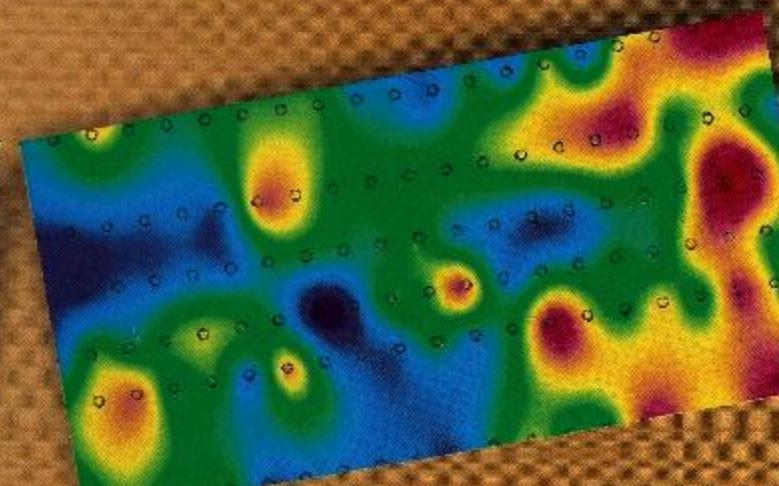
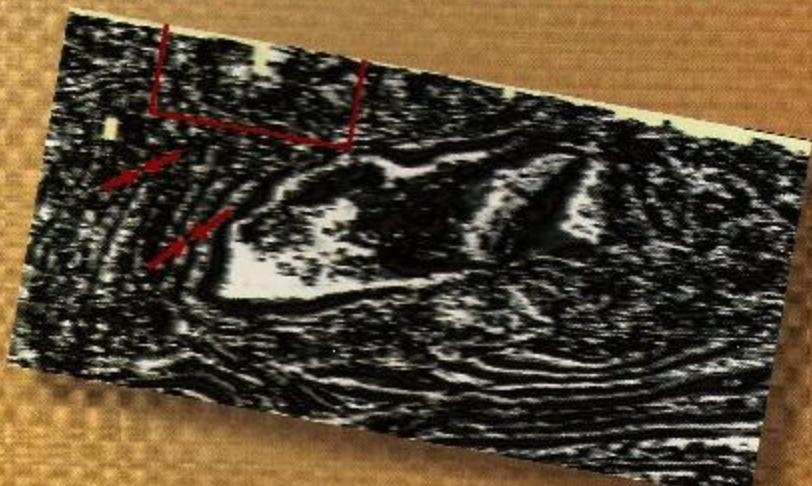
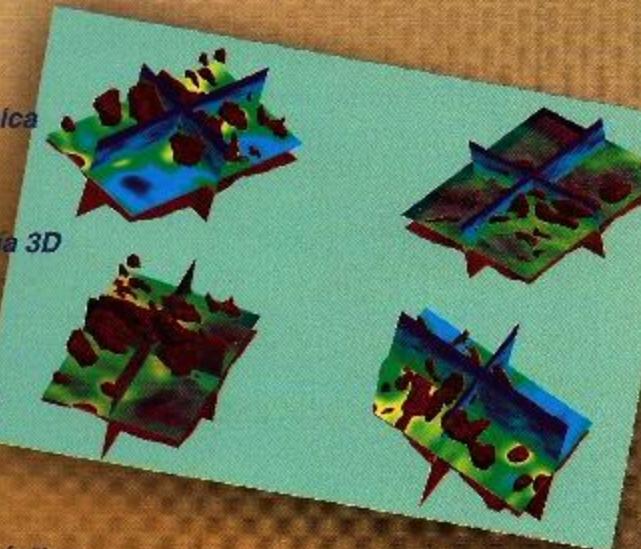
M. en C. Fidel Reyes Ramos

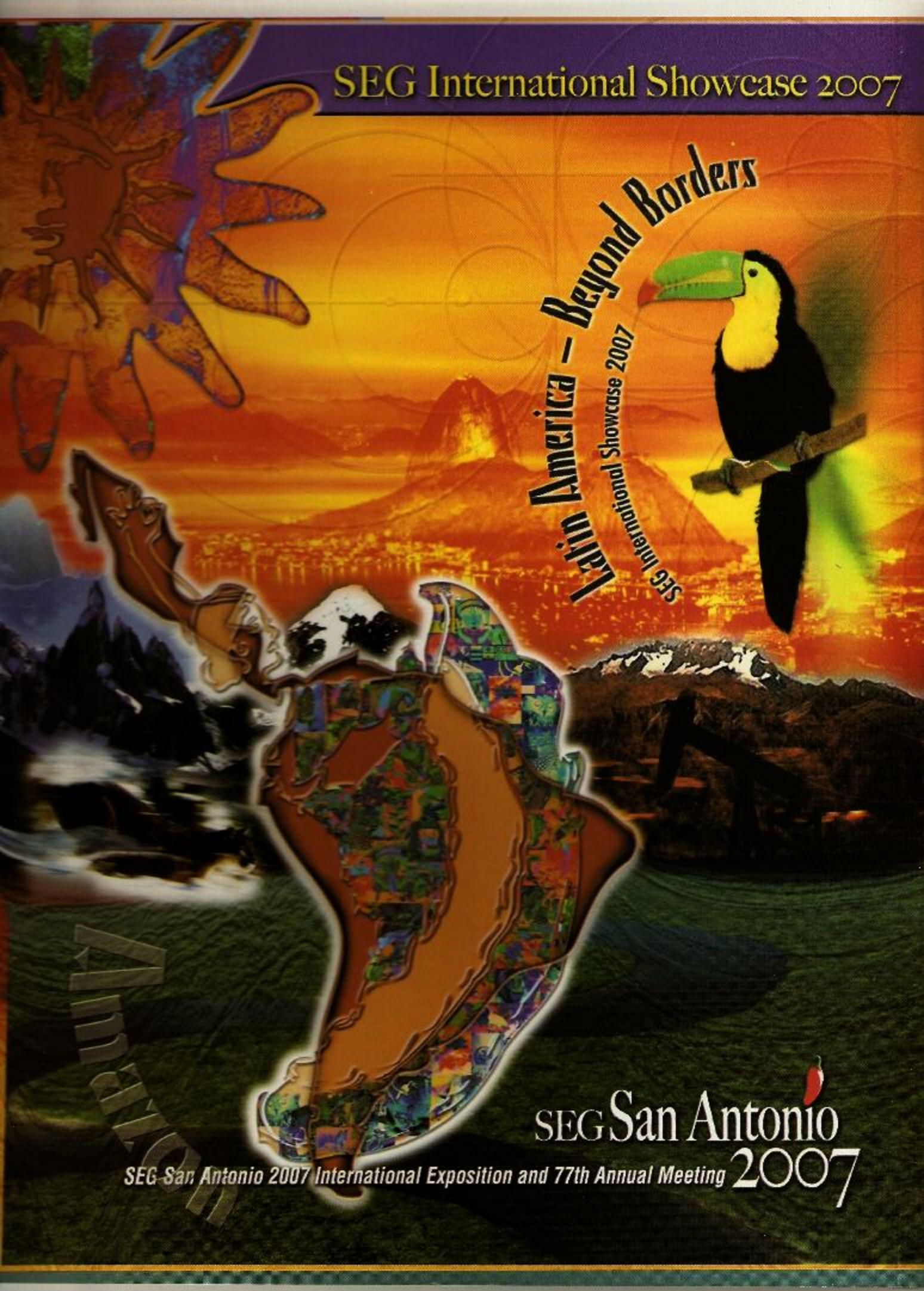
Atributos Sísmicos, Análisis Multiescala en Registros Geofísicos de Pozos y Física de Rocas en la Caracterización de Yacimientos

Dr. Gerardo Ronquillo Járillo y Dr. Koussoub N.

Aplicación de Técnicas Electromagnéticas Superficiales al Diagnóstico de Sitios Contaminados con Hidrocarburos

Dr. Omar Delgado Rodríguez, Dr. Vladimir Shevkin y M. en C. Jesús Ochoa Valdés





SEG International Showcase 2007

Latin America - Beyond Borders

SEG International Showcase 2007

SEG San Antonio
2007

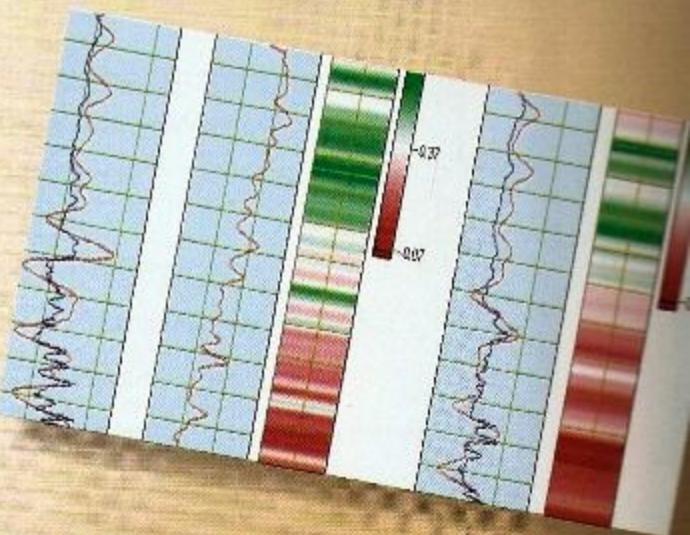
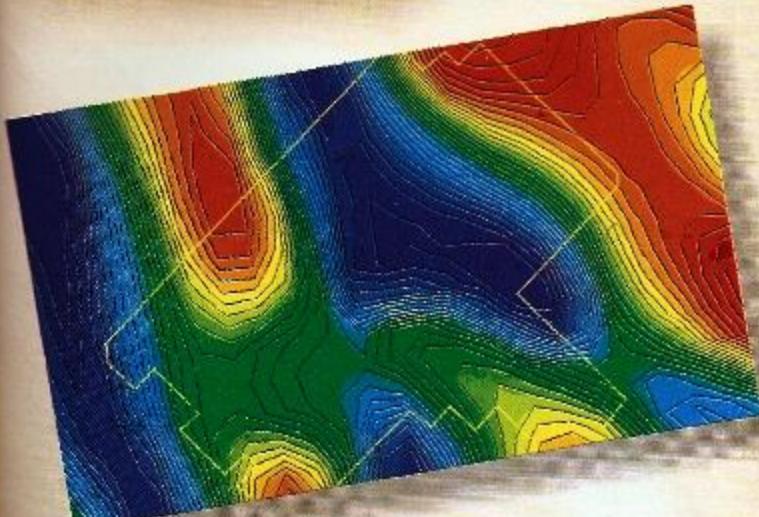
SEG San Antonio 2007 International Exposition and 77th Annual Meeting



Boletín Técnico

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

VOLUMEN 47, NÚMERO 1, ENERO-MARZO, 2007



Visualización de "Plays" Subsalinos mediante la Integración de Métodos Potenciales con Migración Sísmica en Profundidad

Dr. Carlos Ortiz Alemán et al.

Análisis Cualitativo y Cuantitativo del Comportamiento de la Sal en el Cubo Yaxiltún con Métodos Potenciales e Información Sísmica

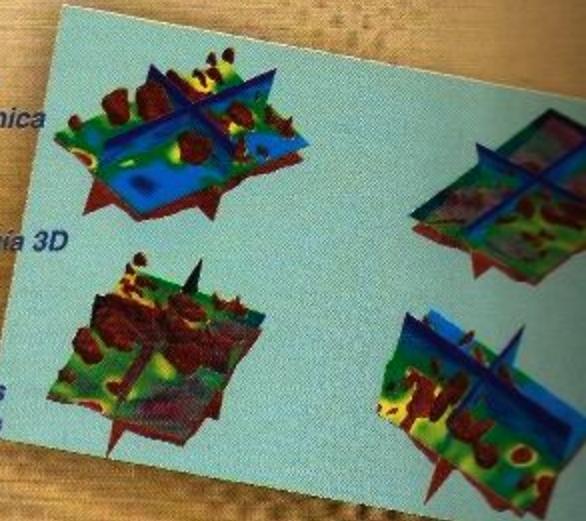
M. en I. Alejandro Cerón Fernández et al.

La Aplicación de un Modelo de Iluminación Aplicado a Sismología 3D para Detectar Rasgos Geológicos

M. en C. Fidel Reyes Ramos

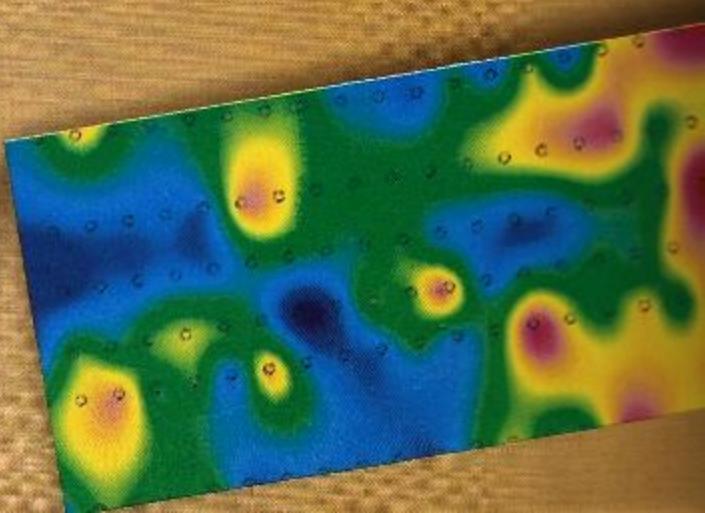
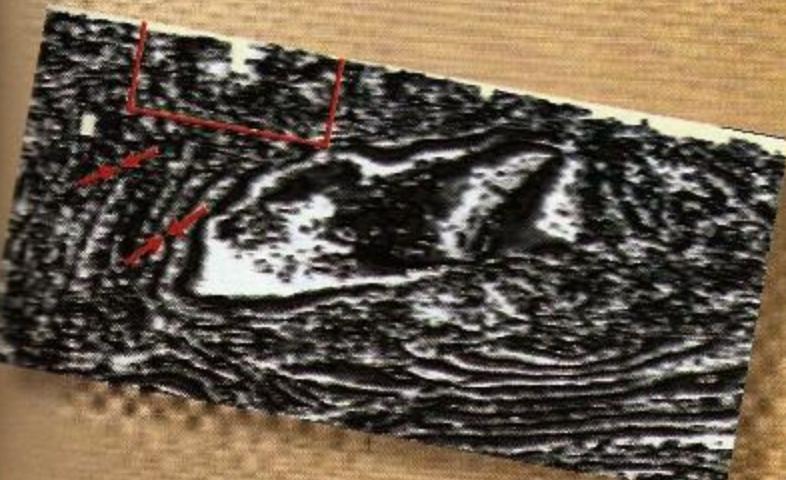
Atributos Sísmicos, Análisis Multiescala en Registros Geofísicos de Pozos y Física de Rocas en la Caracterización de Yacimientos

Dr. Gerardo Ronquillo Jarillo y Dr. Kousoub N.



Aplicación de Técnicas Electromagnéticas Superficiales al Diagnóstico de Sitios Contaminados con Hidrocarburos

Dr. Omar Delgado Rodríguez, Dr. Vladimir Shevnnin y M. en C. Jesús Ochoa Valdés





**ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.
(MIEMBRO DE LA FACCTIEM, SEG, UMAI y ULG)**

**CONSEJO DIRECTIVO
2005-2007**

M. en C. RODOLFO MARINES CAMPOS

Presidente

M. en I. Efraín Méndez Hernández
Vicepresidente

Ing. Carlos Flores Romero
Secretario

M. en I. Fernando Flores Cruz
Prosecretario

Ing. Patricia Oceguera Serrano
Tesorera

Ing. Rebeca Navarro Hernández
Protesorera

M. en C. Jorge A. Mendoza Amuchástegui
Editor

Dr. Oscar Campos Enríquez
Codirector

Ing. J. Alberto Santana Fernández
Coordinador de Eventos Técnicos

Ing. José Rodolfo Rocha Ruiz
Coordinador de Eventos Sociales

M. en A. Leopoldo E. Hernández Avila
Coordinador Fundación AMGE

Ing. Javier Núñez Ariza
Coordinador del Exterior

Ing. Jaime Guerra Ortiz
Coordinador de Jubilados

Ing. Juan José Bolaños Espinosa
Coordinador de la Gaceta

Ing. Agustín Ruiz Violante
Coordinador de la página Web

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

Dr. Guillermo A. Pérez Cruz

Ing. César Navarro Tafoolla

Ing. Jorge R. Vera Sánchez

PRESIDENTES DELEGACIONALES

Ing. Marco A. Gheno Juárez
Cd. del Carmen, Camp.

Ing. Julio Pérez Aldana
Poza Rica, Ver.

Dr. Raúl Del Valle García

Ing. Everardo Castro Medellín

Cd. de México

Reynosa, Tamps.

Ing. José GPE. González Zúñiga
Coatzacoalcos, Ver.

Ing. José C. Cámaras Alfaro

Dr. Rubén Darío Martínez

Tampico, Tamps.

Houston, Tx.

Ing. Marco Antonio Arreguín López

Ing. Jesús Arredondo Fragoso
Morelia, Mich.

Veracruz, Ver.

Ing. Gerardo Clemente Martínez

Villahermosa, Tab.

VOCALÍAS

M. en I. Alejandro Cerón Fernández
Instituto Mexicano del Petróleo

M. en I. Luis Mario Palacios Reyes

IPN

Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi
Instituto de Geofísica

M. en I. Ricardo Castrejón Pineda
UNAM

Ing. José GPE. González Zúñiga
FACCTIEM

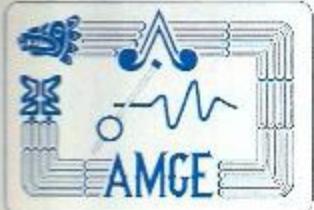
Ing. Juan Pasillas Ramírez
Instituto Tecnológico de Madero

M. en I. Hermes Aguirre Vargas
U. Latinoamericana de Geofísica

Dr. Cosme Pola Zimuta
UANL (campus Linares)

Dr. Salvador Alvarez Ballesteros
Unión Mexicana de Asociación de Ingenieros

Dr. Juan García Absdelem
CICESE



ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

Mensaje del Editor

Estimados colegas:

Un aspecto relevante de la exploración geofísica radica en el hecho de que la integración de datos, de manera reiterada, nos aporta un mayor valor que si analizamos los diversos tipos de datos por separado. En este Boletín les presentamos varios artículos que precisamente hacen énfasis en el adecuado manejo de la información y en el análisis integral de ésta para garantizar la obtención de resultados que son congruentes con diferentes tipos de observaciones geofísicas. Estoy seguro que los encontrarán muy interesantes y motivadores.*

Siendo este número el último ejemplar del Boletín de nuestra querida Asociación, publicado bajo el Consejo Directivo 2005-2007, en el que he tenido el honor de servirles como editor, aprovecho la oportunidad para agradecer profundamente la respuesta a aquel llamado que les hice cuando apenas tomábamos la responsabilidad implícita en la tarea: compartir nuestros avances científicos, tecnológicos y metodológicos que ocurren en el acontecer de nuestro trabajo y de nuestras investigaciones, a través del Boletín, con el afán de fortalecer el nivel técnico de la publicación y fomentar el intercambio útil de opiniones y conceptos que nos permitan mejorar nuestro desempeño como profesionales de las geociencias. Gracias al entusiasmo de los que contribuyeron podemos decir que cumplimos el reto de ponernos al corriente en la publicación con respecto a su cronología.

Agradecemos sinceramente sus opiniones, sugerencias y críticas, ya que éstas han contribuido de manera decisiva a la mejora de la calidad de nuestra publicación y los invito cordialmente a continuar la labor de forma entusiasta.

Con el afecto de siempre, me reafirmo como su seguro servidor.

Fraternamente,

M. en C. JORGE A. MENDOZA AMUCHÁSTEGUI
Editor

jamendoza@imp.mx

* El responsable del contenido técnico es el autor del trabajo.

Visualización de "Plays" Subsalinos mediante la Integración de Métodos Potenciales con Migración Sísmica en Profundidad *

Carlos Ortiz-Alemán¹, Josefina Méndez Vázquez¹, Sergio Muñoz González², Alejandro Cerón Fernández¹, Arturo Diego-Orozco¹, Marco Antonio Flores Flores² y Silvestre González Blanco²

RESUMEN

Mediante los métodos de inversión global denominados "Simulated Annealing" y algoritmos genéticos, se modelan los datos de campo magnético y gravimétrico en tres dimensiones. El problema directo se resuelve utilizando prismas de sección rectangular, con los cuales se discretiza todo el dominio de interés. Para la construcción del modelo inicial se utilizan, además de toda la información geológica y geofísica disponible, las técnicas de modelación en 3D de la señal analítica y la Deconvolución de Euler que permiten restringir la profundidad y dimensiones de las fuentes causales.

La inversión tridimensional con datos potenciales de alta resolución es una alternativa muy importante en los casos en que los métodos sísmicos 3D no pueden definir con precisión ciertas estructuras geológicas, debido a la complejidad de las trayectorias sísmicas y a la consecuente carencia de suficiente energía sísmica penetrando dichas estructuras.

Como resultado de este trabajo se muestra que la gravimetría marina puede ser una herramienta auxiliar valiosa para la exploración de estructuras subsalinas en el Golfo de México con la ventaja adicional de que requiere un gasto operacional considerablemente menor.

* Presentado en el "Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México", Cancún, 2006.

¹ Instituto Mexicano del Petróleo.

² PEMEX-Exploración y Producción.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se desarrollan y aplican herramientas computacionales altamente eficaces para la modelación de un tipo de estructuras geológicas que son de especial interés en la prospección de recursos petroleros: los domos salinos. En la exploración petrolera se utiliza primordialmente el método sísmico, pues resulta ser el método geofísico más establecido y de mejor resolución para esta aplicación. Sin embargo, se sabe que los métodos sísmicos presentan graves dificultades cuando se aplican en regiones donde se presume la existencia de domos salinos. Este tipo de estructuras geológicas están compuestas por sales minerales, cuya densidad es sensiblemente menor al medio circundante. Este contraste de propiedades da lugar a fenómenos de dispersión y difracción de la energía sísmica, lo que produce patrones difusivos que enmascaran la geometría real de estos cuerpos cuando se intenta visualizarlos mediante las técnicas tradicionales de análisis e interpretación con datos sísmicos.

El objetivo principal de este trabajo es modelar estructuras salinas utilizando a los métodos potenciales como una herramienta auxiliar de los métodos sísmicos para definir la geometría real de los cuerpos salinos y reducir sensiblemente la incertidumbre asociada con la estimación de la profundidad hasta la base del domo. Los domos salinos son estructuras geológicas que pueden servir como trampas para los hidrocarburos, ya que la sal es impermeable e insoluble en aceite y gas, por tal motivo, este tipo de estructuras geológicas son de gran interés para la industria del petróleo.

Los métodos de exploración geofísica persiguen estimar propiedades físicas de los diferentes sustratos que conforman el subsuelo y poder describir la geometría y posible composición de éstos. Para estimar estos parámetros, es necesario resolver un problema inverso que en la mayoría de las aplicaciones resulta ser no lineal. El problema inverso asociado a los métodos potenciales no es la excepción si consideramos, además, la no unicidad de la solución intrínseca a los métodos potenciales, podemos decir que no existe un método de solución universal para este tipo de problemas. Una alternativa para abordar este problema es utilizar métodos de optimización global, los cuales no presentan muchas de las limitaciones clásicas de los métodos locales.

Las anomalías locales de los campos magnéticos y gravimétricos en la tierra son indicios importantes de la presencia de ciertas estructuras geológicas. Es por ello, que los métodos potenciales han sido una herramienta muy útil en la prospección geofísica, sin embargo, en la exploración de hidrocarburos los métodos más utilizados han sido los métodos sísmicos, los cuales en los últimos años han tenido un desarrollo significativo. En el caso de la exploración de zonas subsalinas, debido al alto contraste de densidades entre la estructura salina y el medio circundante, la velocidad de las ondas sísmicas cambia considerablemente. De esta manera, las propiedades de la estructura geológica relacionadas con el tiempo de viaje de las ondas y la profundidad alcanzada, son difíciles de estimar.

En algunos casos los métodos sísmicos funcionan bien y se pueden estimar a grosso modo la base, la cima y los flancos del domo salino, pero para poder obtener buenos resultados es necesario procesar de diferentes formas los datos sísmicos. Aún así, al hacer la proyección de la imagen del domo salino ésta suele estar corrida hacia arriba y suelen existir secciones, en las cuales la información no posee calidad visual suficiente.



DESARROLLO

Cuando se aplican los métodos de inversión de datos geofísicos, es preciso resolver dos tipos de problemas asociados: el problema directo y el problema inverso. En cualquier representación matemática (modelo) de un problema físico se tienen una o varias respuestas o salidas y dos tipos de argumentos: las variables (espacio y tiempo) y los parámetros (propiedades físicas). A grandes rasgos se podría decir que el problema directo es aquel donde a partir de ciertos valores de los parámetros se aplica el modelo para conocer su respuesta en cierto dominio de interés. Por otro lado, en el problema inverso a partir de diferentes observaciones de la respuesta del modelo se trata de estimar los parámetros que la originaron. El resultado apropiado del problema inverso depende de una buena aproximación a la realidad del problema directo elegido y de una selección apropiada de la metodología de optimización.

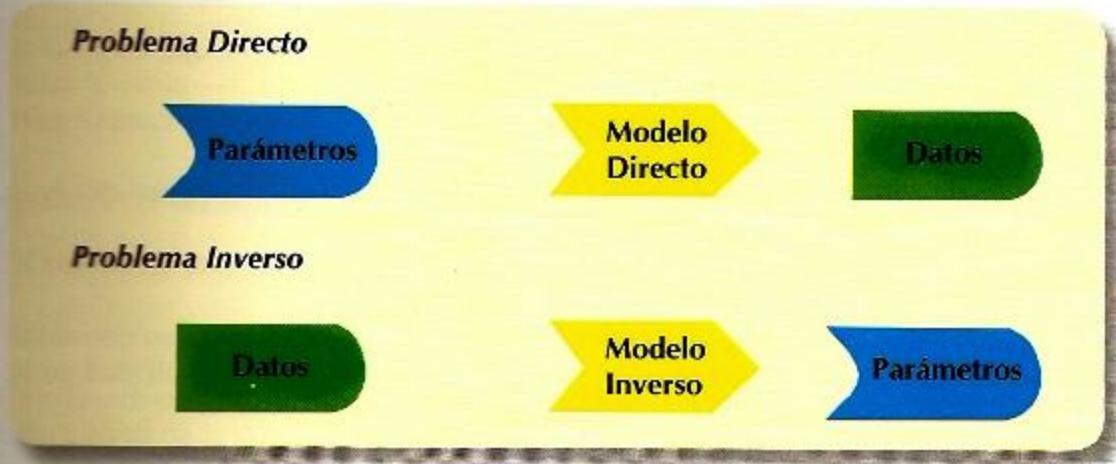


Figura 1. Esquema general de los problemas directo e inverso

PROBLEMA DIRECTO PARA MÉTODOS POTENCIALES

Para los métodos potenciales (gravimetría y magnetometría) existen diferentes maneras de plantear el problema directo y diferentes soluciones, las cuales pueden ser analíticas o numéricas.

Los campos magnético y de gravedad son funciones vectoriales de argumentos vectoriales. Puede encontrarse una función escalar tal que se origine el campo al aplicarle el operador gradiente a dicha función escalar. En este caso se dice que el campo es un campo conservativo. Si \mathbf{F} es el campo y φ la función escalar, entonces:

$$\mathbf{F} = \nabla \varphi \quad (1)$$

En gravimetría el campo que nos interesa es la aceleración (atracción) gravitacional $\mathbf{g}(r)$ en un punto de observación P debida a un cuerpo en el punto Q , donde la única propiedad de interés es la densidad de éste. Por otro lado, en magnetometría nos interesa conocer el gradiente de la inducción del campo magnético $\mathbf{B}(r)$ o la anomía



lifa total $T(r)$ en P debido a un cuerpo en Q , donde las propiedades de interés son la inclinación, la declinación del campo y la susceptibilidad magnética. Para ambos problemas $r = (x - x', y - y', z - z')$ es el vector que va de $P(x, y, z)$ a $Q(x', y', z')$ y r es su norma.

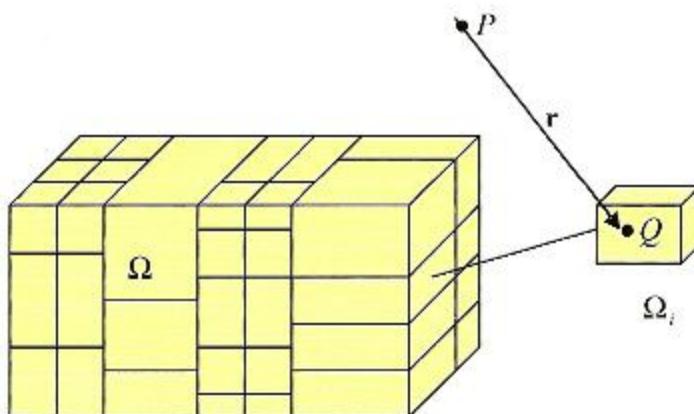


Figura 2. Discretización del dominio

La figura 2 muestra el tipo de discretización del dominio $\Omega = \cup \Omega_i$ en prismas Ω_i , donde el problema más simple que se puede plantear es tratar de estimar el valor de la componente vertical de la aceleración gravitacional (anomalía de campo) $g_z(r)$ de $g(r) = (g_x, g_y, g_z)$.

En el caso de la magnetometría se calcula la componente horizontal del gradiente de la inducción del campo magnético $B(r)$ ($\frac{\partial B}{\partial z}$) o la anomalía total del campo T , o, en casos más complejos se calculan las demás componentes e incluso derivadas del orden mayor, esto para tener más información y disminuir la no unicidad de la solución en el problema inverso.

PROBLEMA DIRECTO EN GRAVIMETRÍA

El potencial (función escalar) $\phi = U(P)$ está dado como:

$$U(P) = \gamma \int_V \frac{\rho(Q)}{r} dv \quad (2)$$

y la derivada con respecto a I

$$\frac{\partial U(P)}{\partial I} = -\gamma \int_V \frac{1 - l'}{r^3} \rho(Q) dv \quad (3)$$

donde: I representa cualquier variable x, y o z ; γ es la constante universal de atracción gravitacional y ρ es la densidad del volumen V .

Dado que la anomalía, en el punto de observación, debida al dominio total T_Ω es la suma de las anomalías de cada prisma $T_\Omega = \sum_i T_{\Omega i}$ respecto a cada componente,

necesitamos calcular la solución de la ecuación 3 de manera exacta o numérica en cada prisma.

$$\Omega_i = \{(x, y, z) \mid x_1 \leq x \leq x_2, y_1 \leq y \leq y_2, z_1 \leq z \leq z_2\}$$

Otra alternativa para resolver el problema directo es utilizar la ecuación de Poisson asociada a este problema:

$$\nabla^2 U(P) = -4\pi\rho p(P) \quad (4)$$

en el caso en que exista una fuente (la densidad ρ).

PROBLEMA DIRECTO EN MAGNETOMETRÍA

La anomalía total debida al campo magnético T está definida como:

$$T(P) = \hat{F} \cdot \nabla V(P) \quad (5)$$

donde: \hat{F} es el vector unitario en dirección del campo magnético F , así:

$$T(P) = -\hat{F} \cdot \nabla_P \int_V M \cdot \nabla_Q \frac{1}{r} dv \quad (6)$$

donde: M es la magnetización.

GRADIENTE DE LA INDUCCIÓN MAGNÉTICA

Para la inducción del campo magnético cada componente del gradiente de B se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$B_l = \frac{\partial}{\partial l} \int_V M \cdot \nabla_Q \frac{1}{r} dv \quad (7)$$

donde: l puede ser cualquiera de las tres variables como en el caso de gravimetría, de igual manera existe una solución exacta para las ecuaciones 6 y 7 o se puede hacer una aproximación numérica y la anomalía del dominio total es la suma de las anomalías de cada prisma $T_{\Omega} = \sum_i T_{\Omega i}$.

La ecuación de Poisson relacionada al problema de magnetometría es:

$$\nabla^2 A = 4\pi \nabla \cdot M \quad (8)$$

donde: A es potencial magnético.

En cualquiera de los dos casos, las ecuaciones de Poisson 4 y 8 se pueden resolver utilizando métodos numéricos (diferencias finitas, volumen finito o elemento finito) con las condiciones de frontera apropiadas.



PROBLEMA INVERSO

El problema inverso, en el caso de los métodos potenciales, se puede plantear de manera lineal y no lineal. Si consideramos de manera general las ecuaciones 3, 6 y 7 como:

$$f(P) = \int_v S(Q)\tau(P, Q) dv \quad (9)$$

al tomar a $M = M'\hat{M}$ en las ecuaciones 6 y 7, donde M' es la norma y \hat{M} es el vector unitario en dirección de M .

PROBLEMA INVERSO LINEAL

Cuando consideramos las propiedades de cada sustrato como constantes y varios puntos de observación, el problema directo nos permite construir el siguiente sistema de ecuaciones lineales:

$$Gm = d \quad (10)$$

donde:

$$G_{if} = \int_v \tau(P_i, Q_j) dv \quad (11)$$

d es la anomalía producida por las diferentes propiedades consideradas en el sustrato, para $i = 1, 2, \dots, n$, $j = 1, 2, \dots, w$, donde: w es el número de parámetros y n el número de puntos de observación.

PROBLEMA INVERSO NO LINEAL

Cuando no sólo se quiere estimar las propiedades del sustrato, sino además se desea aproximar en el proceso de inversión las dimensiones de los diferentes elementos de discretización, en este caso los vértices de los prismas, el problema inverso que se tiene que resolver es no lineal.

En algunos casos se considera que las propiedades de cada prisma no son constantes y éstas varían en relación a una función, ya sea que se considere uno o los dos casos antes descritos, el problema inverso se plantea de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} L_1(m, h) &= d_1 \\ &\vdots \\ L_n(m, h) &= d_n \end{aligned} \quad (12)$$

donde: L es un operador no lineal relacionado al problema directo, m es la función en que varían las propiedades dentro del prisma y $h = (x_1, x_2, y_1, y_2, z_1, z_2)$ es el vector de coordenadas de los vértices del prisma.

El problema no lineal se puede aproximar con la matriz de sensitividad G o de derivadas parciales:



$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} \frac{\partial p_1}{\partial m_1} & \dots & \dots & \frac{\partial p_1}{\partial m_w} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial p_n}{\partial m_1} & \dots & \dots & \frac{\partial p_n}{\partial m_w} \end{bmatrix},$$

la cual satisface la ecuación 10.



OPTIMIZACIÓN GLOBAL

Si el problema inverso es altamente no lineal o no se tiene suficiente información (observaciones) es difícil estimar el vector de parámetros m utilizando los métodos que se encuentran en la literatura, especialmente los directos. Estos últimos métodos están sujetos a ciertas condiciones como la singularidad de G , su continuidad, etc., y, en algunos casos, se necesita imponer restricciones y/o cierto conocimiento de los parámetros que son de naturaleza heurística.

Una manera de afrontar estos problemas que se han utilizado con éxito en geofísica son los métodos de búsqueda global, donde a partir de un conjunto de puntos generalmente aleatorios del dominio de solución se busca el modelo que optimice una función objetivo (Ortiz, A.C. et al., 2002).

A partir de la ecuación 9 la forma más común de definir la función objetivo o la función de error, en este caso es:

$$\epsilon = d - d_{obs} \quad (13)$$

donde: d es el vector calculado con los diferentes modelos m generados durante el proceso de optimización y d_{obs} son los valores de la anomalía medida.

Se pueden definir diferentes tipos de error que son funciones de ϵ y generalmente están relacionadas con algún tipo de norma. Además, como estamos tratando con dos tipos de problemas (gravimétrico y magnético) se puede hacer la inversión conjunta al definir el error como una combinación lineal de los errores relacionados a cada problema (ϵ_g para el problema de gravimetría y ϵ_m para el problema de magnetometría)

$$\epsilon = w_g \epsilon_g + w_m \epsilon_m \quad (14)$$

donde: w_g y w_m son pesos que nos permiten darle importancia a un problema o a otro.

De esta manera, el problema inverso es visto como un problema de optimización, el cual resolveremos con métodos de optimización global. Entre éstos se encuentran el denominado recocido simulado (SA) y algoritmos genéticos (GA), ambas técnicas están inspiradas en procesos de optimización que ocurren en la naturaleza.



RECONOCIDO SIMULADO ("SIMULATED ANNEALING")

El algoritmo de recocido simulado surge de una analogía del proceso industrial que lleva este nombre y es utilizado para mejorar las cualidades de un material. El proceso consiste en "derretir" el material (calentarlo a muy alta temperatura) para que los átomos adquieran una distribución "azarosa" donde la energía del sistema es grande. Posteriormente se hace descender la temperatura muy lentamente por etapas, dejando que en cada una de éstas los átomos queden en equilibrio y al final tener una estructura cristalina altamente regular donde la energía es mínima.

Generalmente, el algoritmo está compuesto por tres ciclos y cinco partes importantes como se muestra en la figura 3. Sin embargo, existen diferentes variaciones de este algoritmo y diferentes maneras de definir las funciones (g, h) que aparecen en el diagrama de flujo.

La función $g(m, T)$ es una función que nos permite generar un nuevo parámetro en el dominio de búsqueda, donde para temperaturas altas el radio de búsqueda es grande y conforme la temperatura disminuye gradualmente el radio de búsqueda decrece, ya que a este punto se espera estar cerca del valor óptimo.

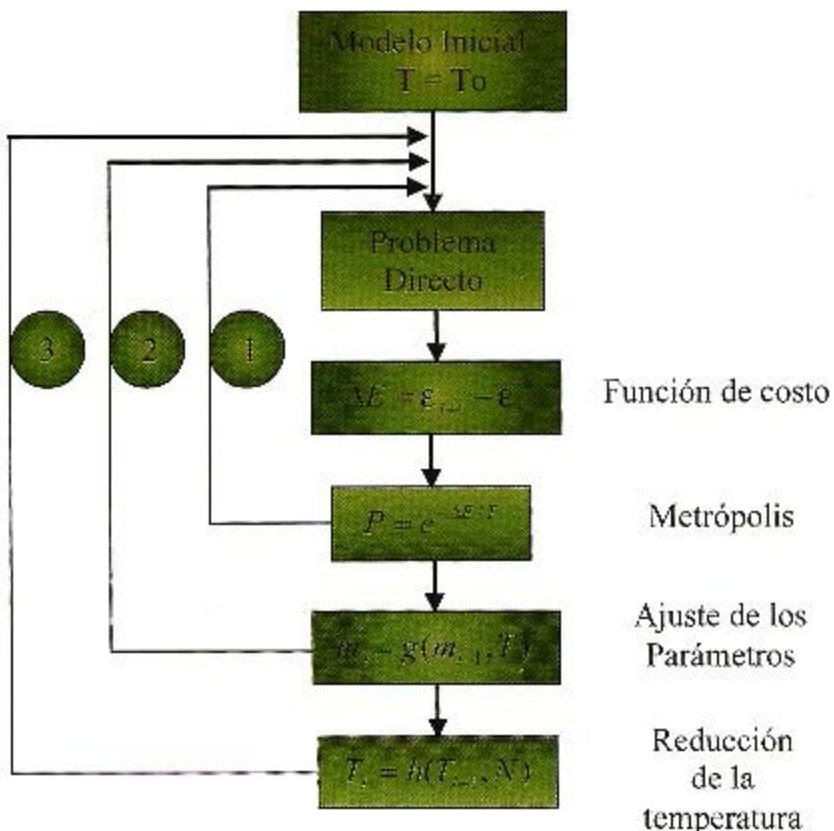
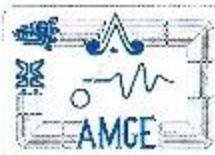


Figura 3. Diagrama de flujo de recocido simulado



La función $h(T_{i,j}, N)$ nos ayuda a reducir la temperatura de forma gradual, en el caso del método de SA la h es lineal y en otros casos como el recocido simulado rápido, VFSA ("Very Fast Simulated Annealing") se considera a h de manera exponencial.

DECRIPCIÓN DEL ALGORITMO

El algoritmo está basado en una sucesión de etapas de enfriamiento del sistema, donde se espera que el incremento de energía (ΔE) sea negativo. En este caso, por analogía con el fenómeno físico, la energía está definida como el error ϵ . Si la energía disminuye ($\Delta E \leq 0$) el nuevo modelo se acepta. En otro caso se pasa al criterio de Metrópolis para aceptar o generar un nuevo modelo del k -ésimo parámetro (ciclo 1). Una vez que se acepta un modelo se perturba el siguiente parámetro para repetir el proceso de aceptación (ciclo 2).

Por último, ya que todos los parámetros han sido perturbados y se ha generado un nuevo vector de parámetros, el sistema es enfriado (la temperatura disminuye) y este modelo es reintroducido al algoritmo hasta que se cumpla algún criterio de paro (ciclo 3). El algoritmo empleado en este trabajo es una extensión del trabajo de Ortiz, A. y Martín, R. (2005) para la inversión de datos de tomografía de capacitancia eléctrica.

ALGORITMOS GENÉTICOS

Los algoritmos genéticos son otros de los algoritmos bio-inspirados, en este caso se simula la manera en que las especies evolucionan y se adaptan a los cambios del medio donde se desarrollan generación tras generación.

Para aplicar el algoritmo genético se necesita una población, la cual está compuesta por individuos o genotipos (las posibles soluciones del problema). Estos individuos están compuestos por cromosomas (parámetros) relacionados con un fenotipo, es decir, el tipo de dato que son: real, entero, reglas, etc., los cuales deben ser codificados en cadenas de "bits" (su representación binaria). De esta manera, cada cromosoma está compuesto por "genes" o "bits", asimismo, están compuestos por dos alelos (0 ó 1).

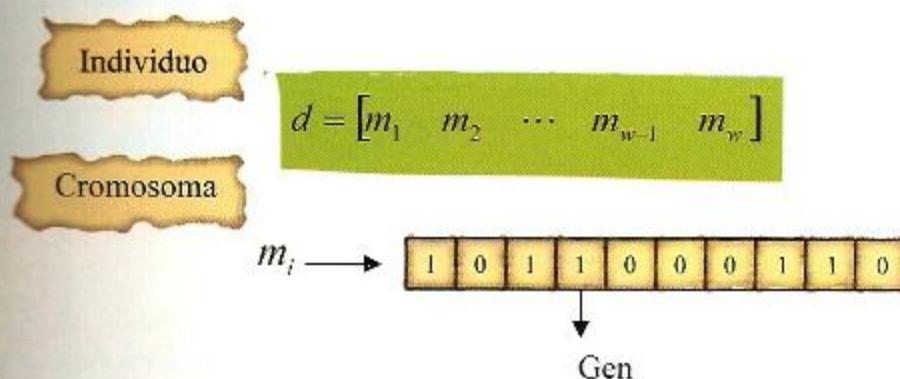


Figura 4. Relaciones necesarias para aplicar algoritmos genéticos

El método de algoritmos genéticos está basado en tres operadores fundamentales como son: la selección, la cruce y la mutación.

Selección: La selección nos permite conservar la parte de la población más apta, es decir, aquellos individuos que reducen más la función de error, sin embargo,



también existe la posibilidad de aceptar a un individuo para cruzarse sin ser el más apto. El proceso de selección se realiza al asignar una probabilidad proporcional a la capacidad del individuo por cada cromosoma. En caso de reducirse el error, posteriormente se asigna una función probabilística; en nuestro caso el método de la ruleta sesgada para escoger los cromosomas padres que se cruzaran para generar hijos, los cuales conservan las características de los padres y, de esta manera, formar nuevos individuos en la población.

Cruza: Una vez que se han seleccionado los padres se cruzan para generar hijos. La forma común de hacer esto es seleccionar la mitad de la población y por cada cromosoma a partir de dos padres se generan dos hijos de la siguiente manera: se genera un número aleatorio acorde al número de "genes" que forman cada cromosoma padre y se combinan entre sí como se muestra en la figura 5.

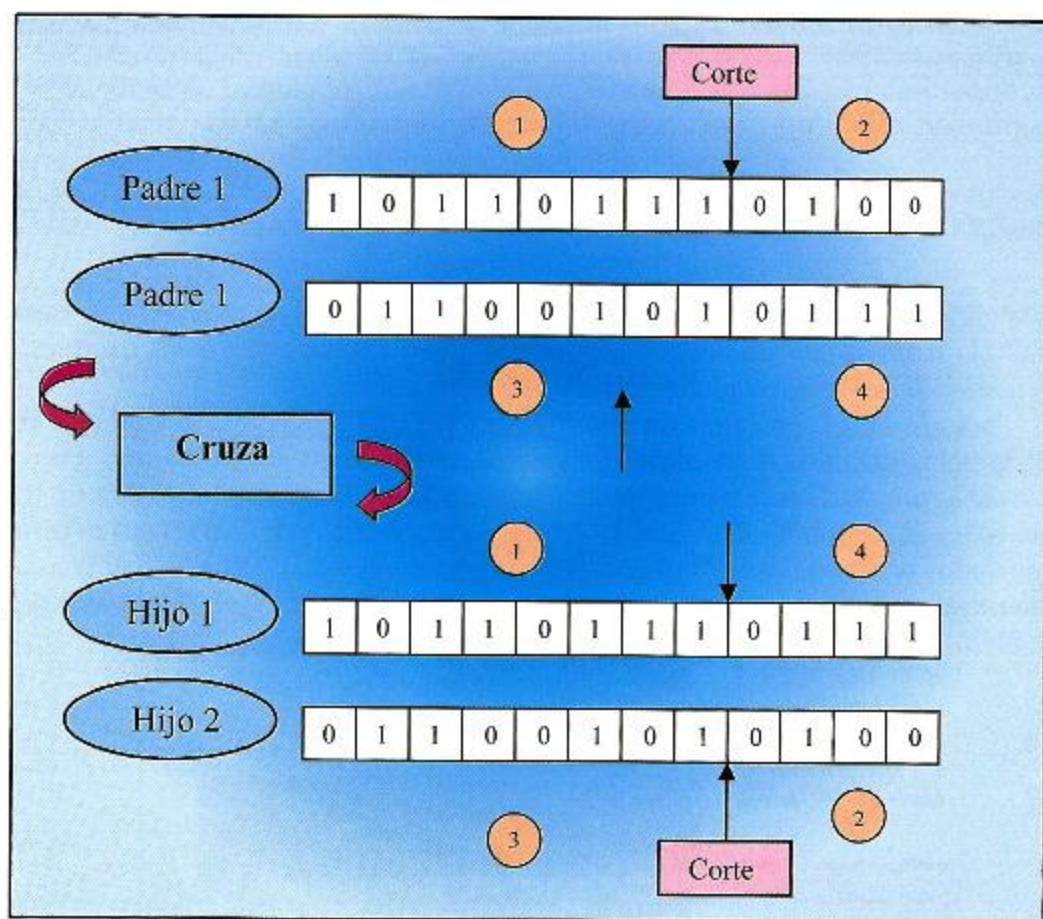


Figura 5. Proceso de crusa

Mutación: La mutación es una operación que se utiliza para explorar otras partes del dominio de búsqueda y para evitar la convergencia prematura del algoritmo. Al igual que la cruce, la mutación también está relacionada con una probabilidad de mutación, esta probabilidad puede ser fija (típicamente de 0.01) o puede cambiar acorde a la homogeneidad de la población.

La aplicación de la mutación es sencilla una vez que se ha aceptado un cromosoma; para mutar se genera un número aleatorio entre el número de "genes" que forman el cromosoma y este "gen" es cambiado a su alelo opuesto como se muestra en la figura 6.

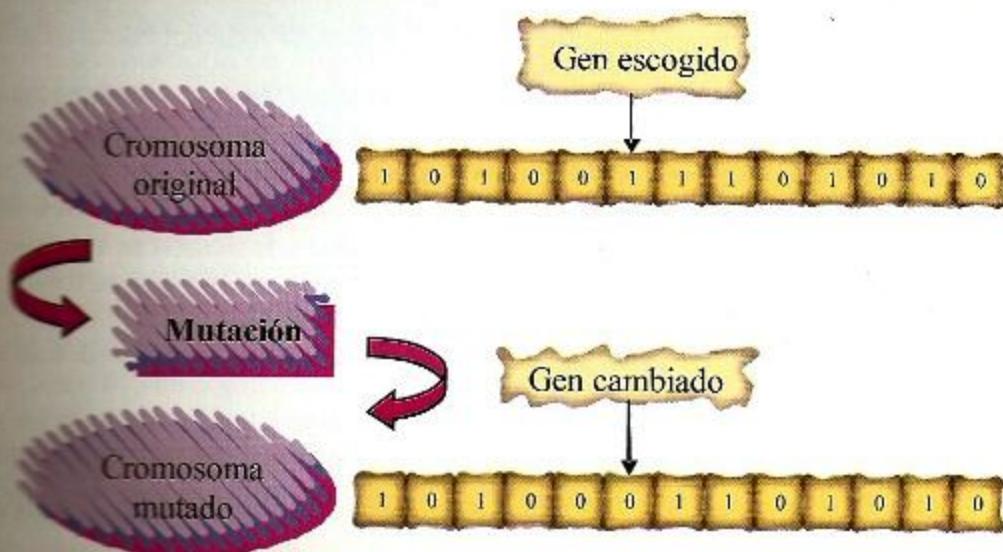


Figura 6. Proceso de mutación

El algoritmo de AG se puede exemplificar en un diagrama de flujo (Fig. 7) donde se aprecia cada componente del algoritmo y los operadores definidos anteriormente.

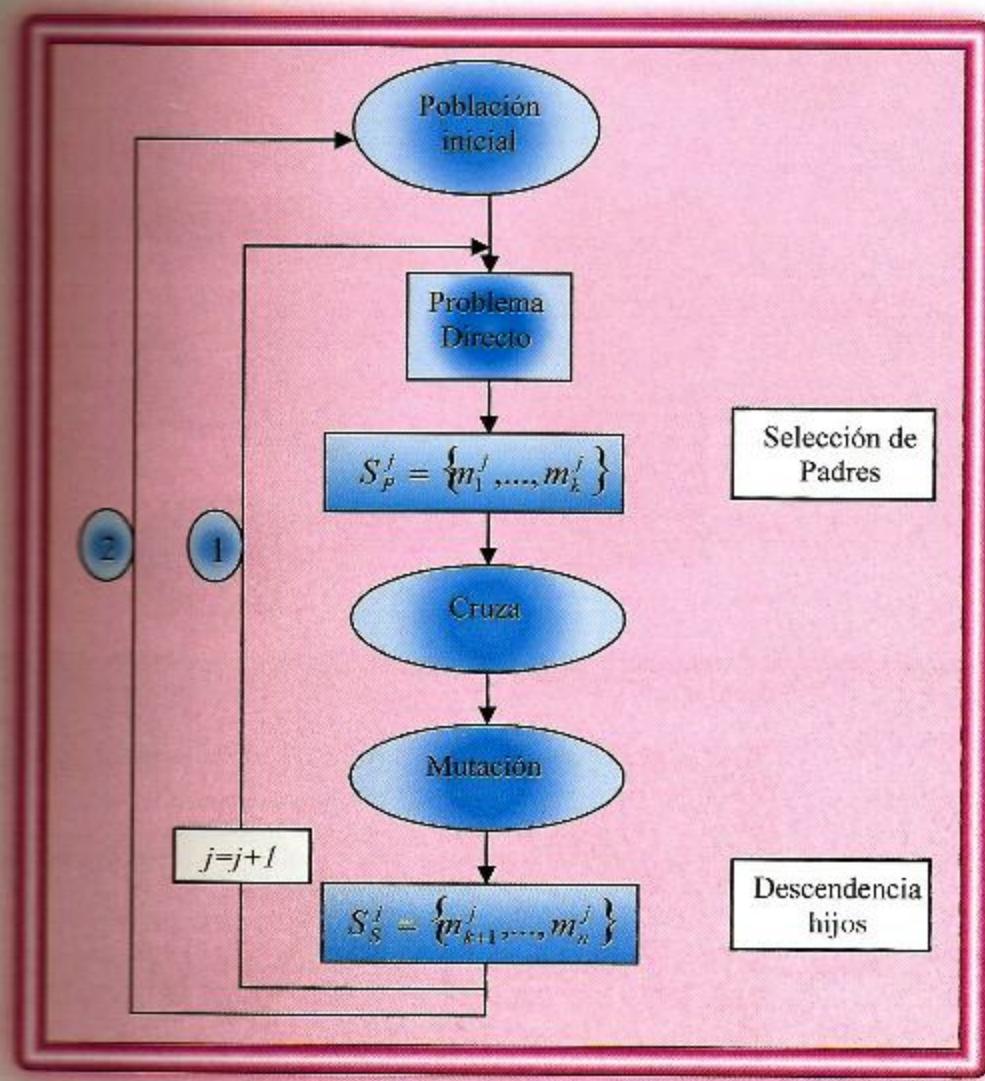


Figura 7. Diagrama de flujo para GA

DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO

Primero se genera una población aleatoria de individuos $\{d_1, \dots, d_n\}$, donde: d_i pertenece al espacio \mathbb{R}^w y se procede por cada parámetro m_j en la j -ésima posición del i -ésimo individuo al aplicar los operadores de selección, crusa y mutación para generar $n/2$ hijos de los parámetros que están en la j -ésima posición de cada individuo. Después de reemplazarlos en la población se procede a hacer lo mismo con el siguiente parámetro (ciclo 1) hasta perturbar todos los cromosomas que forman al individuo.

Esta nueva generación de individuos reemplaza a la población original (ciclo 2) hasta cumplir con una condición de paro.

RESULTADOS PRELIMINARES

En una primera etapa, los algoritmos descritos en las secciones anteriores se aplicaron a modelos sintéticos para evaluar su desempeño. Consideramos las anomalías gravimétricas de dos formas geométricas relativamente simples en tres dimensiones (Fig. 8).

En la parte superior de la figura 8 se muestra un objeto de forma casi cilíndrica, para el cual se calculó su anomalía sintética a partir de un ensamble de 27,000

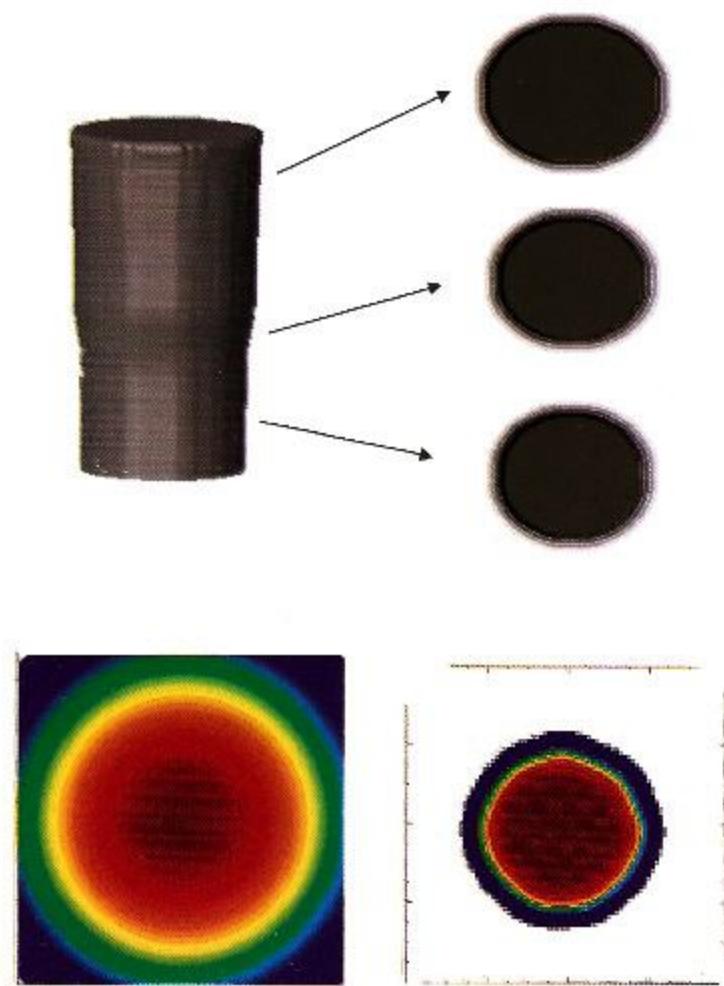


Figura 8. Ejemplos sintéticos para un domo semi-cilíndrico y una esfera en 3D.

prismas; con objeto de simular una inversión con datos gravimétricos reales añadimos ruido aleatorio en un nivel de 5% a la anomalía sintética antes de proceder a la inversión. A la derecha se muestra la reconstrucción del objeto, empleando el algoritmo desarrollado en este trabajo en tres diferentes cortes transversales. La forma reconstruida corresponde muy bien con el objeto simulado. En la parte inferior de la figura 8 se muestra la anomalía sintética para una esfera con un contraste de densidad unitario (g/cm^3) de 1 km de radio, ubicada a 1 km de profundidad. La anomalía sintética de la esfera fue calculada empleando una expresión analítica exacta. En la parte inferior derecha se muestra un corte transversal de la esfera reconstruida tras aplicar el método de inversión con la anomalía sintética de la esfera con un nivel de ruido aleatorio de 5%. La reconstrucción coincide plenamente en forma y posición con la esfera postulada, aunque los contrastes de densidad obtenidos para el interior del objeto oscilan entre 0.7 (azul) y 1 (rojo intenso).

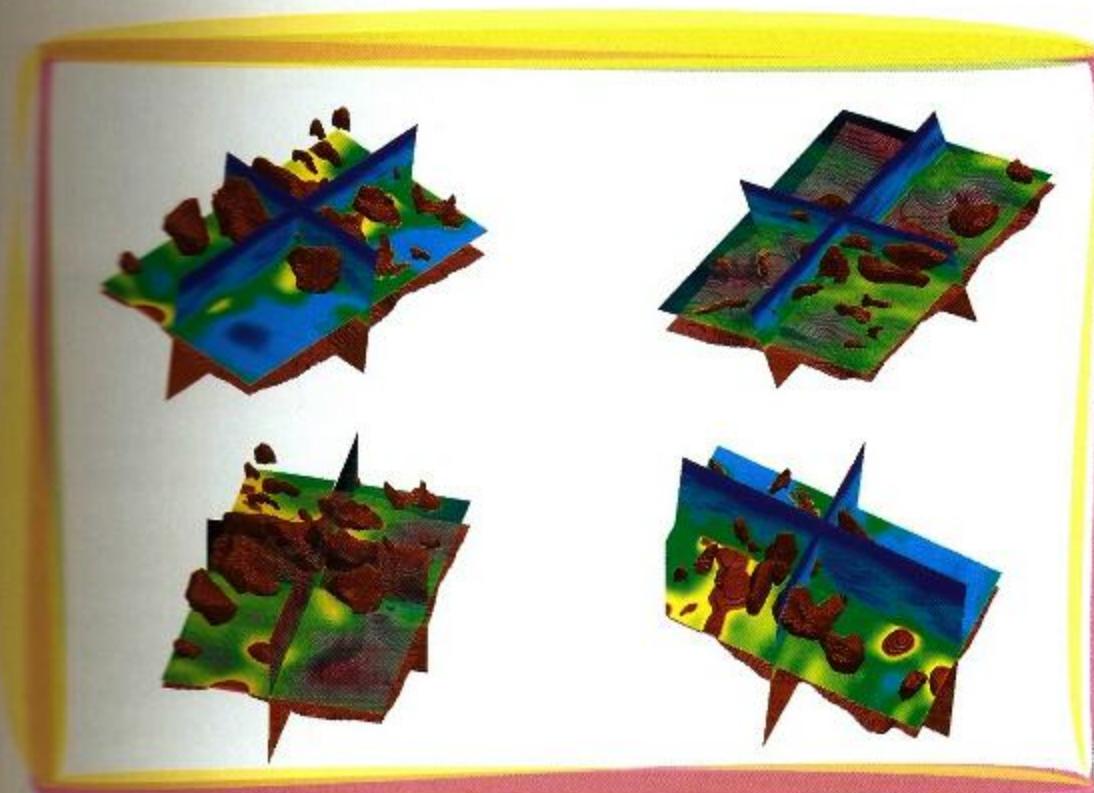


Figura 9. Procesamiento preliminar del Cubo Yaxiltún 3D. Los objetos someros en color rojo representan los cuerpos salinos en la región de estudio.

CONCLUSIONES

Actualmente, estamos aplicando el método de inversión (descrito en este trabajo) a la modelación gravimétrica de la región denominada Cubo Yaxiltún 3D (ver figura 9) como parte de un proyecto integral desarrollado conjuntamente con personal del Activo Regional de Exploración Marina (PEMEX) que combina la migración sísmica en profundidad antes de apilar y el reforzamiento de los modelos de velocidad con métodos potenciales. En este cubo se cuenta

con datos gravimétricos de alta resolución, así como información sísmica y de pozos. Toda esta información permitirá validar la metodología desarrollada en este trabajo como una herramienta de apoyo a los métodos sísmicos para la exploración de "plays" subsalinos.

REFERENCIAS

Ortiz, A.C.; Urrutia, F.J. e Iglesias, M.A., 2002. Inversión de la Estructura del Cráter de Chicxulub Empleando Métodos de Optimización Global, Geofísica, v. 57, pp. 59-79.

Ortiz, A.C. and Martin, R., 2005. Two-Phase Oil-Gas Pipe Flow Imaging by Simulated Annealing, Journal of Geophysics and Engineering, v. 2, pp. 32-37.

Análisis Cualitativo y Cuantitativo del Comportamiento de la Sal en el Cubo Yaxiltún con Métodos Potenciales e Información Sísmica*

M. en I. Alejandro Cérón Fernández, Ing. Josefina Méndez Vázquez,
Dr. Carlos Ortiz Alemán e Ing. Leopoldo E. Hernández Ávila**

RESUMEN

Uno de los problemas más críticos a resolver dentro de la exploración de hidrocarburos, se encuentra actualmente en las zonas donde se tiene sal somera; en la prospección sísmica se tienen problemas, la energía es absorbida en las zonas con sal y no obtenemos imágenes del subsuelo con buena resolución.

Debajo de los cuerpos de sal no es posible definir la existencia de sedimentos porque toda la energía se queda en la parte superficial y sólo nos permite observar la cima de estos cuerpos salinos, pero la base no es posible definirla con precisión.

Se ha recurrido a diferentes procesos sísmicos especiales, como es la migración en tiempo y profundidad para lograr mayor definición, pero aún así no se tiene buena resolución.

El problema se ha estado trabajando en conjunto con otras disciplinas para apoyar a la prospección sísmica y una de estas disciplinas son los métodos potenciales, especialmente la gravimetría.

En este trabajo se trata esta problemática analizando en forma cualitativa y cuantitativa la información del Cubo Sísmico Yaxiltún.

Se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo considerando información sísmica de secciones "in-line" del cubo, combinándolas con datos gravimétricos de alta resolución.

Con base en lo anterior, las interpretaciones sísmicas sufrieron cambios sobre todo en la forma y distribución de la sal y se logró visualizar la posible distribución de los sedimentos debajo de ésta; así como obtener modelos de velocidades para mejorar la información sísmica.

* Presentado en el "Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México", Cancún, 2006.

** Instituto Mexicano del Petróleo.

INTRODUCCIÓN

Cada vez es más difícil encontrar hidrocarburos, los yacimientos sencillos para localizar ya no existen y es necesario sumar esfuerzos utilizando técnicas multidisciplinarias para lograr el éxito.

Las áreas prospectivas actuales presentan grandes complicaciones, o bien, se tienen en áreas marinas con tirantes grandes de agua o áreas donde existen depósitos enormes de sal que nos impiden resolver fácilmente la problemática.

La idea de este trabajo es combinar la información sísmica con la información gravimétrica, magnética, geología de subsuelo y registros geofísicos para obtener una mejor solución.

OBJETIVOS

Los principales objetivos de este trabajo es delimitar los cuerpos de sal en su cima, base y forma; así como determinar la configuración de los sedimentos debajo de la sal mediante la integración de la interpretación sísmica y de métodos potenciales.

ANTECEDENTES

De la información magnética se trabajó con los datos aeromagnéticos del Golfo de México adquiridos por el COREMI, bajo los convenios específicos núms. 418533800 y 418532802 con PEMEX a una altura de vuelo de 300 m sobre el nivel del mar y una separación de las líneas primarias de 3 km, considerándose estos datos de carácter semiregional.

Para el análisis cualitativo y cuantitativo con datos gravimétricos de alta resolución se contó con el informe gravimétrico final del Proyecto de Inversión Campeche Oriente, Prospecto Yaxiltún 3D, el cual incluye la adquisición y procesado de la información gravimétrica realizado por las compañías COMESA y Fugro LCT, los cuales fueron observados al nivel del mar en forma simultánea con el Levantamiento Sísmico, calculándose una malla de 100 m de intervalo sobre el Cubo Yaxiltún con una densidad de corrección de 2.0 gr/cm³, el área de estudio se muestra en la figura 1.

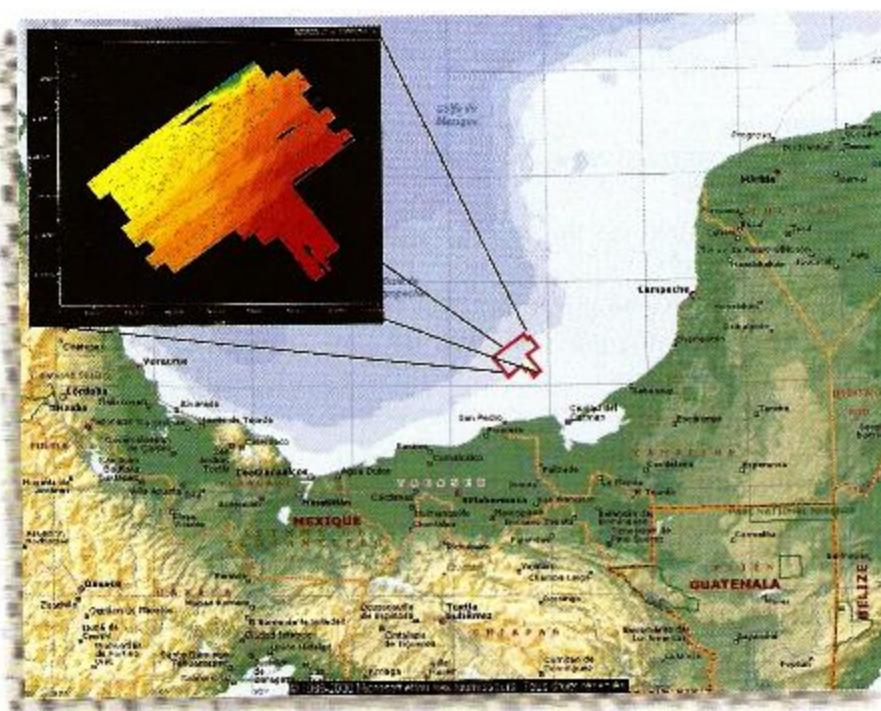


Figura 1.- Área de estudio del Cubo Yaxiltún.

DESARROLLO

En este Cubo Yaxiltún se tuvo información gravimétrica de alta resolución, la cual fue observada al nivel del mar en forma simultánea con el levantamiento sísmico, calculándose una malla de 100 m de intervalo con una densidad de corrección de 2.0 g/cm^3 .

En la figura 2 se muestra el mapa de Anomalía de Bouguer; con esta información junto con las líneas "in-line" fueron analizadas cualitativa y cuantitativamente.

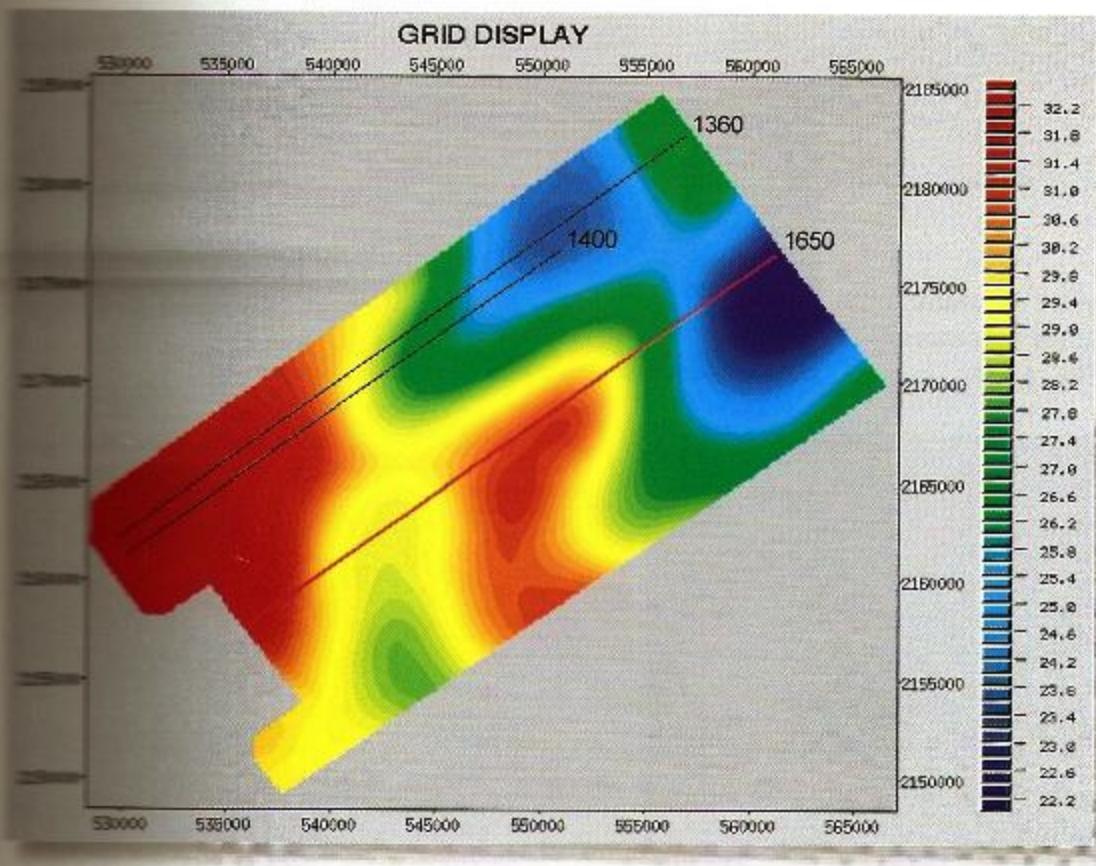


Figura 2.- Mapa de Anomalia de Bouguer.



ANÁLISIS CUALITATIVO

En las figuras 3, 4 y 5 se muestra una correlación entre la Sección Sísmica "in-line" 1360, 1400 y 1650 y un mapa que se obtuvo a partir de aplicar un paso de banda de 100 por 2,500 m al mapa de Anomalia de Bouguer, con el objeto de resaltar los cuerpos que se encuentren en ese tamaño (100 y 2,500 m de ancho), ya que de acuerdo a los cuerpos de sal alloctona identificados en las secciones sísmicas se encuentran en ese orden. Se observa que la mayoría de ellos están asociados a mínimos gravimétricos y algunos sinclinales, en los sedimentos, están asociados también a estos mínimos; por otro lado se observa que en las zonas donde existen mayores cantidades de sal autóctona se manifiestan estos mínimos gravimétricos.

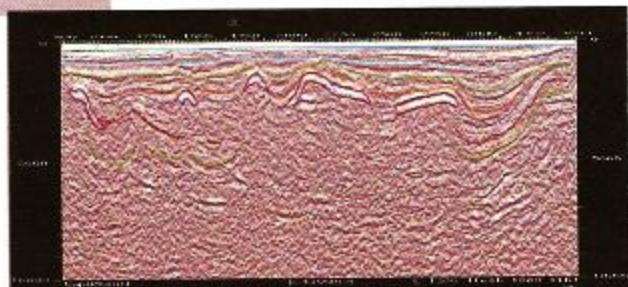
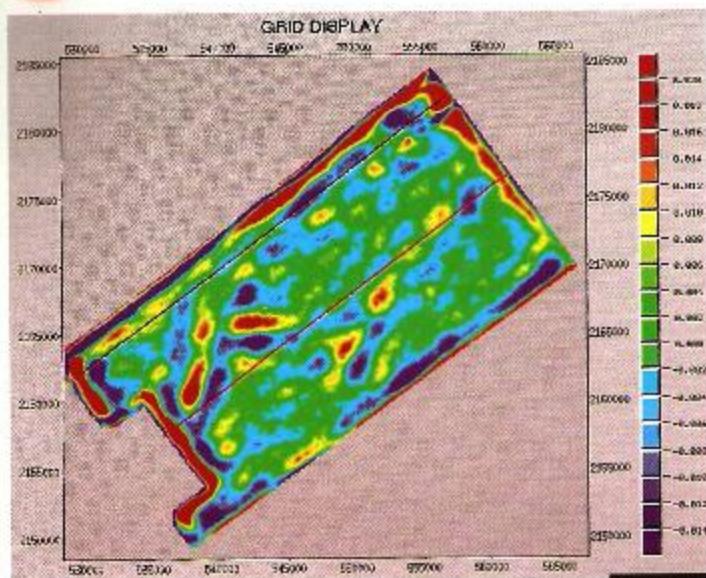


Figura 3.- Correlación entre las anomalías negativas y los cuerpos de sal presentes en la Sección Sísmica "in-line" 1360.

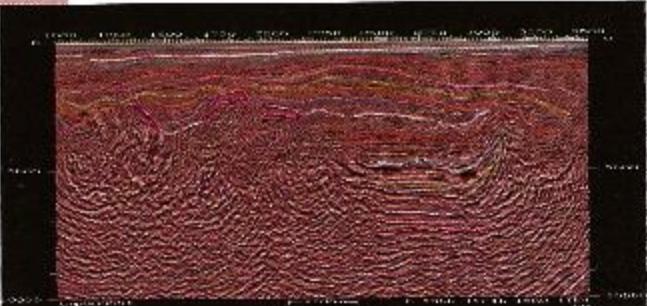
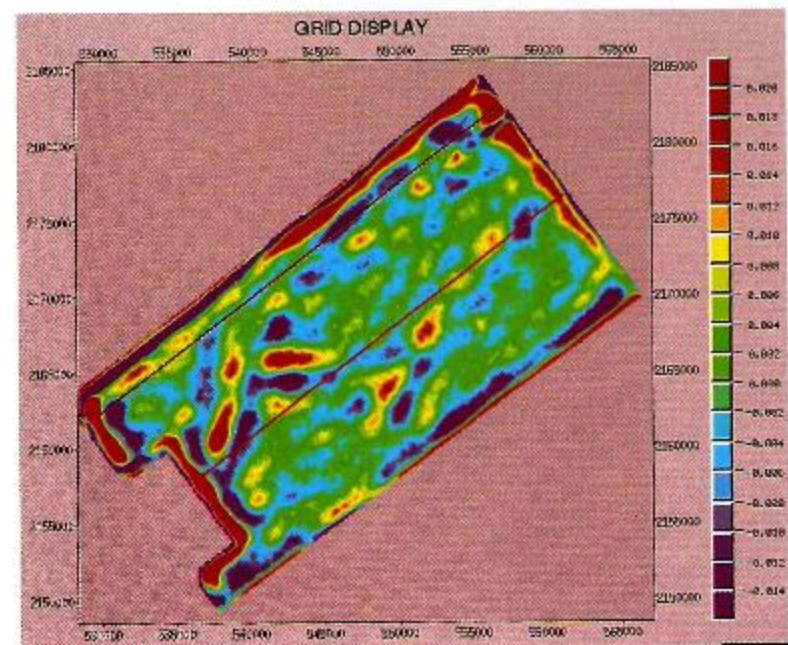


Figura 4.- Correlación entre las anomalías negativas y los cuerpos de sal presentes en la Sección Sísmica "in-line" 1650.

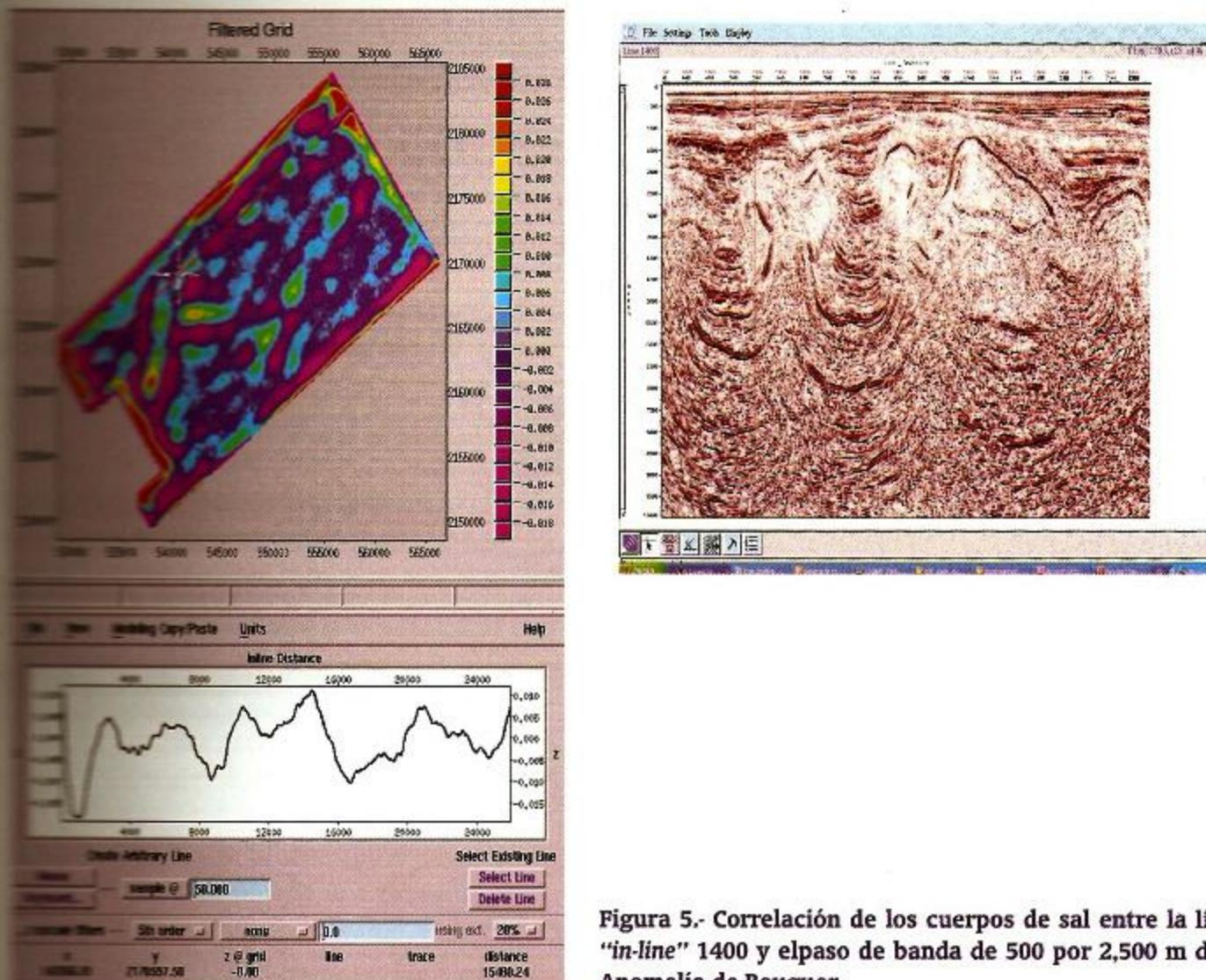


Figura 5.- Correlación de los cuerpos de sal entre la línea "in-line" 1400 y el paso de banda de 500 por 2,500 m de la Anomalía de Bouguer.

En la figura 5 además de la correlación ya mencionada anteriormente se hace una correlación considerando el perfil obtenido del mapa de paso de banda para compararlo con los cuerpos de sal presentes en la Sección Sísmica y se observa que la mayoría de los mínimos presentes son correlacionables con la sal.

Se hace una comparación (Fig. 6) entre el mapa paso de banda y el mapa donde se hace el mapeo de la sal alóctona como autóctona en tiempo como resultado de la interpretación sísmica del cubo y observamos cierta correlación si asociamos las anomalías negativas (color gris oscuro) con los cuerpos de sal, aunque no se puede considerar que todos los colores gris oscuro son negativos, sino que están asociados a la sal a estructuras someras de sinclinales.

El modelado de las secciones "in-line" se evaluaron cuantitativamente mediante un modelado gravimétrico en 2D utilizando el algoritmo de Talwani en la paquetería de Fugro-LCT para métodos potenciales.

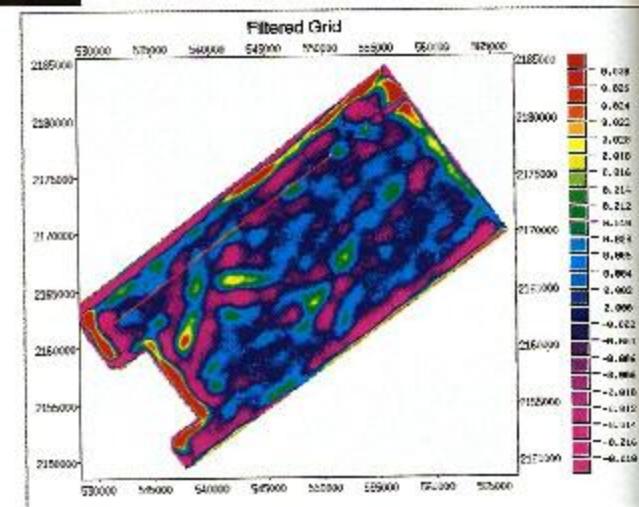
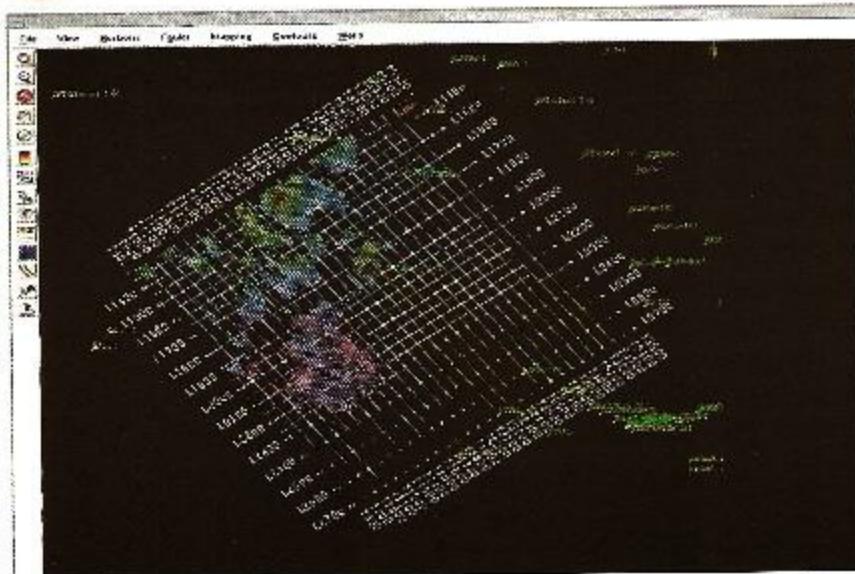


Figura 6.- Correlación de los cuerpos de sal interpretados en tiempo con el paso de banda de la Anomalía de Bouguer de 100 por 2,500 m.

Primeramente se interpretaron las secciones sísmicas ya migradas en profundidad usando la paquetería de Landmark.

Posteriormente se procedió al modelado con métodos potenciales que consta de las siguientes etapas:

- I. Mediante la imagen de la sísmica interpretada se carga a LCT en el módulo mak2mod.
- II. Depuración de los horizontes y anexar el horizonte del basamento magnético en mak2mod.
- III. Generación de polígonos para el modelado en mak2mod y anexar las velocidades de intervalo y densidades previamente determinadas.
- IV. Validación geológica del modelo interpretado.
- V. Modelado 2D.



LÍNEA SÍSMICA "IN-LINE" 1400

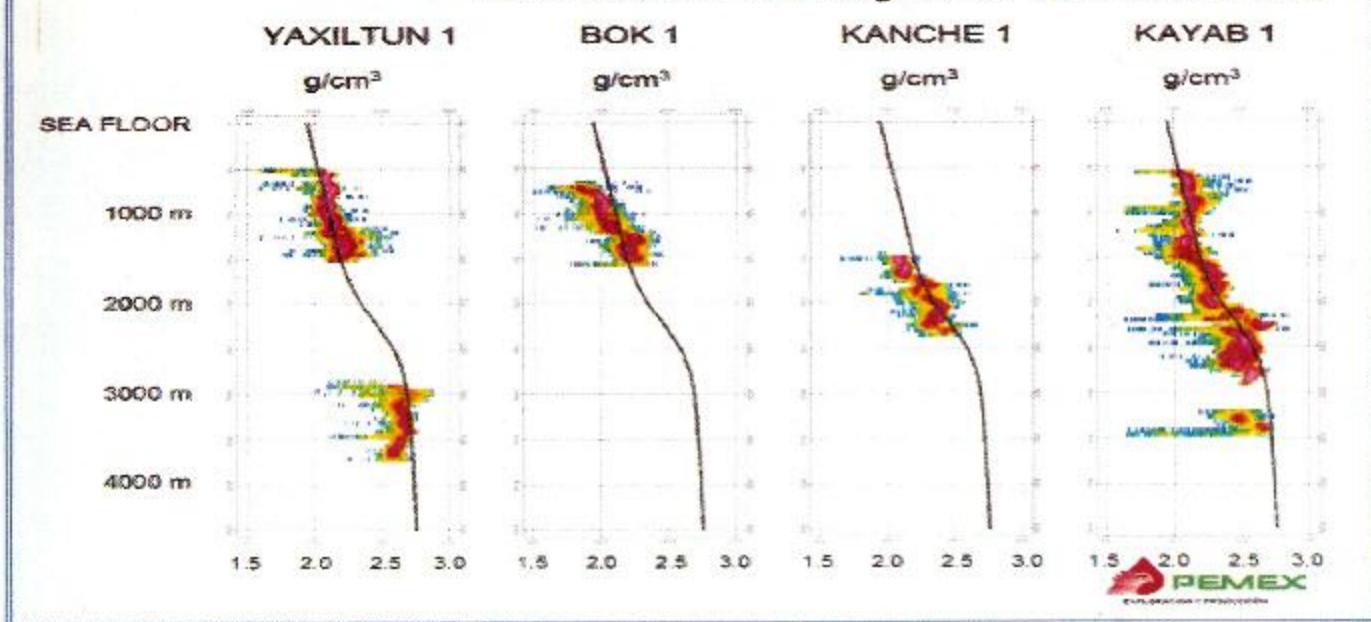
En la figura 7 se muestra la Línea Sísmica "in-line" 1400 sin interpretar e interpretada donde se observan una serie de cuerpos de sal alóctona y se infieren los sedimentos debajo de la sal, los cuales por el carácter de la señal sísmica se infieren las calizas en color verde claro y un posible basamento para el último horizonte.



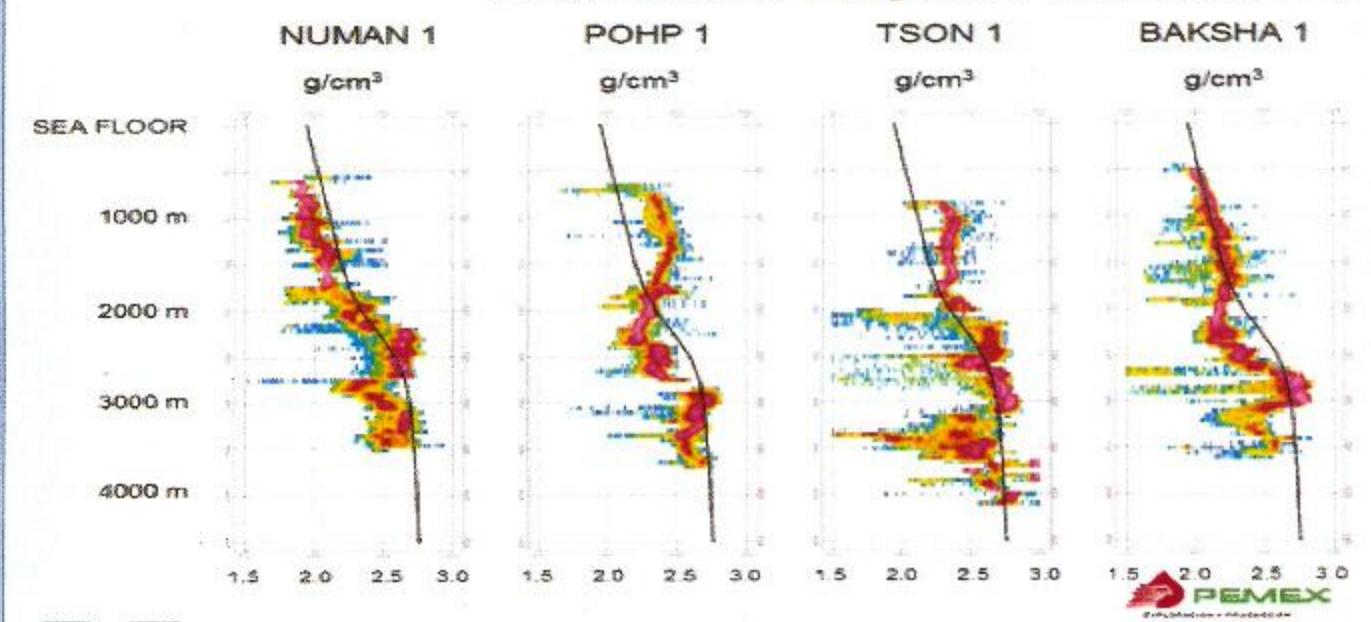
Figura 7.- Línea Sísmica "in-line" 1400

Asimismo se analizaron seis registros sónicos de los pozos: Yaxiltún-1, Bok-1, Kanché-1, Kayak-1, Numan-1, Pohp-1, Tson-1 y Baksha-1 mostrados en la figura 8 para analizar las densidades medidas en éstos y determinar las adecuadas para cada formación para el modelado gravimétrico 2D.

Por otro lado se utilizó el basamento magnético mostrado en la figura 9 previamente determinado en el Proyecto F53522 del IMP con los datos aeromagnéticos obtenidos en el Levantamiento del Golfo de México.

Gravimetría Proyecto Yaxiltún 3-D

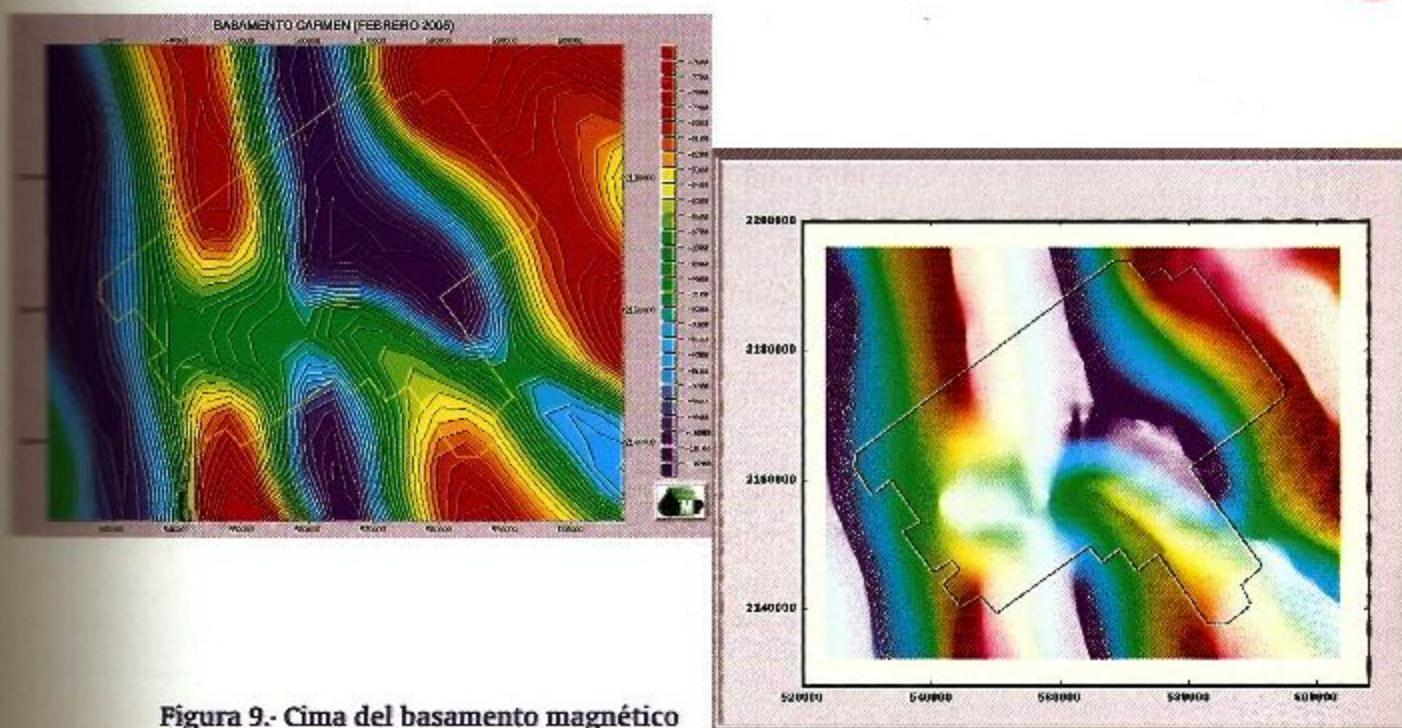
(A)

Gravimetría Proyecto Yaxiltún 3-D

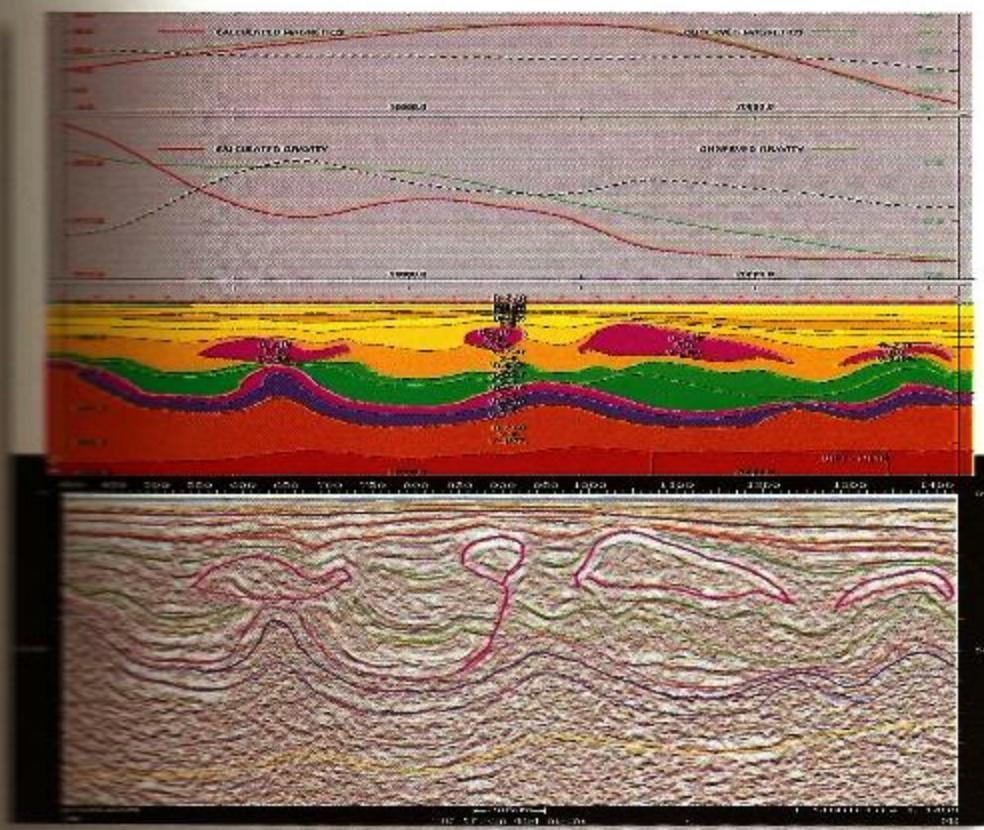
(B)

Informe de Procesado 70
Para: Pemex Exploración y Producción
Por: CMG y Fugro-LCT

Figura 8.- (A) Curva compuesta densidad-profundidad (línea negra) relativa a los datos de los registros de densidad para cada uno de los pozos en el área del Proyecto Yaxiltún. (B) Curva compuesta densidad-profundidad (línea negra) relativa a los datos de los registros de densidad para cada uno de los pozos restantes en el área del Proyecto Yaxiltún.



Con base en la anterior información se elaboró el modelo gravimétrico inicial mostrado en la figura 10 donde se hace su primer cálculo y se observa que no se tiene muy buena respuesta al comparar la anomalía gravimétrica calculada con la observada.



Posteriormente se hacen modificaciones al modelo para obtener su ajuste, el cual se muestra en la figura 11 donde se compara el modelo inicial con el ajustado y se observan cambios en los cuerpos de sal como en los horizontes debajo de la sal.

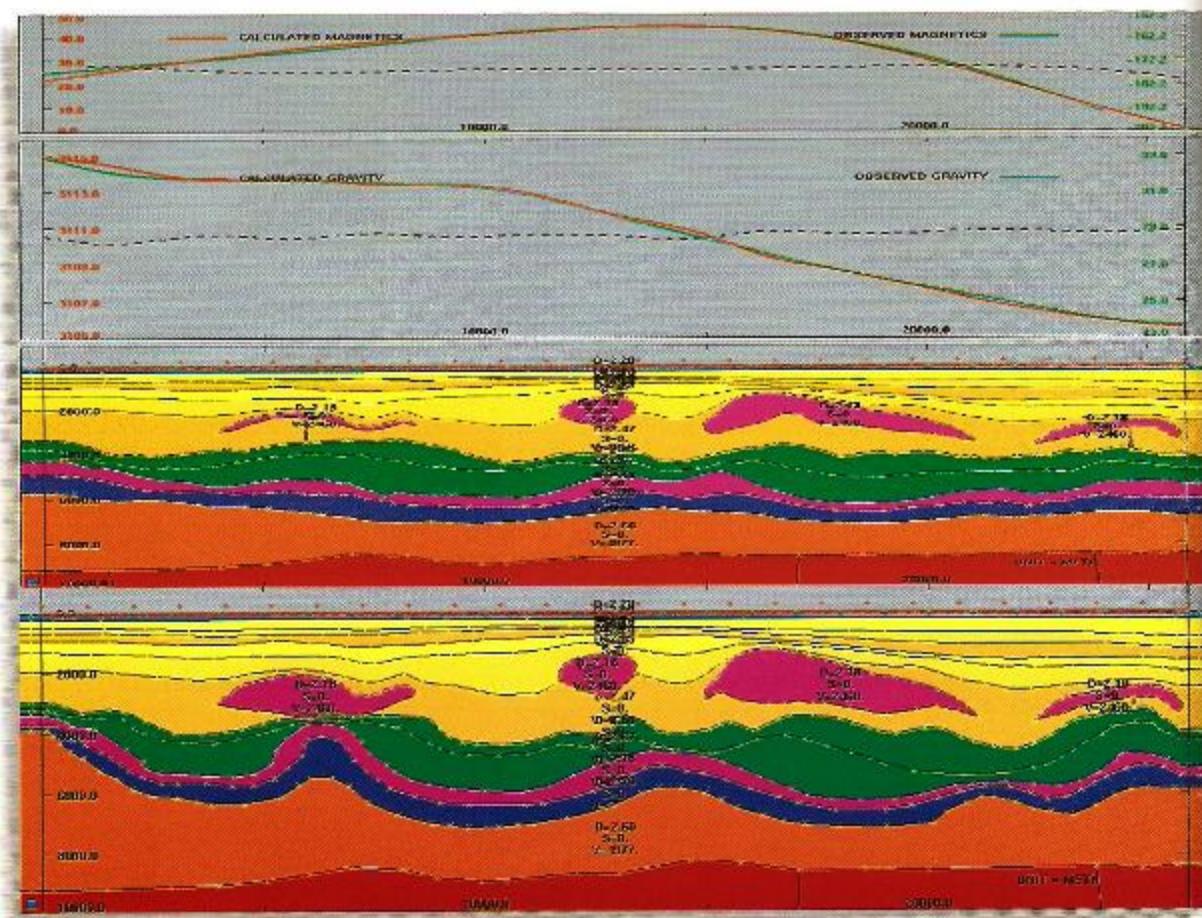


Figura 11.- Comparación entre el modelo inicial y el modelo ajustado

Tomando como base el modelado gravimétrico y la columna de los pozos cercanos se elaboró una reinterpretación sísmica, la cual se muestra en la figura 12 con la que se efectúa otro modelado 2D gravimétrico, en el que se considera la información de los V_{sp} .

Se efectuó una correlación de seis pozos: Yaxiltún-1, Ku-10, Ku-89, Ku-407, Manik-1 y Zazil Ha-1 para determinar un modelo de velocidades por formación con base en sus V_{sp} , de los cuales se muestra el Pozo Yaxiltún en la figura 13 (tabla de velocidades calculadas).

Se elaboró la tabla mostrada en la figura 14 con las velocidades y densidades calculadas a partir del anterior análisis y utilizando la Ecuación de Gardner, valores que fueron comparadas con los valores de los registros sónicos y tener por formación un valor, tanto de densidad como de velocidad de intervalo para su uso en el modelado gravimétrico 2D de las secciones sísmicas "in-line" 1360, 1400 y 1650.

A partir de la interpretación sísmica mostrada en la figura 12 se elaboró un nuevo modelo 2D gravimétrico de la Sección "in-line" 1400 al cual se le asignaron los valores de densidad calculados previamente mostrados en la tabla de la figura 14 y se realizó un cálculo, el cual se muestra en la figura 15 y como se puede observar no se ajusta la anomalía observada a la calculada.

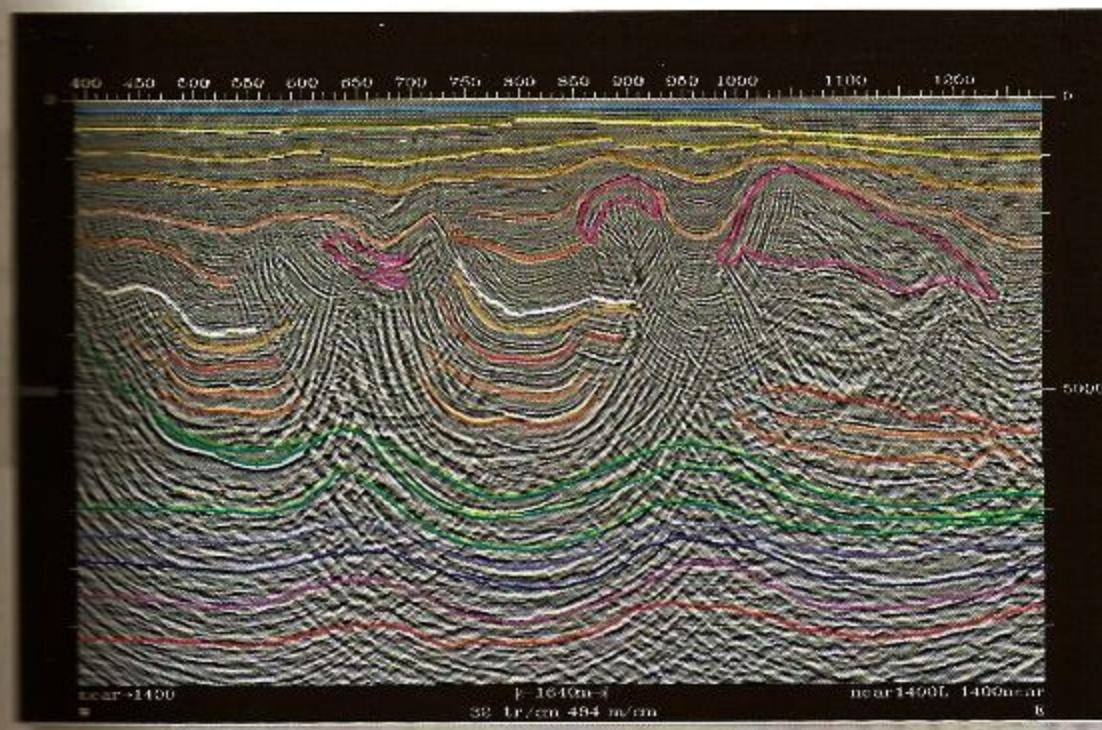


Figura 12.- Reinterpretación sísmica.

Cálculo velocidades modulo localización
ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLORACIÓN
REGIÓN MARINA NORESTE

FECHA: 8/29/2005

YAXILTUN-1
UWI 30600011245

FUENTE: VSP

Interpolación

Incremento segundos en tiempo

0 <= INTERVALO <=0

PROFOUNDIDAD	T. SENCILLO	T. DOBLE	VEL. INTER.	VEL. MEDIA	CIMA	EDAD
m	s	s	m/s	m/s	m	
300	0.1982	0.3964	1514	1514	156.2	RCPL
400	0.2543	0.5086	1783	1573	1875	MOCNL
525	0.392	0.644	1846	1630	2280	MOCNM
700	0.4146	0.8292	1890	1688	2380	MOCNE
900	0.5143	1.0286	2006	1750	2555	OLGNE
1125	0.625	1.25	2033	1800	2585	EOCNL
1400	0.7519	1.5038	2167	1862	2645	EOCNM
1625	0.8471	1.6942	2363	1918	2755	EOCNE
1900	0.9656	1.9319	2321	1968	2990	PACNL
2025	1.02	2.04	2298	1985	3075	PACNE
2300	1.1435	2.987	2227	2011	3085	BRCHC
2400	1.1902	2.9804	2141	2016	3261	CRTCM
2500	1.2315	2.463	2421	2030	3359	CRICE
2550	1.9508	2.5016	2591	2039	3611	JST
2650	1.2898	2.5496	2564	2055	4045	JSK
2750	1.3308	2.6616	2139	2066	4300	P.T.
2925	1.399	2.798	2566	2091		
3025	1.4346	2.8692	2809	2109		

Figura 13.- Tabla de velocidades calculadas

- VELOCIDADES DE INTERVALO CORRELACIONADAS DE LOS VSP DE 6 POZOS Y CON LA ECUACION DE GARDNER SE CALCULARON LAS DENSIDADES Y SE COMPARARON CON LAS DE LOS REGISTROS SONICOS PARA EL MODELADO EN LAS LINEAS IN-LINE 1360, 1400 Y 1650 CON METODOS POTENCIALES

DENSIDADES Gr/cm ³	VELOCIDADES m/s	INTERVALO DE PROFUNDIDADES m.
RCPL 2.00	1750	0 - 700
MOCNL 2.14	2280	400 - 1130
MOCNM 2.15	2330	700 - 1600
MOCNE 2.16	2370	1000 - 2800
OLGNL 2.19	2500	1400 - 3950
OLGNE 2.20	2550	2330 - 4450
EOCNL 2.21	2600	3000 - 5300
EOCNM 2.22	2650	3670 - 5700
EOCNE 2.23	2700	4300 - 5850
PACNL 2.25	2800	4300 - 6300
PACNE 2.35	3300	5000 - 6800
BRCRT 2.40	3600	5700 - 7000
CRTCM 2.62	5150	5650 - 7700
CRTCE 2.66	5450	5570 - 8000
TTNNO 2.64	5300	7150 - 8300
KMMGN 2.52	4400	7500 - 9000
B M 2.75	6100	8300 - 10000
SAL 2.18	4400	AUTOCTONA
SAL 2.18	2450 - 4400	ALOCTONA

Figura 14.- Velocidades de intervalos correlacionados

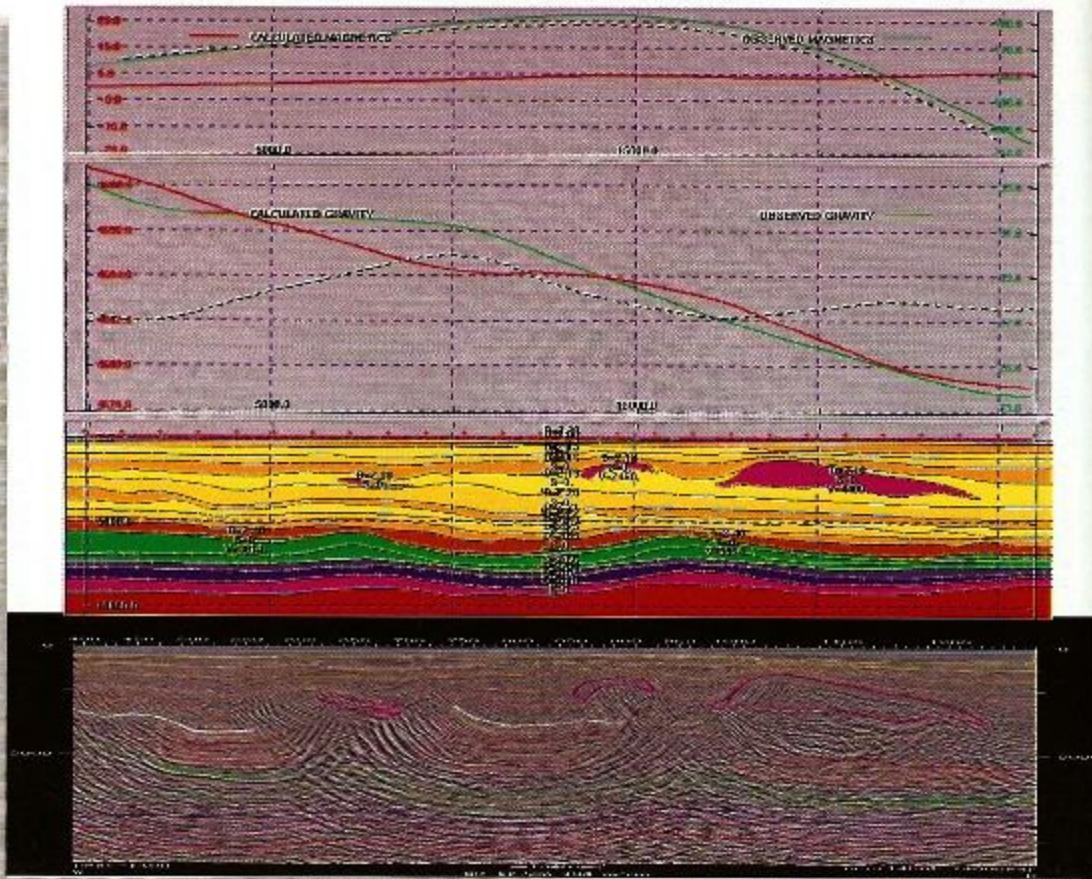


Figura 15.- Modelado gravimétrico y magnético.

Después de hacer una serie de modificaciones al modelo 2D, en el cual la parte que sufrió mayores modificaciones fue la capa correspondiente al Mesozoico y al Basamento y espesores en las capas de sal alóctona y autóctona, lográndose un buen ajuste, el cual se muestra en la figura 16 en donde se compara el modelo inicial con el modelo final para observar las modificaciones que se hicieron.

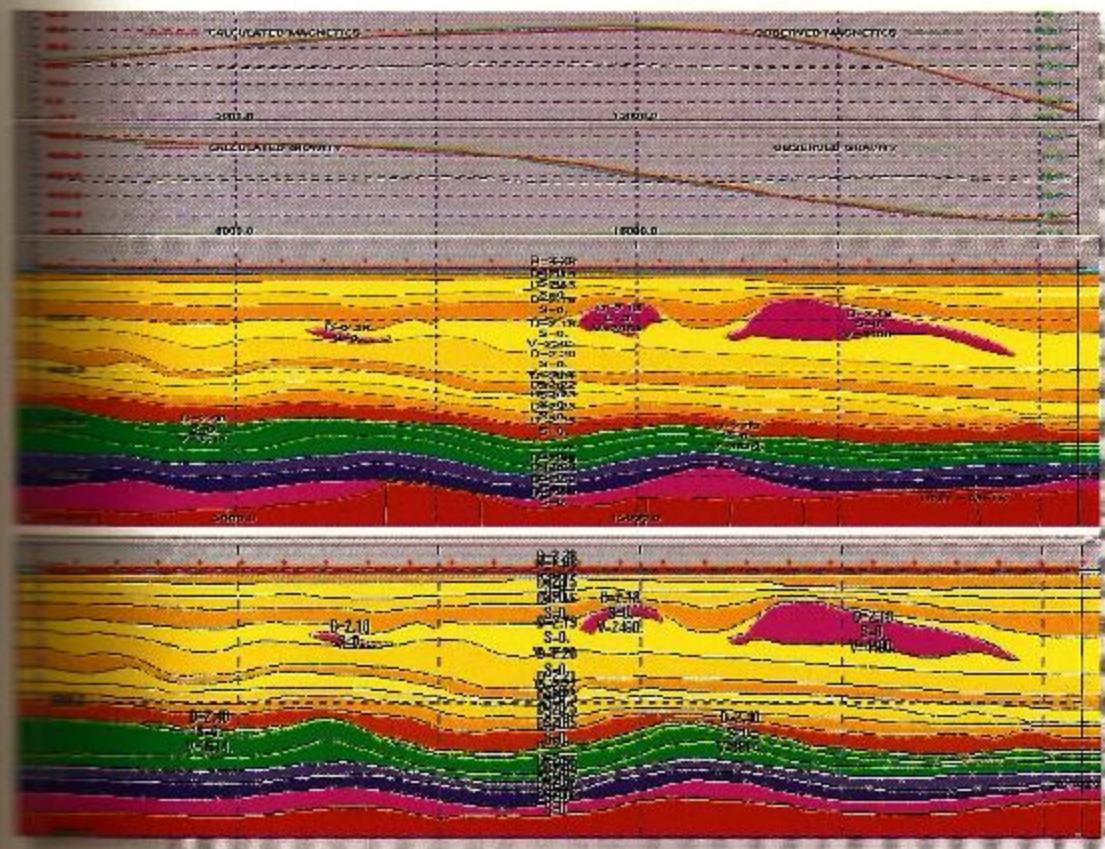
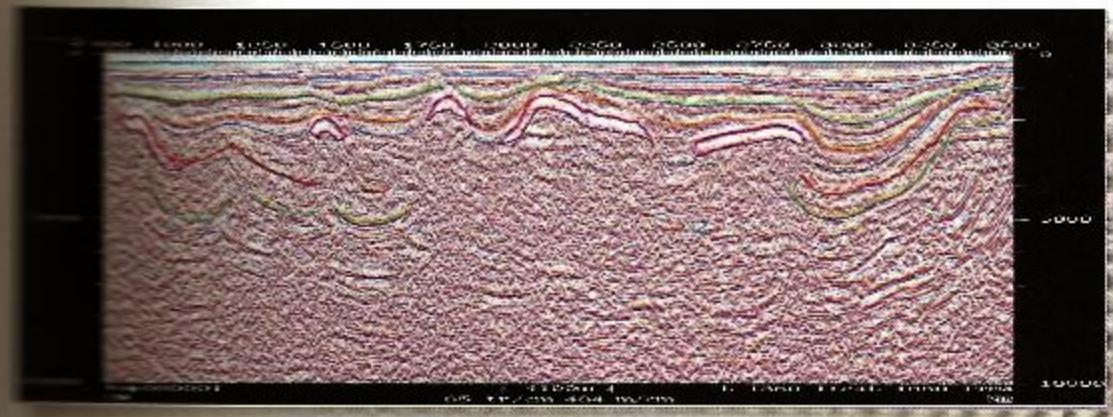


Figura 16.- Comparación del modelo inicial con el modelo final.

Tomándose como base el trabajo desarrollado en el modelado de la Sección Sísmica 1430 y los criterios que se observaron en la interpretación de la sal alóctona se procedió a la interpretación de la Sección Sísmica 1360 resultado de la cuarta iteración del proceso de migración en profundidad, la cual se muestra en la figura 17.



LÍNEA SÍSMICA
"IN-LINE" 1360

Figura 17.- Interpretación de la Sección Sísmica 1360.

Como se podrá observar en la interpretación sísmica no se tienen definidos los horizontes debajo de la sal, ya que la absorción de la energía en los cuerpos de sal nos impide ver más abajo.

Partiendo de esta interpretación se elaboró el modelo gravimétrico siguiendo los criterios que se aplicaron en el modelado de la Línea Sísmica 1400 y el resultado de este modelado se observa en la figura 18 en donde ya se tiene el modelo ajustado gravimétrica y magnéticamente.

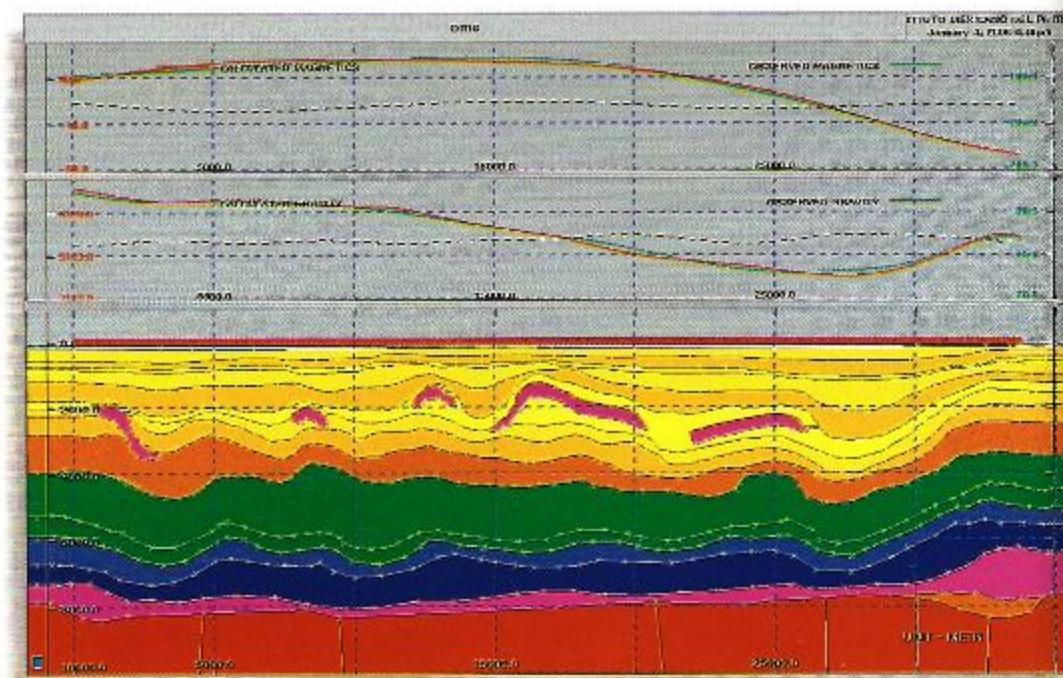


Figura 18.- Modelado gravimétrico y magnético.

Como se puede observar, la Línea Sísmica "in-line" 1360 y su interpretación sísmica sólo nos deja ver los horizontes someros, ya que el Cretácico sólo se ve en pequeñas porciones; partiendo de esta interpretación se propuso el comportamiento del posible Cretácico, el Jurásico y la posible capa de la sal autóctona tomando como base el basamento determinado con el campo magnético; hacia el final de la línea se propone una capa de lechos rojos debajo de la sal, éstos basados en el modelo geológico sobre la apertura del Golfo de México, asimismo, en este sector se propone un gran espesor de sal autóctona, ya que el comportamiento de la anomalía gravimétrica así lo requiere, en este sector se tienen dudas sobre la existencia de sal alóctona, esto por el comportamiento de la sísmica puesto que se observan jalones de velocidades en esta zona y el Cretácico interpretado con sísmica aparece más somero y en el modelado gravimétrico se tiene más profundo y esta diferencia lo están ocasionando los jalones de velocidad.

LÍNEA SÍSMICA "IN-LINE" 1650

Continuando con lo aprendido en las anteriores interpretaciones se procedió a interpretar esta sección, en la cual se tiene menos sal alóctona que en las anteriores y sólo se observan algunos cuerpos al inicio de la sección, la cual se muestra en la figura 19 donde se observa también que al inicio de la sección y debido a la presencia de sal no se tienen eventos significativos que nos puedan definir los sedimentos debajo de

la sal y sólo al final se pueden seguir estos eventos, los cuales nos sirvieron de amarre para poder inferir la posición de los eventos debajo de la sal.

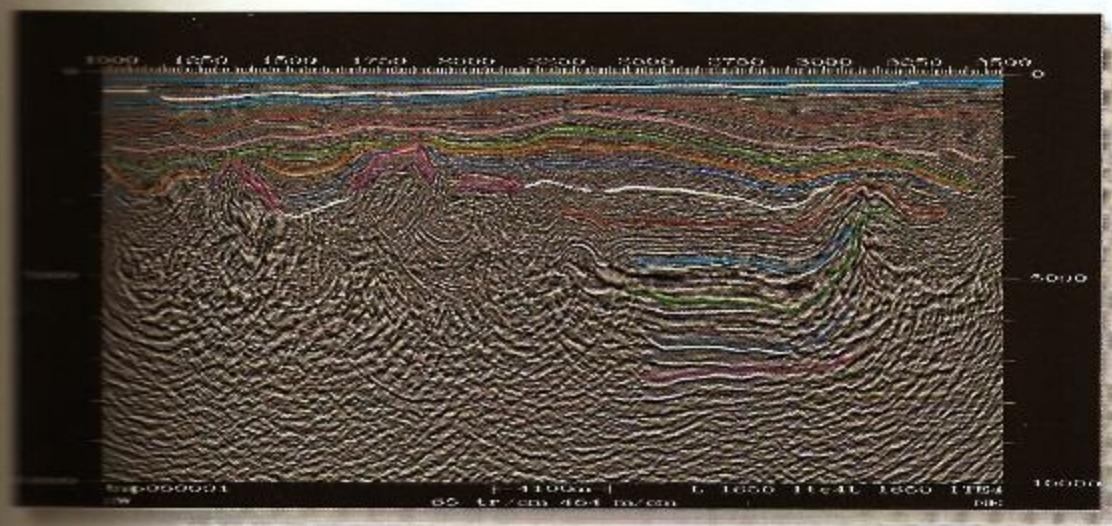


Figura 19.- Interpretación Sísmica “in-line” 1650.

Tomando la anterior interpretación se elaboró el modelo gravimétrico en 2D y se efectuaron las modificaciones necesarias, obteniéndose su ajuste como el que se muestra en la figura 20.

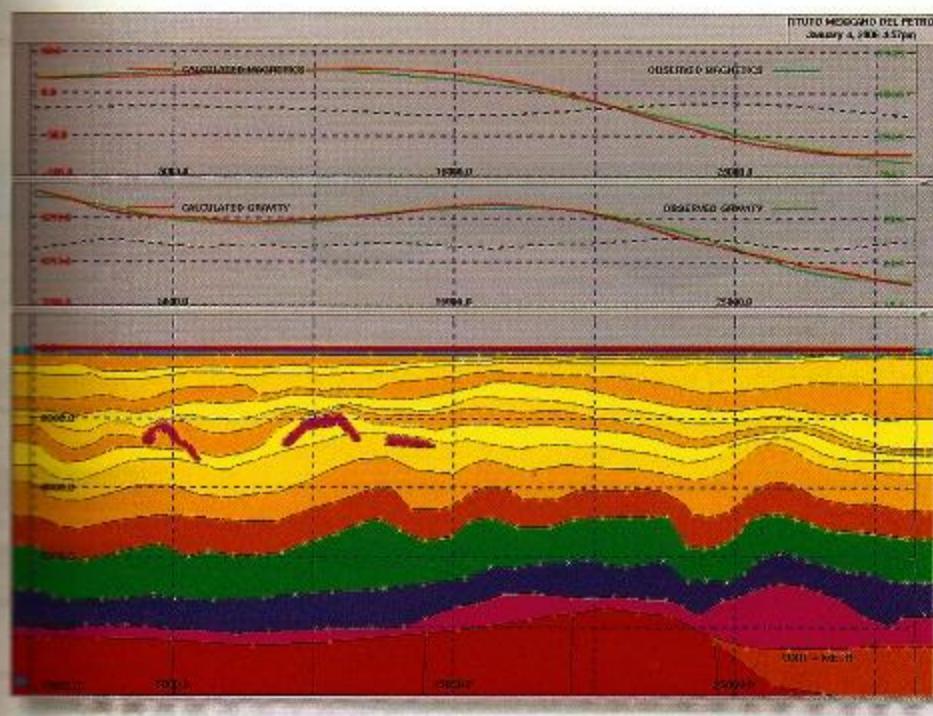


Figura 20.- Modelado final.

Los horizontes que corresponden al Paleoceno, Cretácico y Jurásico fue necesario interpretarlos en base a la Anomalía de Bouguer y teniendo como base el basamento magnético; para esta línea se interpretó una capa de lechos rojos y una acumulación de sal autóctona al final de la sección en donde se observa también una serie de difracciones, debidas a los jalones de velocidad y es posible que también se tenga sal alóctona en esa región, por otro lado, el Cretácico, el Jurásico y el Paleoceno se interpretaron más abajo de lo que se había considerado en la interpretación sísmica.

CONCLUSIONES

*D*e acuerdo a lo desarrollado en este trabajo se tienen varias conclusiones interesantes, ya que se hace una integración de diferentes disciplinas, obteniéndose una mejora en los resultados sobre todo en el procesado de los datos sísmicos y en la interpretación de éstos.

En la parte del procesado se tiene que es de gran utilidad el modelo de velocidades para el mejoramiento de la señal sísmica, aunque en este trabajo no se presentan resultados de este mejoramiento, puesto que este trabajo fue previo para elaborar un modelado gravimétrico 3D en el Cubo Yaxiltún e ir mejorando el proceso de migración en profundidad de los datos sísmicos, pero las velocidades obtenidas en el modelado 2D fueron la entrada para ir modificando las velocidades en 3D.

El mapa paso de banda nos sirvió para tener una idea de la distribución de sal para la construcción del modelo tridimensional para el modelado en 3D.

En la parte de interpretación nos cambió todo el panorama sobre todo en la geometría de los cuerpos de sal alóctona, ya que en la Sección Sísmica "in-line" 1400 se observa en la información sísmica grandes cuerpos de sal, los cuales se vieron disminuidos al hacer el modelado gravimétrico presentándonos cuerpos de sal en forma de lentes, la cual debe haber migrado de otros lugares y no precisamente de la sal madre que se encuentra debajo de la sal alóctona.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al personal de PEMEX-Exploración Región Marina, principalmente a los ingenieros Marco Antonio Flores Flores y Silvestre González Blanco, el tener acceso a la información sísmica y a los datos gravimétricos de alta resolución, así como a la Coordinación de Villahermosa para utilizar los datos obtenidos en el Levantamiento Aeromagnético del Golfo de México y a las autoridades del Instituto Mexicano del Petróleo por las facilidades brindadas en sus instalaciones para el desarrollo de este trabajo.

NOMENCLATURA

m	=	metros
gr	=	gramos
cm ³	=	centímetros cúbicos
s	=	segundos
V _{sp}	=	registro sísmico vertical

REFERENCIAS

Compañía Mexicana de Geofísica, S.A. de C.V. (COMESA), 2005. "Informe Gravimétrico Final Tomo II, Procesado de Información Gravimétrica Proyecto Yaxiltún 3D Área Campeche Oriente", Contrato 412504806.

Consejo de Recursos Minerales (COREMI), 2003 y 2004. "Informe del Levantamiento Aeromagnético del Golfo de México Fases I y II", Convenios Específicos PEP-COREMI 418532802 y 418533800.

Fugro-LCT Paquetería, 2003. Módulos de Procesamiento GRDEDT y GRDFFT y Módulos de Interpretación 2MOD y CALGRD.

Instituto Mexicano del Petróleo (Multianual, 2001-2004). "Informe Final del Proyecto Aplicación Geofísica-Geológica en Sistemas Petroleros y Golfo de México Profundo".

Instituto Mexicano del Petróleo y Compañía Mexicana de Geofísica, 2006. "Informe del Proyecto Migración en Profundidad antes de Apilar un Sub-Volumen de Datos Sísmicos del Área Yaxiltún".



La Aplicación de un Modelo de Iluminación Aplicado a Sismología 3D para Detectar Rasgos Geológicos*

M. en C. Fidel Reyes Ramos**

RESUMEN

En este trabajo se aplica un método utilizado en la creación de gráficas por computadora para simular el sombreado e iluminación de superficies.

Para utilizarlo con datos sísmicos se aplica este modelo a una rebanada de tiempo y se simula la luz reflejada de acuerdo a la orientación espacial de la fuente de luz, del observador y del reflector, factores que están determinados por su echado y azimut. De esta manera se resaltan características de una geología aparente que puede indicar otra más real como pueden ser: paleocanales, fracturas o lentes de arena, los cuales pueden ser localizados fácilmente, dependiendo del ángulo de azimut, echado e intensidad de la fuente luminosa, los cuales son parámetros del modelo.

En esta presentación se van a mostrar ejemplos con datos sísmicos reales y se compararán los resultados de este método con los de coherencia. También se mostrará el resultado al variar los ángulos de azimut y echado de la fuente de luz.

* Presentado en el "Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México", Cancún, 2006.

** Gerencia de Prospección Geofísica, Instituto Mexicano del Petróleo

INTRODUCCIÓN

Para obtener efectos más realistas al procesar gráficas por computadora se utiliza la simulación de que una fuente de luz ilumina objetos y que éstos la reflejan, lo cual es un tema por sí mismo. Su propósito es, que de acuerdo a la posición de la fuente de luz y de los objetos se simulan reflejos y sombras, con el fin de percibir de una manera más realista el tamaño, la posición e inclusive el material del que está hecho cada objeto.

En este trabajo se presenta la aplicación de uno de estos modelos de iluminación para datos sísmicos en 3D, con el fin de poder percibir características geológicas aparentes que puedan indicar otras más reales.

La estructura de esta exposición será la siguiente: primero se presentará el modelo de iluminación y en segundo lugar se expone el método que se utilizó para implantarlo. En la tercera parte se comentan algunos resultados de su aplicación a datos reales y finaliza algunas conclusiones.

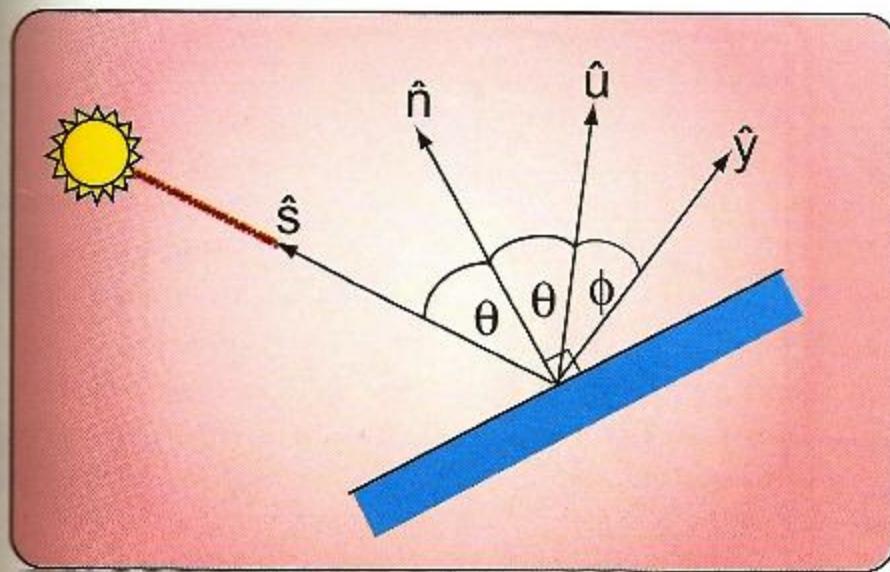


Figura 1.- La fuente de luz ubicada por el vector S , la normal de la superficie que ilumina n , el vector de luz reflejada u y la dirección donde se encuentra el observador v .

MÉTODOS DE ILUMINACIÓN

*L*os métodos de iluminación están basados en dos conceptos:

- 1) La posición (elevado y azimut) e intensidad de la fuente de luz, así como si la luz se reflejará en un espejo (especularmente) o en un bloque de madera (difusivamente).
- 2) La cantidad de luz que los objetos reflejan.

En la figura 1 se muestra un esquema que ilustra los elementos de este modelo. Supóngase que la dirección de la luz está indicada por un vector S que se puede construir de su elevado (θ_s) y azimut (Φ_s), esto es, de su elevación con respecto a un

plano horizontal y de su dirección con respecto al eje este-oeste. El vector S se puede construir mediante una transformación de coordenadas esféricas a cartesianas:

$$S_x = \cos(\Phi_s) \cos(\theta_s)$$

$$S_y = \cos(\Phi_s) \sin(\theta_s)$$

$$S_z = \sin(\Phi_s)$$

Por otra parte, supóngase también el plano de un reflector al que se puede caracterizar su orientación por su echado (θ_r) y azimut (Φ_r), cuyo vector normal se puede construir de manera similar:

$$n_x = \cos(\Phi_r) \cos(\theta_r)$$

$$n_y = \cos(\Phi_r) \sin(\theta_r)$$

$$n_z = \sin(\theta_r)$$

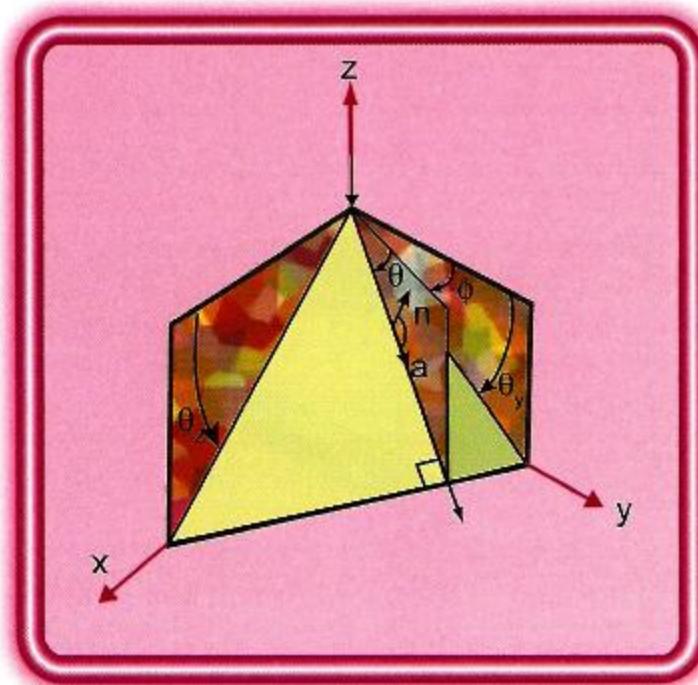
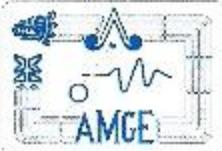


Figura 2.- En un reflector se muestran los echados aparentes θ_x y θ_y , el echado verdadero es θ y el azimut es Φ . El vector normal del reflector es n .

De manera similar se construye el vector de dirección del observador v .

El monto de luz reflejada es la proyección de este vector normal y de dirección de la luz:

$$Id = \langle n, s \rangle$$



La reflexión de la luz es máxima cuando la dirección de la luz y el vector normal son paralelos (lo que significa que el plano del reflector es perpendicular a la dirección de la luz) y es mínima cuando son perpendiculares (lo que quiere decir que el plano del reflector es paralelo a la dirección de la fuente luminosa).

El vector u de la luz reflejada se calcula con la siguiente ecuación (Barnes, 2003):

$$u = \langle s, n \rangle + (s \times n) \times n$$

Una medida de la luz reflejada y percibida por el observador, es la proyección del vector normal u y la dirección del observador v :

$$Is = \langle u, v \rangle$$

Para acentuar la reflexión y simular si el reflector es de un material pulido (como un espejo) u opaco se introduce un factor b como exponente de Is dependiendo de si b es mayor o menor:

$$Is = \langle u, v \rangle^b$$

La cantidad de luz total es el promedio ponderado entre la luz que recibe el reflector (Id) y la que se refleja especularmente (Is):

$$I = (W) Id + (1 - W) Is$$

donde: W es un factor de peso en $[0,1]$ capturado por el usuario.

Si se supone que la dirección del observador es desde el eje z y realizando las operaciones para Id se obtienen las siguientes ecuaciones (Barnes, 2003):

$$Id = \sin \Phi_r \sin \Phi_s \cos (\theta_r - \theta_s) + \cos \Phi_r \cos \Phi_s$$

$$Id = (2Id \cos \Phi_r - \cos \Phi_s)^b$$

IMPLANTACIÓN

En la figura 2 se indican los ángulos que señalan la orientación de un reflector. La intersección con el plano x - z forma el ángulo de echado aparente θ_x , y con el plano y - z el ángulo θ_y . El echado "verdadero" es θ y es la inclinación del reflector con respecto al plano x - y . La orientación con respecto al eje z la indica el azimut Φ .

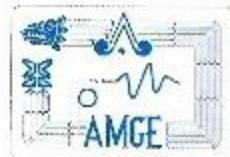
En datos sísmicos se puede estimar el echado y azimut de un reflector a partir de los números de onda en "crossline" $kx(t)$ y "in-line" $ky(t)$, así como de la frecuencia instantánea $\omega(t)$.

El echado en "in-line" es:

$$p(t) = \frac{kx(t)}{\omega(t)}$$

y en "crossline" es:

$$q(t) = \frac{ky(t)}{\omega(t)}$$



Los números de onda y la frecuencia instantánea son las derivadas de la fase en las dimensiones espaciales y en el tiempo:

$$kx(t) = \frac{\partial Fase(t)}{\partial t}$$

$$ky(t) = \frac{\partial Fase(t)}{\partial t}$$

$$\omega(t) = \frac{\partial Fase(t)}{\partial t}$$

El echado "verdadero" y el azimut se calculan con las fórmulas:

$$\theta = \sqrt{kx^2 + ky^2}$$

$$\Phi = \tan^{-1} \left(\frac{ky}{kx} \right)$$

Para obtener mejores efectos se exageró el echado verdadero con un factor γ

$$\theta = \gamma \sqrt{kx^2 + ky^2}$$

Para calcular las derivadas se aplicó un filtro derivador (Möller, 2007) a las fases en alguna de las tres direcciones:

$$Kx = (\text{deriv}(t) * Fase(t))$$

donde: * significa convolución y deriv(t) es el filtro derivador.

RESULTADOS

Se aplicó este atributo a datos reales muestreados a 4 ms y se muestran las imágenes en la figura 3 que se obtuvieron después de filtrar con un pasa-bajos de 220 hz como límite alto.

Los parámetros que se usaron fueron los siguientes: exponente de reflexión $b = 2.0$, peso para promediar entre reflexión opaca y especular $w = 0.8$ y la exageración del echado fue de 10000. El echado de la fuente de luz es de 30 grados y el azimut de la misma fuente fue de 0 grados para la imagen en la parte superior y 270 grados en la segunda imagen.

En la imagen de la parte inferior se tiene la coherencia de "eigen structure" con corrección de echado (Reyes, R.F., 2005).

Las partes blancas significan que la luz se reflejó con mayor o menor intensidad dependiendo de su echado, pero en 0 y 270 grados esta "brillantez" de los reflectores cambia, lo que significa que algunas partes tienen un azimut paralelo a estas direcciones.

Al cambiar la orientación de la iluminación también se acentúan ciertos rasgos que pueden indicar características geológicas:

En la esquina superior izquierda y marcado con un rectángulo se nota una sombra en forma de "u" que bien puede ser un paleocanal y que también se puede ob-

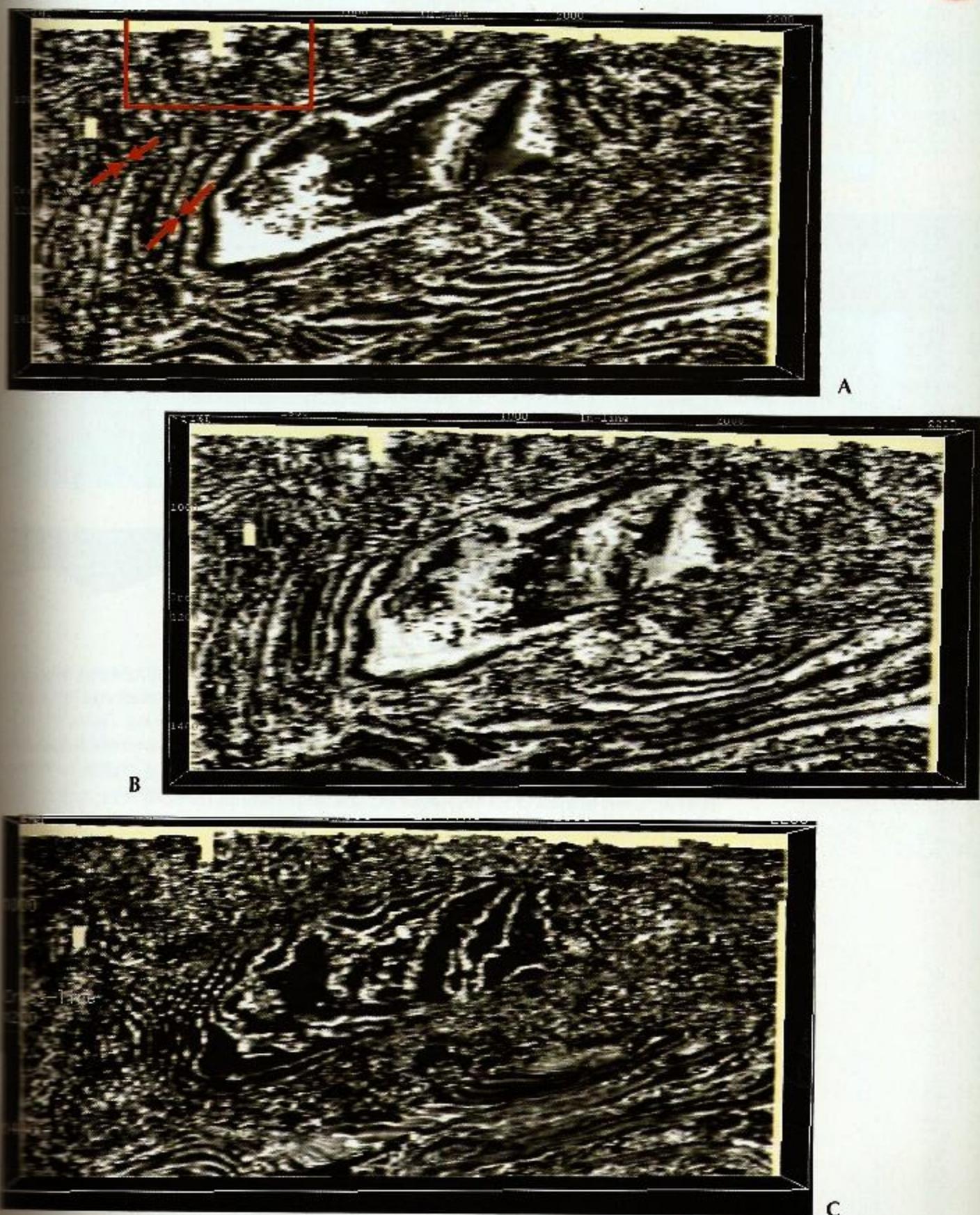


Figura 3: (A) y (B): atributo aplicado con echado de la luz a 30 grados y azimut de 0 y 270 grados, respectivamente. (C): coherencia de "eigen structure" con corrección de echado.

servar en la imagen de la coherencia, también como una sombra, lo cual indica baja coherencia. Si cambia el azimut de la luz, la percepción en esta formación cambia, lo que indica que la baja coherencia se debe a que se compone de una zona con diferente carácter sísmico.

Por otra parte se marca con flechas lo que parece ser otro paleocanal o una falla, que para las dos primeras imágenes parece evidente, pero no para la coherencia.

CONCLUSIONES

*L*os atributos sísmicos de echado y azimut han sido estudiados, pero se ha concluido que su interpretación por separado resulta difícil (Mondt, 1990).

Es por ello que se propone esta metodología que bien puede ser complemento de los atributos de coherencia y que por otra parte, su cálculo resulta más barato.

REFERENCIAS

- | | |
|--|--|
| Barnes, E.A., 2003. Shaded Relief Seismic Attributes, <i>Geophysics</i> , v. 68, n. 4, pp. 1281-1285.
Möller, T. et al., 1997. Evaluation and Design of Filters Using a Taylos Series Expansion, <i>IEEE Transactions on Visualization and Computer Graphics</i> , v. 3, n. 2, pp. 184-199. | Mondt, J.C., 1990. The Use of Dip and Azimuth Horizon Attributes in 3D Seismic Interpretation: SPE paper, 20943, pp. 71-77.
Reyes, R.F., 2005. Un Atributo de Coherencia Basado en la Semblanza Sesgada, Póster, <i>Congreso Internacional de la AMGE</i> , Mérida, México. |
|--|--|

Atributos Sísmicos, Análisis Multiescala en Registros Geofísicos de Pozo y Física de Rocas en la Caracterización de Yacimientos*

Dr. Gerardo Ronquillo Jarillo ** y Dr. Kousoub N. ***

RESUMEN

Se presentan nuevas técnicas en la estimación de atributos sísmicos de escala, regularidad y dirección con base en los algoritmos "Matching Pursuit" (MP) de 1D y 2D aplicados, tanto en datos sintéticos como en datos sísmicos reales 2D y 3D. Adicionalmente a los datos obtenidos después de la descomposición atómica (datos reconstruidos) con MP fueron utilizados para calcular la impedancia acústica y reflectividad con base en la Transformada de Ondícula Continua Inversa (ICWT).

Los atributos sísmicos descritos anteriormente fueron integrados a los resultados de análisis Multiescala de los registros de pozos geofísicos, los cuales fueron obtenidos utilizando la Transformada de Ondícula Continua (CWT). Seleccionando desde el análisis Multiescala los registros más representativos para su correlación con los parámetros petrofísicos que fueron obtenidos con base en mediciones en laboratorio de las muestras de pozo de las zonas de interés económico. Asimismo se obtuvo un atributo adicional en los registros geofísicos de pozos conocido como exponentes de Hölder que se aplicó como indicador de fluidos para cambios litológicos y en el análisis de sedimentación cíclica.

Los resultados de integración que se aplicaron a diferentes casos, es decir, a los yacimientos de arenas, areniscas y rocas carbonatadas demostraron que estas nuevas técnicas son herramientas poderosas en su aplicación en la exploración y en las diferentes etapas de la delimitación y caracterización de yacimientos.

* Presentado en el "Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México", Cancún, 2006.

** Instituto Mexicano del Petróleo.

*** DECO Geophysical Company Limited.

Asimismo, los nuevos atributos sísmicos de amplitud, escala, regularidad y dirección nos ayuda a obtener información útil de facies (estratigrafía sísmica), formas de transiciones geológicas y también distingue entre transiciones causal, anticausal y lóbulos de secuencias simétricas. Por otro lado, los obtenidos con base en la ICWT de impedancia y reflectividad se integraron con los anteriores para aplicarse como indicadores de hidrocarburos.

El Análisis Multiescala de los registros de pozos y su buena correlación con los parámetros petrofísicos demostraron en sus aplicaciones como buenos indicadores de las zonas saturadas de fluido.

En conclusión se puede notar que estas nuevas herramientas integradas con otras convencionales nos dan mayor confiabilidad y buena consistencia para solucionar algunas problemáticas en la exploración y caracterización de yacimientos con geología compleja y su uso en la interpretación de sísmica estratigráfica.

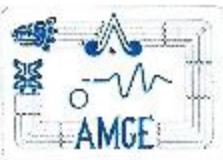
INTRODUCCIÓN

Actualmente, el uso de la Transformada de Ondícula es importante, debido a que permite trabajar señales no estacionarias y obtener información sísmica, tanto regional como detallada en tiempo y frecuencia. Por ejemplo, la Transformada de Ondícula Discreta (DWT) y la Transformada de Ondícula Continua (CWT) son actualmente usadas en el procesado y en la Inversión Sísmica, así como en el Análisis Sísmico de Multiresolución (Morlet et al., 1982; Herrmann, 1997 y Praveen, K., 1997). Otros trabajos que relacionan la Transformada de Ondícula (WT), son los que usan codificación de sub-bandas que fue reportado por Mallat (1989) y los de Daubechies (1988 y 1990) que introducen los fundamentos de las bases ortogonales discretas para la WT.

Sin embargo, existen otros algoritmos más avanzados que se usan en Análisis de Señales y Procesamiento Sísmico, un ejemplo es "Matching Pursuit" (MP), el cual puede ser considerado una generalización de la WT, donde la descomposición de la señal es realizada en términos de elementos (átomos) desde un grupo fijo llamado diccionario (Davis, 1994 y Mallat, 1999).

Similares resultados en el presente trabajo, es decir, con MP son los Herrman: Interpolación Fraccional de (2001b); Interpolación Multifraccional: Aplicación a Imágenes Sísmicas (2003); Deconvolución Sísmica con Descomposición Atómica (2005) y la Caracterización de Facies Sísmicas con Análisis Monoescala (2001), así como los estudios de aplicación que involucran 1D y 2D con MP y CWT (Kouzoub y Ronquillo, J., 2002) y los atributos sísmicos con MP aplicados como indicadores de gas (Ronquillo, J. y Kouzoub, 2003) y el análisis de AVO y de Pseudo-Impedancia Acústica utilizando CWT en la Delimitación de un Yacimiento de Gas (Vázquez, G. et al., 2003). Atributos Sísmicos utilizando MP en la Detección de Gas (Ronquillo, J. y Kouzoub, 2003), así como el software desarrollado de "Monoscale Seismic Data Analyzer Matching Pursuit" (Ronquillo J. y Kouzoub, 2001).

El procedimiento para desarrollar el sistema de cómputo en parte de monoescala para datos sísmicos fue con base en los trabajos de: Interpoladores Fraccionales y Ondículas (Michael, U. et al., 2000); Ondículas, Fractales y Funciones Bases Radiales (Thierry, B. et al., 2002) y El Diccionario del Paquete de Ondículas (Coifman



et al., 1992). Así como también los trabajos de Herrmann, F.J.: Interpoladores Multifractales con Aplicaciones a Imágenes Sísmicas (2003); Deconvolución Sísmica por Descomposición Atómica (2005) y Caracterización de Facies Sísmica con Análisis Monoescala (2001b).

En el caso del sistema de cómputo de Análisis Multiescala fue con base en los trabajos de Herrmann, F.J.: Simplificación del Modelo de Impedancia (1997); Atributos Multiescala para Datos de Pozos en la Caracterización de Yacimientos (2000 y 2001) y el Análisis Multiescala con la CWT (1999).

Usando las técnicas descritas se presentan resultados integrados que son aplicados a datos sísmicos sintéticos y reales 2D y 3D con base en MP (1D y 2D) y la CWT. Asimismo se aplica la CWT en datos de registros de pozos donde se realiza un Análisis Multiescala de diferentes registros, tanto para carbonatos, arenas y areniscas y su correlación con resultados de física de rocas. Los resultados de esta integración en los diferentes casos presentados nos dan mayor confiabilidad y buena consistencia para solucionar algunas problemáticas en la exploración, delimitación y caracterización de yacimientos con geología compleja y su uso en la interpretación de sísmica estratigráfica.

DESCRIPCIÓN DE LAS NUEVAS TÉCNICAS

*C*on el caso de sísmica se continuó con el siguiente procedimiento como lo muestra el diagrama 1.

Primeramente, con interpoladores fraccionales de ondículas se construyó el diccionario que consiste de una multitud de traslaciones invariantes con la DWT, calculadas con respecto al orden y dirección de la variación de los interpoladores fraccionales de ondículas (Coifman et al., 1992), éste se usa como referencia para desarrollar el diccionario en paquetes de ondículas con la primera, segunda y tercera derivadas de Gauss, así como también la de Morlet y el interpolador fraccional en nuestro caso (Ronquillo, J. y Kouzoub, 2001), donde se selecciona la ondícula deseada para los datos sísmicos que se quieran calcular. Posteriormente se introducen las escalas máxima, mínima y el número de escala deseada para los datos sísmicos de entrada y la selección de los modelos de transición que puede ser causal, anticausal y simétrico. Segundo, se crea el diccionario con base a MP, éste es usado para descomponer los datos sísmicos en un número de átomos paramétricos que usa el algoritmo de MP, éste calcula la descomposición atómica, o sea, realiza la compresión de los datos sísmicos y proporciona información litoestratigráfica, dando una sección sísmica reconstruida que depende del número de átomos seleccionado por traza. Además de la reconstrucción, la parametrización de átomos proporciona información de atributos localizados (Herrmann, F.J., 2001b) de: la amplitud, que es una medida de resistencia del reflector y correlaciona la firma de la reflexión; la escala que expresa las características de longitud de la escala, la cual es una función de la ondícula sísmica y de la longitud de la escala del reflector. Cuando la onda se dispersa, la longitud de la escala aumenta. Hay que considerar que ésta es afectada por la dispersión dada por los comportamientos de baja frecuencia en los reflejos. Por otro lado, la regularidad se refiere al interpolador fraccional que son los continuos de Hölder. El atributo de dirección proporciona información que permite distinguir entre las transiciones causal, anticausal y simétrica.

Por otro lado, utilizando la Sección Sísmica reconstruida como entrada se estima la impedancia acústica y reflectividad con base en la ICWT (Daubechies, 1992 y



Mallat, 1999) y usando el modelo complejo de impedancia que consiste de un grupo de transiciones generalizadas entre capas que fueron descritas por (Herrmann et al., 2001b).

En el caso de Análisis Multiescala para los registros de pozos geofísicos se desarrolló el sistema de cómputo usando la CWT (Kouzoub y Ronquillo, J., 2003), donde se seleccionan las escalas mínima, máxima y el número de escalas, así como el tipo de ondícula que puede ser primera, tercera y hasta octavas derivadas de Gauss, así

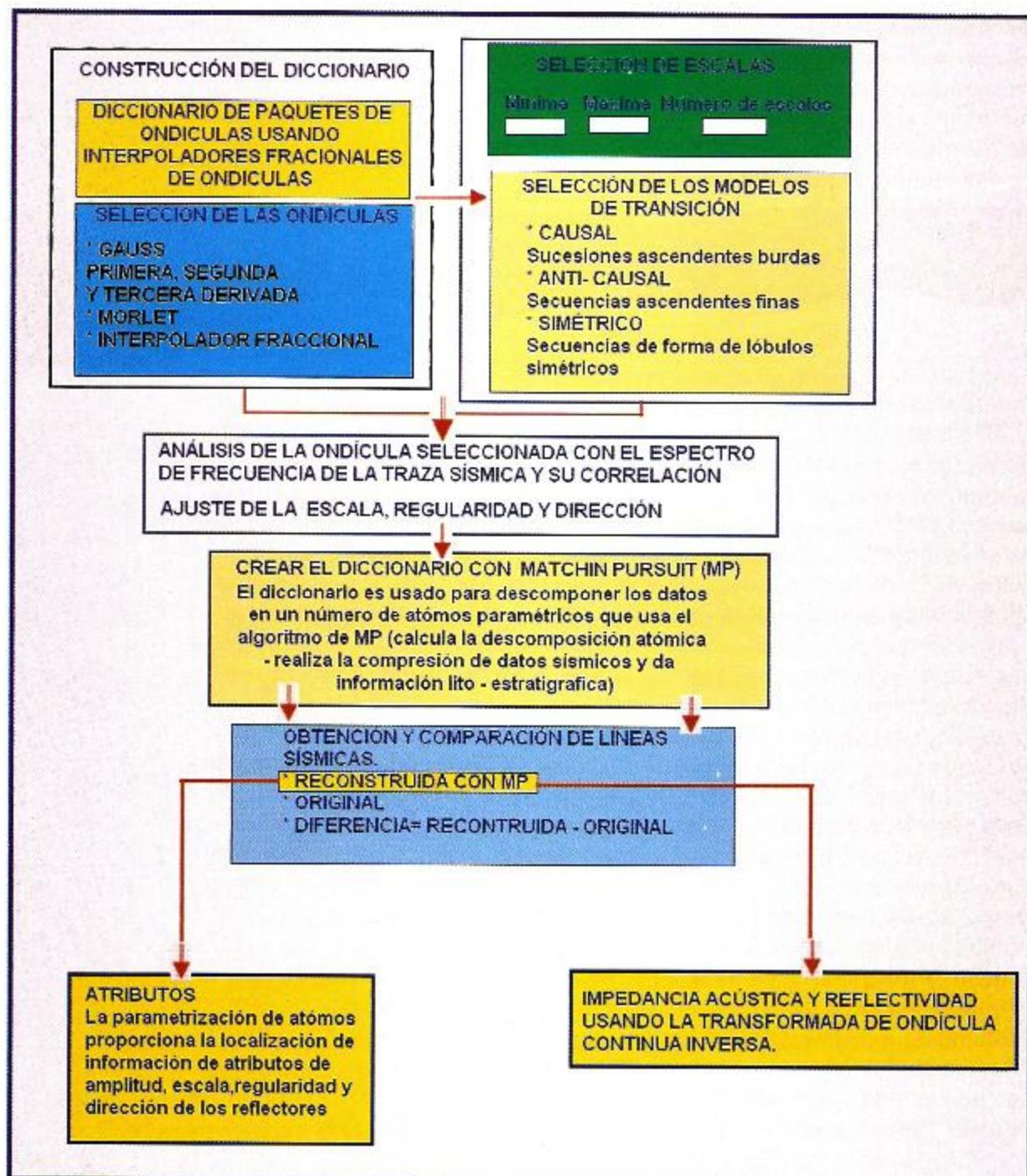


Diagrama 1. Secuencia de la descomposición atómica con MP y ICWT en la obtención de atributos sísmicos.

como el Sombrero Mexicano o la Ondícula de Morlet. Seleccionando el tipo de ondícula se procede al cálculo con la CWT del registro geofísico considerado, obteniendo un registro suavizado, ya sea en altas, medias o bajas frecuencias, dependiendo de los parámetros de entrada. Al resultado obtenido se estima los exponentes de Hölder, el cual es un atributo que ayuda a interpretar y correlacionar con datos petrofísicos de laboratorio zonas de interés petrolera, tanto en las etapas de exploración, delimitación y caracterización de yacimientos.

RESULTADOS

YACIMIENTOS DE GAS EN ARENAS

En la figura 1 se muestra una integración de atributos sísmicos con las nuevas técnicas usadas de MP, utilizando 10 átomos por traza y la ICWT como la CWT en los registros de pozos con Análisis Multiescala. En el caso de la amplitud, en c) que nos remarca una zona anómala de gas y correlaciona las características de reflexión contra los átomos; los atributos de regularidad, en d) determina las formas de transiciones, o sea, que aumentan cuando existe cambio entre arenas y entre arenas-arcillas que es nuestro caso para la dirección, en f) distingue entre transiciones de secuencias finas ascendentes o formas de lóbulos, ambos atributos de regularidad y dirección muestran información de facies, principalmente en el atributo de dirección; la escala, en e) muestra las características de la longitud de la escala. Por otro lado,

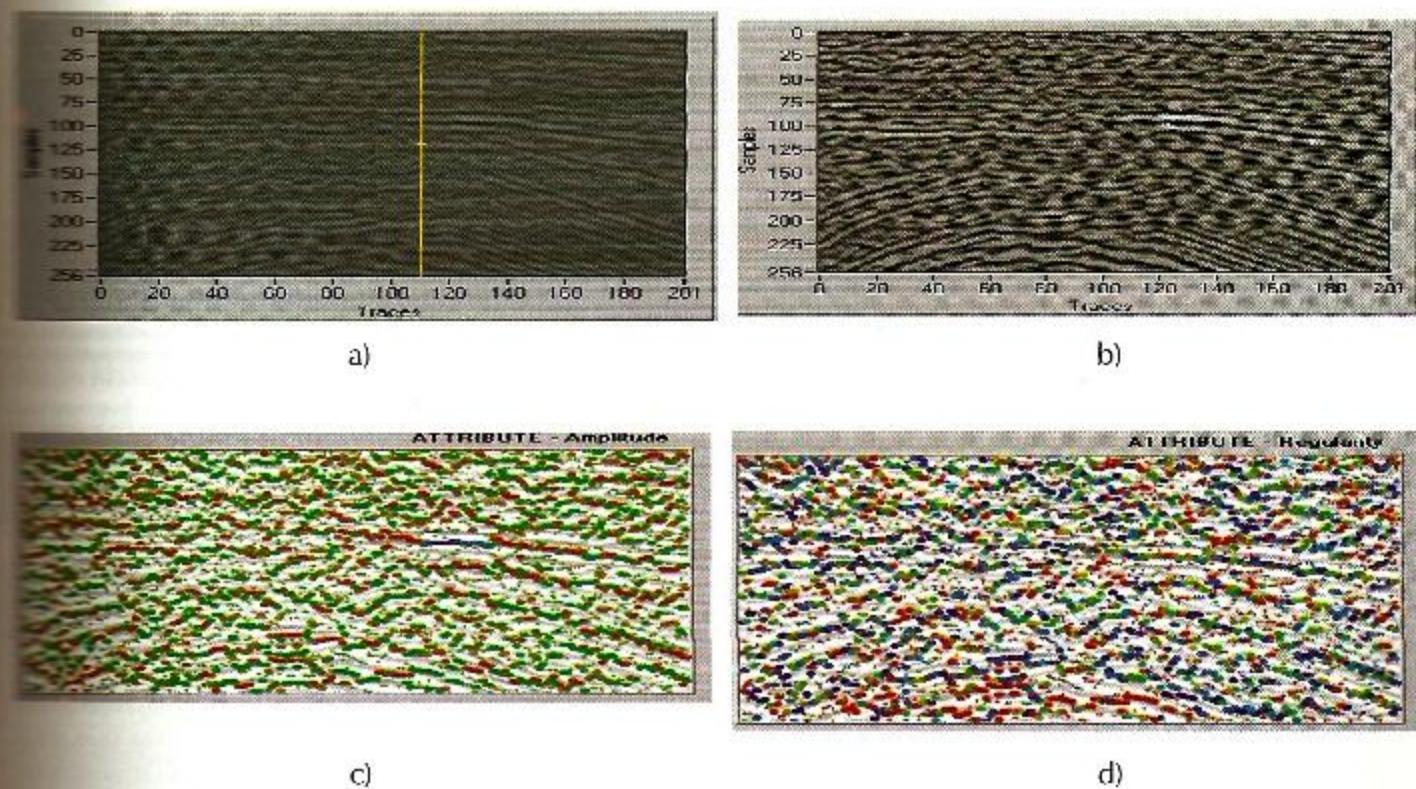


Figura 1.- Resultados integrados en "in-line" 1: a) sección sísmica original; b) sección procesada con MP; c) amplitud y d) regularidad.

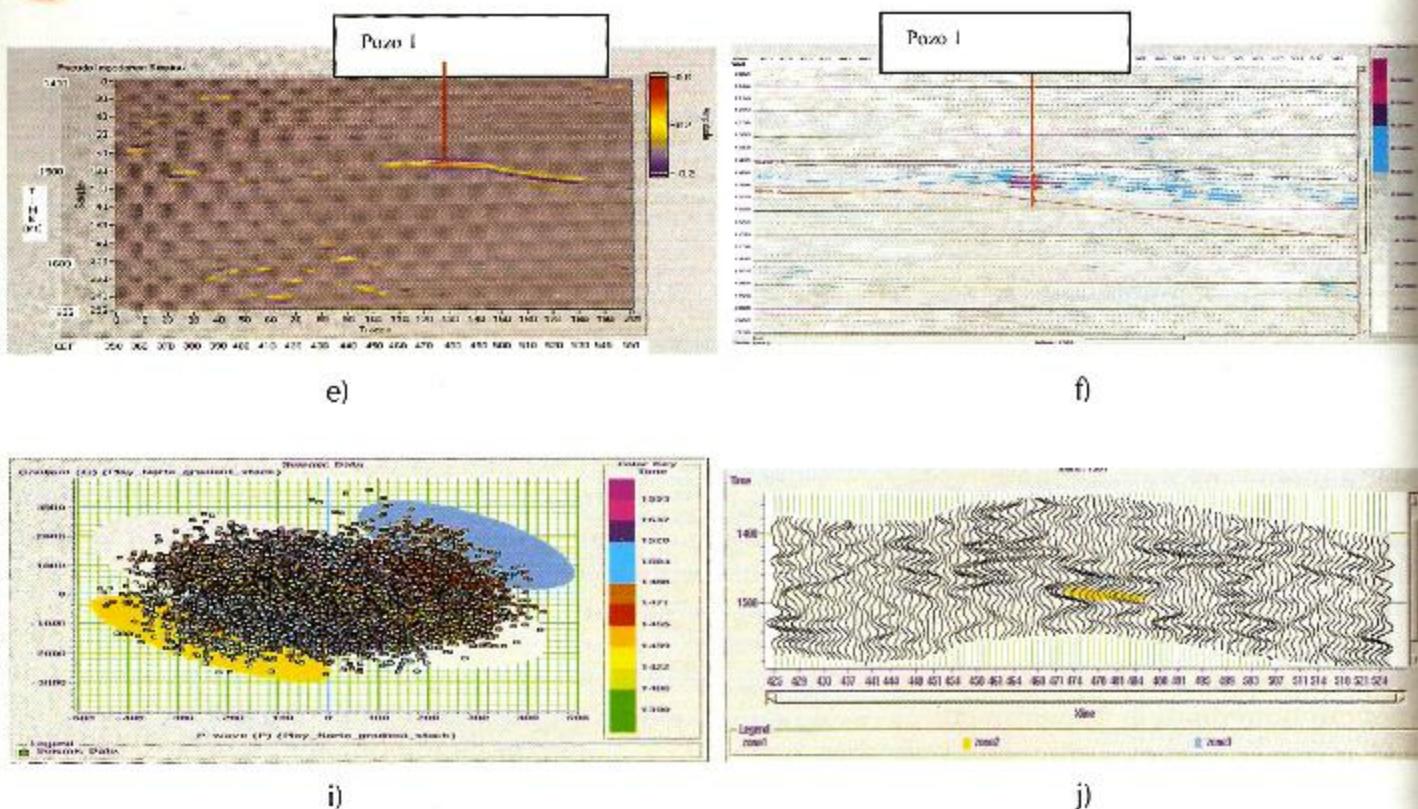


Figura 1: Resultados integrados en "in-line" 1: e) escala, f) dirección, g) impedancia acústica con la CWT inversa, h) AVO P x G; i) y j) análisis "crossplot" y "crossection" a partir del producto de P x G anterior para el intervalo productor.

en g) se muestra el incremento de la impedancia acústica en la anomalía de interés; en h) amplitud contra distancia fuente receptor AVO PxG (onda longitudinal por gradiente), en i) y j) Análisis "Crossplot" y "Crossection" a partir del producto de P x G anterior para el intervalo productor, estos últimos atributos demuestran y confirman la zona de interés

En la figura 2 se muestra una interpretación integral de las anomalías sísmicas de interés con contenido de gas y su Análisis Multiescala de los registros de pozos de la velocidad, tanto de la onda longitudinal (onda P) como transversal (onda S), en donde a profundidades de 1,830-1,845 m y 1,900-1,915 m se localizan las zonas productoras de gas, esto se demuestra por las amplitudes altas en la Sección Sísmica y los altos valores de los exponentes de Hölder (color verde), así como los diferentes atributos estimados (ver Fig. 1).

La figura 3 muestra una interpretación integral con Análisis Multiescala de los registros de neutrón SPHI, velocidad longitudinal y rayos gama, donde para el análisis se empleó la Ondícula del Sombrero Mexicano, en la cual el atributo de Hölder se muestra con valores altos de 0.36 a 0.60 en SPHI, de 0.55 a 0.70 en la velocidad longitudinal y para rayos gama 0.12 a 0.19, estas zonas (blanco y verde) muestran la saturación de gas (Fig. 3), en (b), (c) y (d), así como en (a). Deduciendo que esta nueva herramienta ayuda a detectar las zonas de interés en una forma relativamente sencilla, por supuesto, integrada con las herramientas convencionales. Además, es una herramienta que se puede usar en tiempo real, tanto para obtener núcleos en las zonas atractivas como para tener una interpretación en tiempo real.

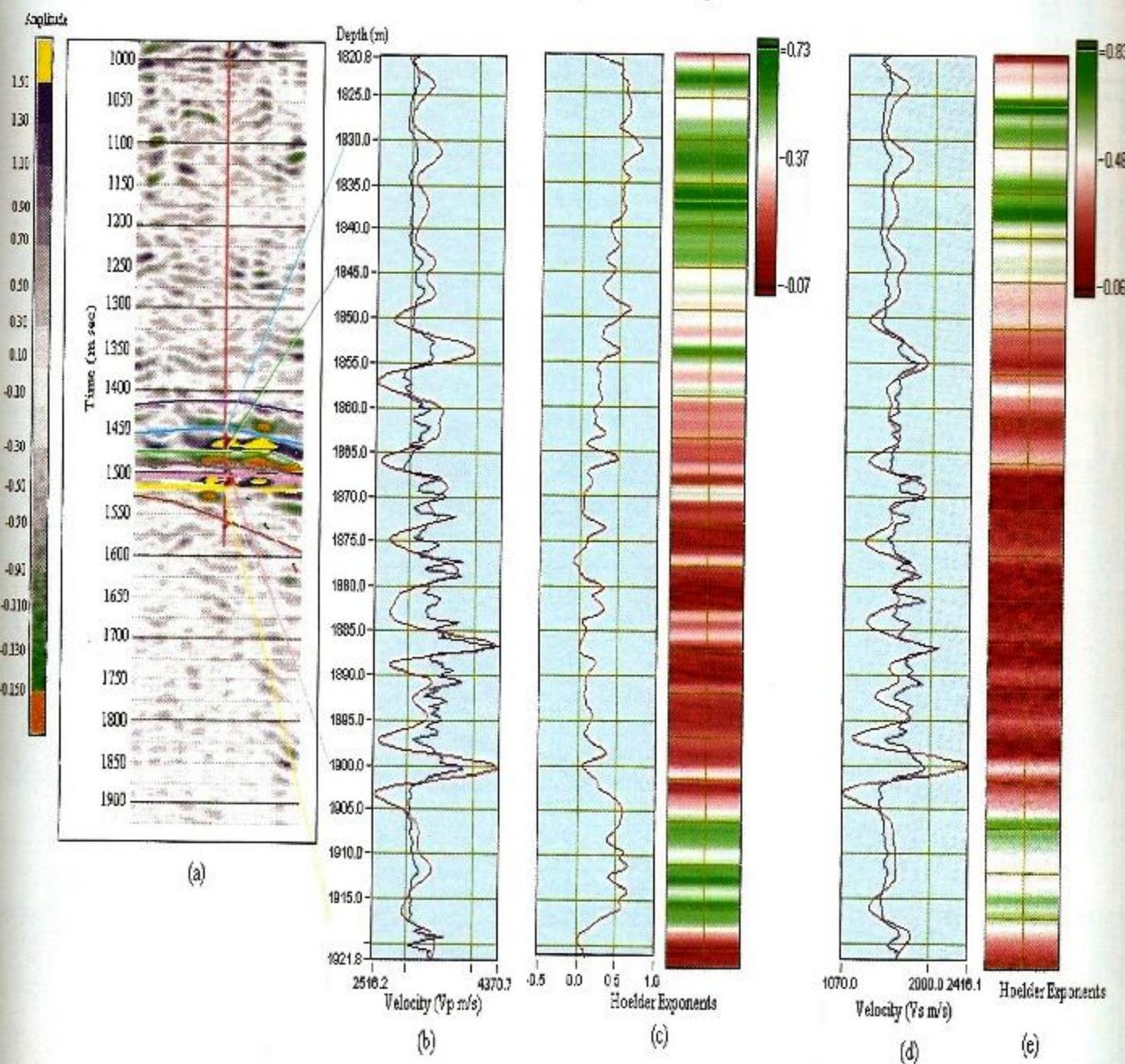


Figura 2.- Integración de resultados en yacimientos de gas: a) anomalías sísmicas de amplitud de interés económico; b) velocidad V_p (↔) y la obtenida con la CWT (<); c) exponentes de Hölder de la velocidad V_p y en d) velocidad V_s (↔) y la obtenida con la CWT (<) y e) exponentes de Hölder de la velocidad V_s .

Por ultimo, para yacimientos de arena con gas se muestra un ejemplo (Fig. 4) en la obtención de los atributos sísmicos de energía y reflectividad, para la obtención de éstos empleamos el procedimiento del diagrama 1 variando los átomos por traza desde 4, 150 y 200 átomos, el Cubo Sísmico de salida se emplea para la estimación de los atributos sísmicos. En (a) tenemos el Cubo Sísmico de energía original, en (b), (c) y (d) tenemos los cubos sísmicos de energía de 4, 30 y 100 átomos por traza, marcando una gran diferencia entre la sección original y las secciones obtenidas, donde se variaron los átomos por traza. Para el caso de los atributos de reflectividad, en (e) y (f) con cuatro y diez átomos por traza, donde se remarcán mejor las anomalías de

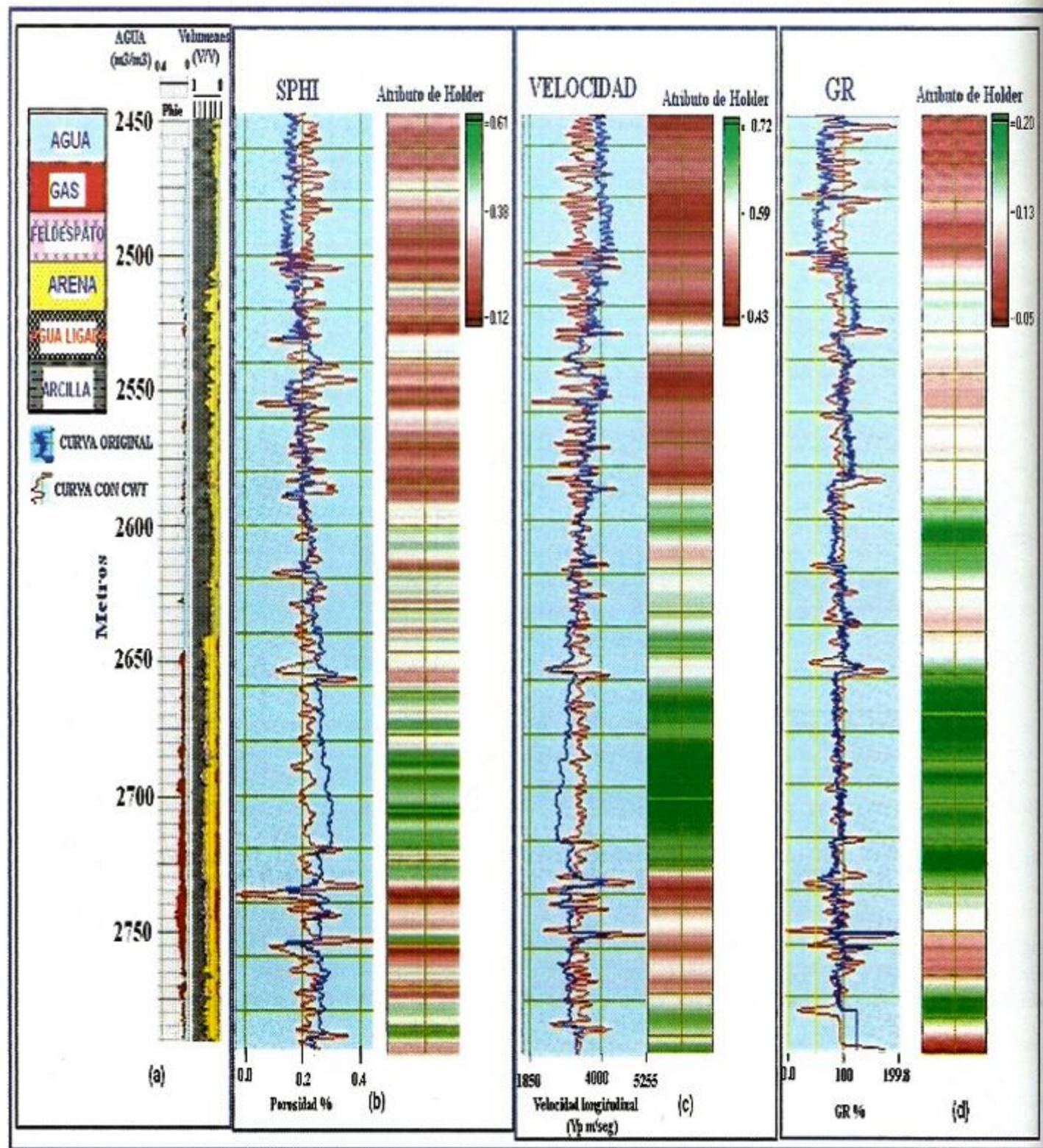


Figura 3.- Interpretación integral con Análisis Multiescala de los registros de neutrón SPHI, velocidad longitudinal y rayos gama. En a) volúmenes de roca-fluido; b) la porosidad utilizando el Sombrero Mexicano al igual que para la velocidad V_p , en c) rayos gama y en d) con sus correspondientes estimaciones de los exponentes Hölder.

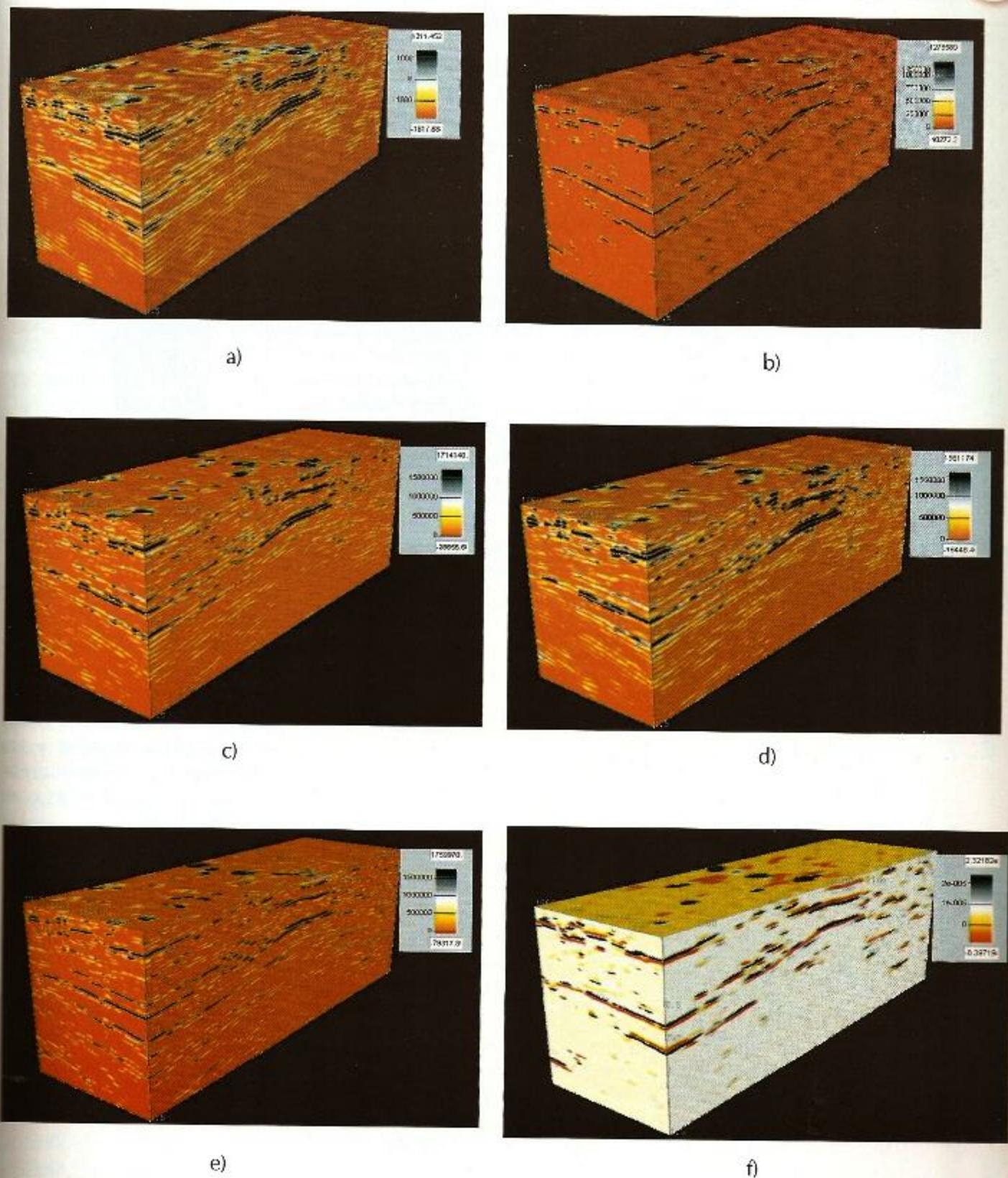


Figura 4.- Atributos sísmicos de energía y reflectividad utilizando diferentes átomos por traza. En (a) Cubo Sísmico original de energía; cubos de energía con diferentes átomos por traza, en (b) 4 átomos, en c) 30 átomos, en (d) 100 átomos, para (e) y (f) tenemos la reflectividad con 4 y 10 átomos por traza.

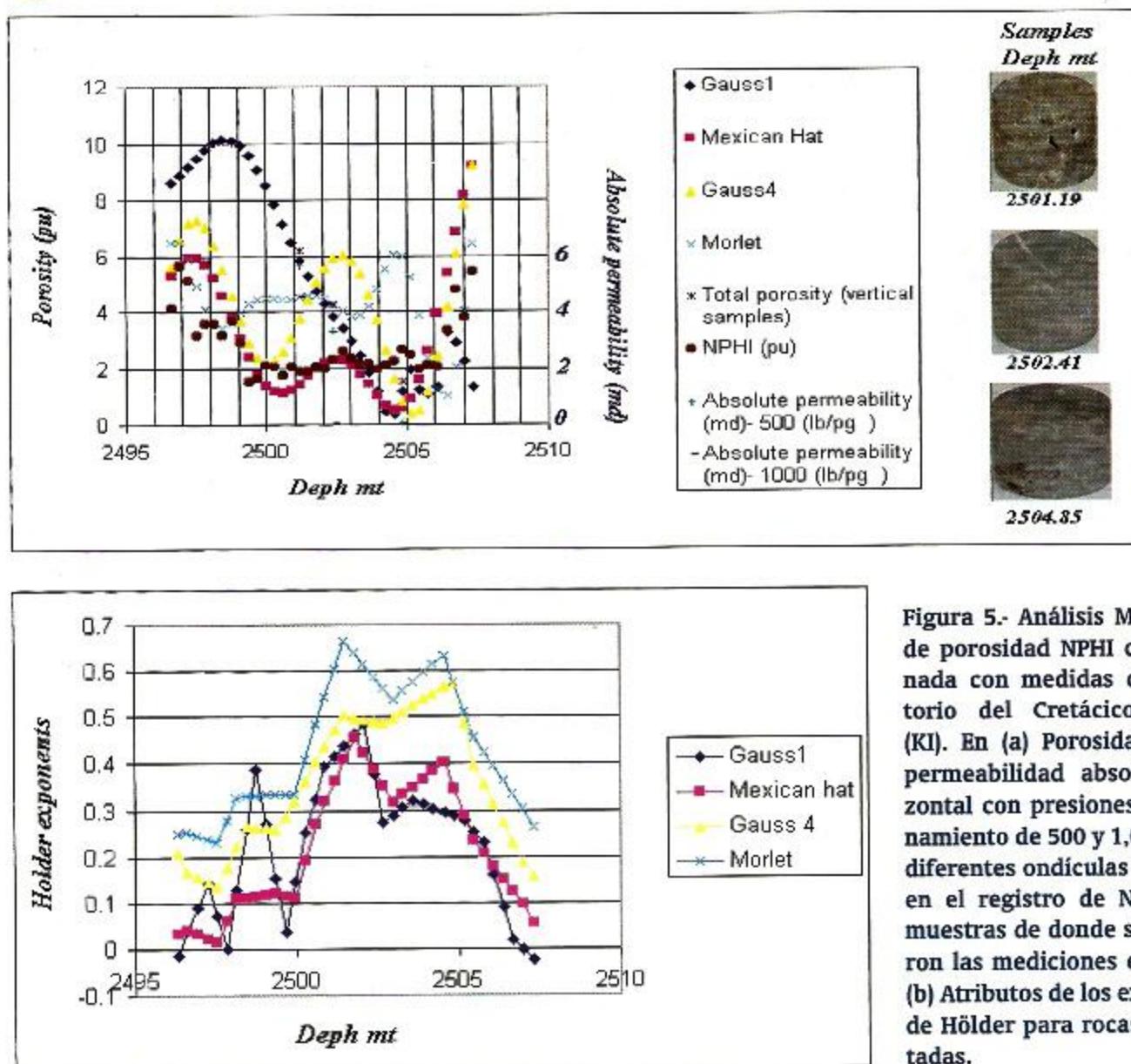


Figura 5.- Análisis Multiescala de porosidad NPHI correlacionada con medidas de laboratorio del Cretácico Inferior (KI). En (a) Porosidad total y permeabilidad absoluta horizontal con presiones de confinamiento de 500 y 1,000 lb/pg², diferentes ondículas utilizadas en el registro de NPHI y las muestras de donde se obtuvieron las mediciones en KI y en (b) Atributos de los exponentes de Hölder para rocas carbonatadas.

interés que en los cubos de energía, sin embargo, son atributos complementarios. Se puede deducir que estos atributos de reflectividad utilizando MP y la ICWT con la metodología descrita anteriormente son nuevas técnicas que deben ser usadas como indicadores de hidrocarburos para obtener información litoestratigráfica, interpretación sísmica y aplicada a las diferentes etapas de la delimitación y caracterización de yacimientos.

Asimismo, las técnicas de MP, ICWT, CWT y DWT se aplicaron también a diferentes escenarios geológicos en carbonatos y en areniscas con buenos resultados, por lo tanto, para finalizar mostramos un ejemplo (Fig. 5) de carbonatos de Análisis Multiescala integrado con física de rocas. En (a) mostramos la zona de interés del registro de porosidad NPHI original, a este registro se le aplicaron las ondículas de la primera y cuarta derivadas de Gauss, el Sombrero Mexicano y Morlet. El resultado después de aplicar estas ondículas se muestra claramente en la figura 5(a), donde se aprecia que la primera derivada de Gauss es la más consistente, aumentando su porosidad en la zona de interés, en comparación con los demás resultados, el Sombrero

Mexicano tiene una cierta aproximación con la original de NPHI, la cuarta derivada y la Ondícula de Morlet contrastan con la original. También observamos que los datos obtenidos en laboratorio de porosidad y permeabilidad (diferentes presiones de confinamiento) se correlacionan con el registro de la primera derivada de Gauss. Los valores de porosidad total en las profundidades de 2501.19, 2502.41 y 2504.35 m, tanto los valores del registro de porosidad con la primera derivada de Gauss como los obtenidos en laboratorio son del orden aproximado para primera profundidad de 6%, para la segunda y tercera profundidad 4 y 1%, respectivamente. Asimismo, los valores de permeabilidad absoluta con una presión de confinamiento de 500 lb/pg también se correlacionan con el registro de porosidad obtenido con aplicación de la primera derivada de Gauss al registro original. Demostrando que usando estas técnicas podemos correlacionar los datos de laboratorio de física de rocas en muestras secas y saturadas con los registros geofísicos de pozos y obtener las propiedades físicas más representativas de las rocas de los yacimientos petroleros. Por último, en (b) mostramos que el atributo de los exponentes de Hölder para rocas carbonatadas, las zonas saturas de aceite, o sea, donde aumenta la porosidad y la permeabilidad disminuyen los valores de Hölder, contrario a los casos que presentamos en los yacimientos de arenas.

CONCLUSIONES

*L*as nuevas técnicas integrales utilizando MP, ICWT, CWT y DWT en datos sísmicos 2D-3D y registros geofísicos de pozos son de gran importancia en la solución de problemas, tanto en la exploración, delimitación y caracterización de yacimientos.

Las secciones sísmicas reconstruidas usando las técnicas descritas y variando los átomos por traza nos da secciones con diferentes resoluciones sísmicas que son útiles, tanto para interpretación sísmica como para seleccionar la más representativa estimación de los diferentes atributos sísmicos.

Los atributos sísmicos de amplitud obtenidos, en nuestro caso de yacimientos de gas en arenas fue útil para remarcar la zona de gas anómala de interés, o sea, fijó firma de la reflexión de interés y correlacionó las características de reflexión contra los átomos, el atributo de escalas nos da características de longitud de la escala y por último, regularidad y dirección nos da información de facies. Por lo tanto, estos nuevos atributos obtienen información lito-estratigráfica y puede ser usada para la interpretación sísmica, tanto estructural como estratigráfica.

Los resultados de los atributos sísmicos: energía, impedancia acústica y reflectividad demuestran que son de gran importancia como indicadores de hidrocarburos.

Los resultados de Análisis Multiescala en registros geofísicos demuestran que son herramientas novedosas, que integradas con resultados convencionales nos ayudan a detectar las zonas de interés petrolero y su uso es relativamente sencillo, puede aplicarse en registros geofísicos de pozos en tiempo real, tanto para obtener núcleos en las zonas atractivas como en la interpretación en tiempo real.

Los resultados de los casos presentados utilizando estas nuevas técnicas de MP, ICWT, CWT y DWT en la obtención de los diferentes atributos sísmicos, Análisis Multiescala de los registros de pozos y su correlación con las mediciones de laboratorio muestran su uso potencial, tanto en la exploración como en la caracterización de yacimientos.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue soportado por el Instituto Mexicano del Petróleo en el programa de investigación de exploración.

REFERENCIAS

- Davis, G., 1994. Adaptive Nonlinear Approximation, PhD thesis, Courant Institute of Mathematical Sciences, New York University.
- Daubechies, I., 1988. Orthonormal Bases of Compactly Supported Wavelets. *Comm. in Pure Appl. Math.*, v. 41, pp. 909-966.
- Daubechies, I., 1990. The Wavelet Transform Time-Frequency Localization and Signal Analysis. *IEEE Trans. Inf. Theory*, v. 36, pp. 961-1005.
- Coifman, R.R.; Meyer, Y. and Wickerhauser, V., 1992. Wavelet Analysis and Signal Processing. Ruskai et al., pp. 453-470.
- Herrmann, F.J., 1997. A Scaling Medium Representation, a Discussion on Well-Logs, Fractals and Waves. PhD Thesis, Delft University of Technology, Delft, Netherlands, p. 306.
- Herrmann, F.J., 2001a. Singularity Characterization by Monoscale Analysis. *Appl. Comput. Harmon. Anal.*, v. 11, pp. 64-88.
- Herrmann, F.J., 2001b. Fractional Spline Matching Pursuit: a Quantitative Tool for Seismic Stratigraphy. In Expanded Abstracts, EAGE, Workshop: Geophysical Applications of the Wavelet Transform.
- Herrmann, F.J. and Hoop, M.V., 2002. Edge Preserved Denoising and Singularity Extraction from Angles Gathers. In Expanded Abstracts, Tulsa, Soc. Expl. Geophys. URL <http://www-crl.mit.edu/felix/Preprint/SLG02.pdf>.
- Herrmann, F.J., 2003. Multifractional Splines: Application to Seismic Imaging. Proceedings of SPIE, Technical Conference on Wavelets: v. 5207, pp. 240-258. <http://www.eos.ubc.ca/feliz/Preprint/SPIEO3DEF.pdf>.
- Herrmann, F.J., 2005. Seismic Deconvolution by Atomic Decomposition. *Integr. Computer-Aided Eng.*, v. 12, pp. 69-90.
- Kouzoub, N.A. and Ronquillo, J.G., 2002. Application of 1D and 2D Matching Pursuit for Estimation of Attributes and Seismic Data Processing, Geos, *Unión Geofísica Mexicana, A.C. Boletín Informativo*, Época II, III Reunión Nacional de Ciencias de la Tierra, Nov., Proceeding, v. 22, n. 2, p. 208.
- Kouzoub, N.A.; Kalinin, B.B. and Ronquillo, J.G., 2003. Analysis of Scale in Seismic Data of the Reflection. The Meeting of the Conferences-Science-Practices-Geomodel, 2003. Expanded Abstract, 14-20 September, pp. 90-93 (in Russian).
- Kouzoub, N.A. and Ronquillo, J.G., 2003. Software Multiscale Well Log Analyzer (registration number 03203081113114900-01-Instituto Mexicano del Petróleo-Mexico, D.F.)
- Mallat, S., 1989. A Theory for Multiresolution Signal Decomposition. *IEEE Trans. Pattern Analysis and Machine Intelligence*, v. 11, pp. 674-693.
- Mallat, S. and Zhang, Z., 1993. Matching Pursuit with Time-Frequency Dictionaries. *IEEE Transactions on Signal Processing*, v. 41, pp. 3397-3415.
- Mallat, S., 1999. A Wavelet Tour of Signal Processing. 2nd Edition, Academic Press, New York, pp. 2-554.
- Morlet, J.; Arens, G.; Fourgeau, I. and Giard, D., 1982. Wave Propagation and Sampling Theory. *Geophysics*, v. 47, pp. 203-236.
- Michael, U. and Thierry, B., 2000. Fractional Splines and Wavelets. *SIAM Review*, v. 42, n. 1, pp. 43-67.
- Praveen, K., 1997. Wavelet Analysis for Geophysical Applications. *Reviews of Geophysics*, v. 35, n. 4, pp. 385-412, paper number 97RG00427.
- Ronquillo, J.G. and Kouzoub, N.A., 2001. Software of the Monoscale Seismic Data Analyzer Matching Pursuit (registration number 03203082213340700-01-Instituto Mexicano del Petróleo-Mexico, D.F.).
- Ronquillo, J.G. and Kouzoub, N.A., 2003. Seismic Attributes by Using Matching Pursuit in the Detection of Gas. SBGF. The International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brazil, 14-18 September, Expanded Abstract, pp. 1-4 (in Spanish).
- Thierry, B. and Unser, M., 2002. Wavelets, Fractals and Radial Basis Functions. *IEEE Transactions on Signal Processing*, v. 50, n. 3, pp. 543-553.
- Vázquez, G.; Ronquillo, J.G. and Kouzoub, N.A., 2003. Analysis of AVO and Pseudo-Acoustic Impedance in the Delimitation of Gas Reservoir. Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.

Aplicación de Técnicas Electromagnéticas Superficiales al Diagnóstico de Sitios Contaminados con Hidrocarburos *

Dr. Omar Delgado Rodríguez**, Dr. Vladimir Shevnin**
y M. en C. Jesús Ochoa Valdés**

RESUMEN

Desde 1990 el IMP ofrece servicios y proyectos de caracterización de sitios contaminados que incluye básicamente la perforación y el análisis químico de muestras de suelo, agua y vapores. La perforación es una actividad necesaria pero costosa, lenta y riesgosa. La NOM-138-SEMARNAT/SS-2003 establece planes de muestreo con trabajos intensos de perforación y en consecuencia un alto costo.

Cuando ocurre un derrame de hidrocarburos se alteran las propiedades eléctricas del suelo. En suelos recién contaminados se presentan anomalías de alta resistividad, mientras que cuando el derrame es antiguo se presentan anomalías de baja resistividad. Por esto, los métodos geoeléctricos, específicamente Perfilaje Electromagnético (PEM) y Sondeo Eléctrico Vertical (SEV) fueron seleccionados como opción complementaria para la caracterización de sitios contaminados, probándose su efectividad en el diagnóstico de suelos contaminados por hidrocarburos. Las tecnologías geoeléctricas no sustituyen la necesidad de realizar perforaciones y muestreo de suelos, sino que constituyen herramientas complementarias que proporcionan un enorme valor agregado, siendo éste más importante entre más grande y complejo resulte el problema de la contaminación.

Se estima que el uso de PEM y SEV permite disminuir de 5 a 10 veces el número de perforaciones y de 10 a 20 veces el número de muestras por analizar, aumentando la calidad técnica de los resultados. La aplicación de las técnicas electromagnéticas permite reducir el tiempo y costos del diagnóstico y por lo tanto, mejorar el precio de venta, aumentando la competitividad del servicio. Los resultados principales de la aplicación de las técnicas electromagnéticas son: interpretación litoestratigráfica,

* Presentado en el "Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México", Cancún, 2006.

** Instituto Mexicano del Petróleo.

mejor selección de puntos de perforación—profundidad de muestreo; delimitación más precisa de pluma contaminante (3D), estimación del volumen de suelo contaminado y, en consecuencia, en un modelo conceptual adecuado en apoyo a proyectos de restauración.

INTRODUCCIÓN

*L*a determinación de la presencia y concentración de los hidrocarburos contaminantes en el medio geológico se realiza generalmente con perforaciones y análisis químico de muestras extraídas del subsuelo. Esta tecnología tiene dos desventajas principales: es bastante costosa y sus resultados son muy puntuales, lo que implica la necesidad de numerosas perforaciones para caracterizar adecuadamente un sitio contaminado.

En marzo de 2004, la Norma Oficial Mexicana (PROY-NOM-138) para la realización de los estudios de caracterización (SEMARNAT, 2004) incluye, entre otras: las especificaciones siguientes:

- La selección de los puntos de muestreo debe abarcar, vertical y horizontalmente la distribución del contaminante en el suelo y se debe tomar en cuenta la topografía y dirección del flujo del manto freático.
- Se debe evitar el uso de fluidos de perforación y la utilización de equipo que permita la pérdida de hidrocarburos volátiles y la contaminación cruzada.
- Durante la perforación para la obtención de muestras no deben afectarse a los acuíferos.

Estos aspectos limitan el uso de las perforaciones, ya que en la mayoría de las situaciones geológicas la mayor parte de los contaminantes se concentran encima del nivel freático, lo que implica que la perforación realizada profunde hasta el acuífero, constituyendo un riesgo al incrementar la vulnerabilidad del mismo a la infiltración de contaminantes. Por otro lado, el costo de un estudio geoquímico sigue siendo elevado ya que, por ejemplo, en un sitio con dimensión 2 Ha habría que realizar de acuerdo a la Norma vigente, 25 perforaciones (Fig. 1). Si en cada perforación se tomaran tres muestras de suelo a diferentes niveles de profundidad (caso común), entonces al costo de las 25 perforaciones habría que sumar el costo del análisis de 75 muestras. Además, si las perforaciones se realizan sin un previo conocimiento de la distribución de los contaminantes en superficie y en la profundidad, es decir, mediante una selección “a ciegas” de los puntos de perforación en cumplimiento de la norma (muestreo estadístico), la eficiencia de este método disminuye.

Los métodos geofísicos son integrales (pueden caracterizar un volumen del subsuelo), más rápidos y menos costosos. La integración de los métodos geofísicos con perforación y análisis químico permite dirigir los trabajos de perforación disminuyendo el número de perforaciones al menos en un 50% (Fig. 1) de acuerdo a la experiencia acumulada y el número de muestras a analizar en laboratorio al menos en un 70% (Fig. 2), garantizando un decremento del costo y tiempo en la aplicación del servicio, así como aumento de la calidad de los estudios.

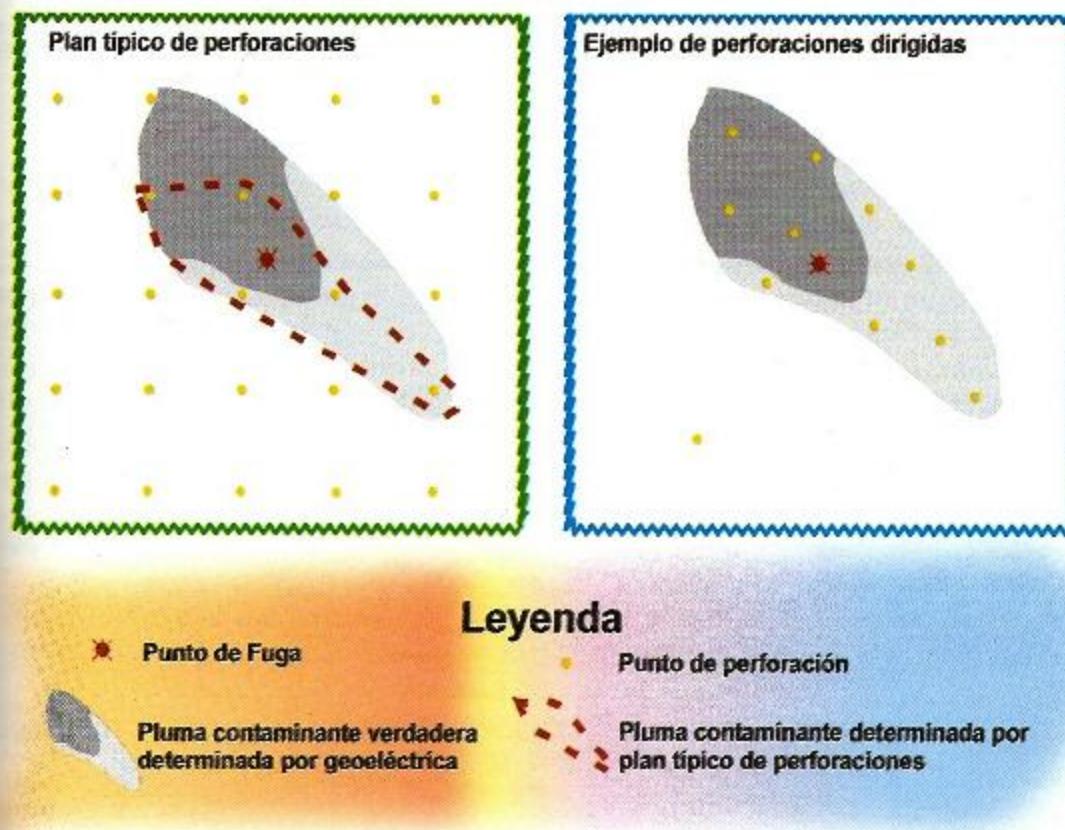


Figura 1.- Esquema comparativo entre un plan típico de perforaciones y un plan de perforaciones dirigidas, basado en los resultados de la caracterización geoelectrónica.

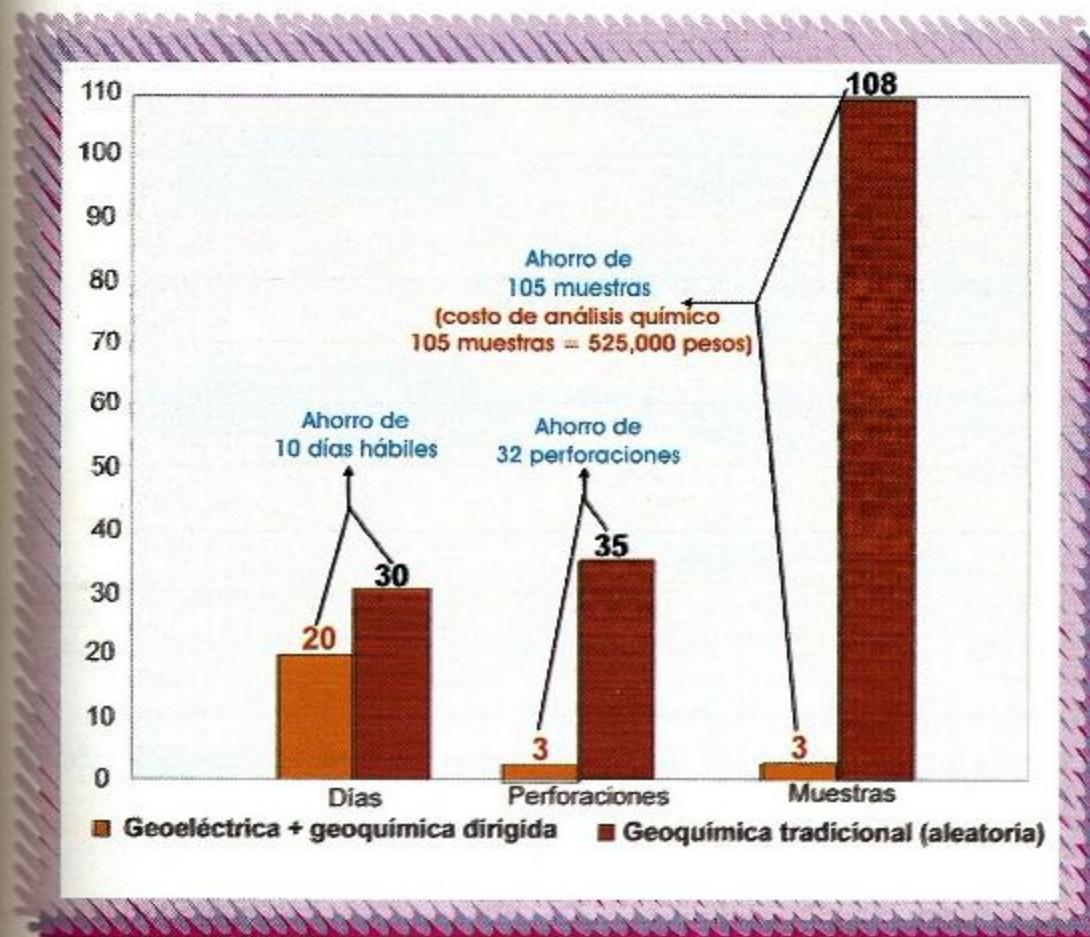


Figura 2.- Gráfica comparativa en cuanto a días de trabajo empleado en realizar el diagnóstico de un sitio de 6 Ha, así como número de perforaciones y muestras de suelos colectadas, tomando en cuenta la aplicación de las técnicas geoelectráticas.

OPORTUNIDAD, RIESGO Y ACCIONES

El IMP actualmente cuenta con un servicio de diagnóstico basado en la aplicación del método tradicional de perforaciones y muestreo, ya sea de tipo estadística o aleatoria. Esta técnica presenta varias desventajas y limitaciones como son: alto costo de aplicación, su utilización se dificulta y encarece más en sitios con superficie dura (como lo son los ambientes calizos) y también en la medida en que aumenta la profundidad del Nivel Freático (NF). Todo esto hace que el costo y tiempo de la aplicación del servicio en la mayoría de los sitios sea alto y por lo tanto baje su competitividad, constituyendo este último aspecto el problema principal a resolver (Fig. 3).

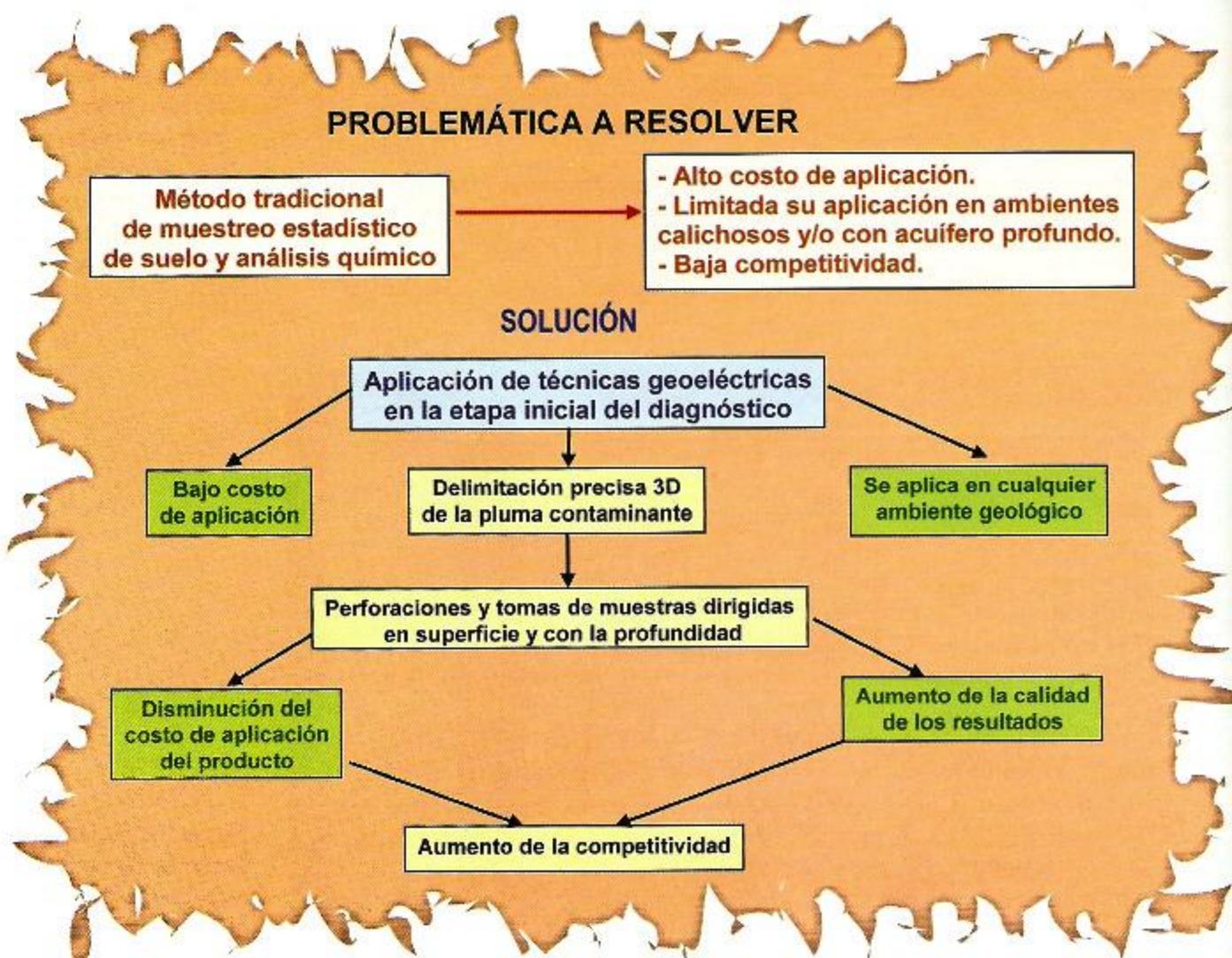


Figura 3.- Problemática a resolver y la solución propuesta dentro del servicio 13010 "Caracterización y Cuantificación de la Contaminación del Suelo, Subsuelo y Agua Subterránea".

OPORTUNIDAD

Sin embargo, la Norma Vigente plantea como flexibilidad técnica "Constituirán una ventaja todos aquellos métodos que permitan efectuar muestreos más inteligentes" (SEMARNAT, 2004), estableciendo la posibilidad de efectuar modificaciones en la estrategia de muestreo. Por lo que dará una ventaja competitiva toda aquella tecnología de caracterización "rápida" que funcione en diferentes escenarios geológicos: lugares con subsuelo duro (rocoso y calichoso) y NF profundo.

RIESGO

Si el IMP no cuenta con tecnologías que permitan aprovechar estas oportunidades se encontrará con una seria desventaja técnica y competitiva en el mercado de la caracterización de sitios contaminados.

ACCIONES DENTRO DEL IMP

Con estos antecedentes, entre los años 2003 y 2005, se llevó a cabo el proyecto "Utilización de Tecnología Electromagnética para la Caracterización de Medios Geológicos Contaminados por Hidrocarburos", con el objetivo de desarrollar metodologías de aplicación de métodos eléctricos y electromagnéticos para el diagnóstico de sitios contaminados por hidrocarburos.

Mediante la aplicación de las técnicas geoeléctricas en la etapa inicial del diagnóstico de un sitio contaminado por hidrocarburos permite de manera rápida y a bajo costo, delimitar el área contaminada (afectada), tanto en superficie (ver Fig. 1) como en profundidad, permitiendo reducir el área de estudio según la experiencia acumulada, entre 2.5 a 5 veces.

De esta manera se disminuye el número de perforaciones y de muestras a analizar en laboratorio (ver Fig. 2) y se aumenta la calidad de los resultados obtenidos mediante una ubicación óptima de los puntos de perforación y la profundidad de toma de muestras (muestreo dirigido).

LAS TECNOLOGÍAS GÉOELÉCTRICAS

El contraste de resistividades entre la zona contaminada y la roca depende de la edad del derrame. La anomalía de baja resistividad en áreas contaminadas aparece entre cuatro meses a un año después del derrame en dependencia de las características litológicas y climáticas del sitio contaminado. En caso de derrames más frescos es de esperarse la presencia de anomalías de alta resistividad (Sauck, 1998 y Atekwana et al., 2001).

Existe un modelo conceptual de laboratorio que ha sido propuesto por Sauck (1998) para explicar la conductividad relativamente más alta en los sitios contaminados por hidrocarburos. De acuerdo con Sauck, la baja resistividad se crea por la intensa acción de las bacterias sobre los hidrocarburos en la parte inferior de la zona vadosa. En este modelo, la producción microbiana de los ácidos orgánicos e inorgá-

FUNDAMENTOS

nicos durante la biodegradación aumenta el intemperismo o la disolución de los minerales, liberando los iones que incrementan los niveles de Sólidos Totales Disueltos (STD) en el agua de poro. Así, el efecto de la degradación es medido por los cambios relativos en las propiedades biológicas, químicas y físicas de los sedimentos de la zona contaminada. Las mediciones geofísicas registran indirectamente este fenómeno. Atekwana et al. (2003) y Abdel Aal et al. (2004) encontraron algunos detalles importantes de este proceso de biodegradación y cambios de las propiedades eléctricas en zona de contaminación: 1) poca correlación entre resistividad de agua y de suelo en zonas contaminadas y aumento de conductividad superficial en comparación de conductividad electrolítica en poros de las rocas afectadas dado por la aparición de biopelículas creadas por bacterias entre fases sólida y líquida en los poros.

TABLA 1
CAMBIOS FÍSICOQUÍMICOS EN EL SUELO CON CONTAMINACIÓN MADURA

Propiedad del Suelo	Cambios en zonas con contaminación madura	Propiedad del Suelo	Cambios en zonas con contaminación madura
Densidad de Contaminantes	Aumenta	Resistividad de Suelo	Disminuye notablemente
Población de Bacterias	Aumenta	Resistividad de Agua	Disminuye
Contenido de Nutrientes	Disminuye	Conductividad Superficial Conductividad Electrolítica	Aumenta notablemente Aumenta
Contenido de Sales	Aumenta	Surfactantes	Aumenta
Contenido de Oxígeno (O_2)	Disminuye	Porosidad (aparente)	“Varía”
Contenido de Bióxido de Carbono (CO_2)	Aumenta	Contenido de Arcilla (aparente)	“Aumenta”
Películas Bacterianas (Biopelículas)	Aumenta	Capacidad de Intercambio Catiónico (aparente)	“Aumenta”

La Tabla 1 muestra los cambios fundamentales que se presentan en el suelo con contaminación madura, lo que a su vez provocan que sean relacionados con anomalías de baja resistividad.

HIDROCARBUROS

En el proceso de la caracterización geoeléctrica (Fig. 4) intervienen 4 técnicas de campo (métodos PEM, SEV, Mediciones de Resistividad en muestras de agua (MRA) y Mediciones de Resistividad en muestras de Suelo (MRS) (Shevnin et al., 2003). La aplicación de los métodos MRA y MRS junto a las mediciones de SEV obtenidas en campo, permiten definir con precisión la frontera geoléctrica entre suelo limpio y suelo contaminado mediante un proceso denominado "modelación petrofísica" esto es, separar el efecto de la contaminación de los demás factores que influyen en la resistividad eléctrica del suelo (tipo de litología, humedad, salinidad del agua en los poros, etc.).

El proceso de modelación petrofísica toma en cuenta la relación entre la resistividad de los diferentes tipos de suelos (mezclas de arena y arcilla) con respecto a la resistividad del agua se encuentra en los poros y su salinidad. La relación experimental entre la resistividad eléctrica como función de la mineralización del agua de poro y el contenido de arcilla fue publicada por primera vez en Rusia por Sharapanov et al. (1974). Posteriormente, en Ryjov, 1987 fue publicada la relación teórica. Ryjov y Sudoplatov (1990) propusieron un modelo que incluye los componentes de las formaciones poco consolidadas y el cálculo electroquímico de la resistividad del agua libre y del agua en los poros de la formación; como resultado de esto la resistividad de la formación es calculada.

APLICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS GEOELÉCTRICAS AL DIAGNÓSTICO DE SITIOS CONTAMINADOS POR HIDROCARBUROS

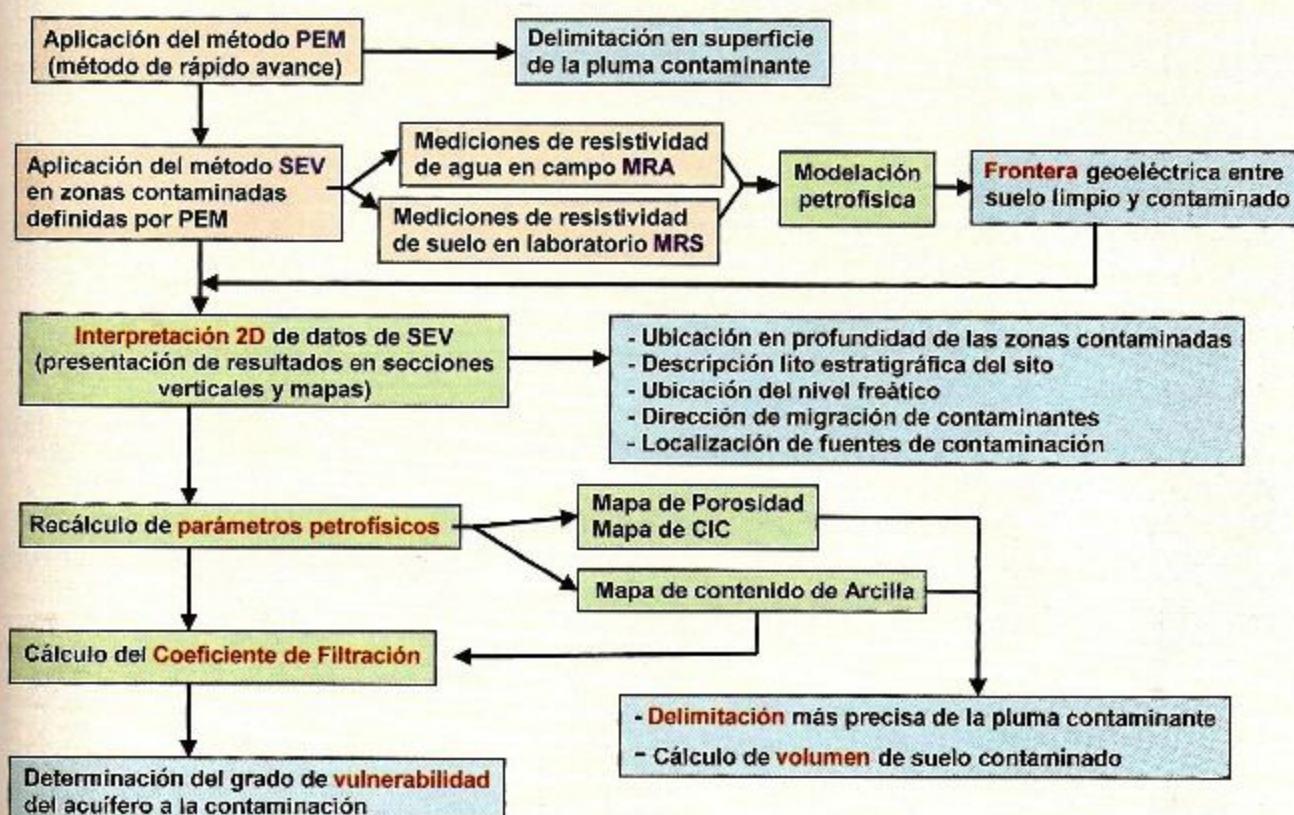


Figura 4.- Diagrama de aplicación de las tecnologías geoeléctricas al diagnóstico de sitios contaminados por hidrocarburos.

Los granos sólidos de la arena y la arcilla conforman un esqueleto no conductor y consideramos sus capilares como cilindros huecos, siendo sus radios diferentes. El volumen total de poros para arena y arcilla es tomado en cuenta de manera separada a través del valor de su porosidad, ya que el modelo de la mezcla consiste de dos tipos de capilares con diferentes radios.

Tomando en cuenta este modelo es posible generar curvas teóricas del comportamiento de la resistividad eléctrica de cualquier suelo compuesto de arena y arcilla (en cualquier proporción) con respecto a la salinidad del agua de poro, en base a la variación de los parámetros petrofísicos: contenido de arcilla, porosidad y Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC).

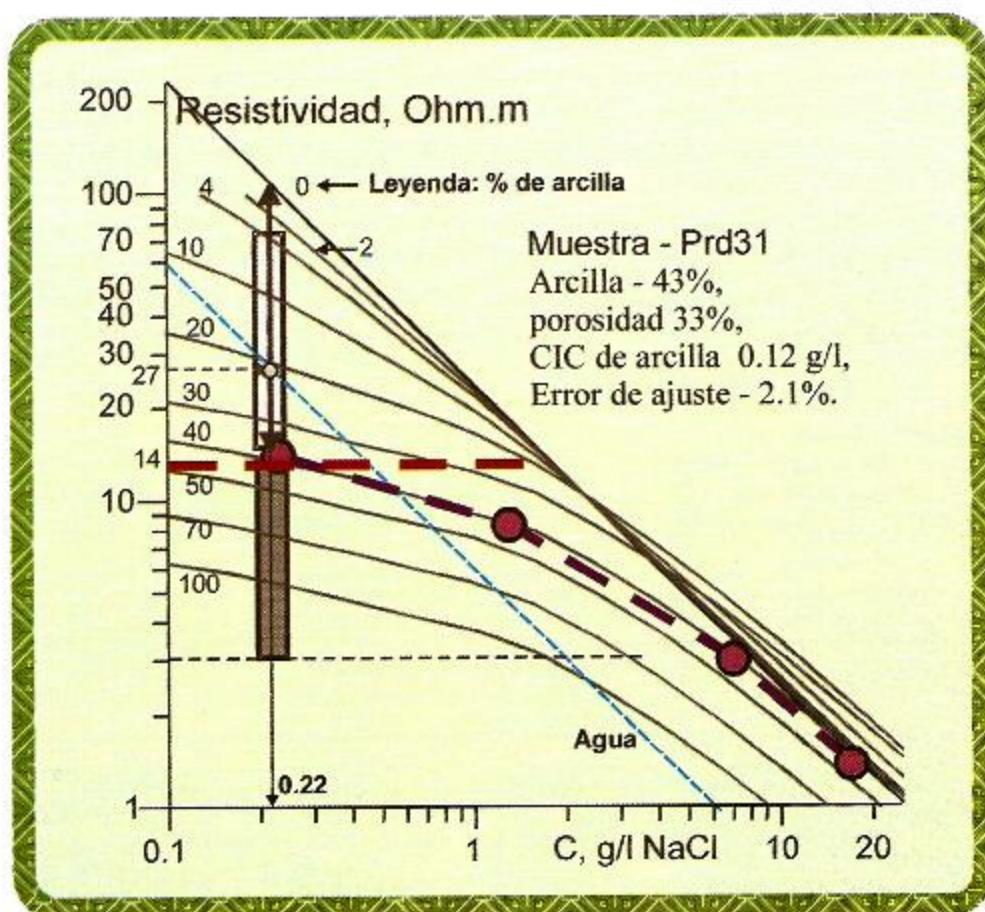


Figura 5.- Proceso de modelación petrofísica para el sitio contaminado Paredón-31, Tab. Se define una frontera geoelectrónica de 14 ohm.m que separa suelo limpio (≥ 14 ohm.m) de suelo contaminado (< 14 ohm.m).

A manera de ejemplo, en la figura 5 se muestran los resultados de la modelación petrofísica del sitio Paredón-31.

Una muestra de suelo fue tomada en un área no contaminada del sitio, que según información previa se encuentra el suelo más arcilloso. Esta muestra fue modelada según el procedimiento explicado anteriormente, cuyos resultados (curva continua con puntos) otorgan un 43% de arcilla.

Un valor de resistividad de 27 ohm.m (salinidad de 0.22 g/l) corresponde a agua subterránea no contaminada. Litologías desde arena pura (línea 0) a arena con 40%

de arcilla (línea 40) están en un intervalo de 14-100 ohm.m, coincidiendo con la distribución estadística para suelo no contaminado de 14-70 ohm.m (rectángulo gris claro). El contenido de arcilla para este intervalo de resistividad es entre 4 y 40%. Si se toma en cuenta que el contenido de arcilla máximo para el suelo del sitio es de 43% entonces valores de resistividad menores a 14 ohm.m corresponden a suelo contaminado (rectángulo gris oscuro), por lo que de esta manera se obtuvo la frontera geoeléctrica (14 ohm.m) que será utilizada en la delimitación más precisa de la pluma contaminante en las secciones y mapas de resistividad interpretada.

Los resultados principales de la caracterización geoeléctrica de un sitio contaminado son:

1. Delimitación en superficie y con la profundidad (3D) de la pluma contaminante
2. Localización de las fuentes de contaminación
3. Dirección de migración de los contaminantes
4. Descripción lito-estratigráfica del sitio
5. Ubicación del NF
6. Determinación del grado de vulnerabilidad del acuífero
7. Volumen de suelo contaminado.

DELIMITACIÓN EN SUPERFICIE Y CON LA PROFUNDIDAD (3D) DE LA PLUMA CONTAMINANTE

El método PEM, como técnica de rápido avance, permite que se obtenga de manera rápida la delimitación en superficie del área afectada. Un ejemplo de este resultado se muestra en la figura 5A para el sitio Paredón-31, Tab. (Shevkin, et al., 2005), donde se observan la configuración de las zonas contaminadas como anomalías de baja resistividad (zonas azules). Este resultado permitió orientar los trabajos con el método SEV que, aunque con menos rapidez, permiten obtener la ubicación con la profundidad de las zonas contaminadas, tal como se muestra para un perfil (línea discontinua roja, Fig. 5A), cuyos resultados se muestran en la figura 5B.

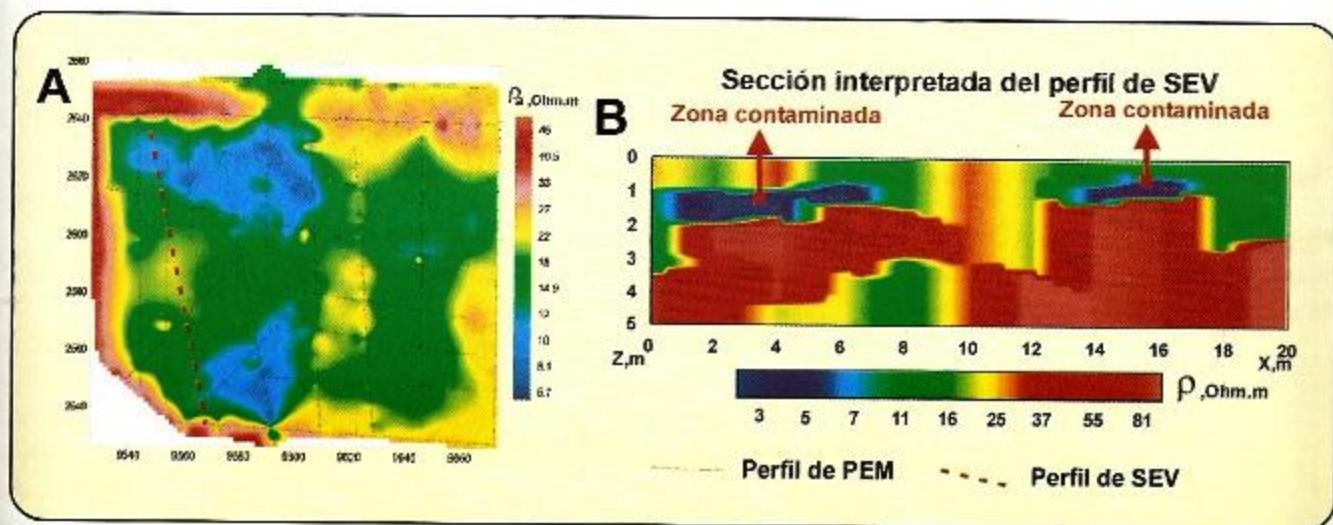


Figura 6.- Resultados de la caracterización geoeléctrica. (A) delimitación en superficie de la pluma contaminante mediante resultados de PEM y (B) delimitación de las zonas contaminadas con la profundidad mediante resultados de SEV.

LOCALIZACIÓN DE LAS FUENTES DE CONTAMINACIÓN

La ubicación y forma de las zonas de máxima contaminación dentro de la pluma contaminante ayudan a la identificación de las fuentes de contaminación no conocidas, ya sean activas o inactivas. Un ejemplo de este resultado se muestra en la figura 6 para el caso del sitio contaminado Campo-10, ubicado en Poza Rica, Ver. (Shevnin et al., 2003).

DIRECCIÓN DE MIGRACIÓN DE LOS CONTAMINANTES

La configuración de la pluma contaminante (zonas contaminadas y de máxima contaminación), ubicación de la fuentes contaminantes y el conocimiento de datos complementarios como dirección general del flujo de agua subterránea y la topografía del sitio, permiten estimar la dirección o direcciones de migración de los contaminantes en el subsuelo (Fig. 6).

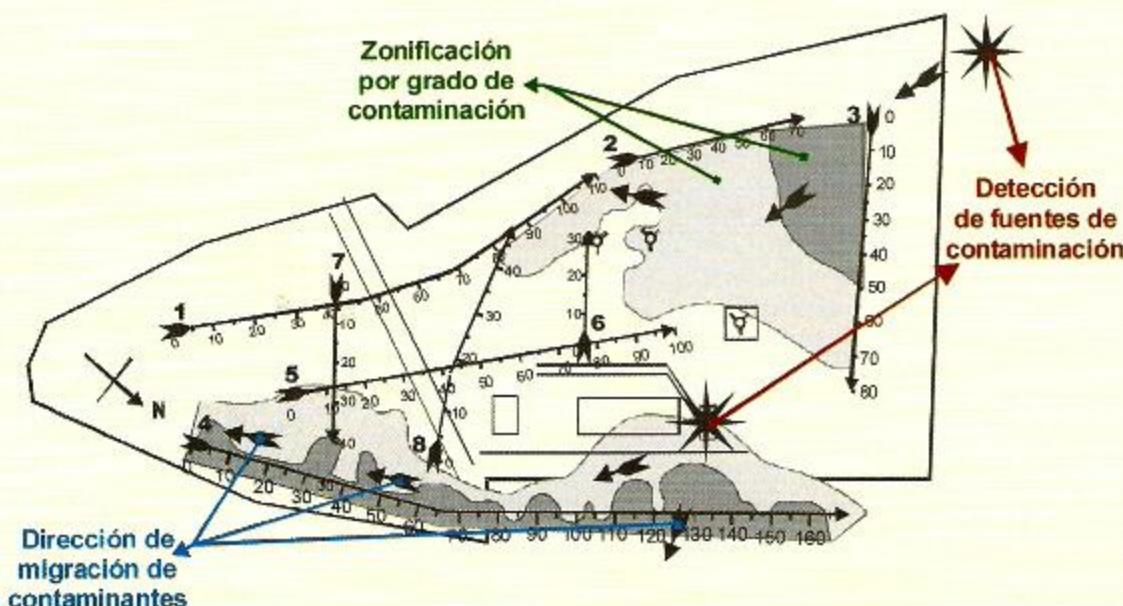


Figura 7: Resultados de la caracterización geoeléctrica: delimitación en superficie de la pluma contaminante, zonificación por grado de contaminación, detección de fuentes de contaminación y dirección de migración de contaminantes.

DESCRIPCIÓN LITO-ESTRATIGRÁFICA DEL SITIO

Mediante la aplicación del método SEV se obtiene un modelo geoeléctrico del subsuelo que asimismo, puede ser traducido a un modelo lito-estratigráfico donde se distinguen las capas por su tipo litológico. La figura 7A muestra este resultado para el sitio denominado Km 42, ubicado en Tabasco (Delgado, et al., 2005).

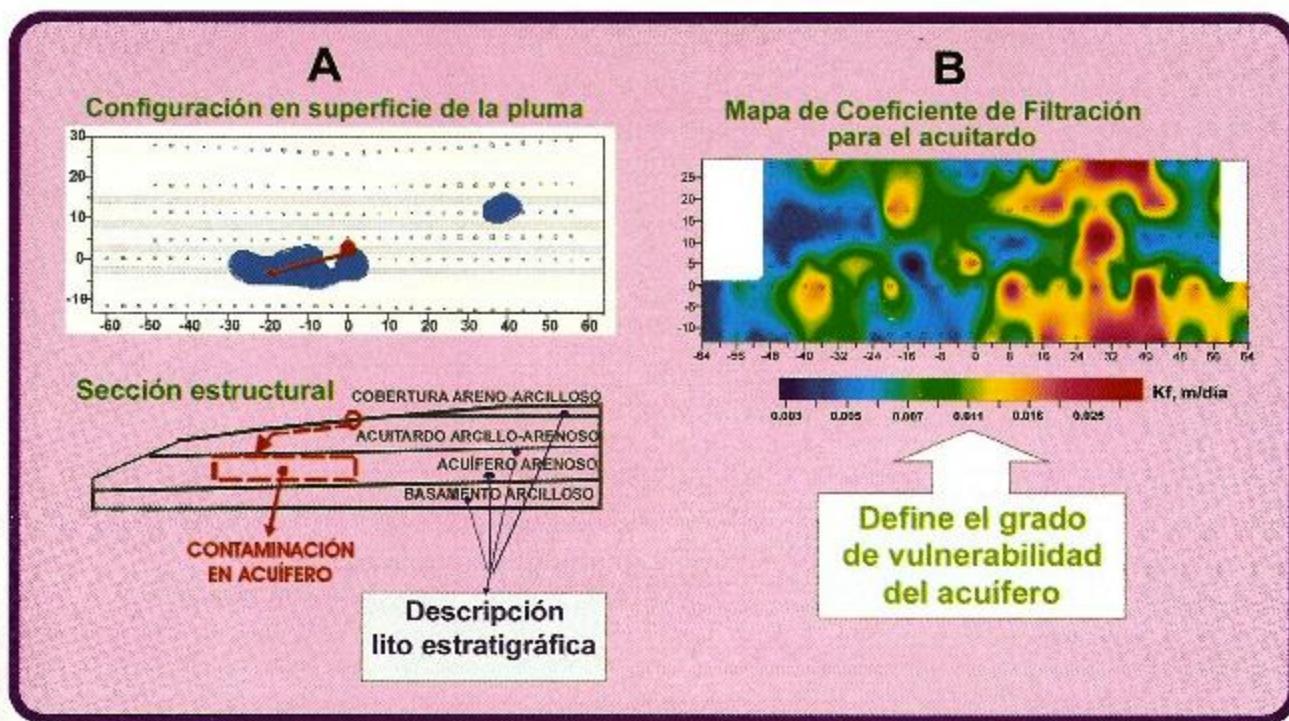


Figura 7.- Resultados de la caracterización geoeléctrica. (A) delimitación en superficie y en profundidad de la pluma contaminante, descripción litoestratigráfica y (B) grado de vulnerabilidad del acuífero.

UBICACIÓN DEL NF

La ubicación del NF es un resultado de la interpretación de los datos de SEV, siendo esto posible gracias a las diferencias en resistividad que presentan los diferentes tipos litológicos para diferentes grados de humedad.

DETERMINACIÓN DEL GRADO DE VULNERABILIDAD DEL ACUÍFERO

Un mapa estimado del contenido de arcilla para el acuitardo o zona vadosa del sitio más el conocimiento del grado de salinidad del agua subterránea permite estimar un mapa del coeficiente de filtración, que asimismo, define las zonas donde es más vulnerable el acuífero a la penetración de contaminantes provenientes de los estratos superiores. Este tipo de resultado se presenta en la figura 7B para el Sitio Km 42, Tabasco (Delgado et al., 2005)

VOLUMEN DE SUELO CONTAMINADO

Mediante el recálculo de mapas de resistividad interpretada por SEV para las diferentes capas o profundidades de estudio a mapas de los parámetros petrofísicos: Contenido de Arcilla, porosidad y CIC es posible obtener una configuración 3D de la pluma contaminante con mayor precisión que la obtenida directamente por resistividad (Shevnnin et al., 2004). Una vez que se obtengan los mapas de parámetros petrofísicos para diferentes niveles de profundidad, es factible estimar el volumen de suelo contaminado. En la figura 8 se muestran los mapas de porosidad para las profundidades 2, 3 y 4 m, definiendo con alto contraste la pluma contaminante para el caso del Sitio Km 124, Tabasco (Shevnnin et al., 2005).

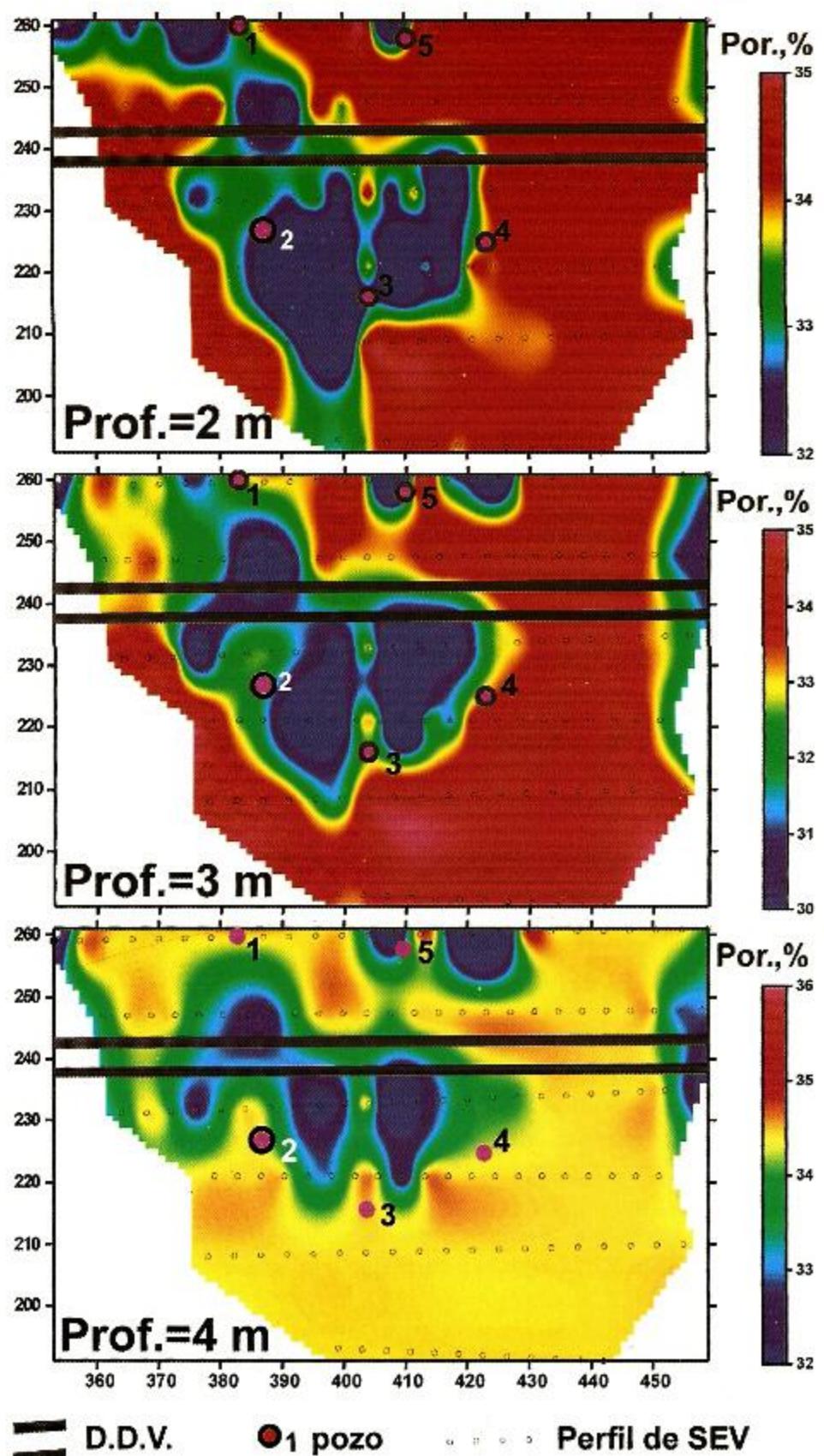


Figura 8.- Resultados de la caracterización geoeléctrica: recálculo de parámetros petrofísicos.

CONCLUSIONES

Las tecnologías geoeléctricas (adecuadamente aplicadas) proveen información costo-efectiva en los estudios de contaminación del suelo.

Las tecnologías geoeléctricas no sustituyen la necesidad de realizar perforaciones y muestreo de suelos, son herramientas complementarias que proporcionan un enorme valor agregado.

Entre más grande y complejo resulte el problema de contaminación, más útil resultará el uso de tecnologías geoeléctricas.

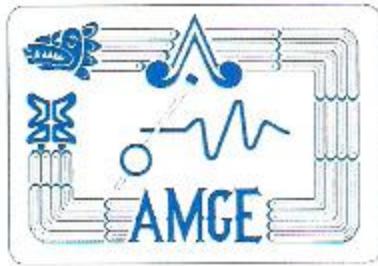
Se estima que el uso del PEM y SEV permiten disminuir entre 5 a 10 veces el número de perforaciones y entre 10 y 20 veces el número de muestras por analizar. Sin perdida en la calidad técnica de los resultados.

La aplicación de las técnicas electromagnéticas permiten reducir el tiempo y costos del diagnóstico, por lo tanto, mejorar el precio de venta.

El uso del PEM y SEV aumento de la calidad de los resultados permiten una mejor selección de puntos de perforación-profundidad de muestreo; delimitación más precisa de pluma contaminante (3D), mejor estimación del volumen de suelo contaminado; en consecuencia, en un mejor modelo conceptual en apoyo a proyectos de restauración.

REFERENCIAS

- Abdel, A.G.Z.; Atekwana, E.A.; Slater, L.D. and Atekwana, E.A., 2004. Effects of Microbial Processes on Electrolytic and Interfacial Electrical Properties of Unconsolidated Sediments. *Geophys. Res. Lett.*, 31, L12505 10.1029/2004GL020030.
- Atekwana, E.A.; Cassidy, D.P.; Magnuson, C.; Endres, A.I.; Werkema, Jr., D.D. and Sauck, W.A., 2001. Changes in Geoelectrical Properties Accompanying Microbial Degradation of LNAPL. In Proceedings of SAGEEP, pp. 1-10.
- Atekwana, E.A. and Rowe, R.S., 2003. Relationship Between Total Dissolved Solids and Bulk Conductivity at a Hydrocarbon-Contaminated Aquifer, In Proceedings of SAGEEP, pp. 228-237.
- Loke, M.H. and Barker, R.D., 1995. Least-Squares Deconvolution of Apparent Resistivity Pseudo-Sections. *Geophysics*, v. 60, pp. 1682-1690.
- Loke, M.H. and Barker, R.D., 1996 Rapid Least-Squares Inversion of Apparent Resistivity Pseudosections Using a Quasi-Newton Method. *Geophysical Prospecting*, v. 44, pp. 131-152.
- Ryjov, A. and Shevnnin, V., 2002. Theoretical Calculation of Rocks Electrical Resistivity and Some Examples of Algorithm's Application. In Proceedings of SAGEEP.
- Ryjov, A.A. and Sudoplatov, A.D., 1990. The Calculation of Specific Electrical Conductivity for Sandy-Clayed Rocks and the Usage of Functional Cross-Plots for the Decision of Hydrogeological Problems, In the Book "Scientific and Technical Achievements and Advanced Experience in the Field of Geology and Mineral Deposits Research". Moscow, pp. 27-41 (in Russian).
- Sauck, W.A., 1998. A Conceptual Model for the Geoelectrical Response of LNAPL Plumes in Granular Sediments. In Proceedings of SAGEEP, pp. 805-817.
- Shevnnin, V.; Delgado, R.O.; Mousatov, A. and Ryjov, A., 2004. Soil Resistivity Measurements for Clay Content Estimation and its Application for Petroleum Contamination Study. In Proceedings of SAGEEP, pp. 396-408.
- Shevnnin, V.; Delgado, R.O.; Mousatov, A.; Zegarra, M.H.; Ochoa, V.J. and Ryjov, A., 2005. Study of Petroleum Contaminated Sites in Mexico with Resistivity and EM Methods. In Proceedings of SAGEEP, pp. 167-176.
- Shevnnin, V.; Delgado, R.O.; Fernández, L.L.; Zegarra, M.H.; Mousatov, A. and Ryjov, A., 2005. Geoelectrical Characterization of Oil Contaminated Site in Tabasco, Mexico. *Geofísica Internacional*, v. 44, pp. 251-263.

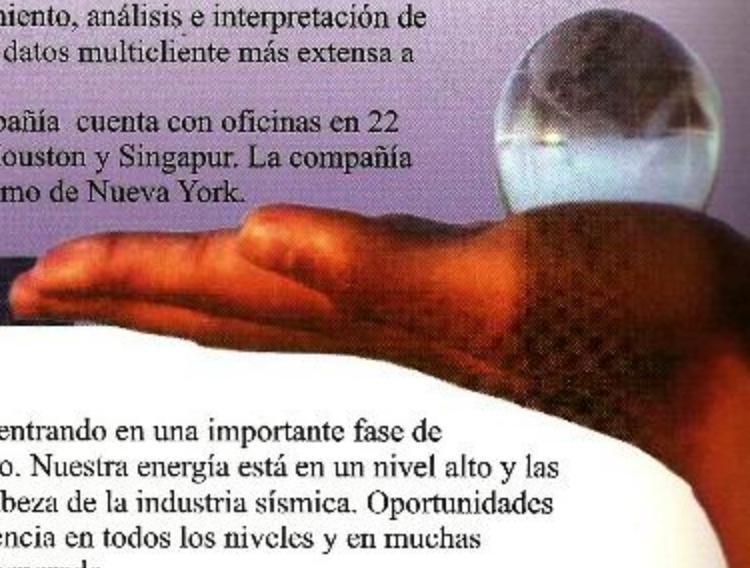


JAI APA 92 (planta baja), DEPTO. 1, COL. ROMA, D.F. CUAUHTÉMOC, 06700
MÉXICO, D.F., TEL. 5514-2530

Petroleum Geo-Services (PGS) es una empresa de servicios geofísicos líder a nivel mundial. PGS provee un extenso rango de servicios y productos sísmicos para la industria petrolera, incluyendo la adquisición de datos, procesamiento, análisis e interpretación de yacimientos. La compañía posee también la librería de datos multicliente más extensa a nivel mundial.

Con sus oficinas principales en Oslo, Noruega, la compañía cuenta con oficinas en 22 diferentes países con oficinas regionales en Londres, Houston y Singapur. La compañía cotiza también en la Bolsa de Valores, tanto de Oslo como de Nueva York.

UNA IMAGEN MÁS CLARA-DE SU FUTURO



Únete al Líder

Nuestra organización de procesamiento de datos está entrando en una importante fase de inversión, crecimiento y un nuevo enfoque corporativo. Nuestra energía está en un nivel alto y las metas son claras y ambiciosas. Deseamos estar a la cabeza de la industria sísmica. Oportunidades existen en la compañía para Profesionales con experiencia en todos los niveles y en muchas localidades para moldear en forma conjunta, el éxito esperado.

Geofísico

Puedes trabajar en equipo y bajo presión, alinearte con los requerimientos del cliente y las metas de la compañía, al mismo tiempo que cumples con los objetivos y requerimientos del cliente para la generación de productos de alta calidad? Si puedes, reconoceremos tu experiencia y recompensaremos tus éxitos. Tenemos oportunidades de trabajo en América, Europa, África, Medio Oriente y Asia Pacífico.

Geofísicos para Procesamiento de Datos Sísmicos en Profundidad

Tienes una trayectoria satisfactoria registrada en la construcción de modelos de velocidad en ambientes geológicos complejos? Posees un entendimiento claro sobre técnicas avanzadas para el mejoramiento de la imagen sísmica en el dominio de la profundidad y cuándo aplicarlas? Nuestros nuevos algoritmos para procesamiento en profundidad pondrán a PGS a la cabeza en esta área, por lo que estamos buscando a la mejor gente para ponerlos en práctica. Nuestra organización está creciendo y oportunidades existen a nivel mundial.

Geofísico Senior

Eres un profesional de la industria con experiencia en soluciones de procesamiento 3D para datos sísmicos marinos y/o terrestres? Como resultado de un crecimiento considerable en el grupo, hay posiciones disponibles para el gerenciamiento de proyectos y equipos de trabajo en diversas localidades. En nuestra organización, usted será un empleado valorado desde el primer día.

Geofísico para Investigación y Desarrollo

Encontramos e implementamos soluciones innovadoras para problemas geofísicos complejos. Si cuentas con estudios académicos y profesionales completos que apoyen actividades para el modelado sísmico y mejoramiento de la imagen sísmica o análisis y generación de un modelo de velocidad, tenemos un papel importante para ti en la División de Investigación y Desarrollo en varias localidades alrededor del mundo.

Para mayor información, favor de contactar al + 993-35255-99 y/o +1 281 509 8000.

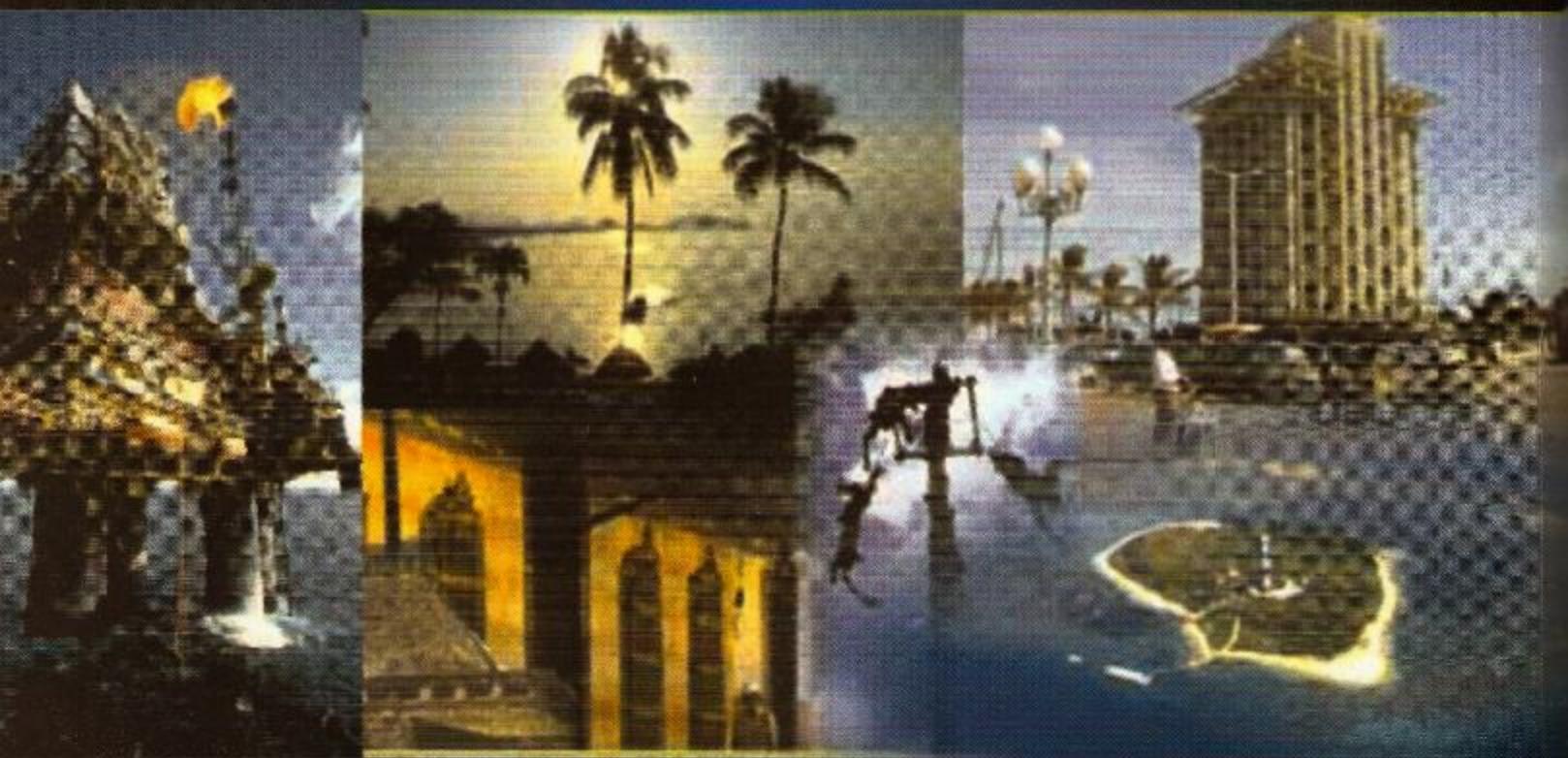
A Clearer Image
www.pgs.com



SEGUNDO CONGRESO Y EXPOSICIÓN INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO EN MÉXICO

Del 27 al 30 de junio de 2007

Boca del Río, Veracruz



Este Congreso está siendo organizado por las asociaciones: AIPM, AMGE, AMGP, CIPM y SPE.

El evento ofrecerá más de 200 trabajos técnicos donde se abordarán tópicos relacionados con algunos de los principales retos:

- Desarrollo y Producción de Campos en Aguas Profundas.
- Interpretación Cuantitativa.
- Geociencias de Producción.
- Física de Rocas.
- Recuperación Mejorada, Localización Óptima de Pozos, Minería de Datos y Manejo de Agua.
- Explotación Óptima de Campos Maduros.
- Caracterización y Optimización de la Producción de Yacimientos Areno-Arcillosos.
- Desarrollo de Campos de Aceite Pesado y Extra-Pesado.
- Ingeniería de Yacimientos Fracturados.
- Sísmica en la Administración de Yacimientos.
- Avances en Petrofísica, Sedimentología, Estratigrafía y Geología Estructural.
- Nuevas Aportaciones de Técnicas y Estudios no-Sísmicos.

Estimado socio de la AMGE, agradecemos tu participación al haber enviado tus resúmenes de trabajos a las asociaciones mencionadas o directamente a los correos:

gclementema@pep.pemex.com, asanchezara@pep.pemex.com, rgcamachov@pep.pemex.com