

Boletín



Vol. 43 N° 1 | Enero-Marzo 2003

- Evaluación Experimental de la Detección de Hidrocarburos por el Método Electromagnético de Dominio del Tiempo de Desplazamiento Largo en los Carbonatos Cretácicos de la Cuenca Tampico - Misantla, México

Experimental evaluation of hydrocarbon detection with the Long-Offset Time-Domain Electromagnetic Method in the Cretaceous carbonates of the Tampico-Misantla basin, Mexico

Manuel Hurtado Cardador, Antonio L. Cuevas, Hidehiko Watanabe, Akira Saito, Kazushige Wada, Hidehiro Ishikawa, Koichi Okuzumi

- Métodos de Exploración Subsalina

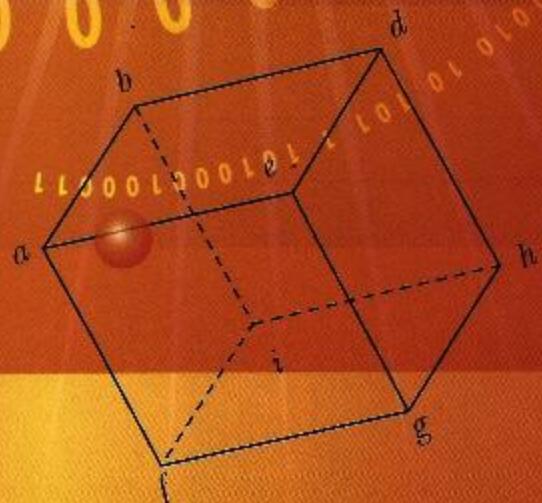
Subsalt Exploration

M. en C. Roberto Moreno Castillo, Ing. Guadalupe González Zúñiga

- Metodología propuesta para interpretar anomalías en la sísmica poststack y AVO

Proposed methodology for the interpretation of anomalies in AVO and poststack seismic

Ing. Fernando Flores Cruz



XI



Simposio de Geofísica y Exposición

Noviembre 2003
Cancún,
Quintana Roo

I CONGRESO INTERNACIONAL DE GEOCIENCIAS
PARA LA INDUSTRIA PETROLERA



ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS
DE EXPLORACIÓN, A.C.

CONSEJO DIRECTIVO 2001-2002

Ing. Jorge Ramón Vera Sánchez

Presidente

Ing. Arturo Pérez Aldana

Vicepresidente

Ing. Javier Núñez Ariza

Secretario

M. en C. Rodolfo Marínes Campos

Tesorero

Ing. Rosalía Ondarza Borges

Editor de Boletín

Ing. Patricia Oseguera Serrano

Coord. de Ayuda Mutua

Ing. Luis Rogelio Bojalil Soto

Ing. Marcos Luckie Pimentel

M. en I. Alejandro Sandoval Solís

Ing. Jorge Calderón Barrera

Coord. de Eventos Técnicos

Ing. Juan Toriz Gama

Coord. de Apoyo Social

Ing. Juan Rivera Jácome

Coord. de Jubilados

Ing. Alfonso González Ibarra

Vocal del I.M.P.

Ing. Jaime Villanueva Sánchez

Vocal del I.P.N.

Ing. Juan José Bolaños Espinosa

Editor de la Gaceta

Ing. Mario Navarro Rodríguez

Editor de la Página Web

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

Ing. Raymundo Aguilera Ibarra

Ing. Rubén Rocha de la Vega

Dr. Guillermo Pérez Cruz

COMITÉ EDITORIAL

Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi

Geofísica de la Investigación y Desarrollo

Dr. Guillermo Pérez Cruz

Sismología de Exploración

Dr. Oscar Campos Enríquez

Métodos Potenciales

Dr. Ricardo J. Padilla Sánchez

Geología

Dr. Miguel Rodríguez González

Sismología de Terremotos

PRESIDENTES

DELEGACIONALES

Ing. Román Olguín Peña

Cd. Del Carmen Camp.

Ing. Patricia Oseguera Serrano

Cd. de México

Dr. Luis Canales

Houston, Tex.

Ing. J. Jesús Arredondo Fragoso

Morelia, Michoacán

Ing. José Gpe. González Zúñiga

Coatzacoalcos, Ver.

Ing. Enrique de la Rosa Santoscoy

Poza Rica, Ver.

Ing. Alfonso Ortega Leyte

Reynosa, Tamps.

Ing. Efraín Méndez Hernández

Villahermosa, Tab.

Ing. Rafael Muñoz Yerlara

Veracruz Ver.

Ing. Juan M. Alvarado Vega

Tampico Tamps.

Evaluación Experimental de la Detección de Hidrocarburos por el Método Electromagnético de Dominio del Tiempo de Desplazamiento Largo en los Carbonatos Cretácicos de la Cuenca Tampico- Misantla, México

Manuel Hurtado Cardador ^{a,b,*}, Antonio L. Cuevas ^c, Hidehiko Watanabe ^d, Akira Saito ^e, Kazushige Wada ^e, Hidehiro Ishikawa ^e, Koichi Okuzumi ^e

^a Instituto Mexicano del Petróleo, Eje Central Lázaro Cárdenas 152 Del. Gustavo A. Madero, 07730 México D. F., México

^b Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Del. Coyoacán, 04510 México, D. F., México

^c Petróleos Mexicanos Activo Tampico Cesar López de Lara, 202 Sur Zona Centro, 89000 Tampico, Tamaulipas, México

^d Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 2-2 Haneda 1-Chome, Minami ku, Chiba, Chiba 261, Japón

^e Minería Mitsui Development Engineering Co., Ltd. 1-11-1 Osaki, Shinagawa, Tokio 141 0032, Japón

Recibido 27 Febrero 2002; aceptado 12 Noviembre 2002

Resumen

Se llevó a cabo en México un estudio con el método electromagnético de dominio del tiempo de desplazamiento largo (LOTDEM) en los carbonatos cretácicos de la cuenca Tampico- Misantla, México del noreste de México. El principal objetivo fue evaluar este método para la exploración de hidrocarburos. El área seleccionada es adecuada para realizar experimentos LOTDEM, debido a la alta calidad de los datos sísmicos, están disponibles tanto información geológica como registros de pozo. Los resultados obtenidos son excelentes, y nos permiten determinar los tipos de fluidos presentes en los poros de las rocas y en las estructuras geológicas estudiadas. Las anomalías de resistividad se correlacionan en posición y profundidad con las estructuras geológicas observadas en las secciones sísmicas donde se realizaron prospecciones con LOTDEM, y con los datos de registros de pozo del campo Franco-Española cercano. Estas estructuras están a 800-1200 m. de profundidad, en rocas carbonatadas con un alto contenido de arcilla y están invadidas por agua salada. Consecuentemente, la resistividad y las porosidades primarias son muy bajas. Los principales yacimientos de gas y aceite en esta región son facies de cuenca naturalmente fracturadas, consistentes de calizas de grano fino y calizas arcillosas que corresponden a las unidades Cretácicas San Felipe, Agua Nueva, Tamaulipas Superior y Tamaulipas Inferior. Los yacimientos en rocas fracturadas son muy difíciles de detectar, aún con registros de pozo. Sin embargo, los resultados de esta prospección muestran la alta resolución, la mayor profundidad de investigación y las ventajas que el método LOTDEM presenta, comparado con los métodos eléctrico y electromagnético de dominio de frecuencia (FEM) tradicionales.

© 2002 Elsevier Science B.V. Todos los derechos reservados.

* Correspondencia con el autor:

E-mails: mhurtado@avantel.net, mhurtado@imp.mx,
mhurtadoca@hotmail.com (M. Hurtado Cardador),
www.elsevier.com/locate/jappgeo

1. Introducción

El sondeo electromagnético en el dominio del tiempo no ha sido aplicado extensamente para la exploración de hidrocarburos en el pasado, debido principalmente a su alto costo, a lo sofisticado del equipo y a la complejidad de adquisición de datos, procesado, inversión e interpretación. Por todo ello, su aplicación ha sido restringida en gran medida a la exploración para aguas subterráneas y exploración minera. Los métodos electromagnéticos han madurado rápidamente junto con el desarrollo de la electrónica, los procesadores y el

software. En años recientes, las mejoras en el equipo electrónico, los algoritmos de inversión matemática, los métodos de interpretación y las computadoras portátiles capaces de grabar y procesar grandes volúmenes de datos, han permitido que los resultados estén disponibles en un menor tiempo y que, invariablemente, sean superiores en resolución y profundidad de investigación comparado con los métodos electromagnéticos y eléctricos en el dominio de frecuencia tradicionalmente empleados (Frischknecht y Raab, 1984; Nabighian, 1991; Orellana, 1972a,b). El método LOTDEM ha sido utilizado para exploración de hidrocarburos en los Estados Unidos, Rusia y otros países dando por resultado el descubrimiento de campos de hidrocarburos nuevos y relativamente someros (Tahsin et al., 1997).

Recientemente, los japoneses han desarrollado un sistema y software LOTDEM para la exploración de hidrocarburos, que ha sido probado en algunos campos petrolíferos en el norte de Japón. A través de estos estudios, se toparon con algunos problemas relacionados con la evaluación de los datos LOTDEM. La calidad de los datos sísmicos era muy pobre en el área, debido principalmente al recubrimiento volcánico, y resultaba muy difícil comparar los resultados LOTDEM con los sísmicos (Okuzumi et al., 1998). Con el fin de evaluar de manera apropiada la aplicabilidad de este sistema LOTDEM en la exploración petrolera, se llevó a cabo un estudio experimental en un campo de hidrocarburos en México. Para lograr una evaluación correcta de este método, la prospección fue planeada en un área que contara con suficiente información geofísica y geológica que permitiera la calibración e interpretación de los datos LOTDEM. Para evitar ruidos ambientales y culturales, el área de estudio fue seleccionada de manera que no tuviera instalaciones como oleoductos o instalaciones para almacenaje de hidrocarburos.

2. Método LOTDEM.

El método LOTDEM es un método electromagnético con una gran separación fuente-receptor, en el cual, un campo electromagnético artificial excita la tierra (Keller, 1969, 1981; Kaufman y Keller, 1983; Keller et al., 1984; Nabighian, 1991; Strack, 1992; Strack y Vozoff, 1996; Tahsin et al., 1997). Una corriente constante en ciclos de prendido y apagado con pulsos de polaridad alternante, es transmitida a través de un ca-

ble a tierra de varios kilómetros de longitud. La respuesta del campo a la interrupción de esta corriente, es medida como una función del tiempo para determinar la resistividad de la tierra bajo el punto de observación, como una función de la profundidad que puede ser desde varios metros, hasta varios kilómetros en, virtualmente, cualquier superficie terrestre.

Esta corriente crea un campo electromagnético primario que se colapsa conforme la corriente del transmisor se apaga. El colapso del campo electromagnético primario induce corrientes secundarias en la tierra llamadas corrientes eddy, estas corrientes migran del transmisor hacia la tierra, e inicialmente están concentradas cerca de la fuente. Las corrientes eddy crean un campo electromagnético secundario, el cual es inicialmente idéntico en forma y potencia al campo primario. Debido a la pérdida de ohms en la tierra, las corrientes secundarias y el campo electromagnético decaen con el tiempo, dando por resultado una difusión de la corriente con la profundidad.

Las corrientes eddy en el suelo se expanden y difunden con una velocidad variable con el tiempo, la cual depende de la conductividad del suelo. La distancia de difusión se incrementa con el cuadrado de la proporción tiempo-conductividad. El sistema de corriente eddy se mueve muy rápidamente a través de rocas resistentes, y con mayor lentitud a través de rocas conductivas. Conforme la corriente decae y se difunde a la tierra, cambia la fuerza y forma del campo magnético secundario resultante.

El decaimiento del campo secundario es medido en la superficie y esta información puede ser analizada para determinar la resistividad de la tierra contra la profundidad. La resistividad eléctrica depende directamente de la porosidad, de la resistividad del fluido de los poros, de la litología y de la temperatura. Cuando los fluidos de los poros en las rocas son reemplazados por gas o petróleo, la mayor parte de las propiedades físicas de las rocas son modificadas. Una de las propiedades más afectadas es la resistividad. Las rocas saturadas con hidrocarburos son normalmente mucho más resistentes que las rocas circundantes, especialmente si estas últimas están saturadas con aguas salinas, como en el área de estudio. Por lo tanto, la propiedad física que tiene la mayor probabilidad de indicar hidrocarburos es la resistividad eléctrica.

Las trampas de hidrocarburos circundantes, un volumen bastante grande de roca íntimamente asociada con el yacimiento, sufre un cambio en resistividad ade-

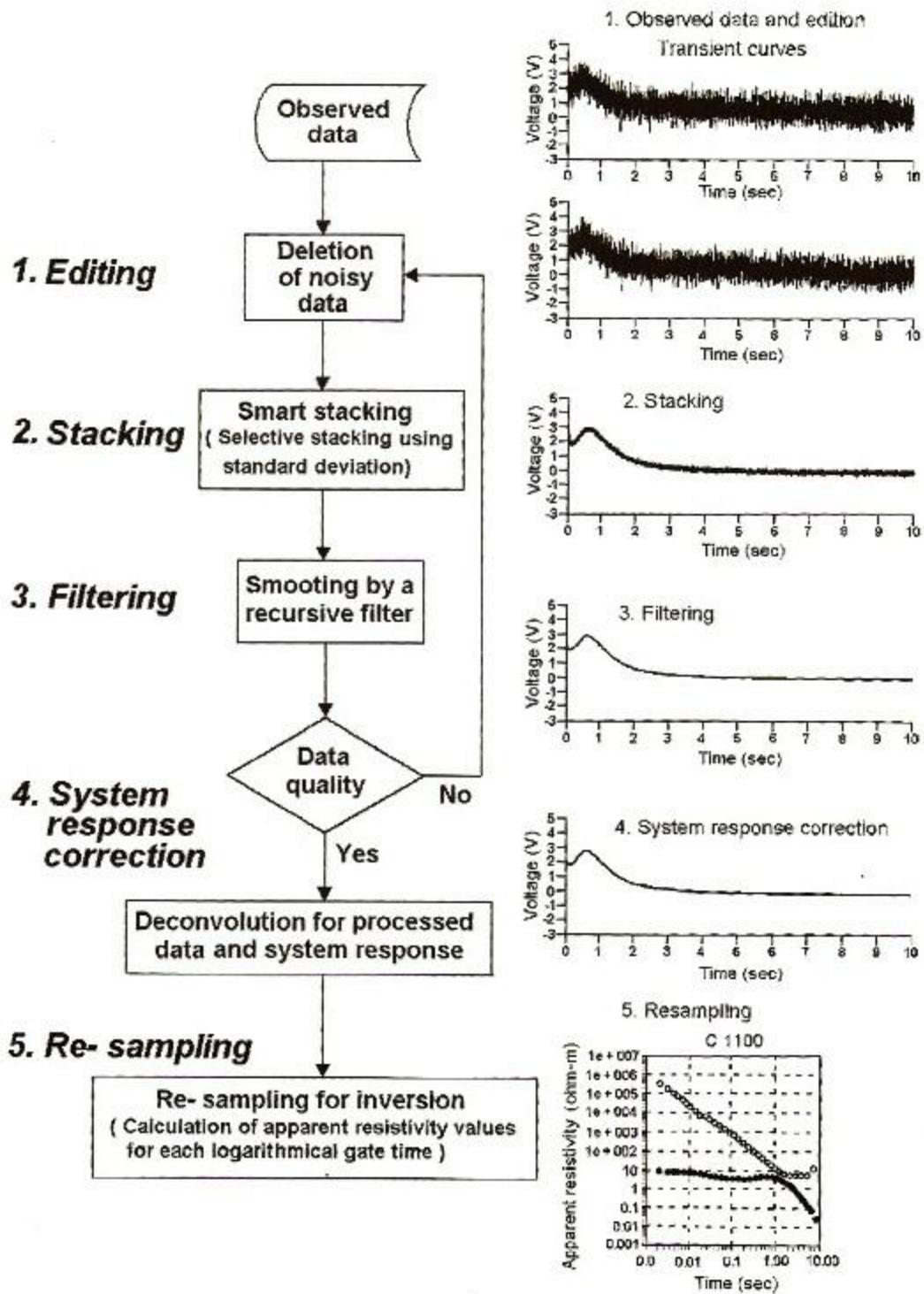


Fig. 1. Flujo de Procesamiento de datos LOTDEM

más de los cambios en resistividad sufridos por las rocas del yacimiento. Esto es resultado de la difusión y migración de los fluidos de hidrocarburos hacia las rocas aledañas. Consecuentemente, las trampas de hidrocarburos se manifiestan a sí mismas como objetivos mucho más grandes que los yacimientos en sí. Debido a esto, el sondeo electromagnético por el método LOTDEM para delinear las anomalías altas y bajas causadas por trampas de gas, petróleo y agua salina, resulta una técnica de exploración valiosa.

3. Adquisición y procesado de datos LOTDEM

Las etapas de la adquisición y procesado de datos LOTDEM son mostradas en la figura 1 (Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 1999a). Primero, un cableado de inducción con un área efectiva de 9000 m^2 detecta el componente vertical del desplazamiento del campo electromagnético secundario, $d\mathbf{B}_z/dt$, en el sitio del receptor durante 10 s, después de que la corriente se apagó. Estas transitorias son registradas

de 128 a 256 veces en cada estación dependiendo del ruido presente en la señal. La frecuencia del muestreo y el número de puntos de muestreo fueron colocados a 1000 Hz y 10,000 puntos respectivamente. Las señales fueron primero amplificadas y filtradas a través de amplificadores de cinco etapas y varios filtros acondicionadores de señal. El siguiente paso es editar, se eliminan de los juegos de datos sin refinar donde las transitorias de baja calidad se contaminaron con ruido ambiental o cultural de alto nivel.

Para mejorar la calidad de las transitorias, se aplica un apilamiento selectivo utilizando la desviación estándar de las señales registradas. El apilamiento es un método útil para rechazar y eliminar muchas clases de ruido, las cuales no son coherentes con las corrientes transmisoras, los ruidos pico causados por iluminación, etc. Mas adelante, se aplica a las señales una suavización con filtros suavizantes digitales y repetitivos (Macnae et al., 1984). La siguiente etapa es la desconvolución, que consiste en quitar el efecto de respuesta de sistema integrado de las señales medidas por medio de un proceso de desconvolución (Kanasewich,

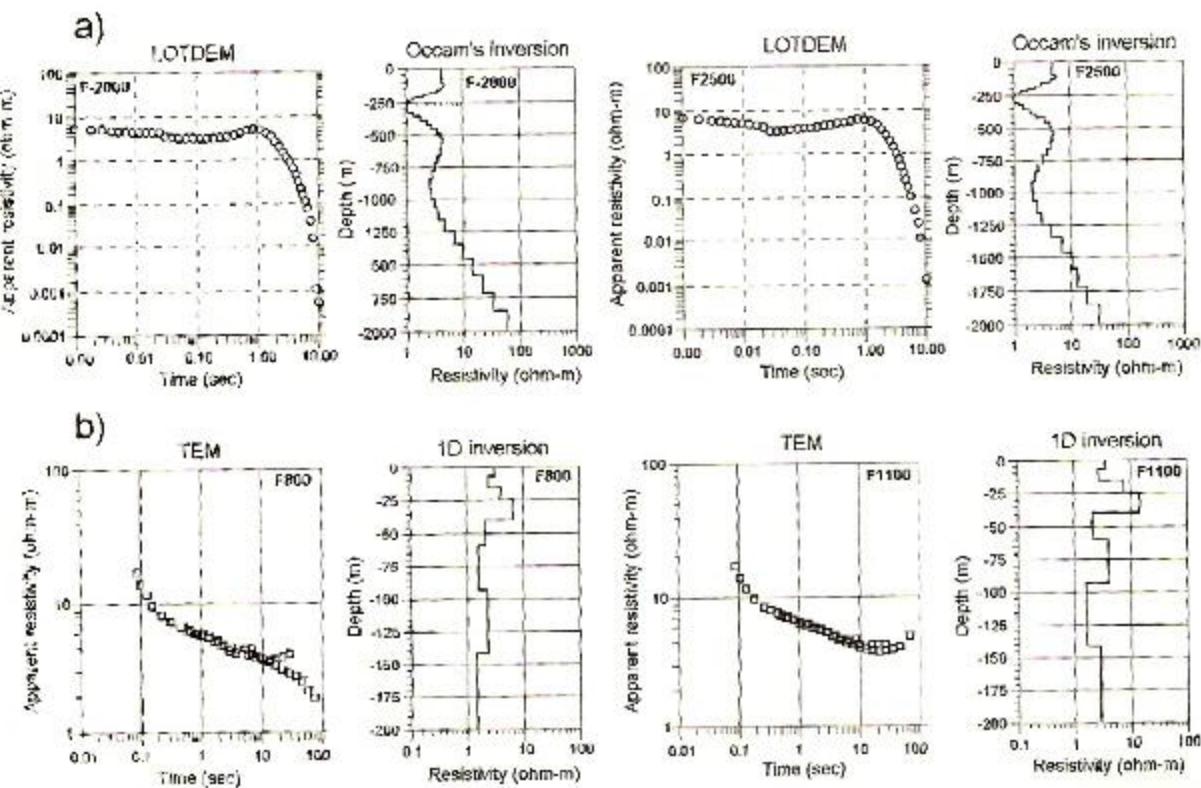


Fig. 2. Secciones de curvas de resistividad aparente y geoelectráticas invertidas obtenidas mediante a) el Método Electromagnético de Dominio del Tiempo de Desplazamiento Largo LOTDEM y, b) configuración de circuito cerrado central (TEM).

1973; Loup y Loup, 1983; Macnac et al., 1984), dejando para la etapa de remuestreo e inversión, tan solo la información que provino del subsuelo. Los valores de voltaje medidos fueron convertidos a la derivativa del tiempo del campo magnético vertical mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{dB_z}{d_i} = \frac{V_0}{A2^n} \quad (1)$$

donde A es el área efectiva del cableado del receptor en m^2 , V_0 es el voltaje medido y 2^n es la ganancia real del amplificador utilizado.

Los valores derivativos del tiempo de campo vertical fueron convertidos a resistividad aparente mediante la siguiente ecuación (Keller, 1969; Kaufman and Keller, 1983; Keller et al., 1984).

$$\rho_a^{\text{temp}} = \frac{2\pi R^4}{3Idl \cos\phi} \frac{dB_z}{dl} \quad (2)$$

Donde Idl es el momento de la fuente (amperes x metros), I es la corriente en el transmisor y dl es la lon-

gitud efectiva del cable transmisor. R: distancia desde la fuente al receptor. ϕ : el ángulo entre el vector del radio desde la fuente al receptor y el eje ecuatorial de la línea de la fuente. ρ_a^{temp} es la resistividad temprana aparente.

El sistema LOTDEM empleado fue el sistema LOTDEM-MINDECO, con la fuente a tierra desarrollada por MINDECO. La línea de la fuente usada, fue un cable de tres kilómetros de longitud, puesto a tierra en uno u otro extremo, por medio de ocho láminas de acero colocadas a 2 m. de profundidad. A través de este transmisor, se pasó una corriente de onda cuadrada con amplitud de 100 A.

Para medir resistividades someras, de entre 0 y 200 m de profundidad, se llevó a cabo, por separado, una prospección electromagnética momentánea con una configuración de circuito cerrado central (ILM), en la parte central de la línea principal F. Se empleó un cable transmisor de circuito cerrado cuadrado de 100 x 100 m. Las medidas fueron realizadas con un cableado de inducción en el centro del circuito y un cable para referencia se usó para establecer los tiempos precisos entre

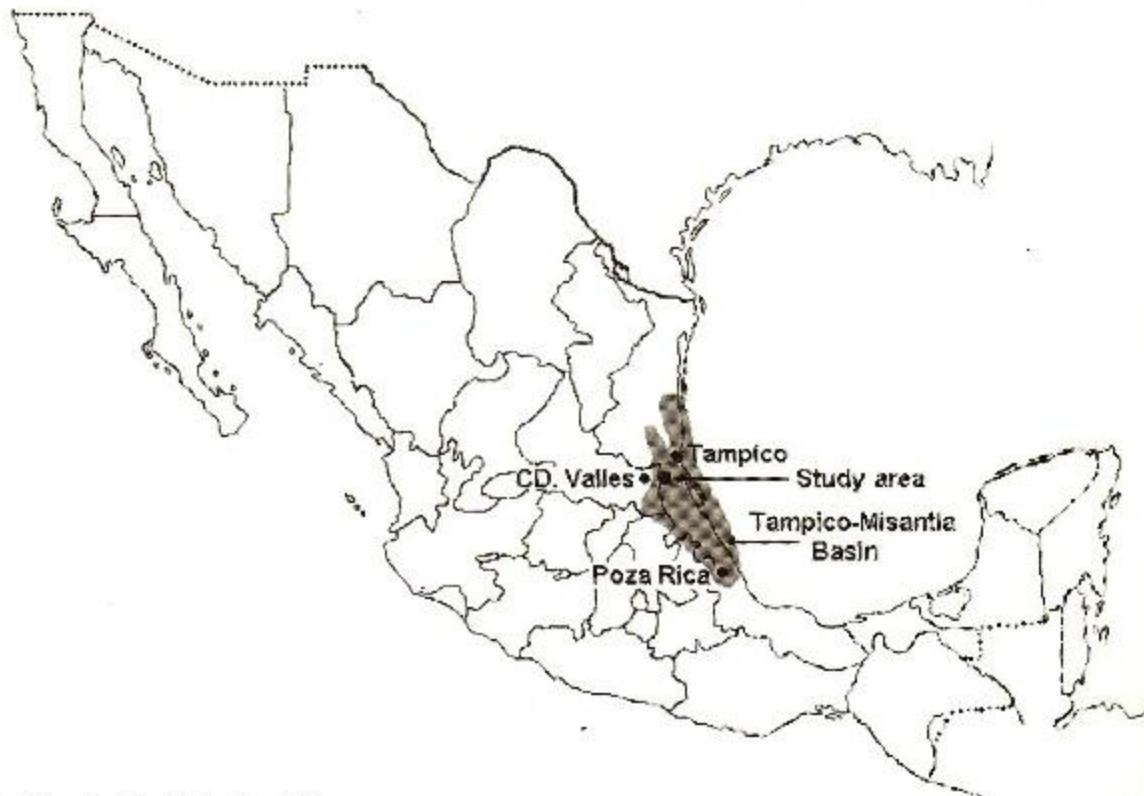


Fig. 3. Localización del área de estudio

el transmisor y el receptor. Los principios básicos y el procesado de datos de TEM, son similares al método LOTDEM (Stoyer, 1998; Frischknecht y Raab, 1984; Nabighian, 1991).

Geonics elabora el sistema TEM usado. El cual comprende una unidad receptora, PROTEM 57(D), y una unidad transmisora, EM37 (Geonics, 1993, 1995).

4. Interpretación

Se utilizaron cuatro técnicas para la interpretación de datos TEM y LOTDEM: inversión 1D, inversión Occam, análisis residual y análisis de conductancia acumulativa (Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 1999b).

La inversión 1D es ampliamente usada para resonancia electromagnética y eléctrica. En esta técnica, el subsuelo se supone es un medio uniformemente estratificado (Marquardt, 1963; Lines y Treitel, 1984).

Un modelo inicial evaluado es introducido al programa de inversión y se determinan los errores entre la respuesta del modelo calculado y los datos medidos. Se considera que el modelo que da un error por debajo de un límite considerado previamente, es la verdadera estructura de resistividad. Los algoritmos empleados en esta técnica de inversión son llamados "Regresión de la cima" o "Inversión Marquardt Modificada". En la inversión 1D de los datos TEM, se utilizó el programa TEMIX-XL, desarrollado por Interpex, el cual puede interpretar estructuras de hasta seis capas. Tanto el espesor como la resistividad fueron parámetros libres brindando datos acerca de los horizontes someros.

La inversión Occam es también una rutina de interpretación 1D con restricciones máximas de suavidad, y puede dar estructuras totales de resistividad, sin estimados iniciales (Constable y Parker, 1987; DeGroot-Hedlin y Constable, 1990). Dicho de otra manera, la estructura de la tierra interpretada es simplemente los datos ajustados con un modelo suave. El programa de

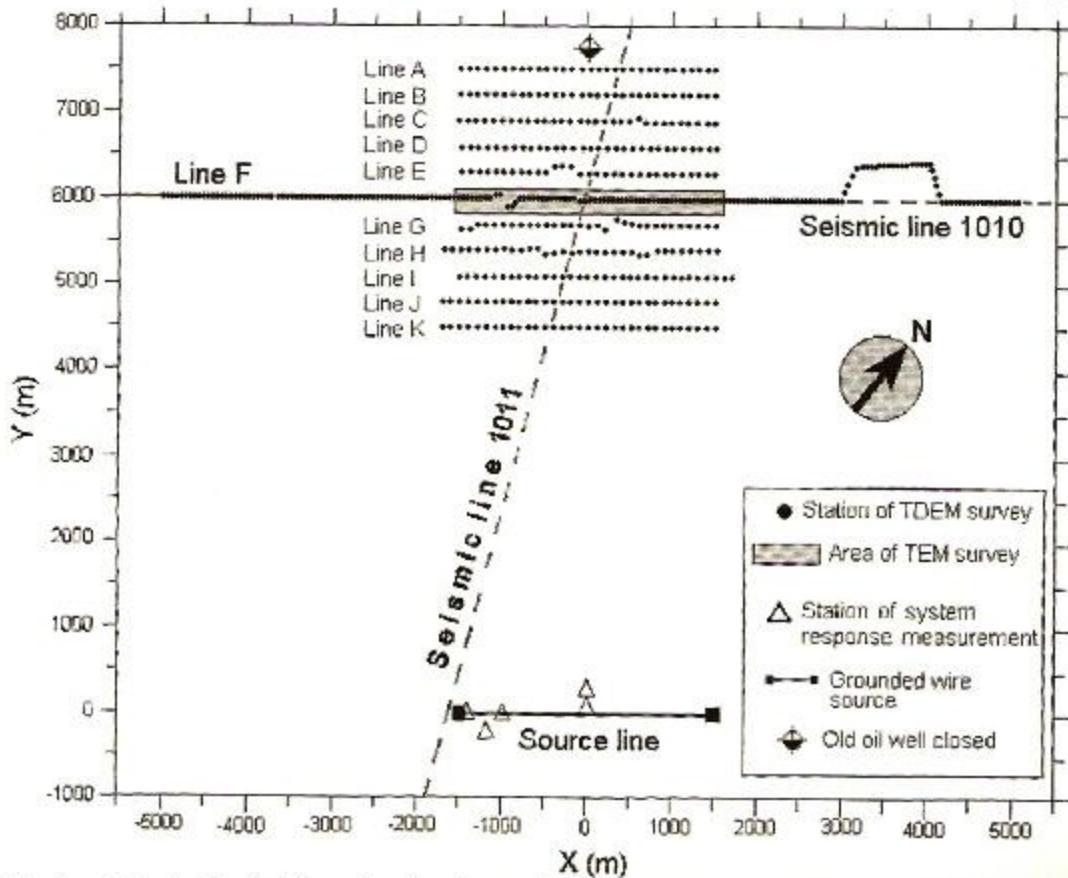


Fig. 4. Localizaciones de la estación y de la fuente de cable atierra para las prospecciones LOTDEM y TEM

inversión Occam, utilizado para los datos LOTDEM, fue desarrollado por MINDECO y tiene un máximo de 40 capas que pueden ser interpretadas. Los espesores de las capas del modelo inicial aumentan logarítmicamente con la profundidad, y son generados y ajustados automáticamente por el programa. Los valores de resistividad de cada capa, son calculados bajo la restricción de un cambio mínimo con respecto a las resistividades de las capas adyacentes. Los valores de resistividad iniciales de las primeras estructuras, son valores uniformes, los cuales también son calculados por el programa.

La técnica de inversión también es adecuada para estimar la resistividad global en un ambiente sedimentario sin cambios abruptos de resistividad vertical en el subsuelo. En el área prospectada, las rocas sedimentarias se ajustan a estas condiciones a la perfección. Por ello, el método de inversión Occam fue seleccionado para la interpretación de los datos LOTDEM. La figura 2 muestra dos ejemplos de resonancias LOTDEM y TEM y sus correspondientes secciones geoelectrísticas invertidas.

En el análisis residual, el efecto de la resistividad estructural promedio del área (la estructura del nivel de ruido supuesto) es restado de los valores medidos. La supuesta estructura de fondo fue obtenida de las secciones de resistividad en zonas donde los cambios de resistividad varían suavemente con la profundidad, y se correlacionan con las capas horizontales donde la litología no muestra cambios abruptos. Por lo tanto, los valores residuales son la diferencia entre los datos medidos (O_i) y las transitorias calculadas (C_i) de la estructura de fondo supuesta. Estos valores están expresados en porcentajes de la ecuación $(O_i - C_i) \times 100/O_i$.

De los resultados de la inversión Occam, se puede obtener conductancia acumulativa a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Conductancia acumulativa} = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{T_i}{\rho_i} \quad (3)$$

donde n es el número de capas utilizadas para la inversión Occam, y T_i y ρ_i son el espesor y la resistividad de la capa i , respectivamente.

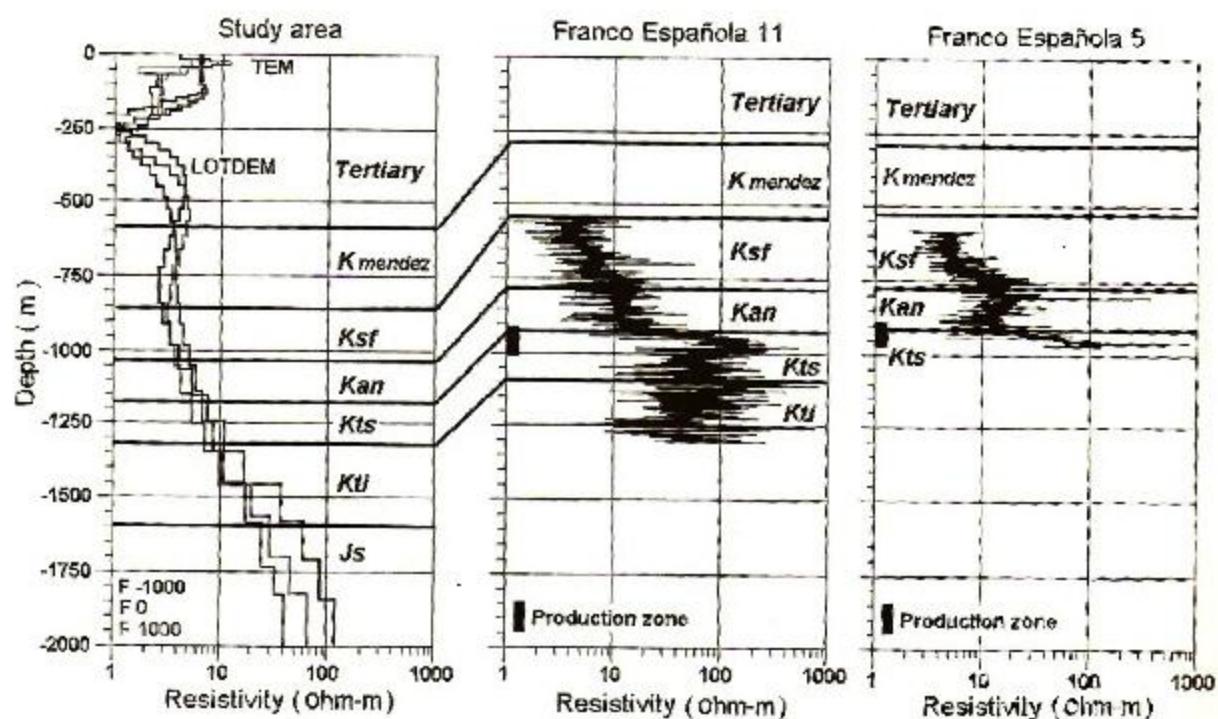


Fig. 5. Comparación entre datos de registros y la estructura estimada de resistividad por medio de la inversión Occam de los datos LOTDEM e inversión 1D de los datos TEM en las estaciones F-1000, H-1000 y F-1000.

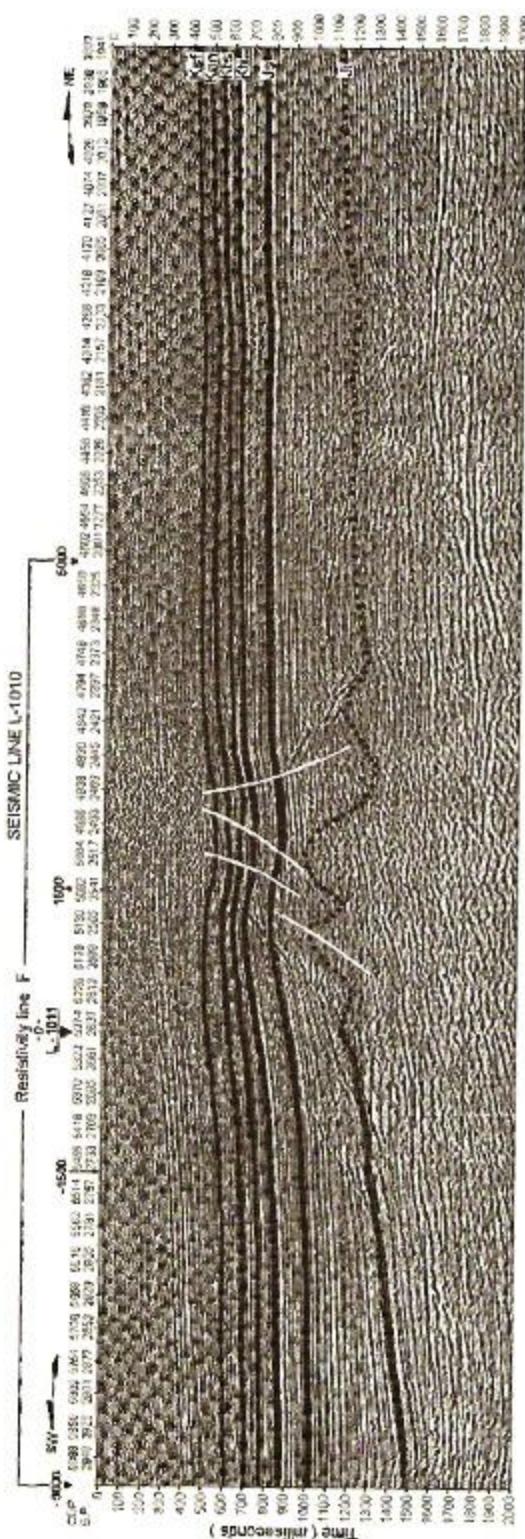


Fig. 6. Línea sísmica L1010 interpretada. La posición de las líneas de resistividad y las intersecciones con otras líneas sísmicas están indicadas por triángulos negros en la parte superior de esta figura.

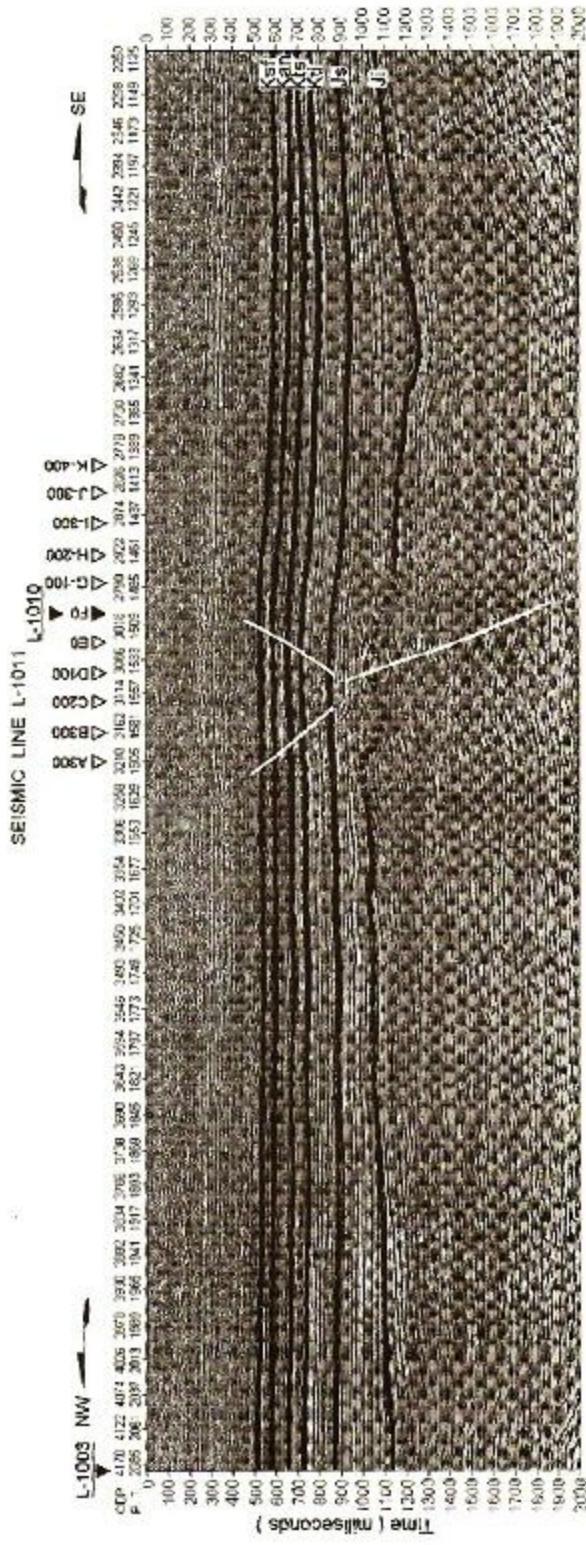


Fig. 7. Línea sísmica L-10101 interpretada. La posición de las líneas de resistividad y las intersecciones con otras líneas sísmicas están indicadas por triángulos negros en la parte superior de esta figura.

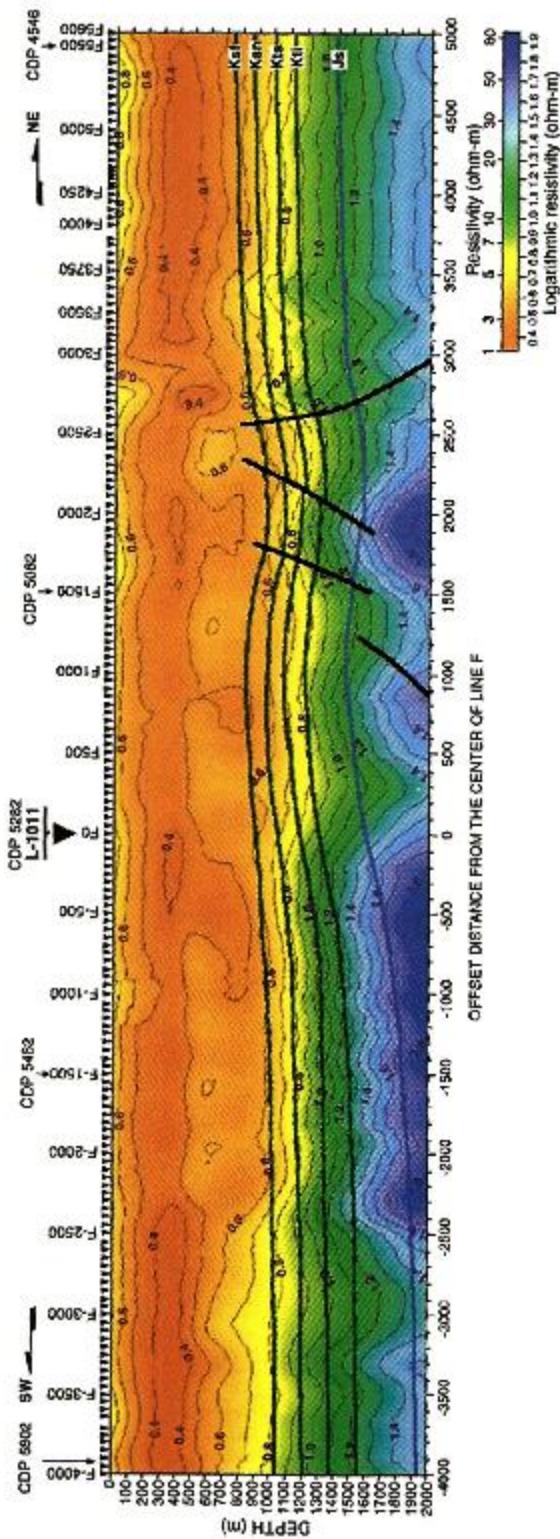


Fig. 8. Sección de resistividad F a lo largo de la línea L1010 utilizando inversión Occam

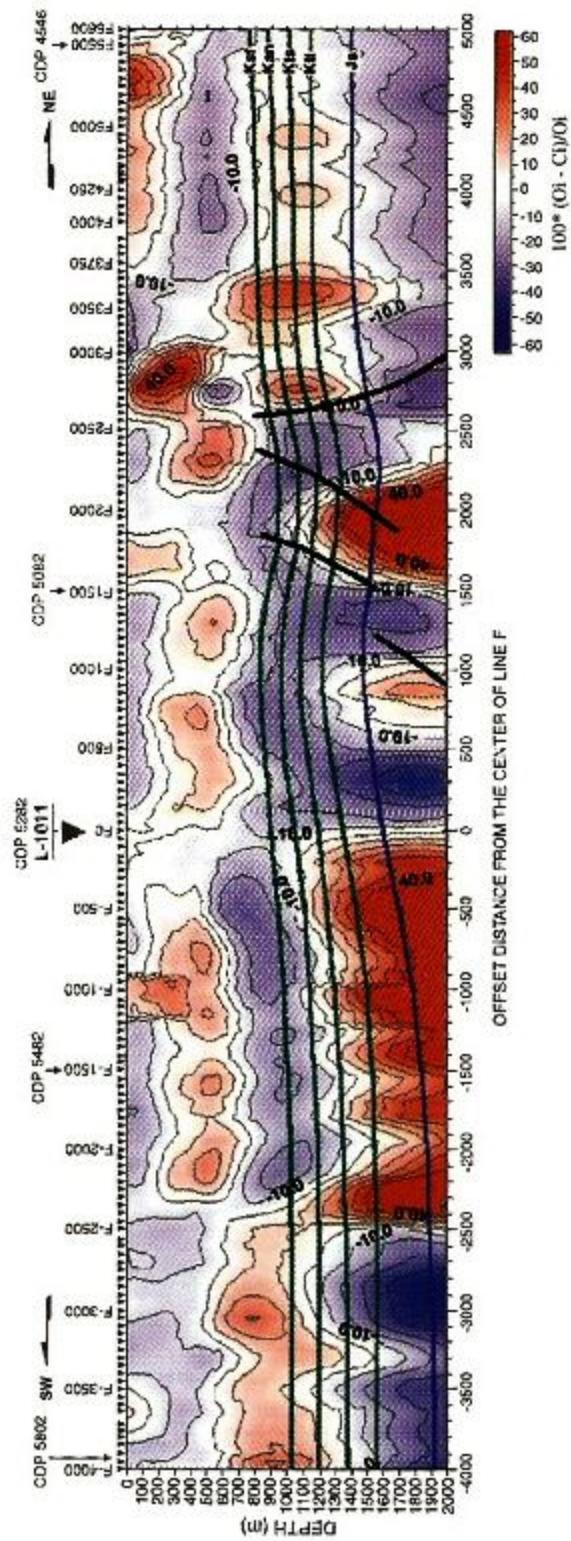


Fig. 9. Sección F de resistividad residual a lo largo de la línea sísmica L1010

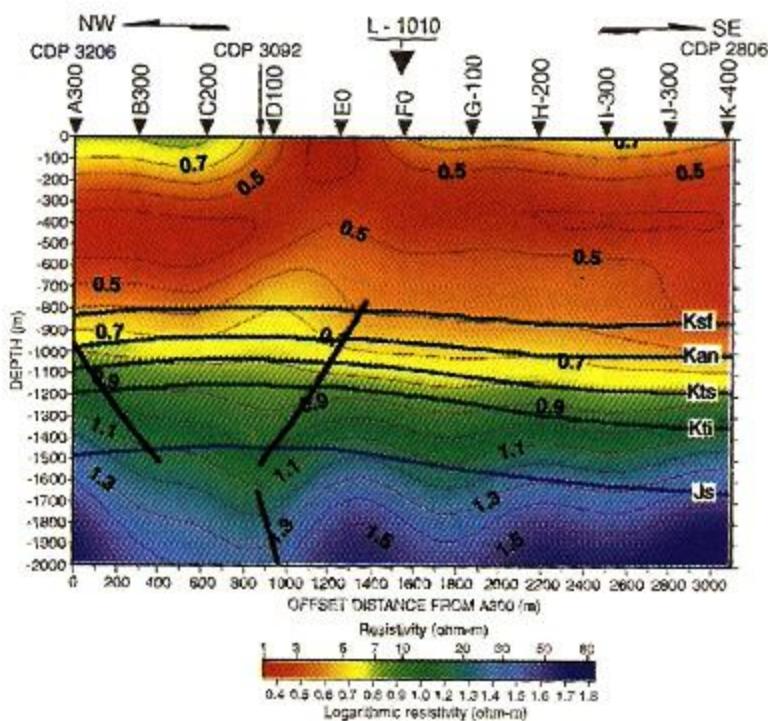


Fig. 10. Sección de resistividad a lo largo de la línea sísmica L1011, empleando inversión.

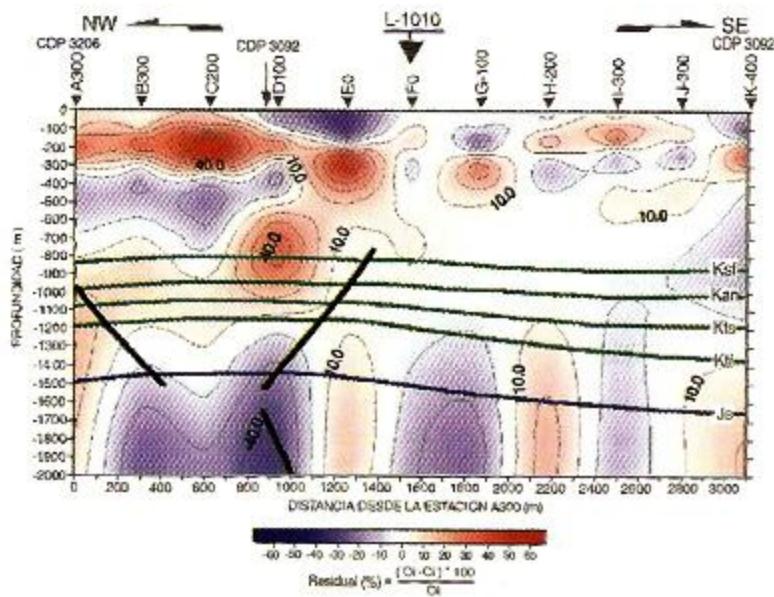


Fig. 11. Sección de resistividad residual a lo largo de la línea sísmica L1011.

Este análisis permite la localización de áreas anómalas a nivel regional, donde la conductividad residual disminuye o se incrementa sustancialmente debido a los cambios de facies geológicas o a la existencia de hidrocarburos.

Los datos de resistividad y el espesor de las capas, usados para restringir los modelos de la tierra, fueron obtenidos de los registros de pozos del cercano campo Franco Español, y de las secciones sísmicas en el área estudiada. La distancia entre el área de estudio y los pozos petroleros es de 8 Km.

5. Área de estudio

El área de estudio se encuentra en la parte suroccidental de la cuenca Tampico-Misantla, localizada en la planicie costera nororiental del Golfo de México, en el estado de Veracruz, México (fig. 3). La región ha sido largamente explorada por su potencial de campos de petróleo y gas (v. g. López-Ramos, 1979; Sánchez-Álvarez y Urrutia-Fucugauchi, 1992, enviado para su publicación; PEMEX Activo Tampico,

1997). La cuenca Tampico-Misantla es la segunda en importancia en México debido a su producción y reservas de gas y petróleo. El área de estudio está rodeada por el grupo de campos petroleros Ébano-Pánuco, incluyendo el campo Franco Español. La intersección de dos líneas sísmicas de Petróleos Mexicanos, L1010 y L1011, fue usada como estación base de la prospección. El área fue cubierta con once líneas paralelas, de la línea A a la K, separadas 300 m. entre sí. Diez de estas líneas son de aproximadamente 3 Km. de longitud. Una línea central de 10 Km. de longitud, línea F, fue trazada en la línea sísmica L1010. La línea de la fuente paralela, de tres kilómetros de longitud, fue emplazada 6 Km. al sureste de la línea F. Las estaciones LOTDEM fueron espaciadas cada 50 m. a lo largo de la línea F. En las otras líneas, las estaciones fueron espaciadas en intervalos de 100 m. Las medidas LOTDEM se realizaron en un total de 524 estaciones a lo largo de los perfiles A-K. Las mediciones de respuesta del sistema fueron conducidas cerca de la línea de fuente con el fin de remover la distorsión de los datos medidos debida al sistema mismo de registro. Las medidas TEM, fueron hechas en la parte central del área estudiada.

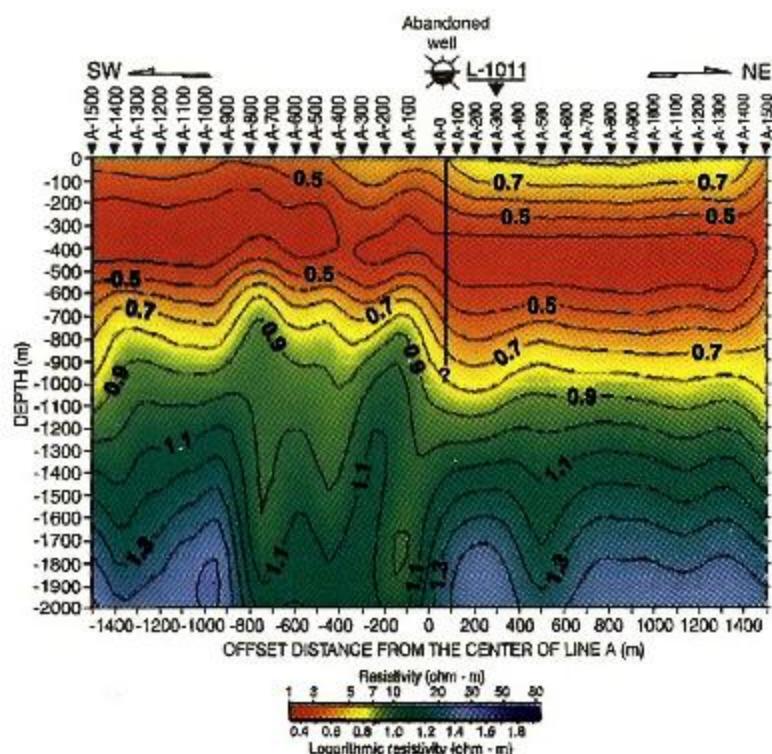


Fig. 12 Sección de resistividad a lo largo de la linea A usando la inversión de Occam.

en 123 estaciones espaciadas cada 25 m, a lo largo de la línea B. Las localizaciones de las estaciones, de las líneas sísmicas y de la línea de transmisión, son mostradas en la figura 4.

Como una indicación de la existencia de hidrocarburos en las áreas estudiadas, existe un viejo pozo petrolero, perforado y cerrado durante la década de los 30, con manifestaciones de gas y petróleo en la superficie, localizado a 20 m al NW de la línea de resistividad A, cerca de la estación A0 (fig. 4). Desafortunadamente, no están disponibles los datos de los registros de pozo, pero su posición se correlaciona con las anomalías de alta resistividad en la parte central de las secciones de resistividad A y B.

6. Escenario geológico

Los campos de petróleo de Ébano-Pánuco producen gas y petróleo en carbonatos con fracturamiento natural. Las principales rocas almacenadoras son calizas de grano fino y calizas arcillosas de facies de cuenca, las cuales corresponden a las unidades: San Felipe (Ksf), Agua Nueva (Kan) y Tamaulipas Superior (Kts). El sello

del yacimiento en la región es la unidad Méndez (Kménendez), que consiste de margas invadidas por agua salina. Estas rocas pertenecen al Cretácico Superior, y están ampliamente difundidas regionalmente. El espesor promedio del yacimiento es de al menos 400 m. El escenario de la génesis de estas formaciones es la cuenca Tampico-Misantla, la cual consiste de varios sistemas completos de hidrocarburos que comprenden un gran número de campos con un potencial remanente enorme.

Los campos y sus esquemas de fracturamiento están relacionados con la reactivación de antiguas fallas synrift que forman plegamientos drape típicos sobre las partes superiores de bloques de basamento inclinados, y con los pequeños pliegues rollover en el borde de los bloques de basamento. Estos últimos pliegues son una consecuencia del fallamiento normal a profundidad y de la compactación de las lutitas a nivel del Jurásico Inferior. Los yacimientos de hidrocarburos ocurren en los flancos de las estructuras anticlinales o sinclinales, en las partes más altas de los bloques fallados y en las charnelas de las fallas drape. Existen algunos campos en otras zonas, los cuales están distantes de las charnelas de las fallas drape. En todos los casos,

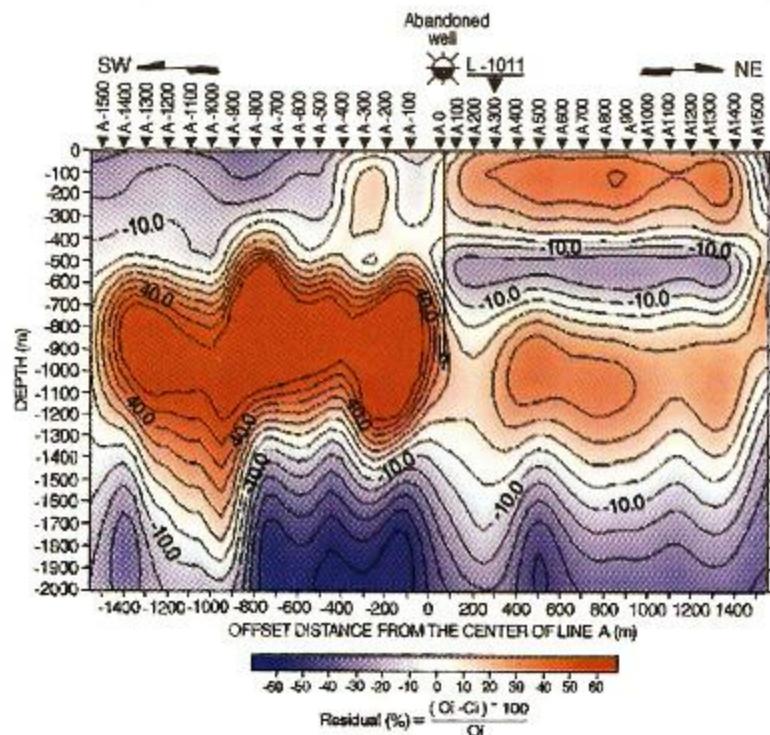


Fig. 13. Sección de resistividad residual a lo largo de la línea A

las fracturas son verticales. Los estudios geoquímicos de aceites recuperados, afloramientos de rocas y muestras del subsuelo en el área, indican que las rocas productoras de hidrocarburos son del Jurásico Superior (Js), especialmente los sedimentos de las unidades Tamán y Pimienta.

El basamento consiste de rocas graníticas y granodioríticas, conocido como el complejo metamórfico, y es principalmente Paleozoico a Jurásico Inferior. Algunas rocas metamórficas de edad precámbrica están también presentes en la región (López-Ramos, 1979; Sánchez-Álvarez y Urrutia-Fucugauchi, 1992; PEMEX e IMP, 1997; PEMEX Activo Tampico, 1997).

7. Interpretación combinada de resultados de datos sísmicos LOTDEM y TEM

Las secciones de resistividad obtenidas mediante la inversión Occam son excelentes y consistentes con las interpretaciones sísmicas y las curvas de resistividad de los pozos Franco Española 11 y 5. La fig. 5 exhibe las curvas de resistividad modeladas LOTDEM y TEM

de tres estaciones (F-1000, F0 y F1000) en la parte central de la línea F, donde la litología no muestra cambios abruptos, sobrepuerta y comparada con las curvas de resistividad de los registros de pozo. Las curvas de resistividad estimadas muestran un incremento gradual de la resistividad de 1 a 100 $\Omega \text{ m}$ desde la parte superior de la unidad San Felipe (Ksf) hasta la Tamaulipas Inferior (Kti). El incremento se correlaciona con las curvas de resistividad de los pozos. La producción de crudo en el pozo Franco Española 11 es de las unidades Kan inferior y Kts, las cuales son aproximadamente 250 m más someras que Kan y Kts en el área de estudio.

La fig. 5 también muestra una capa somera con baja resistividad de entre 1 y 7 $\Omega \text{ m}$, que corresponde con la secuencia de lutitas y arenas del Terciario. La baja resistividad de las capas entre los 130 y 400 m de profundidad es debida a la invasión de agua salina y a los altos volúmenes de arcilla en los sedimentos. Las curvas de resistividad estimadas de los métodos LOTDEM y TEM, despliegan una forma similar, pero con rangos de resistividad diferentes. Estos son el resultado de las geometrías diferentes de los métodos LOTDEM y TEM.

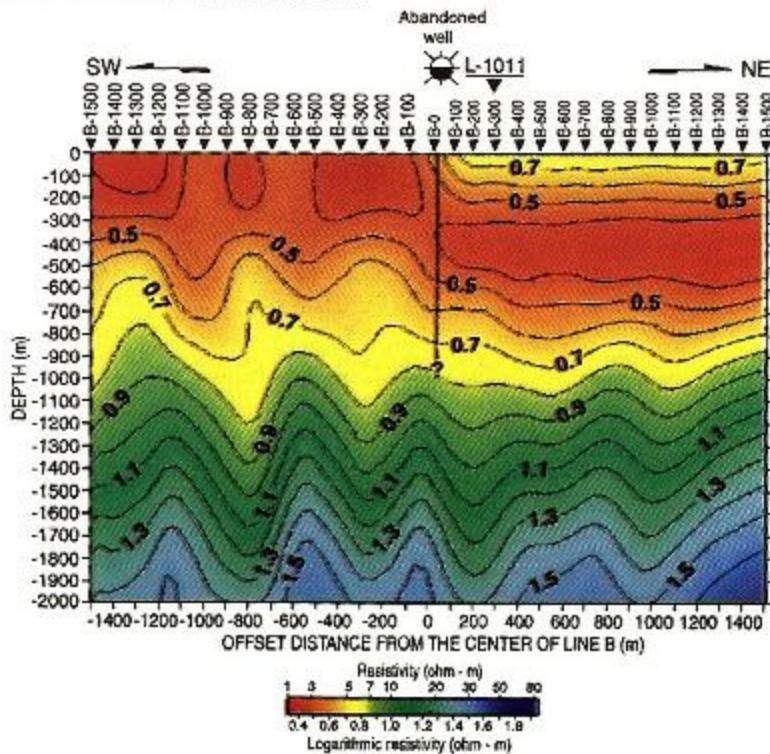


Fig. 14. Sección de resistividad a lo largo de la línea B empleando inversión Occam

La interpretación final combinada de los datos sísmicos y LOTDEM fue hecha con los resultados de la inversión Occam empleando un modelo de 40 capas y la interpretación sísmica de las líneas sísmicas L1010 y L1011 (fig. 6 y 7). La corrección del tiempo a profundidad para los horizontes correlacionados en las secciones sísmicas fue realizada aplicando el perfil de velocidad obtenido del VSP (Perfil Sísmico Vertical) del pozo Franco Española 11 y otro VSP de los pozos cercanos al área de estudio. Las posiciones de las líneas de resistividad y las intersecciones con otras líneas sísmicas están indicadas con triángulos negros en la parte superior de estas figuras.

Se pueden observar estructuras anticlinales y fallas en ambas secciones sísmicas. Las fracturas están presentes en la parte superior de los bloques fallados en las unidades Ksf, Kan, y Kts. Las estructuras sismicamente interpretadas y las profundidades de los yacimientos, están en concordancia con los patrones geológicos en la región.

Para determinar las zonas de resistividad anómala relacionadas con los yacimientos de hidrocarburos, se sobrepusieron las interpretaciones sísmicas corregidas

a profundidad de las líneas L1010 y L1011 (fig. 6 y 7) en sus respectivas secciones de resistividad y resistividad residual (fig. 8-11). La sección F principal de resistividad (fig. 8) exhibe una capa somera con baja resistividad (1-5 Ωm), con un espesor aproximado de 580 m, que corresponde a lutitas y arenas del Terciario, las cuales se encuentran invadidas por agua salina. Una segunda capa con espesor de 300-400 m. con resistividad moderada (5-8 Ωm) corresponde a su vez a la unidad Méndez. En los extremos de la sección, donde la estratificación de las unidades Ksf, Kan, Kts y Kti se encuentra inalterada, los valores de resistividad se incrementan gradualmente con la profundidad alcanzando más de 30 Ωm . Este incremento es debido, en gran medida, a la reducción con la profundidad del porcentaje de arcilla en las calizas. En la parte central de la sección, en las unidades Kti y Js, los valores de resistividad están ciertamente influenciados por los valores más altos de resistividad ($>80 \Omega\text{m}$) de las rocas graníticas del basamento. Las secciones símicas indican que las estructuras no fracturadas y casi horizontales son dominantes en esta área, lo cual sugiere que resistividades ligeramente altas y ligeramente ba-

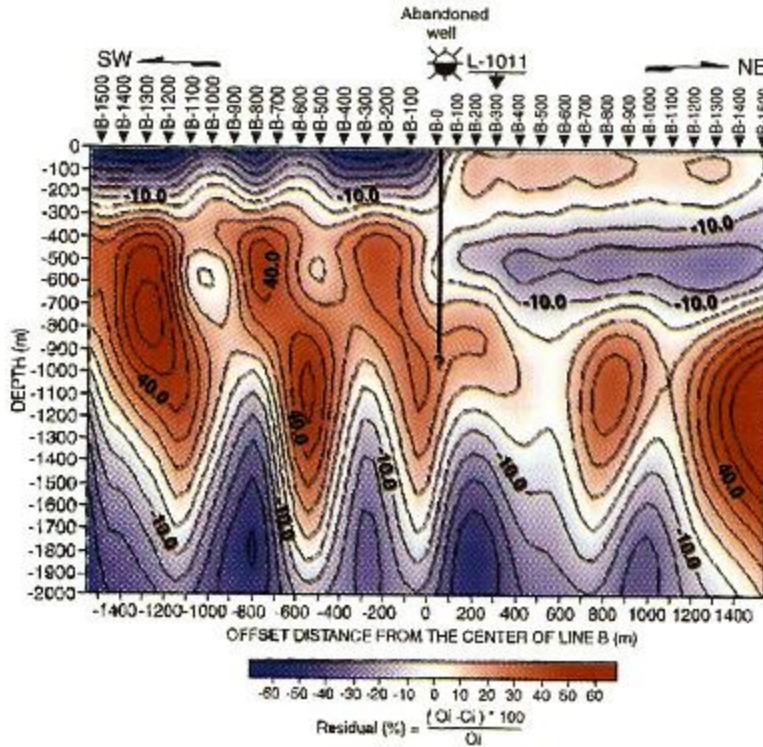


Fig. 15. Sección de resistividad residual a lo largo de la línea B.

jas en estas regiones se deben, muy probablemente, a los cambios litológicos, y no a los hidrocarburos.

En el flanco nororiental del bloque fallado, entre las estaciones F 2650 y F 3800 en Js, Kti, Kts, Kan y Ksf, las anomalías de alta resistividad sugieren la presencia de hidrocarburos. Por encima del bloque fallado, entre las estaciones F2100 y F2500, y a 400 - 800 m de profundidad, está presente una anomalía de alta resistividad. Esta anomalía se correlaciona con una zona de dispersión de onda sísmica, típicamente indicativa de la presencia de gas en una "chimenea de gas" en la línea sísmica L1010. Esto está apoyado por la ocurrencia de gas en el pozo de tiro en esta posición durante la prospección sísmica. En el lado suroeste de la estructura, entre las estaciones F1100 y F1500 en Js, Kti, Kts, Kan y Ksf, hay una amplia anomalía de baja resistividad, lo que sugiere una invasión de fluidos de baja resistividad, que muy probablemente se traten de agua salina.

La posición, forma, tamaño y profundidad de estas anomalías de baja y alta resistividad están ilustrados con mayor claridad en la sección F de resistividad residual (fig. 9).

La sección de resistividad a lo largo de la línea L1011 (fig. 10), fue construida utilizando las estaciones de resistividad más cercanas a lo largo de la línea sísmica. Las características de resistividad similares a aquellas en la sección F, se encuentran presentes. Un ligero buzamiento hacia el sureste de las curvas de resistividad, se correlaciona con el buzamiento en la sección sísmica L1010. La parte interna del bloque fallado, entre las estaciones C200 y E0, muestra una anomalía de alta resistividad a 500-1000 m de profundidad en las unidades principales del yacimiento, Ksf, y Kan, sugiriendo la presencia de hidrocarburos y fracturas en esta posición. Esta anomalía continúa hacia arriba en la unidad Kméndez, sugiriendo una vez más una posible chimenea de gas. En la sección L1011 de resistividad residual (fig. 11), la posición, tamaño y profundidad de esta anomalía se encuentran mejor ilustrados.

Las características generales de resistividad en las secciones de resistividad A-K, son similares a aquellas descritas en las secciones de resistividad F y L1011. En las secciones A, B, C, D y E, las distorsiones en las curvas de resistividad ocurren entre los 500 y 1200 m de profundidad, en las unidades principales del yaci-

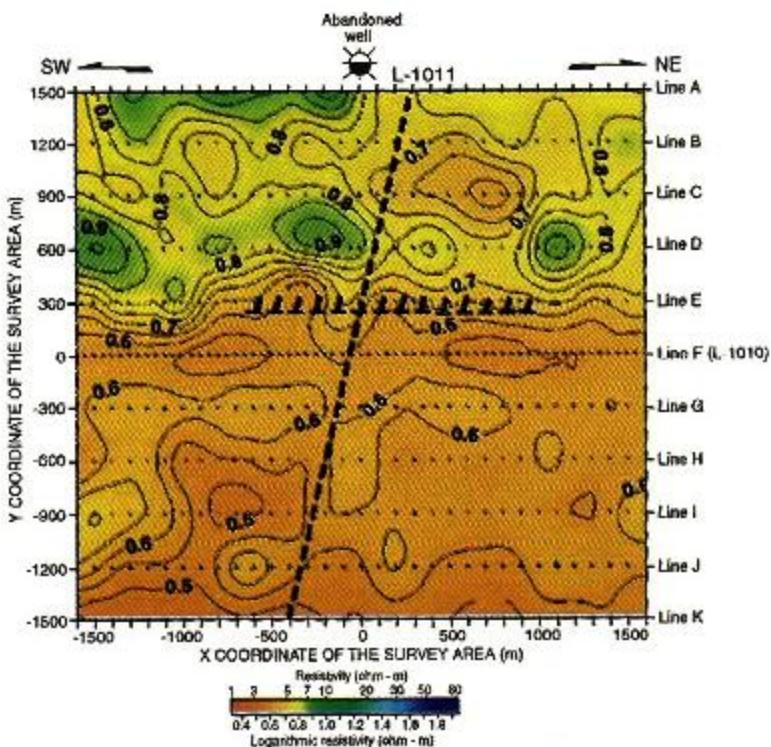


Fig. 16. Mapa de distribución de la resistividad en el nivel -900 m.

miento, Kts, Kan y Ksf. Estas anomalías de alta resistividad sugieren la presencia de hidrocarburos y fracturas en esta área, la cual está localizada en la parte interna del bloque fallado observado en la línea sísmica L1011. En las secciones de resistividad y residual de las líneas A y B (fig. 12-15), se indica la posición correlativa del pozo abandonado con evidencias de hidrocarburos en superficie. La proximidad de dicho pozo, es evidencia de que las anomalías de alta resistividad son producidas por la presencia de hidrocarburos.

En las secciones de la F a la K, el comportamiento de las curvas de resistividad es uniforme y congruente con las estructuras estratificadas horizontalmente observadas en las secciones sísmicas. No existen grandes fluctuaciones en las curvas de resistividad, excepto en las formaciones Kti y Js, donde los valores de resistividad se encuentran influenciados por la alta resistividad del basamento, como en las secciones de resistividad F, A y B. Las características generales de resistividad de las secciones de resistividad A-K, pueden ser vistas en los mapas de distribución de resistividad (fig. 16 y 17), construidos con los datos de resistividad de las secciones A-K, a profundidades de 900 y 100 m.

Los mapas de distribución de resistividad muestran la interpretación de la línea sísmica L1011, de las líneas de resistividad y de la localidad del pozo abandonado. Las posiciones de las anomalías de alta resistividad dentro del graben, se correlacionan con las partes más altas del bloque fallado, donde las acumulaciones de hidrocarburos tienen más probabilidad de ocurrir. Analizando los mapas de distribución de resistividad y la posición del pozo abandonado, el cual se encuentra cerca de la anomalia de alta resistividad, localizada entre las líneas A y B, y entre las estaciones 0 y 1400, resulta posible llegar a la conclusión de que esta anomalía de alta resistividad es producida por hidrocarburos. En el mapa de distribución a 1000 m de profundidad, en la unidad Kan, esta anomalía de resistividad está interconectada con las anomalías de resistividad localizadas al sur y noreste, incrementándose sus valores y tamaño.

8. Conclusiones

Las acumulaciones de hidrocarburos se manifiestan a sí mismas como regiones con resistividades

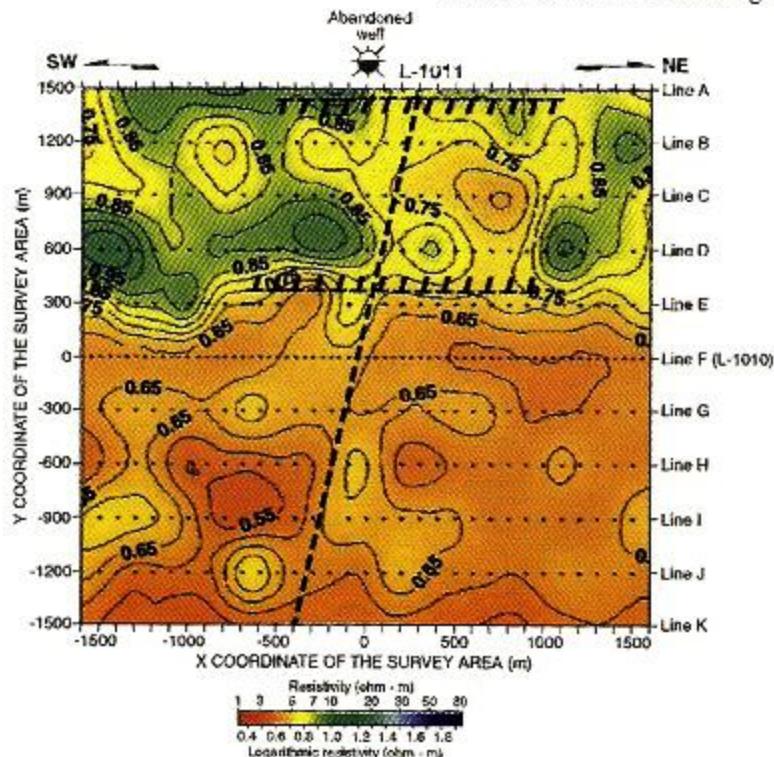


Fig. 17. Mapa de distribución de la resistividad al nivel -1000 m.

anómalamente altas. Aunque no toda anomalía de resistividad es un yacimiento de gas y petróleo, un área con alta resistividad tiene una mucho más alta oportunidad de producir hidrocarburos que aquellas áreas con baja resistividad. Para eliminar las ambigüedades en la interpretación de los datos de resistividad, resulta importante conocer el ambiente geológico del área estudiada y las condiciones estructurales del subsuelo a partir de la interpretación sísmica. El empleo del método LOTDEM, como una herramienta adicional junto con el método sísmico, puede brindar información que ayude a planear la localización de los pozos con mayor precisión y confianza. En el futuro cercano, LOTDEM tiene un potencial en la exploración para yacimientos de hidrocarburos más profundos y para monitorear la explotación del yacimiento de hidrocarburos.

Los resultados de este estudio experimental, aplicado en un área donde la producción de hidrocarburos proviene de rocas fracturadas de manera natural con resistividad relativamente baja, demuestran que el método LOTDEM es sensible a pequeños cambios en la resistividad, con suficiente resolución para indicar los tipos de fluidos contenidos en los poros de las rocas o en las fracturas a profundidades que, en teoría, pueden exceder los 5 Km.

Agradecimientos

Le damos las gracias al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Japan National Oil Corporation (JNOC), Mitsui Mineral Development Engineering (MINDECO), e Instituto de Geofísica UNAM, por el valioso apoyo brindado para poder realizar este estudio y redactar el presente trabajo. También agradecemos los comentarios vertidos acerca del manuscrito por el editor N.B. Christensen y los revisores J. Fokkema y E. Slob.

Bibliografía

- Constable, S.C., Parker, R.L., 1987. Occam's inversion: a practical algorithm for generating smooth models from electromagnetic sounding data. *Geophysics* 52, 289–300.
- DeGroot-Hill, C., Constable, S., 1990. Occam's inversion to generate smooth, two dimensional models from magnetotelluric data. *Geophysics* 55, 1613–1624.
- Frischknecht, F.C., Raab, P.V., 1984. Time domain electromagnetic soundings at the Nevada Test Site, Nevada. *Geophysics* 49, 981–992.
- Geonics, 1993. Protec 57D (C) Operating Manual.
- Geonics, 1995. Protec 37 Operating Manual 2.1.
- Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 1999a. Joint Experiment of Time Domain Electromagnetic Method in Tampico Area, United Mexican States: Data Acquisition and Processing. Reporte Interno.
- Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 1999b. Joint Experiment of Time Domain Electromagnetic Method in Tampico Area, United Mexican States: Data Analysis and Interpretations. Reporte Interno.
- Kanasewich, E.R., 1973. *Time Sequence Analysis in Geophysics*. University of Alberta Press, Alberta, Canada.
- Kaufman, A.A., Keller, G.V., 1983. *Frequency and Transient Soundings*. Elsevier, Amsterdam.
- Keller, G.V., 1969. Electromagnetic surveys in the central volcanic region preliminary report. *Geophysics Div., DISR, New Zealand*, Report 55.
- Keller, G.V., 1981. Design of a time-domain electromagnetic sounding system. In: Weinstock, H., Overton Jr., W.C. (Eds.), *SQUID Applications to Geophysics*. SEG, Tulsa, pp. 37–48.
- Keller, G.V., Pritchard, J.L., Jacobson, J.J., Harthill, N., 1984. Megasource time domain electromagnetic sounding methods. *Geophysics* 49, 993–1009.
- Lines, I.R., Treitel, S., 1984. Tutorial a review of least-squares inversion and its application to geophysical problems. *Geophysical Prospecting* 32, 159–186.
- López-Ramón, E., 1979. *Geología de México*, Tomos I, II, III: Edición Escolar (published by author), Mexico City.
- Loup, G.E., Loup, J., 1983. Iterative deconvolution. *Geophysics* 48, 1287–1290.
- Macnae, J.C., Lamontagne, Y., West, G.F., 1984. Noise processing techniques for time-domain EM systems. *Geophysics* 49, 934–948.
- Marquardt, D.W., 1963. An algorithm for least squares estimation of non-linear parameters. *Journal of the Society of Industrial and Applied Mathematics* 11, 431–441.
- Nabighian, M.N., 1991. *Electromagnetic Methods in Applied Geophysics: Volume 1. Theory, Part A, Part B*. Society of Exploration Geophysics.
- Okuzumi, K., Minegishi, M., Sato, M., Palafax, H., Hurtado, M., Saito, A., Wada, K., Ishikawa, H., 1998. An experimental study of time domain electromagnetic method in an oil field. *International Petroleum Technology Exhibition Proceedings*, November, 17–21.
- Orellana, E., 1972a. *Prospección Geoelectrónica en Corriente Continua*. Editorial Paraninfo, Madrid, España.
- Orellana, E., 1972b. *Prospección Geoelectrónica en Corriente Alterna*. Editorial Paraninfo, Madrid, España.
- PEMEX e IMP, 1997. *Proyecto Synrift Mesozoico, Plays:*

Cretácico Fracturas y San Andrés, Petróleos Mexicanos Exploración Producción e Instituto Mexicano del Petróleo 1997, Reporte Interno.

PEMEX Activo Tampico, 1997. Proyecto Ébano-Pánuco, Petróleos Mexicanos Exploración Producción Activo Tampico, 1997 Reporte Interno.

Sánchez Álvarez, R., Urrutia-Fucugauchi, J., 1992. Shallow Crustal Structure and Paleotectonics of Northeastern Mexico. Congreso Latinoamericano de Geología, Salamanca, España

Sánchez Álvarez, R., Urrutia-Fucugauchi, J., 2002. Tectonic evolution of Northeastern México. International Geology Reviews (enviado para su publicación).

Stoyer, C.H., 1998. Vertical Resolution and Equivalence in

EM Soundings, SAGEEP Workshop. Interpex, Golden, CO, USA.

Strack, K.M., 1992. Exploration with deep transient electromagnetics Lecture notes, expanded version to be published by Elsevier 1992, Version 1.6, Copyright: 1988–1991 Universität zu Köln, Germany.

Strack, K.M., Vozoff, K., 1996. Integrating long-offset transient electromagnetics (LOTEM) with seismics in an exploration environment. *Geophysical Prospecting* 44, 997–1017.

Tahsin, T.M.M., Jordan, J., Keller, G.V., 1997. Strata Search, Golden Colorado. Electromagnetic imaging in exploration for stratigraphic traps. *Anatomy of a Discovery: The Leading Edge* 16 (4).



Experimental evaluation of hydrocarbon detection with the Long-Offset Time-Domain Electromagnetic Method in the Cretaceous carbonates of the Tampico–Misantla basin, Mexico

Manuel Hurtado Cardador^{a,b,*}, Antonio L. Cuevas^c, Hidehiko Watanabe^d, Akira Saito^e, Kazushige Wada^c, Hidehiro Ishikawa^e, Koichi Okuzumi^e

^a Instituto Mexicano del Petróleo, Eje Central Lazaro Cárdenas 152 Del. Gustavo A. Madero, 07730 México D.F., México

^b Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Del. Coyoacán, 04510 México D.F., México

^c Petróleos Mexicanos Activo Tampico Cesar López de Lara, 202 Sur Zona Centro, 89000 Tampico, Tamaulipas, México

^d Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 2-2 Haneda Ichome, Minamaku, Chiba, Chiba 261, Japan

^e Mineral Mitsui Development Engineering Co., Ltd. 1-11-1 Osaki, Shinagawa, Tokyo 141-0032, Japan

Received 27 February 2002; accepted 12 November 2002

Abstract

In Mexico, an experimental study with a Long-Offset Time-Domain Electromagnetic Method (LOTDEM) was carried out in the Tampico–Misantla basin of northeastern Mexico. The main objective was to evaluate this method for hydrocarbon exploration. The selected area is suitable for LOTDEM experiments because high quality seismic data, geological information and well logging data are available. The results obtained are excellent, and allow us to determine the types of fluids present in the rock pores and fractures of the studied geological structures. Resistivity anomalies correlate in position and depth with the geological structures observed in the seismic sections where the LOTDEM survey was carried out, and with well logging data from the nearby Franco Española oil field. In the studied area, these structures are 800–1200 m deep, in carbonate rocks with high clay content and are invaded by salt water. Consequently, the resistivity and primary porosities are very low. The main reservoirs of oil and gas in this region are a naturally fractured basinal facies, consisting of fine-grained limestones and shaly limestones, that corresponds to the Cretaceous units San Felipe, Agua Nueva, Tamaulipas Superior and Tamaulipas Inferior. The fractured rocks reservoirs are very difficult to detect, even with well logs. However, the results of this survey show the higher resolution, the greater depth of investigation, and the advantages that the LOTDEM method present compared to the traditional frequency domain electric and electromagnetic (FEM) methods.

© 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

Keywords: Time-domain electromagnetics; Hydrocarbon exploration; Cretaceous; Tampico–Misantla basin; Mexico

1. Introduction

Electromagnetic sounding in the time domain has not been extensively applied in hydrocarbon exploration in the past, due mainly to its high cost, sophistication of the equipment and the complexity of the data

* Corresponding author.

E-mail addresses: mhurtado@avantel.net, mhurtado@imp.mx,
mhurtadoc@hotmail.com (M. Hurtado Cardador).

acquisition, processing, inversion and interpretation. For these reasons, its application has been largely restricted to groundwater and mining exploration. Electromagnetic methods have matured very quickly along with the development of electronics, processors and software. The improvement in recent years of electronic equipment, mathematical inversion algorithms, interpretation methods and powerful portable computers able to record and to process large volumes of data, have allowed results to be available in short times that, invariably, are superior in resolution and investigation depth to the traditionally used electric and electromagnetic methods in the frequency domain (Frischknecht and Raab, 1984; Nabighian, 1991; Orelana, 1972a,b). The Long-Offset Time-Domain Electromagnetic Method (LOTDEM) has been used for hydrocarbon exploration in the United States, Russia and other countries of the world resulting in the discovery of new, relatively shallow hydrocarbon fields (Tahsin et al., 1997).

Recently, the Japanese have developed a LOTDEM system and software for hydrocarbon exploration that have been proven in some oilfields in northern Japan. Through these studies, they encountered several problems related to the evaluation of LOTDEM data. The quality of seismic data was very poor in the area due mainly to volcanic overburden and it was difficult to compare the LOTDEM and seismic results (Okuzumi et al., 1998). In order to evaluate appropriately the applicability of this LOTDEM system for hydrocarbon exploration, an experimental study was carried out in a Mexican oil field. To achieve a correct evaluation of this method, the survey was planned in an area with sufficient geologic and geophysical information to allow calibration and interpretation of the LOTDEM data. To avoid environmental and cultural noise, the study area was selected so as not to contain installations like pipelines and hydrocarbon storage facilities.

2. LOTDEM method

The LOTDEM method is an electromagnetic method with large source-receiver separation, in which an artificial electromagnetic field excites the earth (Keller, 1969, 1981; Kaufman and Keller, 1983; Keller et al., 1984; Nabighian, 1991; Strack, 1992; Strack and

Vozoff, 1996; Tahsin et al., 1997). A steady current cycled on and off in pulses of alternating polarity is passed through a grounded cable with several kilometers length. The field response to the interruption of this current is measured as a function of time to determine the resistivity of the earth beneath the observation point as a function of depth that can be from several meters, to several kilometers in virtually any terrestrial surface.

This current creates a primary electromagnetic field, which collapses as the transmitter current is switched off. The collapse of the primary electromagnetic field induces secondary currents in the earth called eddy currents. The eddy currents migrate from the transmitter into the earth, and are initially concentrated near the source. These currents create a secondary electromagnetic field, which is initially identical in shape and strength to the primary field. Due to ohmic losses in the earth, the secondary currents, and electromagnetic field decay with time, resulting in a diffusion of the current with depth.

Eddy currents in the ground expand and diffuse at a time-varying rate which depends on ground conductivity. The diffusion distance increases with the square of the ratio of time to conductivity. The eddy current system moves through resistive rock very quickly and through conductive rocks more slowly. As the current decays and diffuses into the earth, the strength and shape of the resulting secondary magnetic field changes.

The decay of the secondary field is measured at the surface and this information can be analyzed to determine the resistivity of the earth versus depth. Electrical resistivity depends directly on porosity, pore fluid resistivity, lithology, and temperature. When pore fluids in the rocks are replaced by oil or gas, most physical properties of the rocks are modified. Electrical resistivity is most affected. Rocks saturated with hydrocarbons are normally much more resistive than surrounding rocks, especially if the latter are saturated with saline water as in the studied area. Therefore, the physical property that has the best chance of indicating hydrocarbons is electrical resistivity.

Surrounding hydrocarbon traps, a large volume of rock closely associated with the reservoir undergoes a change in resistivity in addition to resistivity changes undergone by the reservoir rocks themselves. This is a result of diffusion and migration of hydrocarbon fluids

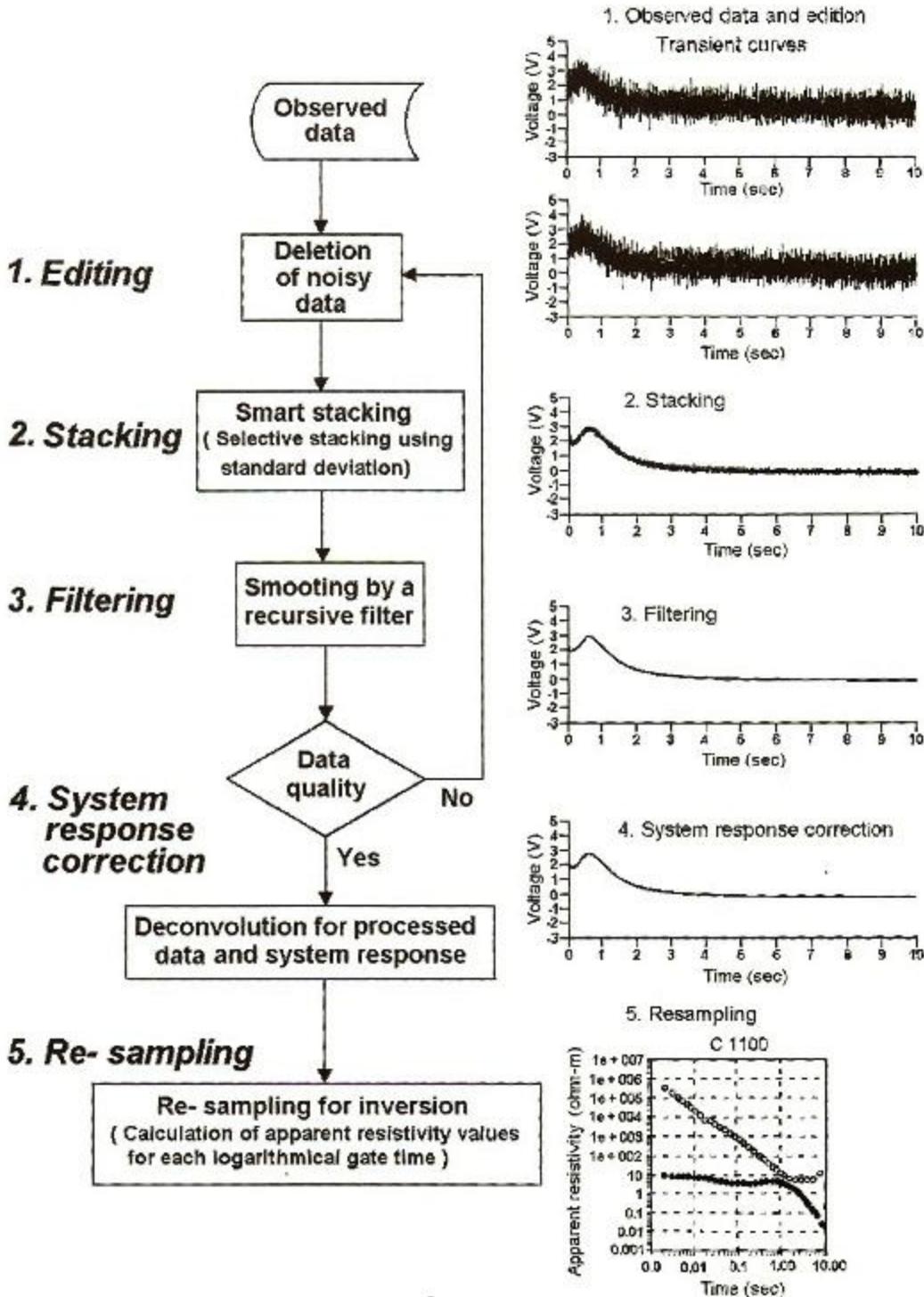


Fig. 1. LOTDEM data processing flow.

into neighboring rocks. Consequently, hydrocarbon traps manifest themselves as much larger targets than the reservoirs alone. Because of this, electromagnetic sounding by the LOTDEM method to delineate high and low resistivity anomalies caused by oil, gas, and saline water traps is a valuable exploration technique.

3. LOTDEM data acquisition and processing

The stages of LOTDEM acquisition and data processing are shown in Fig. 1 (Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 1999a). First, an induction coil with effective area of 9000 m^2 detects the vertical component of the secondary electromagnetic field decay, dB_z/dt , at the receiver site during 10 s, after the current is switched off. These transients are recorded between 128 and 256 times at each station depending on the noise present in the signal. The sampling frequency and number of sampling points

were set at 1000 Hz and 10,000 points, respectively. The signals were first amplified and filtered through five-stage amplifiers and various signal-conditioning filters. The next step is editing, where low quality transients contaminated with high-level cultural or environmental noise are eliminated from the raw data sets.

To improve the transient's quality, a selective stacking is applied using the standard deviation of the recorded signals. Stacking is a useful method to reject and to eliminate many kinds of noise, which are not coherent with the transmitting currents, spike noises caused by lighting and so on. Later on, a smoothing with digital and recursive smoothing filters is applied to the signals (Macnae et al., 1984).

The next stage is deconvolution, which consists of removing the integrated system response effect from the measured signals by means of a deconvolution process (Kanasewich, 1973; Loup and Loup, 1983; Macnae et al., 1984), leaving for the resampling stage and inversion, only the information that came from

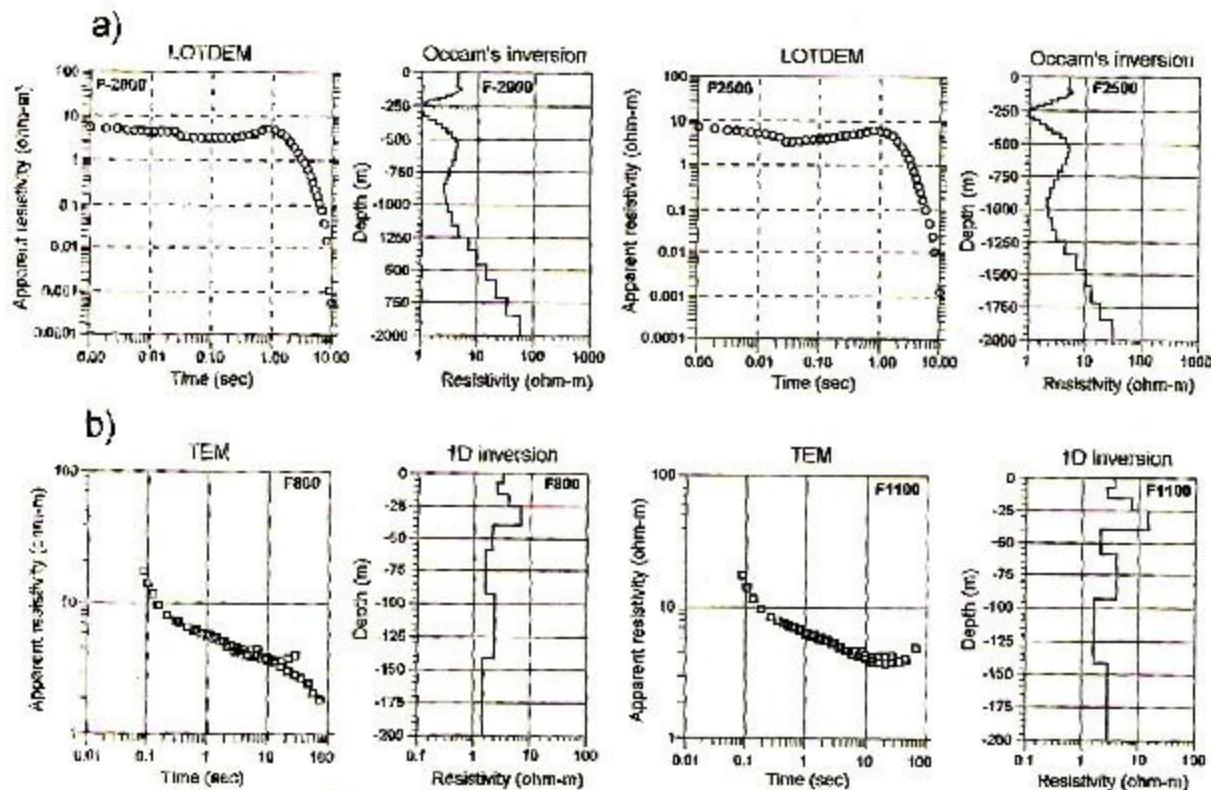


Fig. 2. Apparent resistivity curves and inverted geoelectrical sections obtained by (a) Long-Offset Time-Domain Electromagnetic Method (LOTDEM) and (b) central loop configuration (TEM).

the underground. Measured voltage values were converted to the time derivative of the vertical magnetic field by the following equation:

$$\frac{dB_z}{dt} = \frac{V_0}{A2^n} \quad (1)$$

where A is the effective area of the receiver coil in m^2 , V_0 is the measured voltage, and 2^n is the actual gain of the amplifier used.

Obtained vertical-field time-derivative values were converted to apparent resistivity by the following equation (Keller, 1969; Kaufman and Keller, 1983; Keller et al., 1984).

$$\rho_a^{\text{early}} = \frac{2\pi R^4}{3Id\cos\phi} \frac{dB_z}{dt} \quad (2)$$

where Idl is the moment of the source (amperes \times meters), I is the current in the transmitter and d is the

effective length of the transmitter cable, R : distance from the source to the receiver, ϕ : angle between the radius vector from the source to the receiver and the equatorial axis of the source line. ρ_a^{early} : early time apparent resistivity.

The LOTDEM system used was the LOTDEM-MINDECO system with the grounded source developed by MINDECO. The source line used was a 3-km cable, grounded at either end by eight steel sheets placed 2 m deep. Through this transmitter, a square wave current of 100 A amplitude was passed.

To measure shallow resistivities, between 0 and 200 m deep, a separate transient electromagnetic survey with central loop configuration (TEM) was conducted in the central part of the main line F. An ungrounded transmitter square loop cable of 100×100 m was used. The measurements were made with an induction coil in the center of the loop and a reference cable is used to establish the precise timing between the transmitter and

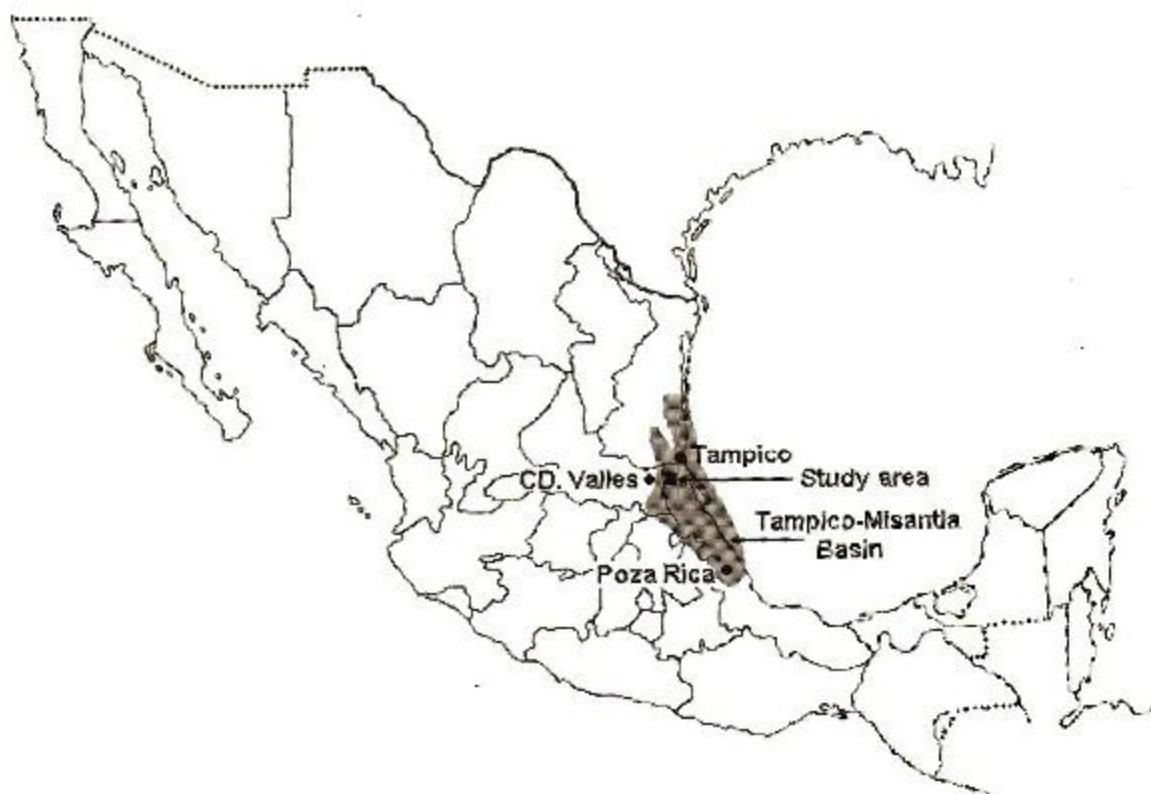


Fig. 3. Location of the study area.

receiver. TEM basic principles and data processing are similar to LOTDEM method (Stoyer, 1998; Frischknecht and Rabb, 1984; Nahigian, 1991).

Geonics manufactures the TEM system used. It comprises a receiver unit, PROTEM 57(D), and a transmitter unit, EM37 (Geonics, 1993, 1995).

4. Interpretation

Four techniques were used for TEM and LOTDEM data interpretation: 1D inversion, Occam's inversion, residual analysis and cumulative conductance analysis (Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 1999b).

1D inversion is widely used for electrical and electromagnetic soundings. In this technique, the earth subsurface is assumed to be a uniform horizontally

stratified medium (Marquardt, 1963; Lines and Treitel, 1984). An initial estimated model is entered into the inversion program, and the errors between the calculated model response and measured data are determined. Next, a new estimated model is determined to minimize the errors. The model that gives the error below a pre-determined limit is considered to be the true resistivity structure. The algorithms used in this inversion technique are called "Ridge regression" or "Modified Marquardt inversion". In the TEM data 1D inversion, the TEMIX-XL program developed by Interpex, which can interpret structures of up to six layers, was used. Both thickness and resistivity were free parameters yielding information about the shallow horizons.

Occam's inversion is also a 1D interpretation routine with maximum smoothness constraints, and can yield overall resistivity structures without initial estimates

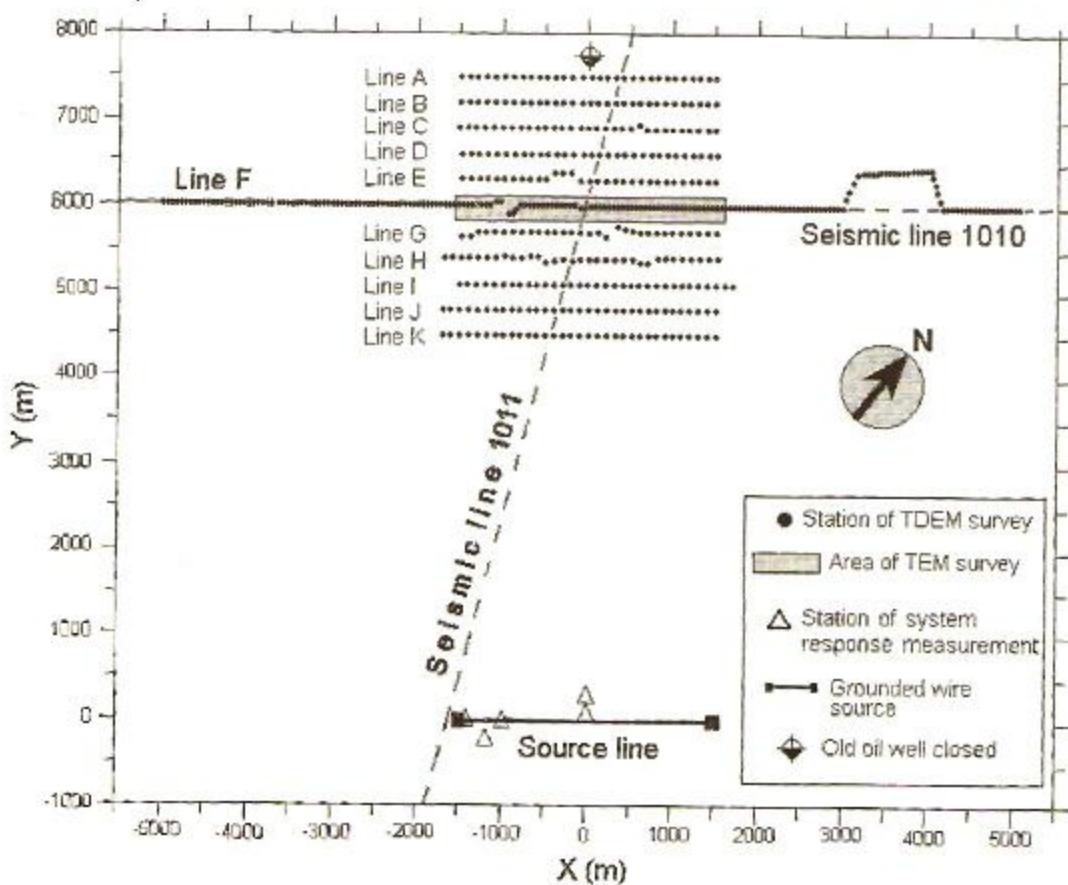


Fig. 4. Station and grounded wire source locations for LOTDEM and TEM surveys.

(Constable and Parker, 1987; DeGroot-Hedlin and Constable, 1990). In other words, the interpreted earth structure is simply the data fitted with a smooth model. The Occam's inversion program used for the LOTDEM data was developed by MINDECO and has a maximum of 40 layers that can be interpreted. The thicknesses of the layers of the initial model logarithmically increase with depth and are automatically generated and fixed by the program. Resistivity values of each layer are estimated under the restriction of minimum change with respect to the adjacent layer resistivities. Initial resistivity values of the starting structures are uniform values, which are also estimated by the program.

This inversion technique is suitable to estimate the global resistivity in a sedimentary environment with no abrupt vertical resistivity changes in the subsurface. In the surveyed area, the sedimentary rocks fit these conditions perfectly. For this reason, the Occam's inversion method was selected for LOTDEM data interpretation. Fig. 2 shows two examples of LOTDEM and TEM soundings and their corresponding inverted geoelectric sections.

In the residual analysis, the effects of structural average resistivity of the area (assumed background structure) are subtracted from the measured values. The assumed background structure was obtained from the resistivity sections, in zones where resistivity changes vary smoothly with depth and correlate with horizontal layers where the lithology does not show abrupt changes. Therefore, the residual values are the difference of the measured data (O_i) and the theoretically calculated transient (C_i) from the assumed background structure. These values are expressed in percentages from the equation $(O_i - C_i) \times 100/O_i$.

From the results of the Occam's inversion, cumulative conductance can be obtained from the following equation:

$$\text{Cumulative conductance} = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{T_i}{\rho_i} \quad (3)$$

where n is the number of layers used for the Occam's inversion, and T_i and ρ_i are the thickness and resistivity of layer i , respectively.

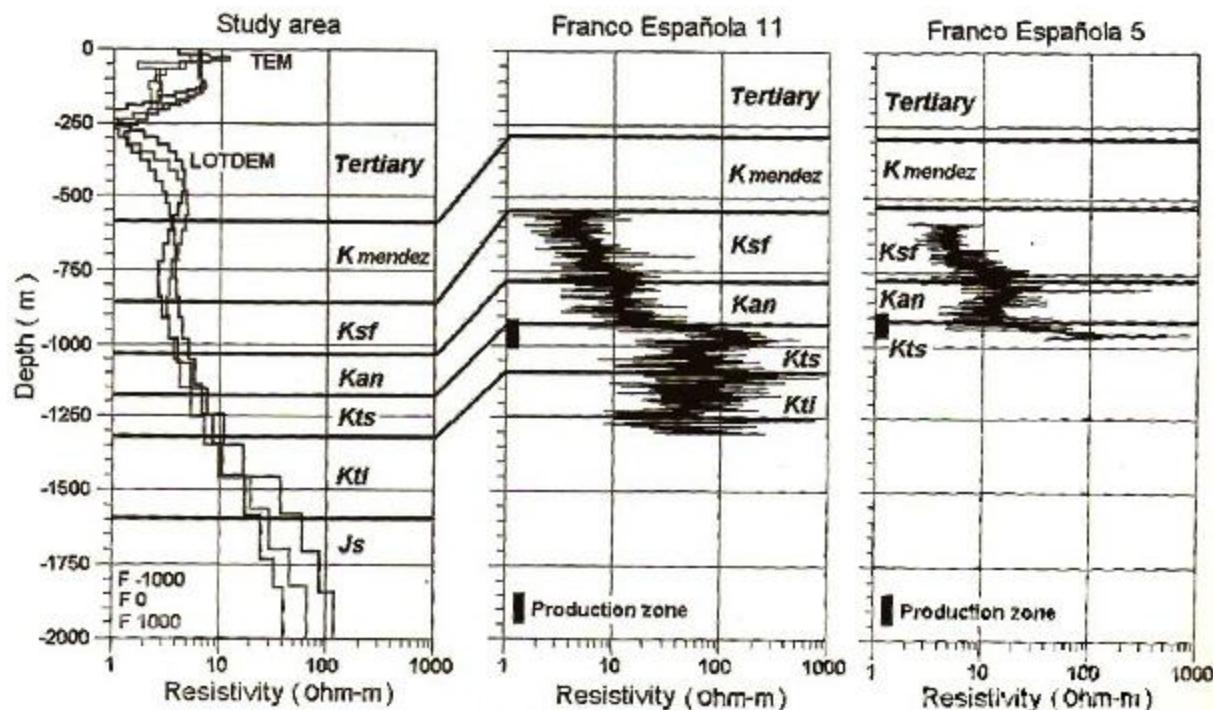


Fig. 5. Comparison between logging data and estimated resistivity structure by Occam's inversion of LOTDEM data and 1D inversion of TEM data in stations F-1000, F0 and F1000.

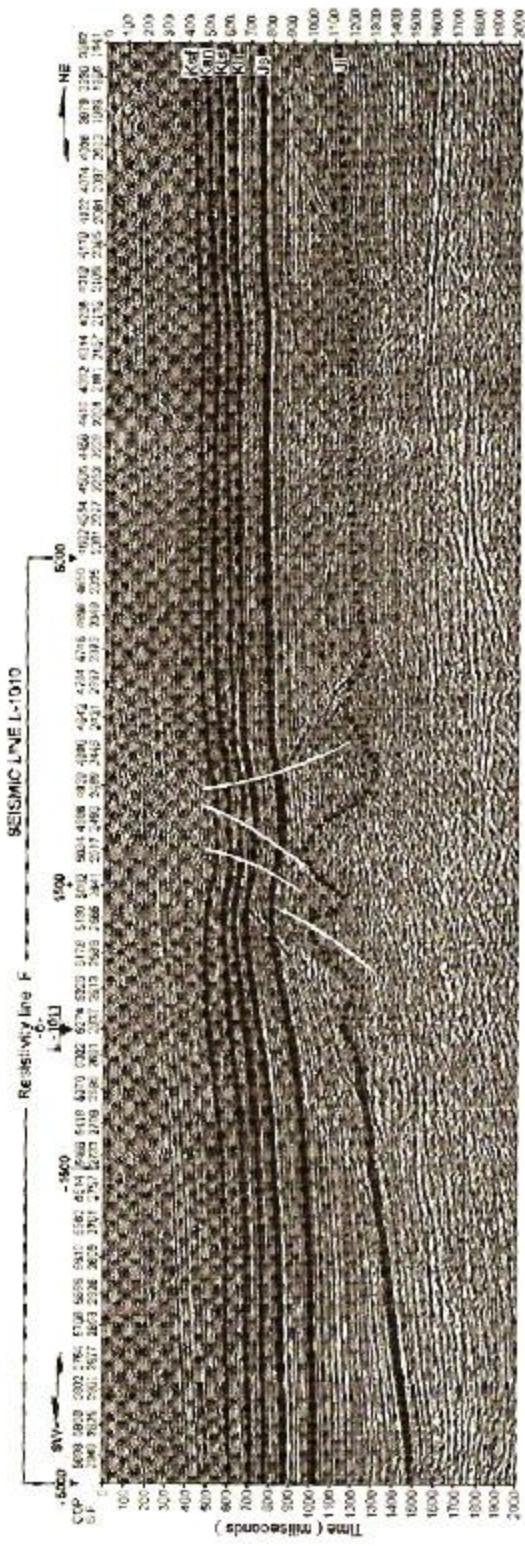


Fig. 6. Seismic line L-1010 interpreted. The positions of resistivity lines and intersections with other seismic lines are indicated with block triangles at the top of this figure.

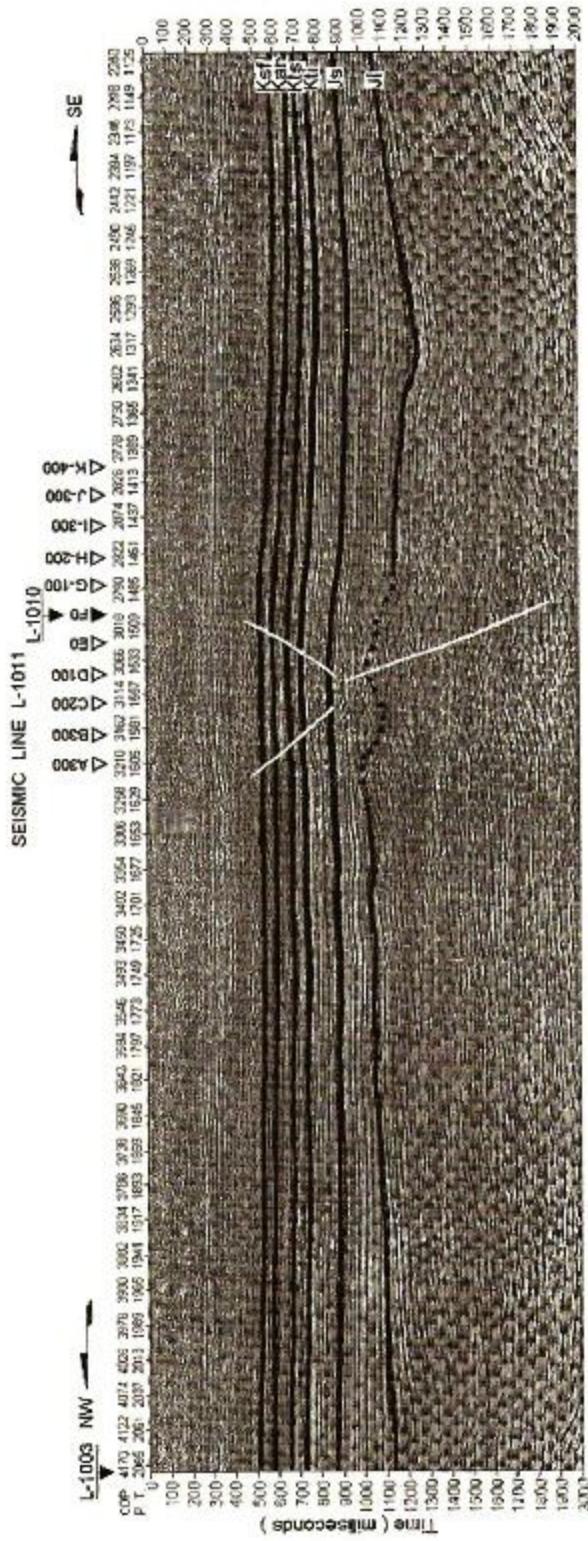
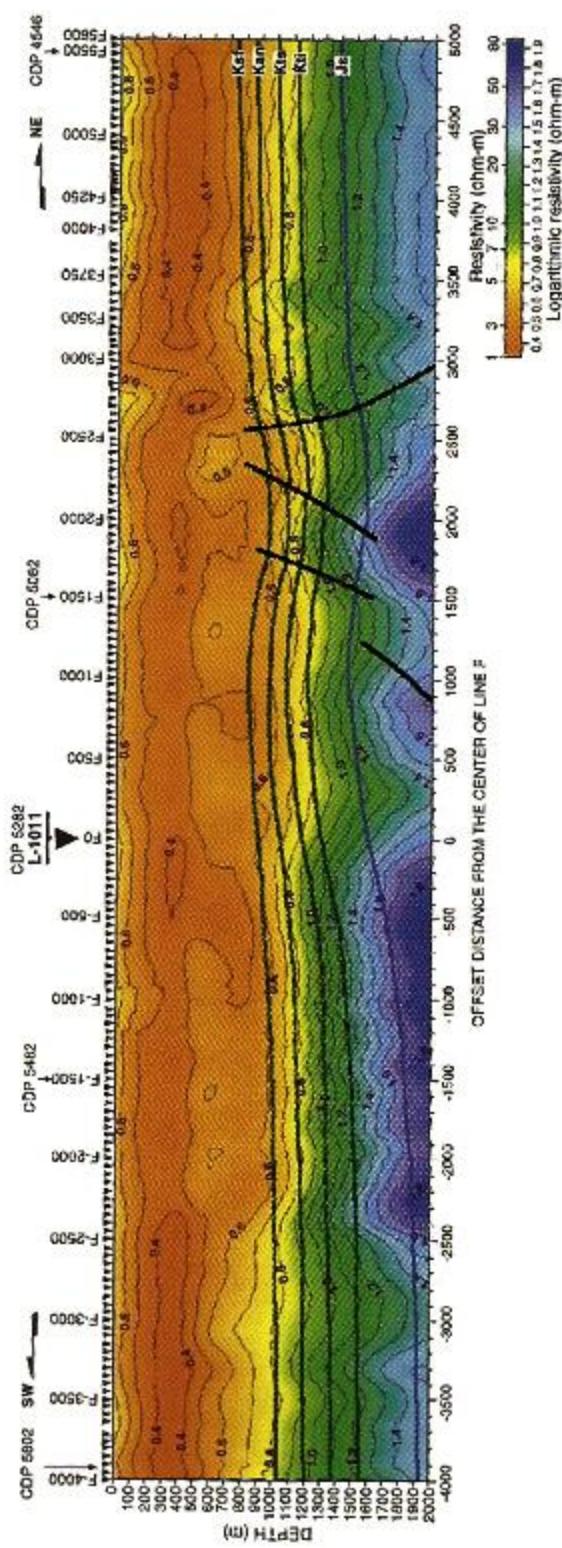
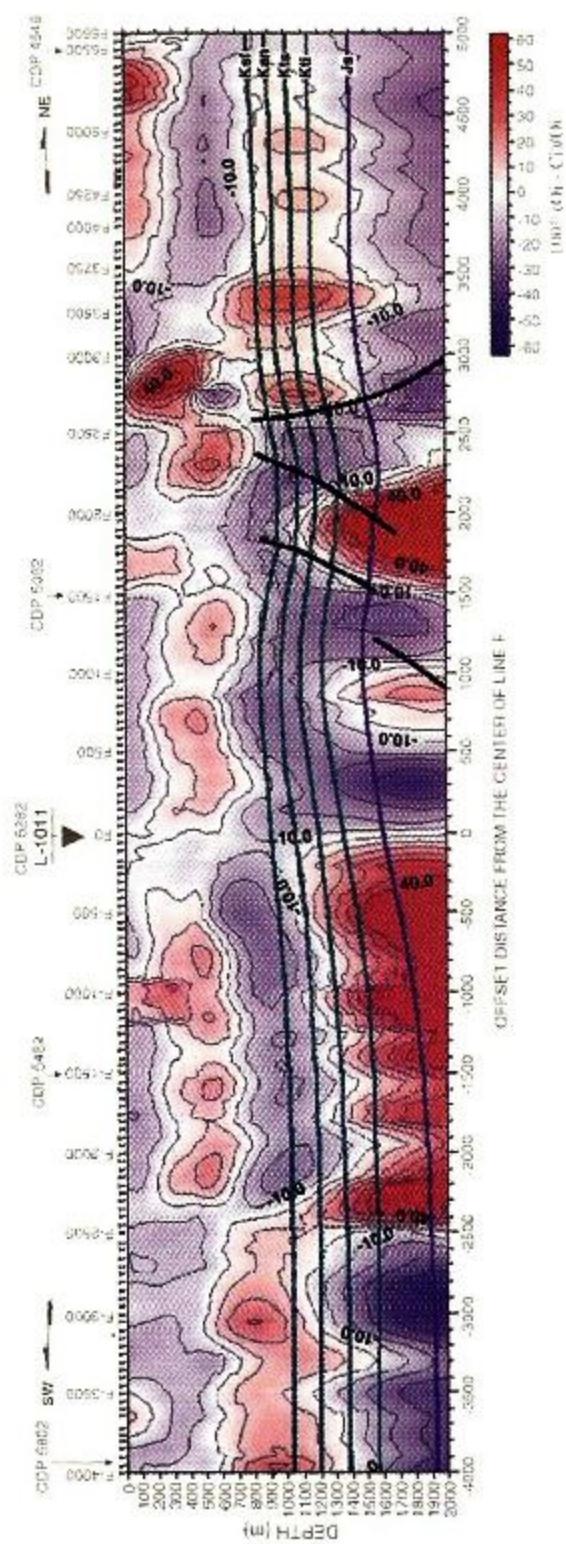


Fig. 7. Seismic line L-1011 interpreted. The stations of resistivity line L-1011 and intersections with other seismic lines are indicated with black triangles at the top of this figure.





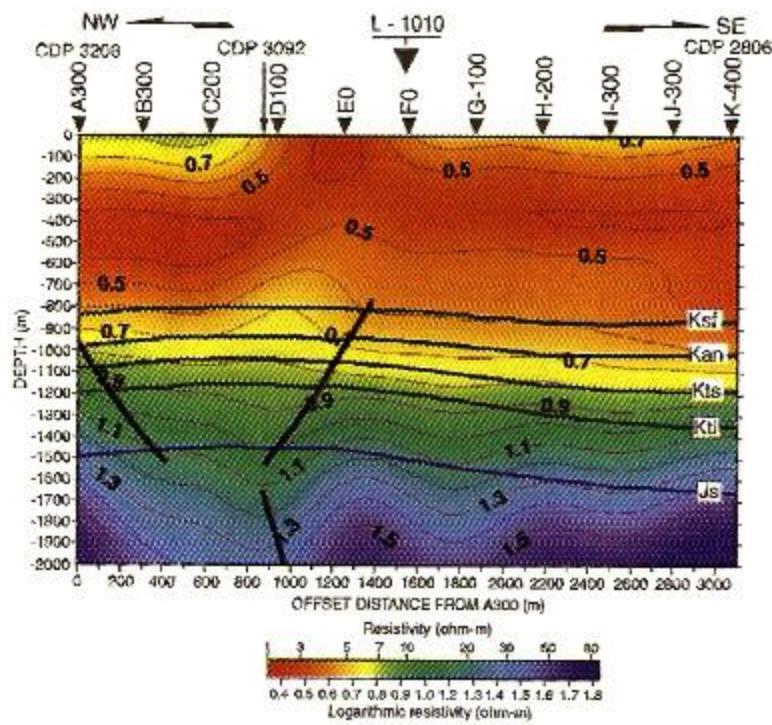


Fig. 10. Resistivity section along seismic line L1011 using Occam's inversion. The position of this seismic line is shown in Fig. 4.

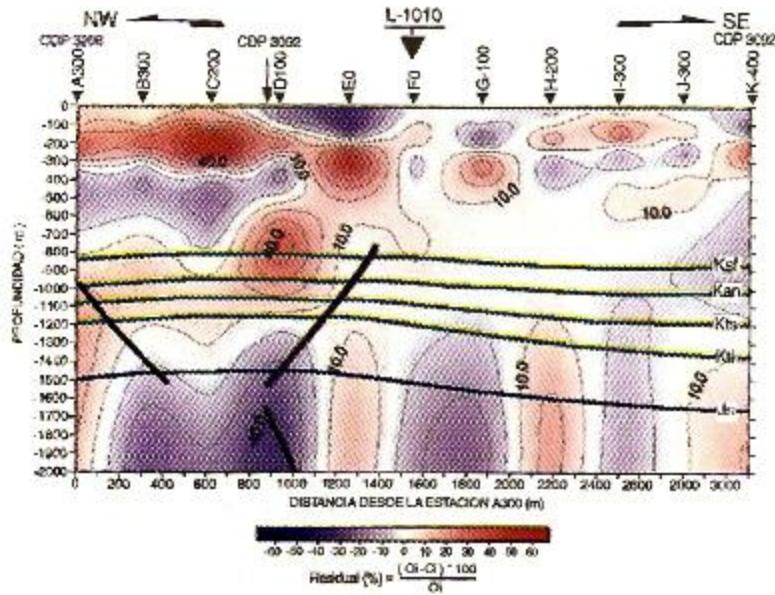


Fig. 11. Residual resistivity section along seismic line L1011.

This analysis allows locating the anomalous areas at the regional level, where the cumulative conductivity decreases or increases substantially due to geological facies changes or the existence of hydrocarbons.

The resistivity data and thicknesses of layers used to constrain the earth models were obtained from the well logs of the nearby Franco Espanola oil field and from the seismic sections in the studied area. The distance between the studied area and the oil wells is 8 km.

5. Study area

The study area is in the southwestern part of Tampico-Misantla basin located in the northeastern coastal plain of the Gulf of Mexico in Veracruz state, Mexico (Fig. 3). The region has long been explored for its potential for oil and gas fields (e.g., Lopez-Ramos, 1979; Sánchez-Alvarez and Urrutia-Fucugau-

chi, 1992, submitted for publication; PEMEX Activo Tampico, 1997). Tampico Misantla basin is second in importance in Mexico for its production and reserves of oil and gas. The study area is surrounded by the set of Ebano-Panuco oil fields, including the Franco Espanola oil field. The intersection of two seismic lines of Petroleos Mexicanos, L1010 and L1011, was used as the base station of the survey. The area was covered with eleven parallel lines from line A to line K separated by 300 m. Ten of these lines are about 3 km long. A 10-km long central line, F, was traced on the seismic line L1010. The parallel source line with 3-km length was placed 6 km southeast of line F. LOTDEM stations were spaced at 50 m along line F. On the other lines, the stations were spaced at 100-m intervals. LOTDEM measurements were made at a total of 524 stations along profiles A to K. System response measurements were conducted near the source line in order to remove the distortion of the measured data due to the recording system itself. TEM measurements, were made in the central part

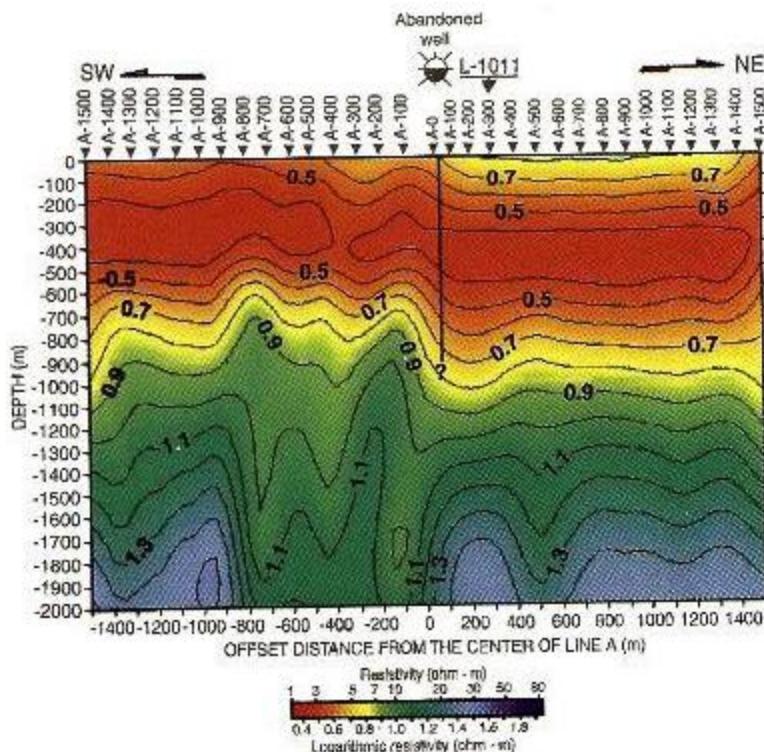


Fig. 12. Resistivity section along line A using Occam's inversion.

of the studied area at 123 stations spaced at 25 m along line F. Locations of the stations, seismic lines and transmitter line are shown in

An indication of the existence of hydrocarbons in the studied area is an old oil well, drilled and closed, during the 1930s, with manifestations of oil and gas on the surface, located 20 m to the NW of the resistivity line A, near the station A0.

Unfortunately, well log data are not available for this well but its position correlates with the high resistivity anomalies in the central part of the resistivity sections A and B.

6. Geological setting

The Ebano-Pamuco oil fields produce oil and gas in naturally fractured basinal carbonates. The main reservoir rocks are fine-grained limestones and shaly limestones of basinal facies, which correspond to the units: San Felipe (Ksf), Agua Nueva (Kan) and Upper Tamaulipas (Kts). The reservoir seal in the region is

the Mendez (Kmendcz) unit, which consists of marls invaded by salt water. These units are upper Cretaceous in age, and are regionally widespread. The average thickness of the reservoir is at least 400 m. The setting of genesis of these formations is the Tampico-Misantla basin, which contains several complete hydrocarbon systems that comprise a large number of fields with a huge remaining potential.

The fields and their fracturing schemes are related to the reactivation of ancient synrift faults that make typical drape folds over the upper parts of tilted basement blocks, and to small rollover folds on the same edge of the basement blocks. These rollover folds are a consequence of deep normal faulting and compaction of shales at the lower Jurassic level. The hydrocarbon reservoirs occur in the flanks of anticlinal or synclinal structures, in the highest parts of the faulted blocks and in the hinges of the drape folds. There are some fields in other zones, which are distant from the hinges of the drape folds. In all cases, the fractures are vertical. Geochemical studies of recovered oils, outcrop rocks and underground samples in the area indicate that the

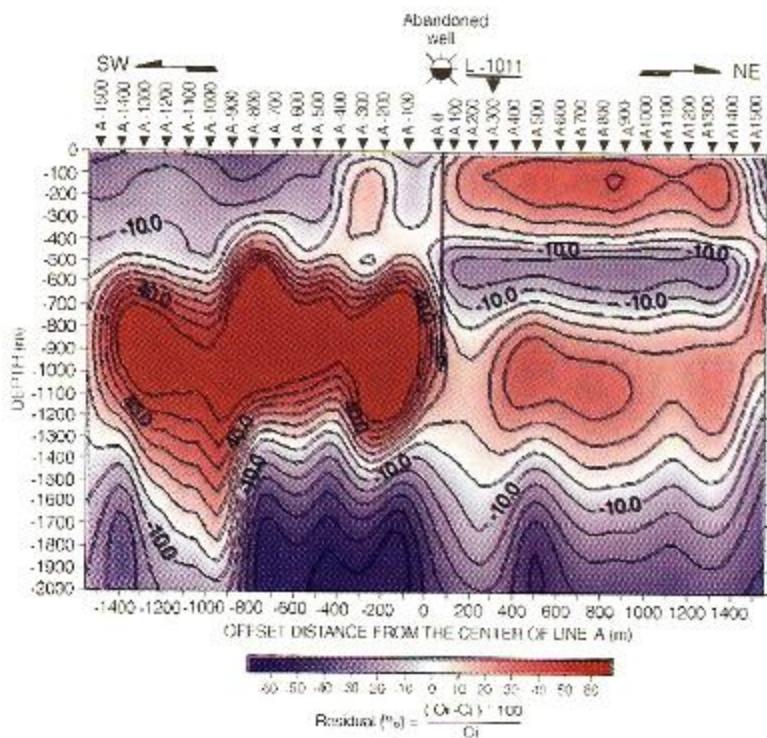


Fig. 13. Residual resistivity section along line A.

hydrocarbon source rocks are Upper Jurassic (Js), especially sediments of the Taman and Pimienta units.

The basement consists of granite and granodiorite rocks, known as the metamorphic complex, and is mostly Paleozoic to Lower Jurassic. Some metamorphic rocks of Precambrian age are also present in the region (Lopez-Ramos, 1979; Sánchez-Alvarez and Urrutia-Fucugauchi, 1992; PEMEX and IMP, 1997; PEMEX Activo Tampico, 1997).

7. Combined interpretation of seismic, LOTDEM, and TEM data results

The resistivity sections obtained by Occam's inversion are excellent and consistent with seismic interpretations and resistivity curves of wells Franco Espanola 11 and 5. Fig. 5 shows LOTDEM and TEM modeled resistivity curves of three stations (F-1000, F0 and F1000) in the central part of line F where the lithology does not show abrupt changes, overlaid, and compared with resistivity curves from the well logs.

Estimated resistivity curves show a gradual increase of resistivity from 1 to 100 $\Omega \text{ m}$ from the top of the San Felipe (Ksf) unit down to the Lower Tamaulipas (Kti). This increase correlates with the resistivity curves from the wells. The oil production in the Franco Espanola 11 well is from the lower Kan and Kts units, which are approximately 250 m shallower than the Kan and Kts in the studied area.

Fig. 5 also shows a shallow layer with low resistivity between 1 and 7 $\Omega \text{ m}$, which corresponds to the sequence of shales and sands of Tertiary age. Low resistivity of layers between 130 and 400 m depth is due mainly to the invasion of salt water and high volumes of clay in the sediments. Estimated resistivity curves from the LOTDEM and TEM methods, show a similar shape, but different resistivity ranges. The different ranges result from the different geometries of the LOTDEM and TEM methods.

The final combined interpretation of seismic and LOTDEM data was made with Occam's inversion results, utilizing a 40-layer model and the seismic interpretation of seismic lines L1010 and L1011

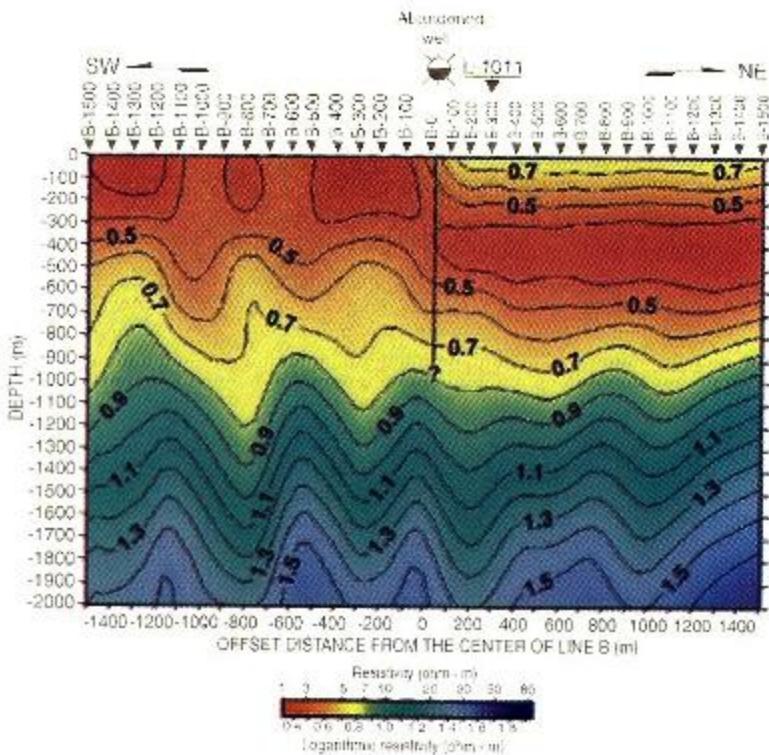


Fig. 14. Resistivity section along line B using Occam's inversion.

(Figs. 6 and 7). The correction from time to depth for the horizons correlated on the seismic sections was made by applying the velocity profile obtained from the VSP (Vertical Seismic Profile) of the Franco Espanola 11 well and another VSP from wells near the study area. The positions of resistivity lines and intersections with other seismic lines are indicated with black triangles at the top of these figures.

Anticlinal structures and faults can be observed in both seismic sections. Fractures are present in the top of the faulted blocks in the Ksf, Kan, and Kts units. Seismically interpreted structures and depths of the reservoirs are in agreement with geologic patterns in the region.

To determine anomalous resistivity zones related to hydrocarbon reservoirs, depth corrected seismic interpretations of lines L1010 and L1011 were overlaid on their respective resistivity and residual resistivity sections . The main resistivity section F shows a shallow layer with low resistivity ($1-5 \Omega \text{ m}$) with approximate thickness

of 580 m that corresponds to shales and sands of Tertiary age, which are invaded by salt water. A second layer with thickness 300–400 m with moderate resistivity ($5-8 \Omega \text{ m}$) corresponds to the Mendez unit. At the ends of the section where stratification of the Ksf, Kan, Kts and Kti units is undisturbed, resistivity values increase gradually with depth reaching more than $30 \Omega \text{ m}$. This increase is largely due to reduction of clay percentage in the limestones with depth. In the central part of the section in the Kti and Js units, the resistivity values are certainly influenced by the high resistivity values ($>80 \Omega \text{ m}$) of the granitic rocks of the basement. The seismic sections indicate that non-fractured and nearly horizontally stratified structures are dominant in the area, this suggests that slightly high and slightly low resistivities in this regions are most likely due to lithology changes, not to hydrocarbons.

On the northeast flank of the faulted block between stations F2650 and F3800 in Js, Kti, Kts, Kan and Ksf, the high resistivity anomalies suggest the presence of hydrocarbons. Above the faulted block,

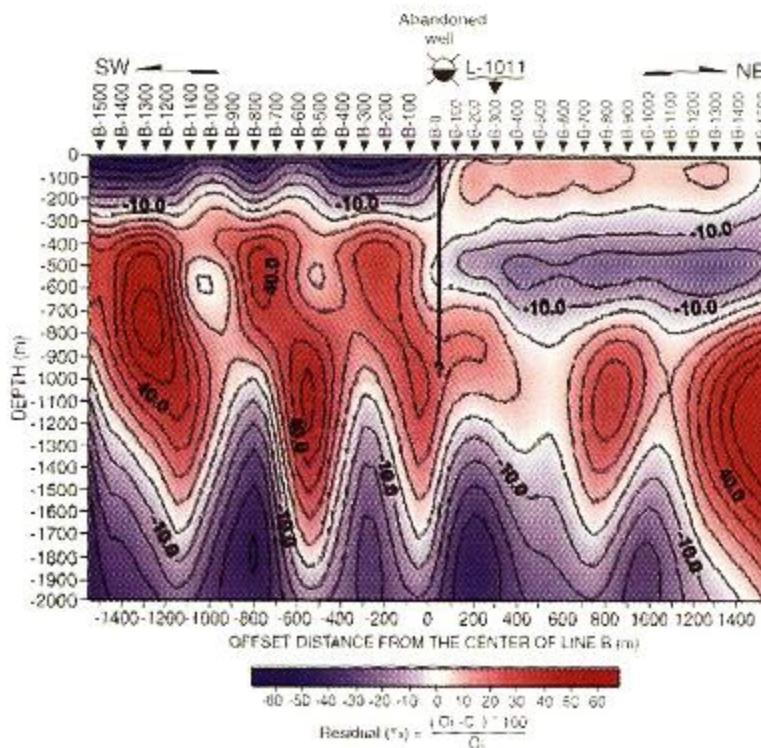


Fig. 15. Residual resistivity section along line B.

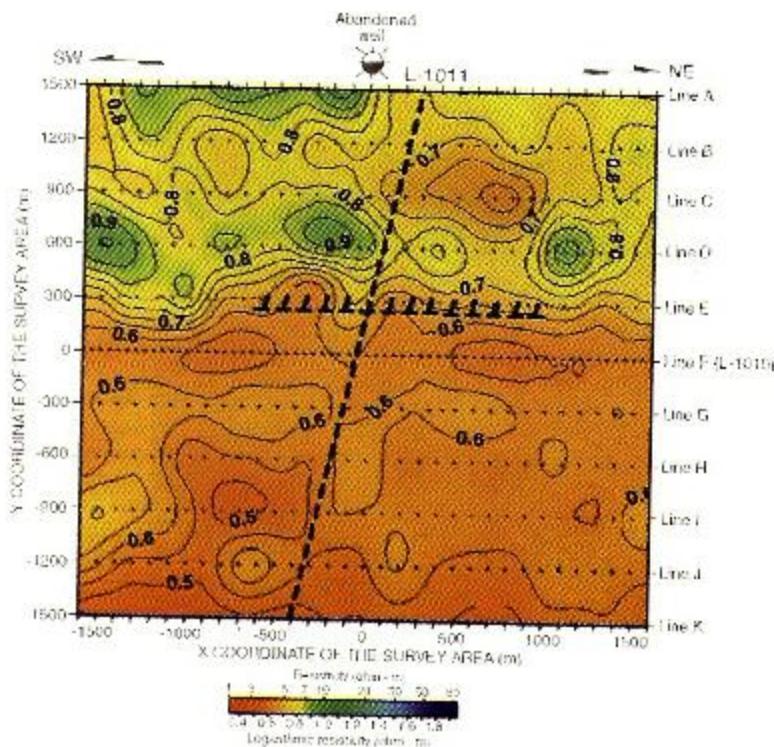
between stations F2100 and F2500, and at 400 to 800 m depth, a high resistivity anomaly is present. This resistivity anomaly correlates with a seismic wave dispersion zone, typically indicative of the presence of gas in a "gas chimney", in the seismic line L1010. This is supported by the occurrence of gas in the shot well in this position during the seismic survey. On the southwest side of the structure between stations F1100 and F1500 in Js, Kti, Kis, Kan and Ksf, there is a broad low resistivity anomaly in the trap, which suggests invasion of low resistivity fluids that most likely are salt water.

The position, shape, size and depth of these low and high resistivity anomalies are more clearly illustrated in the residual resistivity section F (Fig. 9).

The resistivity section along seismic line L1011 (Fig. 10) was constructed using the nearest resistivity stations along this seismic line. Resistivity characteristics similar to those in section F are present. A slight dip of resistivity curves toward the southeast correlates with dip in the seismic section L1011. The internal part of the faulted block between stations

C200 and E0 shows an anomaly of high resistivity from 500 to 1000 m depth in the main reservoir units Ksf, and Kan suggesting the presence of hydrocarbons and fractures in this position. This anomaly continues upward into the Kmendez unit, again suggesting a possible gas chimney. In the residual resistivity section L1011 (Fig. 11), the position, size and depth of this anomaly are better illustrated.

The general resistivity characteristics in the resistivity sections A to K are similar to those described in resistivity sections F and L1011. In sections A, B, C, D and E, distortions in resistivity curves occur between 500 and 1200 m depth in the main reservoir units Ksf, Kan and Kis. These high resistivity anomalies suggest the presence of hydrocarbons and fractures in this area, which is located in the internal part of the faulted block that is observed in the seismic line L1011. In the resistivity and residual sections of lines A and B (Figs. 12-15), the correlative position of the abandoned well with evidence of hydrocarbons at the surface is indicated. The proximity of the



abandoned well is evidence that the high resistivity anomalies are produced by the presence of hydrocarbons.

In sections F to K, the behavior of the resistivity curves is uniform and congruent with the horizontally stratified structures that are observed in the seismic sections. There are no big fluctuations in the resistivity curves, except in the formations Kti and Js, where the resistivity values are influenced by the high resistivity of the basement like in the resistivity sections F, A and B. The general resistivity characteristics of the resistivity sections A to K can be seen in the resistivity distribution maps , constructed with resistivity data from sections A to K at depths 900 and 1000 m.

The resistivity distribution maps show the interpretation of seismic line L1011, the resistivity lines and the abandoned well location. The positions of the high resistivity anomalies within the graben correlate with the highest part of the downfaulted block where accumulations of hydrocarbons are most likely. Ana-

lyzing the resistivity distribution maps and the position of the abandoned well which is near to the high resistivity anomaly located between lines A and B and between the stations 0 and 1400 it is possible to arrive at the conclusion that this high resistivity anomaly is produced by hydrocarbons. In the distribution map at 1000 m depth in the unit Kan, this resistivity anomaly is interconnected with the resistivity anomalies located to the south and northeast increasing its values and size.

8. Conclusions

Hydrocarbon accumulations manifest themselves as regions with anomalously high resistivities. Although, not every resistivity anomaly is an oil and gas reservoir, an area with high resistivities has a much higher chance of producing hydrocarbons than areas with low resistivities. To eliminate the ambiguities in the interpretation of resistivity data, it is

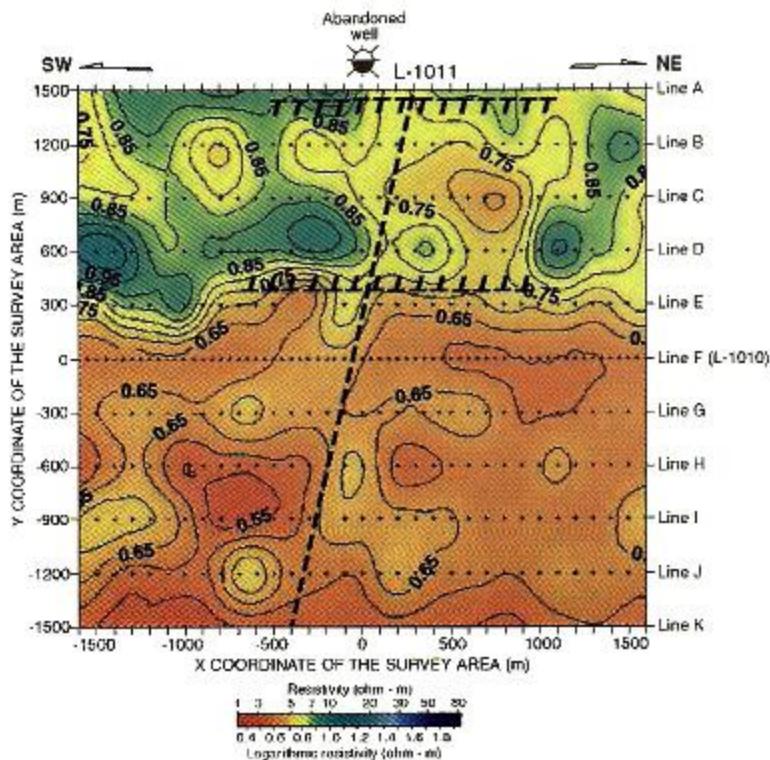


Fig. 17. Resistivity distribution map at level -1000 m.

important to know the geologic environment of the studied area and the underground structural conditions from the seismic interpretation. The LOTDEM method used as an additional tool along with the seismic method can provide information that helps to plan the location of wells with more precision and confidence. In the near future, LOTDEM has potential in the exploration for deeper hydrocarbon reservoirs and to monitor hydrocarbon reservoir exploitation.

Results of this experimental study, applied in an area where the production of hydrocarbons is from naturally fractured rocks with relatively low resistivities, demonstrate that the LOTDEM method is sensitive to small resistivity changes with enough resolution to indicate the types of fluids contained in the rock pores or fractures at depths that, in theory, can exceed 5 km.

Acknowledgements

We thank Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Japan National Oil Corporation (JNOC), Mitsui Mineral Development Engineering (MINDECO), and Instituto de Geofísica UNAM for the valuable support provided to carry out this study and to write this paper. We also acknowledge comments on the manuscript by editor N.B. Christensen and reviewers J. Fokkema and E. Slob.

References

- Constable, S.C., Parker, R.L., 1987. Occam's inversion: a practical algorithm for generating smooth models from electromagnetic sounding data. *Geophysics* 52, 289–300.
- DeGroot-Hedlin, C., Constable, S., 1990. Occam's inversion to generate smooth, two dimensional models from magnetotelluric data. *Geophysics* 55, 1613–1624.
- Frischknecht, F.C., Raab, P.V., 1984. Time domain electromagnetic soundings at the Nevada Test Site, Nevada. *Geophysics* 49, 981–992.
- Geonics, 1993. Proteus 57D (C) Operating Manual.
- Geonics, 1995. Proteus 37 Operating Manual 2.1.
- Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 1999a. Joint Experiment of Time Domain Electromagnetic Method in Tampico Area, United Mexican States: Data Acquisition and Processing. Interim Report.
- Japan National Oil Corporation Technology Research Center, 1999b. Joint Experiment of Time Domain Electromagnetic Method in Tampico Area, United Mexican States: Data Analysis and Interpretations. Interim Report.
- Kanasewich, E.R., 1973. *Time Sequence Analysis in Geophysics*. University of Alberta Press, Alberta, Canada.
- Kaufman, A.A., Keller, G.V., 1983. *Frequency and Transient Soundings*. Elsevier, Amsterdam.
- Keller, G.V., 1969. Electromagnetic surveys in the central volcanic region: preliminary report. Geophysics Div., DISR, New Zealand, Report 55.
- Keller, G.V., 1981. Design of a time-domain electromagnetic sounding system. In: Weinstock, H., Overton Jr., W.C. (Eds.), *SQUID Applications to Geophysics*. SEG, Tulsa, pp. 37–48.
- Keller, G.V., Pritchard, J.I., Jacobson, J.J., Hartill, N., 1984. Megasource time domain electromagnetic sounding methods. *Geophysics* 49, 993–1009.
- Lines, L.R., Treitel, S., 1984. Tutorial: a review of least-squares inversion and its application to geophysical problems. *Geophysical Prospecting* 32, 159–186.
- López-Ramos, E., 1979. *Geología de México; Tomos I, II, III: Edición Escolar* (published by author). México City.
- Loup, G.E., Loup, J., 1983. Iterative deconvolution. *Geophysics* 48, 1287–1290.
- Macnae, J.C., Lamontagne, Y., West, G.F., 1984. Noise processing techniques for time-domain EM systems. *Geophysics* 49, 934–948.
- Marquardt, D.W., 1963. An algorithm for least squares estimation of non-linear parameters. *Journal of the Society of Industrial and Applied Mathematics* 11, 431–441.
- Nabighian, M.N., 1991. *Electromagnetic Methods in Applied Geophysics: Volume 1. Theory, Part A, Part B*. Society of Exploration Geophysics.
- Okuzumi, K., Minegishi, M., Sato, M., Palau, H., Hurtado, M., Saito, A., Wada, K., Ishikawa, H., 1998. An experimental study of time domain electromagnetic method in oil field. International Petroleum Technology Exhibition, Proceedings, November, 17–21.
- Orellana, E., 1972a. *Prospección Geoelectrónica en Corriente Continua*. Editorial Paraninfo, Madrid, España.
- Orellana, E., 1972b. *Prospección Geoelectrónica en Corriente Alterna*. Editorial Paraninfo, Madrid, España.
- PEMEX and IMP, 1997. *Proyecto Syntití Mesozoico, Plays: Cretácico Fracturas y San Andrés, Petróleos Mexicanos Exploración Producción e Instituto Mexicano del Petróleo 1997*. Interim Report.
- PEMEX Activo Tampico, 1997. *Proyecto Ebano-Panuco, Petróleos Mexicanos Exploración Producción Activo Tampico, 1997*. Interim Report.
- Sánchez-Alvarez, R., Urrutia-Fucugauchi, J., 1992. Shallow Crustal Structure and Paleotectonics of Northeastern Mexico. Congreso Latinoamericano de Geología, Salamanca, Spain.
- Sánchez-Alvarez, R., Urrutia-Fucugauchi, J., 2002. Tectonic evolution of Northeastern México. *International Geology Reviews* (submitted for publication).
- Stoyer, C.H., 1998. Vertical Resolution and Equivalence in EM Soundings, SAGEEP Workshop. Interpex, Golden, CO, USA.



-
- Strack, K.M., 1992. Exploration with deep transient electromagnetics Lecture notes, expanded version to be published by Elsevier 1992, Version 1.6, Copyright: 1988–1991 Universität zu Köln Germany.
- Strack, K.M., Vozoff, K., 1996. Integrating long-offset transient electromagnetics (LOTEM) with seismics in an exploration environment. *Geophysical Prospecting* 44, 997–1017.
- Tahsin, T.M.M., Jordan, J., Keller, G.V., 1997. Strata Search, Golden, Colorado. Electromagnetic imaging in exploration for stratigraphic traps. *Anatomy of A Discovery: The Leading Edge* 16 (4).



Métodos de Exploración Subsalina

M. en C. Roberto Moreno Castillo *
Ing. Guadalupe González Zúñiga *

Resumen

Avances recientes en la adquisición, procesado e interpretación de los datos gravimétricos y magnéticos han sido muy útiles para resolver un amplio rango de problemas sísmicos. Cada vez más aumenta la cantidad de exploraciones sísmicas tanto marinas como terrestres que se adquieren con adquisiciones de alta resolución de aerogravimetría y aeromagnetometría. Por medio de las estaciones de trabajo se pueden integrar los datos sísmicos y de los métodos potenciales. Las interpretaciones integradas han ayudado a delinear complejas estructuras subsalinas, incluyendo la verificación y reforzamiento de modelos de velocidades sísmicas.

Introducción

La aerogravimetría es una importante herramienta en la exploración petrolera. Con las nuevas técnicas de procesado e interpretación de los métodos potenciales, ahora es posible construir un mejor modelo geológico del subsuelo, incluyendo imágenes subsalinas, a partir de la integración de los datos sísmicos y de los métodos potenciales.

Actualmente las mejores oportunidades exploratorias corresponden a las estructuras subsalinas, tanto en la costa como en el Golfo de México. Estas oportunidades se han encontrado con la interpretación integral de los nuevos métodos 3D sísmicos, gravimétricos y magnéticos, sobre todo para obtener la imagen de los "plays" subsalinos.

Estrategia sugerida para resolver problemas de sal

Es común que en un levantamiento sísmico, debido a problemas de velocidades por la presencia de sal en el área se presente el problema que en las secciones sísmicas se manifieste un espesor doble de sal (ver Figura 1), para lo cual se sugiere la siguiente estrategia: Estrategia sugerida: (Ordenada de acuerdo con el costo y el riesgo)

1. Integrar toda la información geológica y geofísica disponible para obtener un modelo preliminar de la geometría 3D de la Sal.
2. Confirmar geometría 3D de la Sal con Gravimetría.
3. Procesar reiteradamente en modo interactivo la información sísmica.
4. Generar una localización exploratoria.
5. Perforar un pozo.

(*) Actividad de Exploración Salina del Istmo, Pemex Exploración - Producción

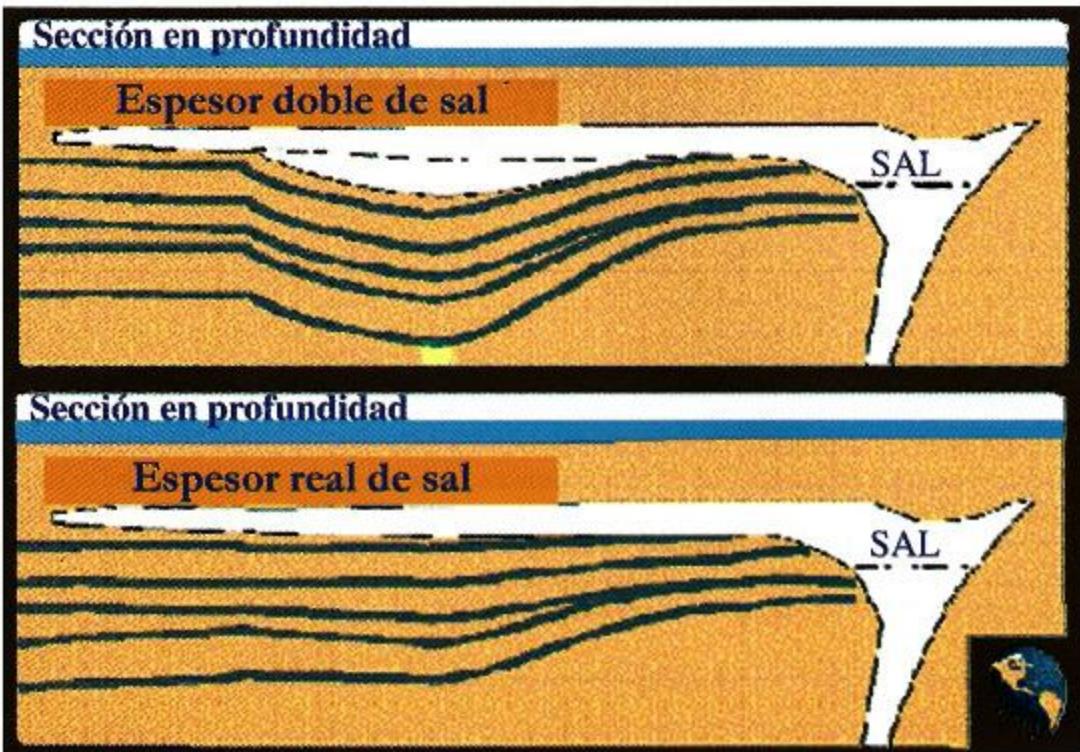


Figura 1. Doble espesor de sal debido a reflexiones Múltiples.

Métodos Sísmicos

Obtener imágenes subsalinas fidedignas es un gran reto. La sal con una velocidad de 4,200 m/seg es significativamente más rápida que todas las rocas que la rodean, con velocidades típicas de 2,000 a 3,000 m/seg. Se pierde mucha energía al pasar a través de la sal, necesitándose de una gran fuente de energía para los trabajos subsalinos. También se requiere de un adecuado diseño de la operación sísmica, un apilado adecuado y datos de las velocidades de migración, para obtener buenos resultados. La presencia de los múltiples representa el mayor problema subsalino y apilar los datos con varias velocidades, solo enfatizará las reflexiones múltiples.

La conversión a profundidades es otro obstáculo para el éxito de la exploración subsalina, ya que la sal es más rápida que los sedimentos que la rodean por arriba o por abajo, resultando estimaciones erróneas del espes-

sor de la sal, utilizando velocidades variables en el área. Los datos en tiempo deben convertirse a profundidad utilizando velocidades de intervalo estimadas para lograr una adecuada imagen en profundidad.

La preservación de amplitudes subsalinas y el balance de las mismas es la tercera herramienta necesaria en la exploración subsalina. Debido a que se pierde mucha energía al atravesar la sal, las imágenes subsalinas son mucho más débiles que aquellas por encima de la sal.

Una buena aproximación consiste en balancear los datos subsalinos, independientemente de los datos por arriba de la sal. De hecho esto requiere de la interpretación de la cima y de la base de la sal antes de balancear. Otra precaución que se debe tomar cuando se esté trabajando en una estación de trabajo es compensar los datos después del procesado. Si las amplitudes son únicamente un 25 % de los valores arriba de la sal, después del procesado convencional, entonces se debe aplicar un 400% de ganancia a los datos subsalinos.

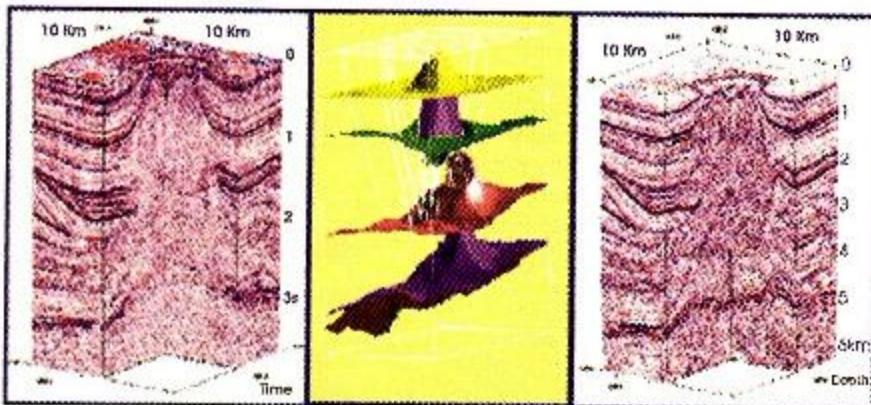


Figura 2. Cubo 3D del Golfo de México, con cima y base de sal.

Gravimetría

Los estudios aerogravimétricos pueden exitosamente predecir si la sal está arrraigada o en capas. La sal profunda (arraigada) tiene una fuerte expresión gravimétrica como un mínimo, en cambio una capa de sal tiene poca o ninguna respuesta gravimétrica. A continuación se muestra el proceso para modelar la sal con información gravimétrica.

Se tiene el siguiente proceso circular:

- Modelo tabular de sismica. En la línea sísmica seleccionada se propone el modelo tabular de la sal. Cima y base de la sal. Se convierten los datos de tiempo a profundidad con la curva T-Z del pozo o pozos más cercanos al área.
- Modelo de densidad/profundidad. A partir de los datos de densidad/profundidad de los pozos del área se determinan las densidades de los cuerpos del modelo, incluyendo la sal y se construye completo el modelo preliminar del área.

- Gravedad calculada del modelo de densidad/profundidad. A partir del modelo construido en el punto anterior, se determina la gravedad calculada del modelo propuesto por sísmica.
- Comparación con gravedad observada. Se compara y se obtiene su diferencia entre la gravedad observada y la calculada.
- Interpretación de zonas de baja densidad (*i*, sal?). Se ajusta el modelo preliminar iterativamente aumentando o disminuyendo el espesor de la sal, hasta disminuir al mínimo la diferencia entre la gravedad observada y la calculada y así se obtiene el modelo calculado.
- Validación de sal tabular. El modelo calculado se transforma de nuevo a tiempo y se compara con la información sísmica y se ajusta con ella, hasta obtener un modelo definitivo de la sal tabular. Si el modelo no satisface al intérprete, puede de nuevo partir con el ciclo, considerando a este último modelo como un nuevo modelo preliminar.

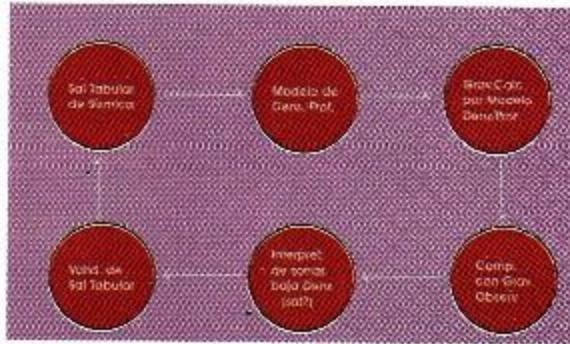


Figura 3. Proceso para modelar la Sal Tabular.

Magnetometría

Los datos acromagnéticos pueden utilizarse para predecir profundidades y espesores de la sal. La sal produce un "agujero magnético" en los sedimentos circundantes de pobre respuesta magnética. Una capa de sal produce una anomalía magnética más débil que una sal arraigada.

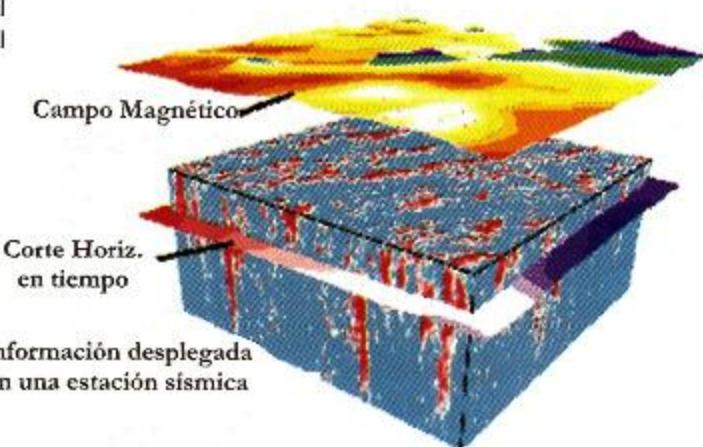


Figura 4. Modelo de integración de sísmica y magnetometría 3D.

Conclusiones y Recomendaciones

Un estudio integral utilizando sísmica, gravimetría y magnetometría permite obtener excelentes resultados que solo usando un método. Incorporando datos aerogravimétricos y aeromagnéticos en los datos sísmicos 3D se tendrá un impacto positivo sobre los resultados de la interpretación final. El costo de la adquisición de los datos de métodos potenciales, pueden

recuperarse al obtener un cubo de velocidades-densidades, para mejorar el proceso de los datos sísmicos y también porque permitirán resolver este problema de velocidades en áreas complejas, en áreas salinas y en otras donde no existe buena resolución sísmica 3D. El mecanismo de la integración de los datos se ha simplificado bastante por el desarrollo en tiempo-real de numerosas aplicaciones en las estaciones de trabajo.

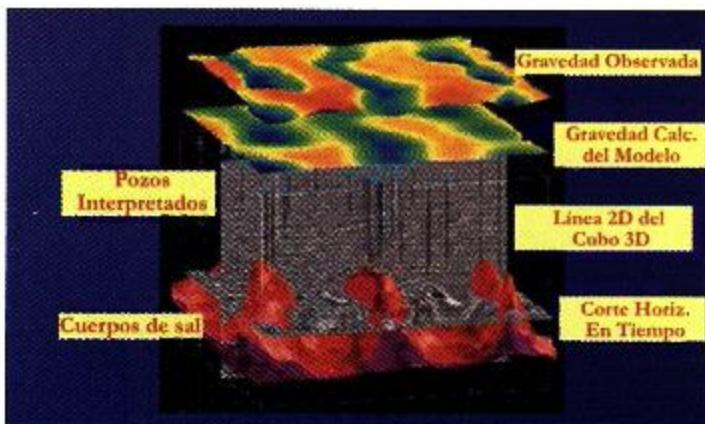


Figura 5. Modelo de integración de sísmica y gravimetría 3D.

Referencias

1. Saad, A.H., 1993; "Interactive Integrated Interpretation of Gravity, Magnetic, and Seismic Data: Tools and Examples." Offshore Technology Conference Proceedings, Paper 7079, 35-44.
2. Pawlowski, R., 1994.; "Emerging Workstation-based Potential Field Methodologies. " The Leading Edge (SEG), June, 1994, 687-689.
3. Bain, J.E., Weyand, J., Horscroft, T.R., Saad, A.H., and Bulling, D.N., 1993.; "Complex Salt Features Resolved by Integrating Seismic, Gravity, and Magnetics." EAEG/EAPG 1993 Annual Conference and Exhibition, expanded abstracts.
4. Brian S. Anderson, John E. Bain, Harald van Hoeken, and Mark Weber, 1997; "Gravity and Magnetics in Southeast Asia - Modern Applications."
5. Bain, J.E., Weyand, J., et al, 1993, Complex salt features resolved by integrating seismic, gravity and magnetics: EAEG/EAPG Annual Meeting, Expanded Abstracts.
6. Bain, J.E., Weyand, J., Schafer S., and Weber, M. 1999, Resolving Complex salt features using gravity and magnetics: EAEG/EAPG Annual Meeting, Expanded Abstracts.

Subsalt Exploration

M. en C. Roberto Moreno Castillo
Ing. Guadalupe González Zúñiga

Abstract

The recent improvements in acquisition, processing and interpretation of gravity and magnetic data, have been very useful to solve a wide range of seismic problems. Each time there is a greater amount of seismic explorations, inland and off-shore, acquired through high resolution aerogravity and aeromagnetic surveys. With the new work stations the seismic data and potential methods can be integrated. The integrated interpretations have helped delineate complex subsalt structures, including verification and reinforcement of seismic velocity models.

Introduction

Aerogravity is an important tool for oil exploration. With the new techniques for processing and interpretation of potential methods, it is now possible to construct a better underground geologic model, including subsalt images, based on the integration of seismic data and potential methods.

Nowadays, the best exploration opportunities belong to subsalt structures inland and off-shore the Gulf of Mexico. These opportunities have been found with the integral interpretation of the new 3D gravity and magnetic seismic methods, mainly for subsalt play imaging.

Suggested strategy to solve salt problems

It is common to see in the seismic sections of a seismic survey a double width of salt (fig. 1), due to problems with velocities caused by the presence of salt. In order to solve that issue, the following strategy is suggested (ordered according to cost and risk):

1. Integrate all available geologic and geophysical information, in order to obtain a preliminary model of the 3D salt geometry.
2. Confirm the preliminary model with gravity
3. Process iteratively all seismic information
4. Generate an exploratory location
5. Drill a well

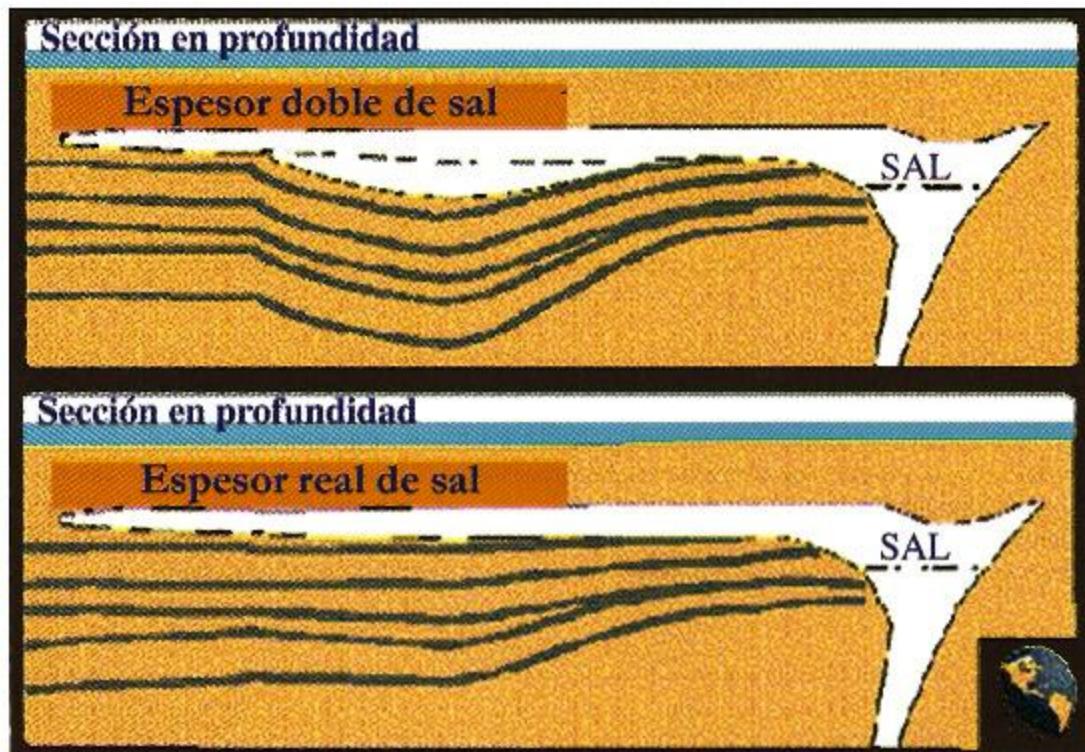


Fig. 1 Double width of salt due to multiple reflections

Seismic Methods

It is a great challenge to acquire true subsalt images. Salt, with a 4,200 m/s velocity, is significantly faster than any of the surrounding rocks, which typically have velocities of 2,000 to 3,000 m/s. Much of the energy is lost when it goes through the salt; consequently, a great source of energy is needed for subsalt works. An adequate design of the seismic operation, plus adequate stacking and velocity migration data are also needed in order to obtain good results. The presence of multiples, represents the greatest subsalt problem, and data stacking with various velocities, will only emphasize the multiple reflections.

Depth conversion is another obstacle for a successful subsalt exploration, due to the fact that the salt is faster than the surrounding sediments, which results in erroneous salt width estimations, when variable velocities are used in the area. Time data should be

converted at depth, using interval velocities estimated in order to achieve an adequate depth image.

Conservation of subsalt amplitudes and balance is the third necessary tool in subsalt exploration. Subsalt images, are weaker, because as stated above much energy is lost when energy goes through the salt, than those above the salt.

A good approximation consists in balancing subsalt data independently from the data above the salt. In fact, this requires of the interpretation of the top and base of the salt before balancing. Another precaution that should be taken into account when working at a work station is to compensate data after processing. If amplitudes are only 25% of the values above the salt, after conventional processing, then a 400% gain should be applied to subsalt data.

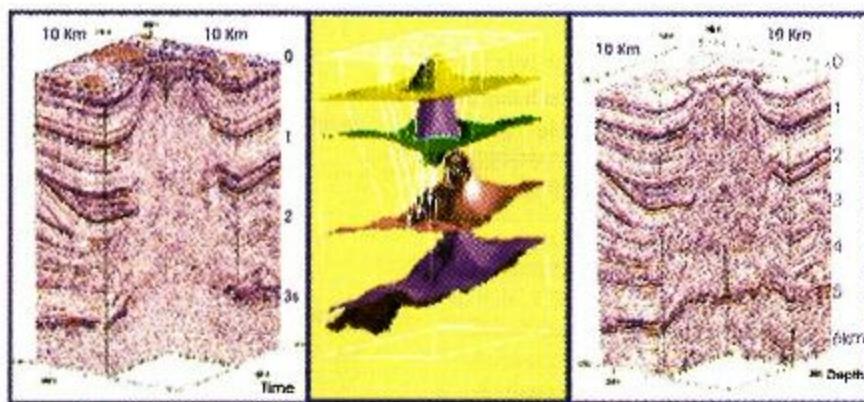


Fig. 2. 3D cube of the Gulf of Mexico, with top and base of the salt

Gravity

Aerogravity studies can successfully predict if the salt is deep or in layers. Deep salt has a strong gravity expression as a minimum, while a salt layer has weak or no gravity response. Following, a salt modeling process for gravity information is shown.

We have the following loop process:

- Seismic tabular model. In the seismic line chosen the table salt model is proposed. Top and base of the salt. Data are converted in time to depth with T-Z curve from the nearest well or wells.
- Density/depth model. Based on the density/depth data from the wells in the area, model body densities are determined, including salt, and the complete preliminary model is built.

- Gravity computed from the density/depth model. Based on the model built in the previous point, the calculated gravity from the model proposed by seismic, is determined
- Comparison with observed gravity. Difference between gravity observed and gravity calculated is obtained and compared.
- Interpretation of low density zones (*< salt?*) The preliminary model is iteratively adjusted by increasing or diminishing salt width until the difference is reduced to the minimum difference between gravity observed and gravity calculated, acquiring in this manner the calculated model.
- Validation of table salt. The calculated model is transformed once again in time, and it is compared with the seismic information and adjusted to it, until a definite salt model is obtained. If the model does not satisfy the interpreter, the cycle can be repeated. The new model is then considered a new preliminary model.

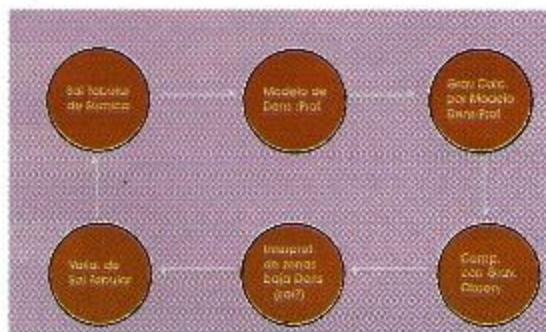


Fig. 3. Table salt modeling process



Magnetic

Acromagnetic data can be used to predict salt depths and widths. Salt produces a “magnetic hole” in the surrounding sediments with poor magnetic response. A layer of salt produces a weaker magnetic anomaly than “fixed” salt.

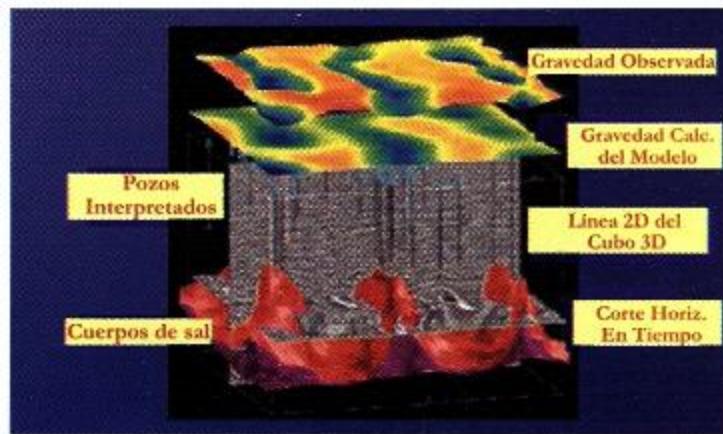
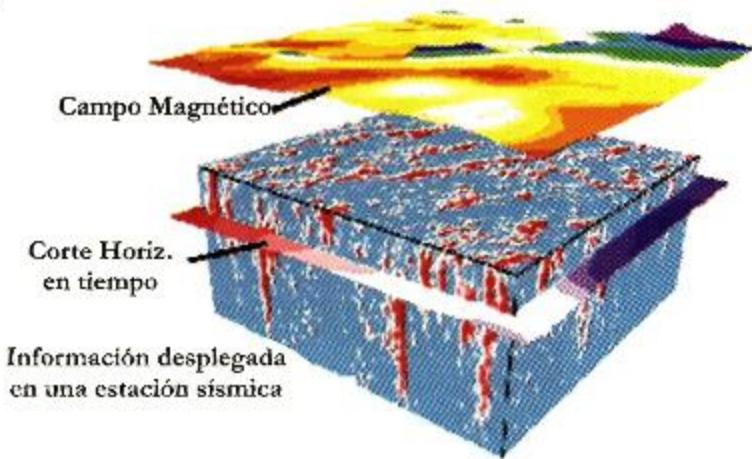


Fig. 5. 3D seismic and magnetic integration model

References

1. Saad, A.H., 1993; "Interactive Integrated Interpretation of Gravity, Magnetic and Seismic Data: Tools and Examples." Offshore Technology Conference Proceedings, Paper 7079, 35-44.
2. Pawlowski, R., 1994, "Emerging Workstation-based Potential Field Methodologies." *The Leading Edge* (SEG), June, 1994, 687-689.
3. Bain, J.E., Weyand, J., Horscroft, T.R., Saad, A.H., and Bulling, D.N., 1993.; "Complex Salt Features Resolved by Integrating Seismic, Gravity and Magnetic." EAEG/ EAPG 1993 Annual Conference and Exhibition, expanded abstracts.
4. Brian S. Anderson, John E. Bain, Harald van Hoeken, and Mark Weber, 1997; "Gravity and Magnetics in Southeast Asia - Modern Applications.
5. Bain, J.E., Weyand, J., et al, 1993, Complex salt features resolved by integrating seismic, gravity and magnetics: EAEG/EAPG Annual Meeting, Expanded Abstracts.
6. Bain, J.E., Weyand, J., Schafer S., and Weber, M. 1999, Resolving Complex salt features using gravity and magnetics: EAEG/EAPG Annual Meeting, Expanded Abstracts.

Metodología propuesta para interpretar anomalías en la sísmica poststack y AVO

M. en C. Roooooo Mooooo Cooooo *

Resumen:

El éxito tremendo obtenido en la determinación de los horizontes arenosos en los objetivos de gas en el campo Cocuite utilizando los mapas de anomalías de amplitud sísmica y la posterior calibración con los registros de GR y Resistividad, son la hipótesis inicial para la exploración en el cubo sísmico 3D Playuela (Caraveo, C et al, 1999).

Se utilizó los atributos AVO para reducir incertidumbres. En el campo Cocuite el tipo del atributo AVO identificado fue del tipo III (arenas de baja impedancia acústica, IXG positivo y FF negativo) que se relacionan a los *bright spot* (Brown, 2000).

En cambio, en el área de Playuela el mismo proceso resultó más complicado porque para objetivos someros (< a 2000 m) y profundos (> a 3000 m) tenemos en general AVO del tipo III, mientras que para los niveles intermedios se tienen anomalías del tipo I (Arenas de alta impedancia acústica, IXG NEGATIVO y FF negativo), y en una zona cercana se tienen anomalías del tipo II, las cuales no son sensibles de analizar con esta metodología.

El problema con anomalías en arenas con una respuesta AVO, es que en el mapa ello aparece como una ANOMALIA FUERTE con presencia de agua (Playuela 101), que es la razón por qué la extracción no puede diferenciarse de ello en caso si hay gas (Stiteler, 2000).

Aunque para anomalías arenosas con AVO II, no hay anomalías de amplitud sísmica con presencia de gas (debido a ello es un lugar débil, Marrón, 2000), en presencia de agua, el anomalía es moderada y podría confundirse con gas en arenas III tipo AVO.

La falta de una metodología que considere alternativas de evaluación, tanto cualitativas (mapas de color) como cuantitativas (espectros normalizados) para poder elegir la mejor posición para la perforación de un prospecto. Se presentan algunos casos donde se comprobó su utilidad y otros en espera para su uso.

Antecedentes

La ubicación de los yacimientos de Cocuite (Yacimientos Arena E, Arena G y Arena M) y del cubo playuela están al sur del puerto de Veracruz, figura 1.

En la figura 2 se muestra una columna estratigráfica tipo para el área de Cocuite-Playuela (la cuenca terciaria de Veracruz).

En el desarrollo de los yacimientos de Cocuite se han utilizado extensamente la metodología de puntos calientes o brillantes, figura 3. Los mapas de anom-

alias obtenidos de estos reflectores anómalo reflejaban una correlación entre posibles modelos sedimentarios con la extensión de las amplitudes altas en los mapas, figuras 4, 5 y 6.

Esta similitud fue observada durante las extracciones de Playuela, figura 7, por lo que se propuso extender la hipótesis de Cocuite a esta nueva zona de exploración.

(*) Activo de Exploración Papaloapan, Región Norte, Pemex Exploración - Producción

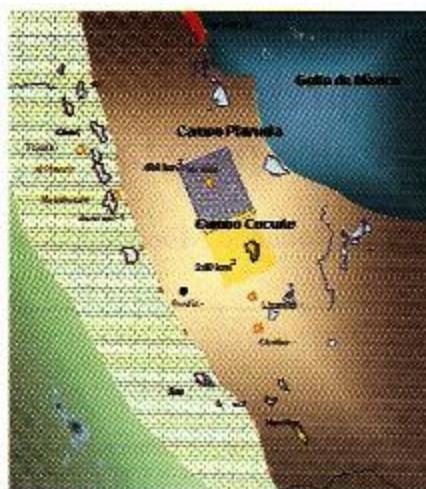


Figura 1 Ubicación del área de análisis.

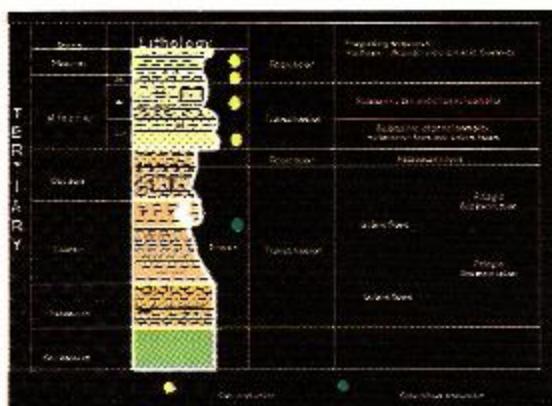


Figura 2 Secuencia estratigráfica en el área Cocuite Playnella

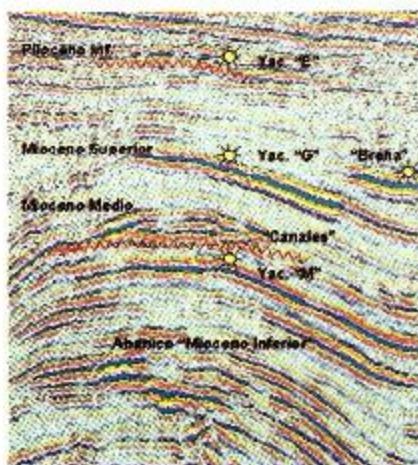


Figura 3 Sección sísmica con los yacimientos de Cocuite.

Metodología

Se utilizan los horizontes interpretados en tiempo sobre la sísmica migrada postslack. Usando el horizonte se realizan extracciones de amplitud para identificar patrones anómalos de amplitud que permitan identificar la presencia de gas Caraveo (opus cit).

Es importante notar que la amplitud debido al efecto de gas es no lineal con la saturación Brown (opus cit), por lo que es importante analizar yacimientos que no hayan sido explotados porque el efecto del gas residual por enmascarar los yacimientos comerciales de los que no lo son.

Se ha observado que los rangos amplios en las ventanas de extracción nos han hecho realizar análisis muy robustos de zonas exploratorias teniendo una enorme acierto en la exploración de gas de los terceros yacimientos en Veracruz (Equipo Cocuite, 1999). Están basados en el hecho que amplitud es una función de varios parámetros (ver Apéndice)

Para el caso de extracciones con ventanas (se manejan los nombres característicos comerciales y en inglés) Brown (2001) propone 3 grandes clasificaciones: Promedio, Selección y de Distribución (no se analizará aquí):

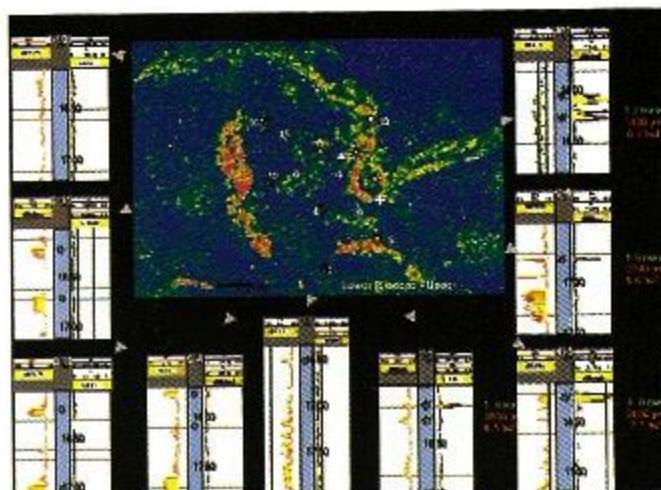


Figura 4. Mapa de anomalía de amplitud Arena E.

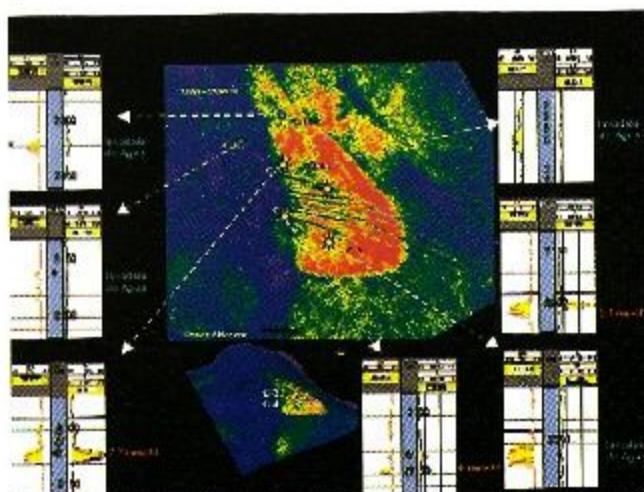


Figura 5. Mapa de anomalía de amplitud Arena G.

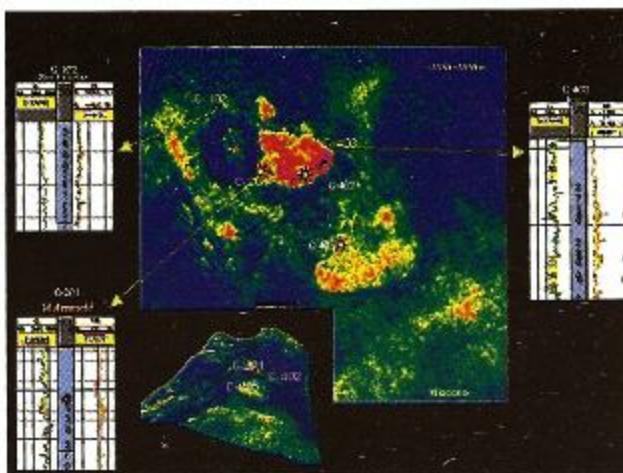


Figura 6. Mapa de anomalía de amplitud Área M.

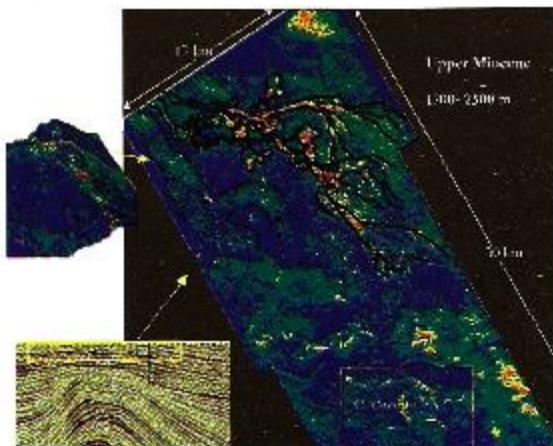


Figura 7. Mapa de anomalía de amplitud para el área Playuela.

I) De Promedio: esta forma de extracción considera valores con tendencias centrales, promediadas o porcentuales

- Total absolute amplitud*
- Total energy*
- Average absolute*
- Average energy*
- Average reflection strength*
- RMS amplitude*
- Average peak amplitud*
- Variance of amplitud*
- Percent grather than*

Este tipo de extracción lo hemos utilizado para las extracciones de amplitud sobre el cubo de la sísmica poststack porque se ha observado que los valores promediados son muy sensibles a la geometría de los

cuerpos y muestra además las zonas de anomalías dentro de los cuerpos delimitados. Estas afirmaciones fueron validadas con los mapas de anomalía de amplitud obtenidos para los yacimientos de Cocuite (Caraveo 1999). Se decidió utilizar la extracción RMS (Root Mean Square).

II) Extracción de Selección, es una forma de extracción que considera valores con características elegidas como son los máximos positivos o negativos, o incluso máximo absoluto.

- Maximum amplitud*
- Largest negative amplitud*
- Maximum absolute amplitud*
- Peak Trough difference*

Este tipo de extracción lo hemos utilizado para las anomalías de amplitud para los cubos de la sísmica

preapilada AVO FF (factor de fluido), AVO IXG (producto apilado) -se ha utilizado también sobre los cubos de inversión acústica y de inversión con redes neuronales, con correlaciones adecuadas con los mapas de anomalías de amplitud en Cocuite, Castagna et al 2001-.

- i) Para el caso AVO IXG se utilizó la extracción MPA (Maximum Positive Amplitud) porque de acuerdo con Rauch , M (2001) el tipo de anomalía del product stack en varios pozos el cubo Cocuite son del tipo III, y obviamente el producto apilado es un número positivo

- ii) Para el cubo de Playuela se han observado anomalías del tipo III y también se observaron anomalías de los tipos I y II (Schaetlein, G, 2002. Castagna, J, 2002), donde para el tipo I se utilizó la extracción MNA (Maximum Negative Amplitud) porque el producto del gradiente negativo y el intercepto positivo es un número negativo.
- iii) Para el caso AVO FF se utilizó la extracción MNA (Maximum Negative Amplitud) porque de acuerdo a Castagna *et al* (2002) los valores que se alejan de la linea del background o linea del mudrock son considerados como indicadores de gas.

Desarrollo

a) Caso Cualitativo para el Pozo T1

Propuesta de mejor ubicación del pozo T1 considera únicamente la mejor posición guiándose por los mejores valores puntuales obtenidos desde los mapas, figura 8. Los valores obtenidos se muestran en la tabla 1.

X orig	Y orig	X mod	Y mod	Distancia	Azimut	Direc
622497	775787	622599	775703	132.1362933	129.47246	S39.48°E

Tabla 1 Valores calculados utilizando mapas de atributos

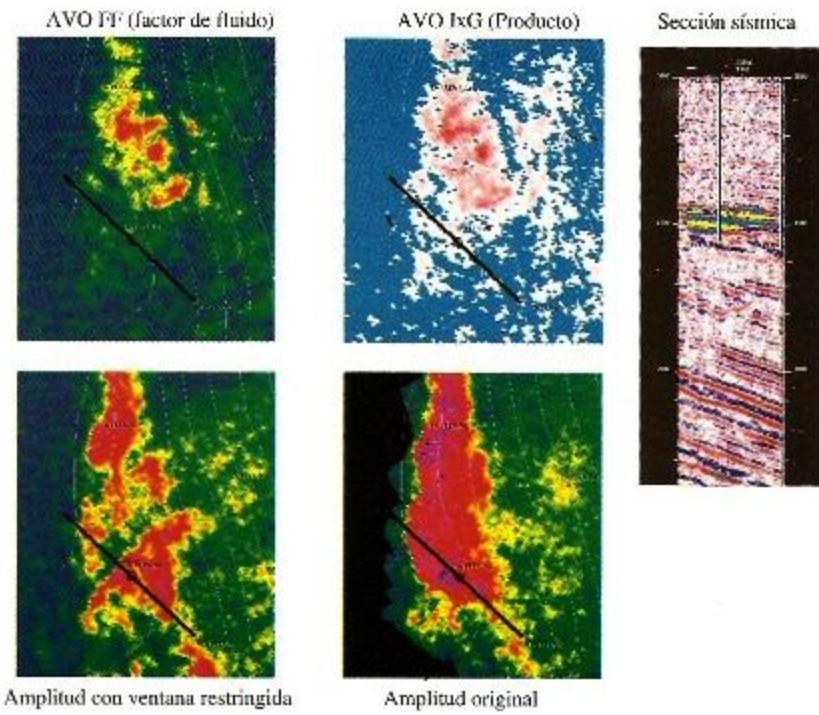


Figura 8 Mapas de atributos y sección sísmica



Cada uno de los mapas fue obtenido ajustando las ventanas a la inclusión de la anomalía en la sección sísmica en tiempo, y eligiendo el tipo de extracción para cada caso. Es importante notar que el pozo fue productor.

La selección de esta ubicación fue seleccionada de entre cinco posibles casos, siendo este el que mejores valores de anomalía en promedio mostró y la distancia de desviación fue mínima.

b) Caso Cuantitativo para el Pozo K1. Propuesta de mejor ubicación.

Se obtienen los mapas de anomalías de amplitud en sísmica poststack y, AVO IXG y AVO FF, de cada uno de ellos se toman los valores máximos en diferentes posiciones, tabla 2. Se compara inclusive con los valores de una localización propuesta de desarrollo (P-905).

	Amplitud	AVO IXG	AVO FF	X	Y
K1	32030	2.81	-18601	613003	772911
W_1	20091	6.74	-24516	613340	772861
W_2	19822	4.79	-25366	613025	772567
W_3	15507	6.81	-24264	613402	772560
W_4	31614	6.75	-23516	613486	772993
P-905	23454	21.53	-25240	615760	771079
W_1_1	23263	6.17	-26676	613336	772889

Tabla 1

Se normalizan los valores con respecto a los datos obtenidos para la localización pozo K1 en los mapas de anomalía sísmica y anomalías AVO IXG y AVO FF. Se calculan las distancias y azimutes con respecto al pozo K1, tabla 2. A esta forma de analizar la información le llamaremos espectros normalizados.

	A_{well}/A_{K1}	IxG_{well}/IxG_{K1}	FF_{well}/FF_{K1}	$D(K1,W)$	$q(K1,W)$
W_1	0.627255698	2.398576512	1.317993656	340.6890077	-8.439292019
W_2	0.618857321	1.704626335	1.363690124	344.7027705	-86.34071848
W_3	0.484139869	2.423487544	1.304445998	531.415092	-41.33806442
W_4	0.987012176	2.402135231	1.264233106	489.9112164	9.635362627
P-905	0.732251015	7.661921708	1.356916295	3310.177186	-33.60365586
W_1_1	0.726287855	2.195729537	1.434116445	333.7259355	-3.779813858

Tabla 2 Valores normalizados

En la figura 9 se muestran los mapas de espectros normalizados con sus gráficos para una mejor guía.

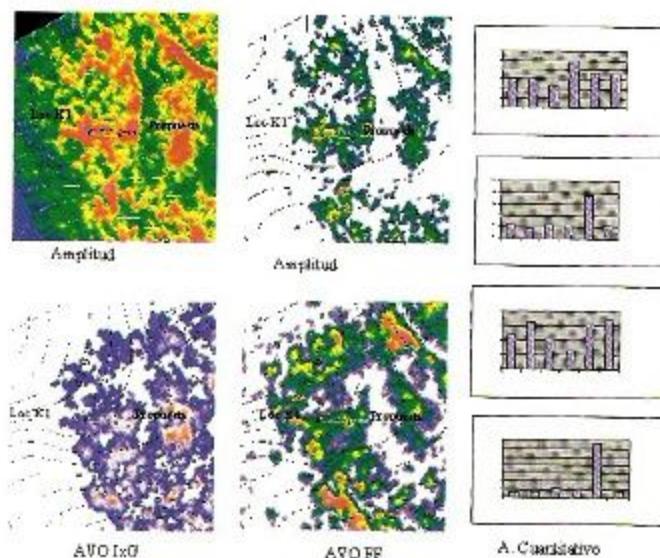


Figura 9 Mapas de espectros y valores normalizados

Conclusiones y recomendaciones

- La incorporación de análisis AVO ayuda a disminuir la incertidumbre para el alcance de los objetivos
- La toma de decisiones debe ser cuantitativa y no solamente cualitativa
- Deben tomarse en cuenta toda la información disponible aunque no este inicialmente calibrada, adecuándose con la información posterior de la perforación.
- Los espectros normalizados es una ayuda paramétrica para visualizar mejores ubicaciones tratando de reducir la incertidumbre explícita de la no Unicidad de la respuesta sísmica.

Bibliografía

- Brown, A 2000. Interpretation of three dimensional seismic . Fifht edition data
- Caraveo, Rivera, Arreguín, Grimaldo, Soto, Martínez 2000 . Accurate seismic amplitude extraction to successfully delineate subtle stratigraphic gas traps of the Veracruz Basin
- Castagna, J, Mendez E, Rocha R, Santana A, Flores F, Mahob P, Sinha S, Camargo G, Hernández D, 2001. Evaluation of neural Network Inversión for Cocuite Field. Reporte interno
- Castagna, J, Santana A, Flores F, 2002. Playuela AVO Feasibility Análisis, Reporte interno
- Rauchs, M, Reporte de AVO de Cocuite y Playuela 2000- 2001, Reporte interno
- Schaetlein, G, 2002 AVO Analysis of the Tertiary in Cocuite, Veracruz, México. Reporte interno



Proposed methodology for the interpretation of anomalies in AVO and poststack seismic

M. en C. Roooooo Mooooo Cooooo

Summary

The tremendous success achieved in the Cocuite field by determining sand horizons with seismic amplitude anomaly maps and the subsequent calibration with GR and resistivity records are the starting hypotheses for the exploration in the Playuela 3D seismic cube (Cocuite Team, 1999). While the AVO process identified in the Cocuite field was type III (low acoustic impedance sands, positive IXG and negative FF), indicating a bright spot (Brown, 2000); the same process in Playuela field turned out to be more complicated because for shallow and deep levels we have, in general, a type III AVO, for mid levels (Playuela 101 Well) the anomaly is type I (high acoustic impedance sands, NEGATIVE IXG, negative FF), and in Playuela 1 Well, there is type II anomaly which is not sensitive for analysis with this type of methodology.

The problem with anomalies in sand with an AVO response, is that in the maps it appears as a STRONG ANOMALY in the presence of water (Playuela 101), that is the reason why the extraction alone cannot differentiate it in case there is gas (Stiteler, 2000).

Although for sand anomalies with AVO II, there is no seismic amplitude anomaly in the presence of gas (due to the fact it is a dim spot, Brown, 2000), in the presence of water, the anomaly is moderate and could be confused with gas in sands type III AVO.

The lack of a methodology that considers both qualitative (color maps) and quantitative (normalized spectra) evaluation alternatives, that would allow us to chose the best location to drill a prospect. Some cases will be shown where its usefulness was proven, and some others still awaiting to use it.

Background

The location of Cocuite deposits (Sand E deposit, Sand G and Sand M) and of the Playuela cube is to the south of the port of Veracruz, figure 1.

Figure 2 shows the typical stratigraphic column for the Cocuite-Playuela area (Veracruz Tertiary Basin).

For the development of the Cocuite deposits, the bright spot methodology has been extensively used, Fig. 3. The anomaly maps acquired from these anomalous

reflectors reflected a correlation between possible sedimentary models with the extension of high amplitudes in the maps, Fig. 4, 5 and 6.

This similarity was noticed during the extractions at Playuela, Fig. 7; so, it was proposed to extend the Cocuite hypothesis to this new exploration zone.



Figure 1 Location of the analyzed area

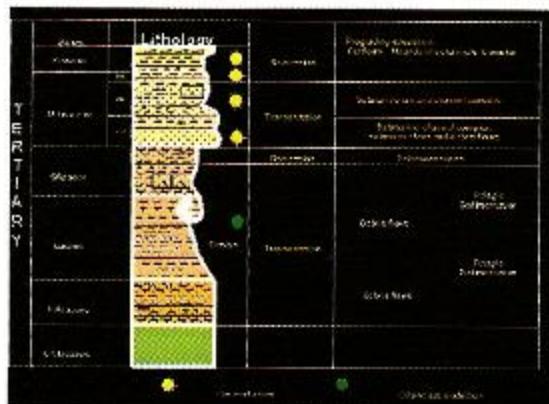


Figure 2 Stratigraphic sequence in the Cocuite-Playuela area

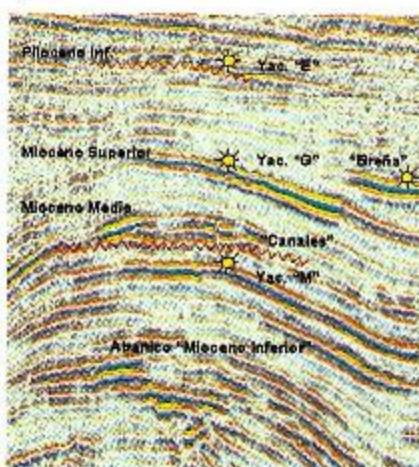


Figure 3 Seismic section with the Coquite deposits.

Methodology

Time interpreted horizons are used over poststack migrated seismic. Amplitude extractions are carried out using the horizon, to identify anomalous amplitude patterns in order to recognize the presence of gas, Caraveo (op. cit.).

It is important to notice that the amplitude due to the gas is not linear with saturation, Brown (op.cit.), therefore, it is relevant to analyze the reservoirs that have not been drilled because understand this idea; because of the masking effect that the residual gas has on plays .

it has been observed that the ample ranges of extraction windows have made us perform solid analysis of the exploration zones had a tremendous success in gas exploration of the Tertiary Basin in Veracruz (Equipo Cocuite, 1999). It is based in the fact that amplitude is a function of several parameters (see Appendix)

For the case of extractions with windows (characteristic commercial names in English are used), Brown (2001) proposes three classifications: Average, Selection and Distribution (which will not be analyzed here).

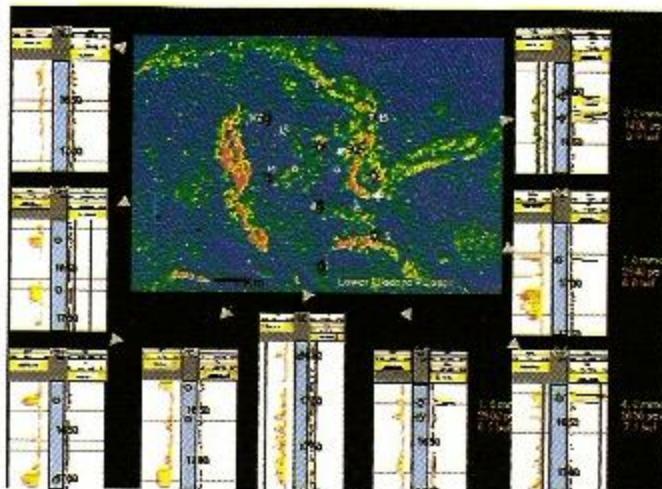


Figure 4. Sand E amplitude anomaly map

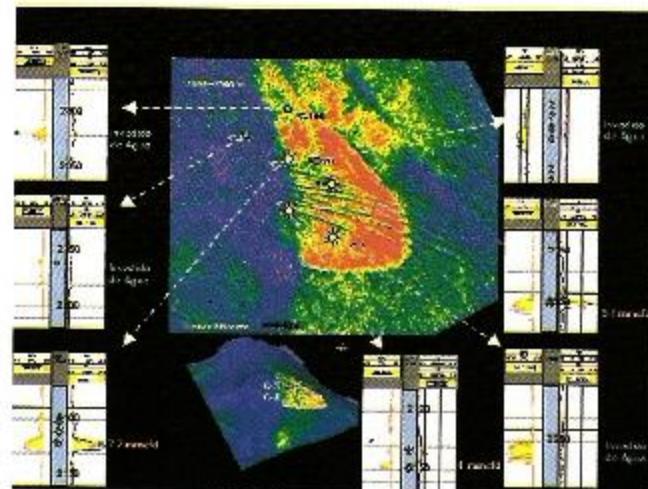
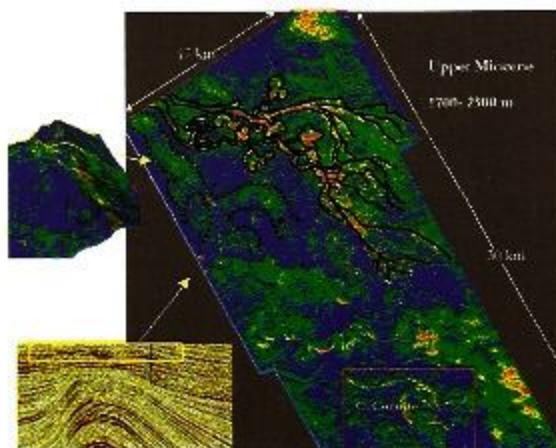
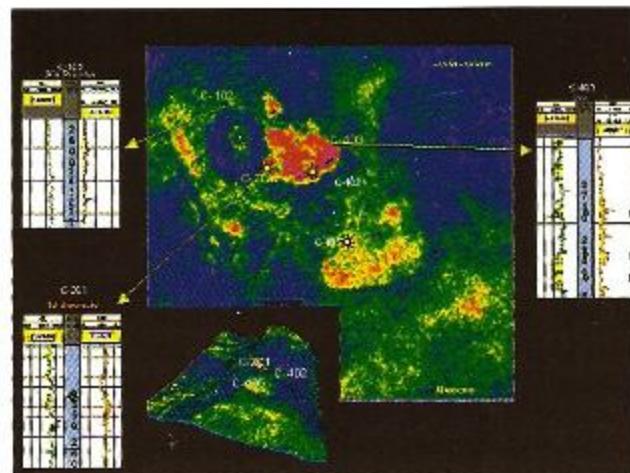


Figure 5. Sand G amplitude anomaly map



1. Average: this type of extraction considers values with central tendencies, averaged or by percentage

- a) Total absolute amplitude
- b) Total energy
- c) Average absolute
- d) Average energy
- e) Average reflection strength
- f) RMS amplitude
- g) Average peak amplitude
- h) Amplitude variance
- i) Percentage greater than

We have used this RMS (Root Mean Square) extraction for the amplitude extractions in the poststack

seismic cube, since it has been noted that the averaged values are extremely sensitive to the geometry of the bodies, and also, that they show the anomaly zones within the bodies.

2. Selection: It is a type of extraction that considers values with chosen characteristics, like positive or negative maximums, or even absolute maximums. This type of extraction is used for amplitude anomalies for prestack FF (fluid factor) AVO seismic cubes, IXG stacked product) AVO- it has also been used over the acoustic inversion and inversion with neural net cubes, adequately correlated to amplitude anomaly maps in Cocuite, Castagna, et al., 2001.

I. For the IXG AVO case, MPA (Maximum Positive Amplitude) extraction, since, according to Rauch (2001), the type of anomaly of the stack product in the Cocuite cube is type III, and obviously the stacked product is a positive figure.

II. Anomalies type III have been observed for the Playuelas cube, and also type I and II anomalies were observed (Schaetlin, 2002; Castagna, 2002), where MNA (Maximum Negative Amplitude) extraction for type I was used, due to the fact that the product of the

negative gradient and the positive intercept are a negative number.

For the FF AVO, MNA (Maximum Negative Amplitude) was utilized, because according to Castagna et al. (1985), the values moving away from the background line or mudrock line, are considered as gas indicators.

Development

A. Case 1: T1 Well

The proposal to relocate Well T1 considers only the best position by means of the best punctual values obtained from the maps, Fig. 1. The values acquired are exhibited in Table 1

X orig	Y orig	X mod	Y mod	Distance	Azimut	Direc
622497	775787	622599	775703	132.1362933	129.47246	S39.48°E

Table 1 Calculated values using attribute maps

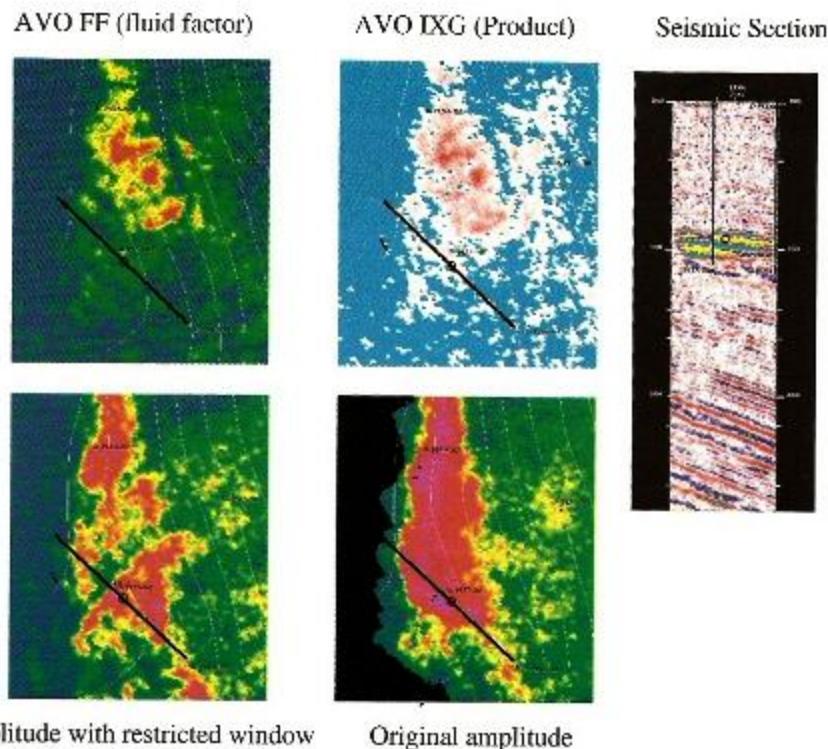


Figure 8 Attribute maps and seismic section



Each one of the maps was acquired by adjusting the windows to the time anomaly inclusion in the seismic section, and picking the type of extraction for each case. It is important to notice that the well was productive.

The selection of this location was made from among five possible cases, being this the one that showed the best average anomaly values and its deviation distance was minimal.

A. Quantitative Case for K1 Well. Proposal for a better location

The amplitude anomaly maps are acquired with poststack seismic and IXG AVO and FF AVO. From each one of them, we get the maximum values in different positions, Table 2. Furthermore, a comparison is made with the values from a development proposal location (P 905).

	Amplitude	AVO IXG	AVO FF	X	Y
K1	32030	2.81	18601	613003	772911
W_1	20091	6.74	24516	613340	772861
W_2	19822	4.79	-25366	613025	772567
W_3	15507	6.81	-24264	613402	772560
W_4	31614	6.75	-23516	613486	772993
P-905	23454	21.53	-25240	615760	771079
W_1_1	23263	6.17	-26676	613336	772889

Table 1

The values are normalized according to the data obtained for the location of K1 well in the Seismic anomaly and IXG AVO, FF AVO maps. The distances and azimuths are computed with reference to K1 well, Table 2. This way of analyzing the information is called normalized spectra.

	A_{well}/A_{K1}	$IxG_{\text{well}}/IxG_{K1}$	$IT'_{\text{well}}/FF_{K1}$	$D(K1, W)$	$q(K1, W)$
W_1	0.627255698	2.398576512	1.317993656	340.6890077	-8.439292019
W_2	0.618857321	1.704626335	1.363690124	344.7027705	-86.34071848
W_3	0.484139869	2.423487544	1.304445998	531.415092	-41.33806442
W_4	0.987012176	2.402135231	1.264233106	489.9112164	9.635362627
P-905	0.732251015	7.661921708	1.356916295	3310.177186	-33.60365586
W_1_1	0.726287855	2.195729537	1.434116445	333.7259355	-3.779813858

Table 2. Normalized values

Figure 9, shows the normalized spectra maps with its graphs for a better guide.

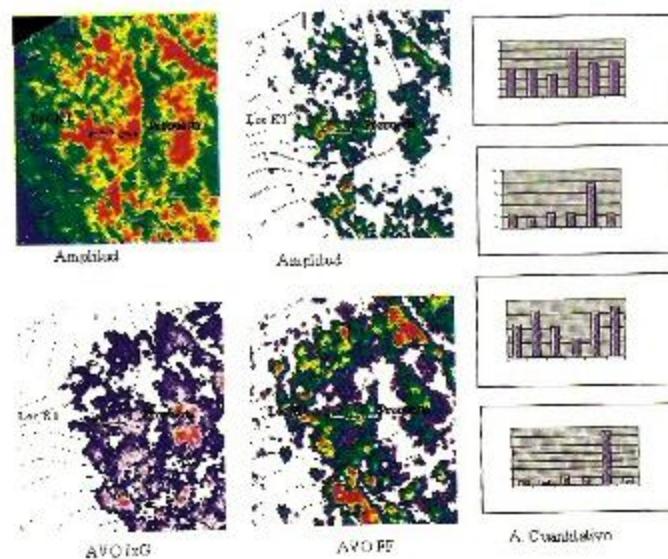


Figure 9 Normalized values and spectra maps

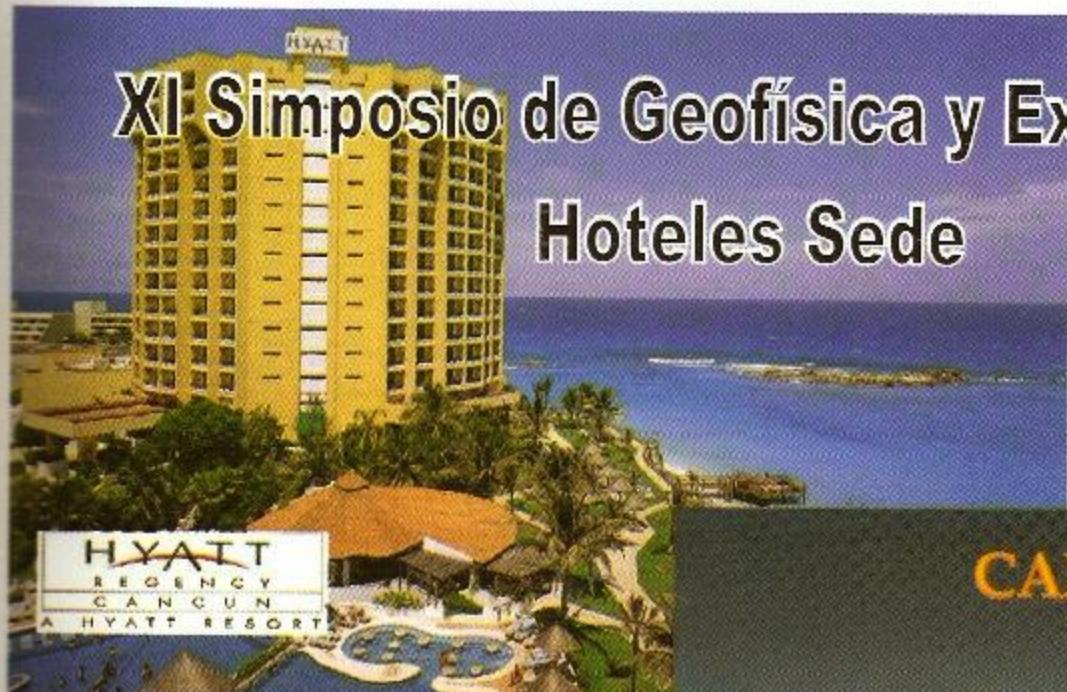
Conclusions and Recommendations

- By incorporating the AVO analysis, the uncertainty in order to reach the objectives, diminishes.
- Decision making must be quantitative and not only qualitative
- All the available information must be considered, even if it is not calibrated, adequating it with subsequent information from the well.
- The normalized spectra are a parametric tool which enables us to visualize better locations, trying to reduce explicit uncertainty from seismic response unicity.

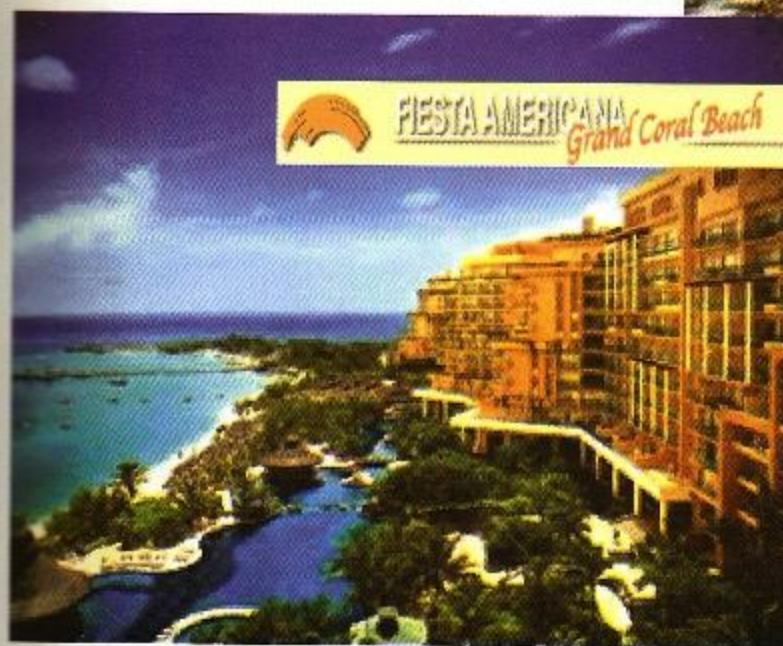
References

- Brown, A. 2000 "INTERPRETATION OF THREE DIMENSIONAL SEISMIC". Fifth edition data
- Caraveo, C., Rivera, S., Arreguin, M., Grimaldo, F., Soto, A., Martínez, M. 2000 "ACCURATE SEISMIC AMPLITUDE EXTRACTION TO SUCCESSFULLY DELINEATE SUBTLE STRATIGRAPHIC GAS TRAPS OF THE VERACRUZ BASIN"
- Castagna, J., Mendez E., Rocha R., Santana A., Flores F., Mahob P., Sinha S., Camargo G., Hernández D., 2001. "EVALUATION OF NEURAL NETWORK INVERSIÓN FOR COCUITE FIELD". Interim report
- Castagna, J., Santana A., Flores F. 2002. "PLAYUELA AVO FEASIBILITY ANALYSIS", Interim report.
- Rauchs, M., "REPORTE DE AVO DE COCUITE Y PLAYUELA 2000-2001", Interim report
- Schaetlein, G., "2002 AVO ANALYSIS OF THE TERTIARY IN COCUITE, VERACRUZ, MÉXICO", Interim report

I CONGRESO INTERNACIONAL DE GEOCIENCIAS PARA LA INDUSTRIA PETROLERA



XI Simposio de Geofísica y Exposición
Hoteles Sede

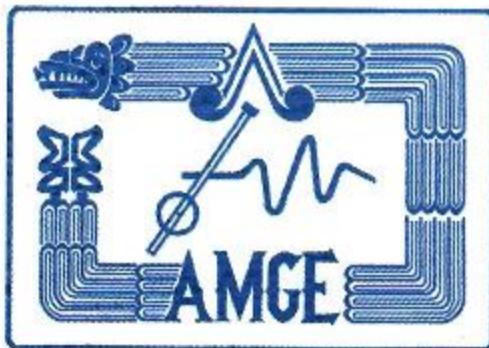
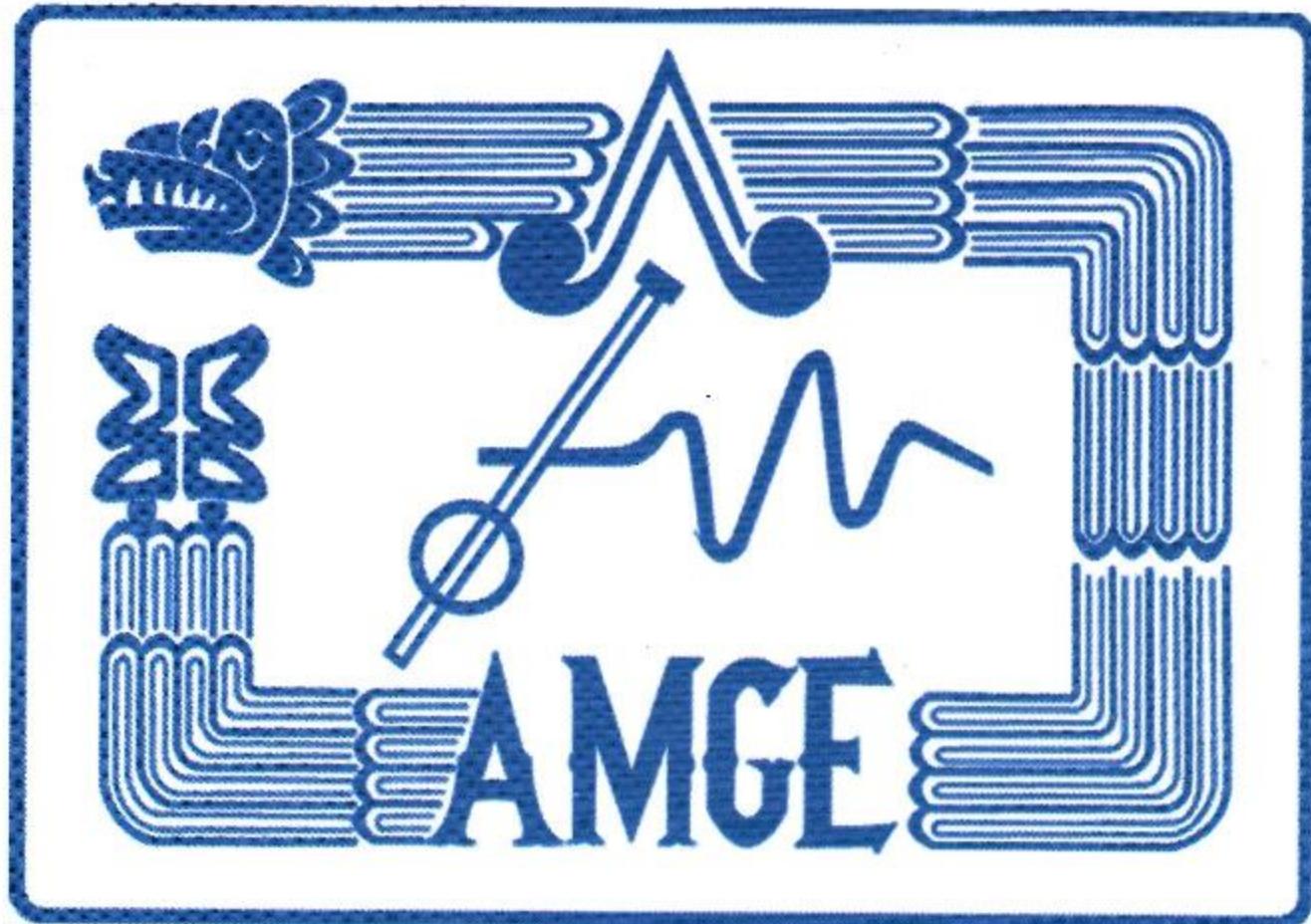


INFORMES Y RESERVACIONES:

GRUPO



E-mail: ecodsa@prodigy.net.mx
www.ecodsa.com.mx



Asociación Mexicana
de Geofísica de exploración, A.C.

www.amge.org.mx

Piñon No. 129 altos
Col. Nueva Santa María
Delegación Azcapotzalco
México, D.F.
C.P.02800