



Boletín Técnico

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

VOLUMEN 46 —

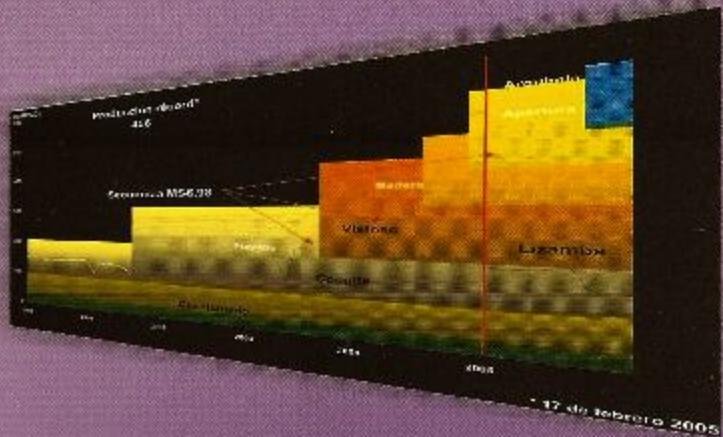
NÚMEROS 3 Y 4 —

JULIO-DICIEMBRE, 2006



INVERSIÓN ACÚSTICA EN EL CAMPO XAXAMANI

M. en I. Marco A. Gheno Juárez



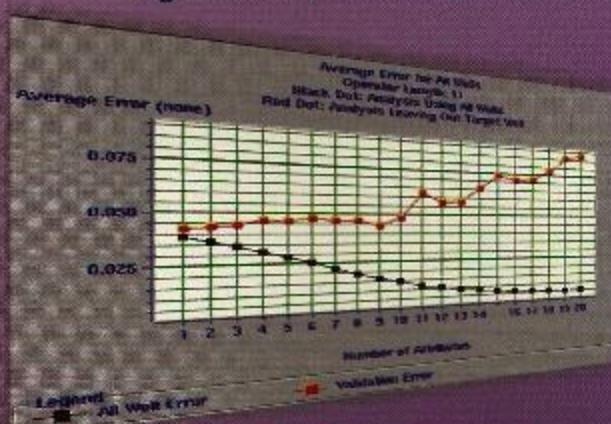
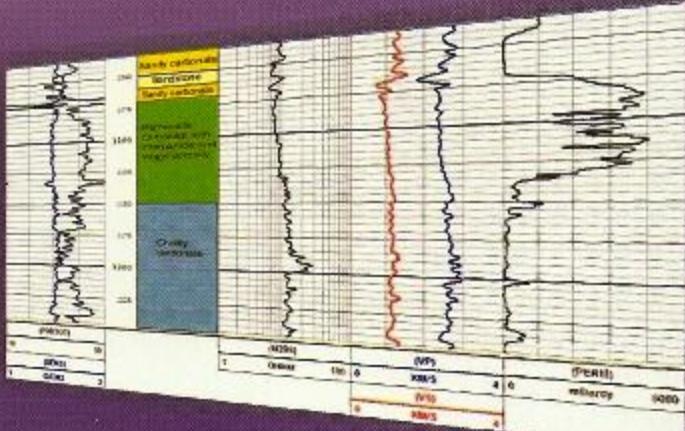
APLICACIÓN DE LA DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL PARA REDUCIR INCERTIDUMBRE EN NUEVOS PROSPECTOS DE GAS EN SECUENCIAS TURBIDÍTICAS DE LA CUENCA TERCIARIA DE VERACRUZ

Ing. César H. López Martínez et al.



PERSPECTIVAS DE NUEVAS OPORTUNIDADES MEDIANTE MEGA UNIONES DE PROYECTOS DE ADQUISICIÓN SÍSMICA EN EL SURESTE DE LA REPÚBLICA

Ing. Gerardo Clemente Martínez et al.

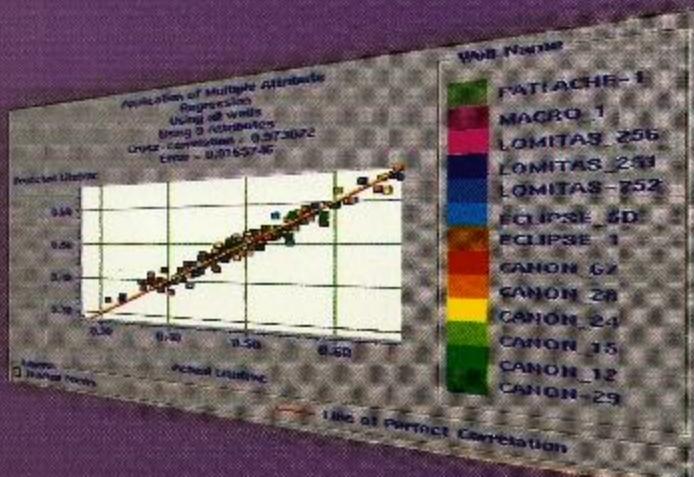


CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DELGADO UTILIZANDO FRACCIÓN LITOLÓGICA A TRAVÉS DE REDES NEURONALES

M. en I. Víctor Mercado Herrera

INVERSIÓN PETROFÍSICA DE REGISTROS DE POZOS, NUEVA HERRAMIENTA PARA CARACTERIZAR FORMACIONES CARBONATADAS

Dr. A. Musatov, Dr. E. Kazatchenko, Dr. M. Markov y Dr. E. Pervago



SEG International Showcase 2007

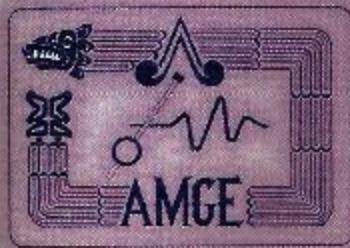
Latin America - Beyond Borders

SEG International Showcase 2007



SEG San Antonio
 2007

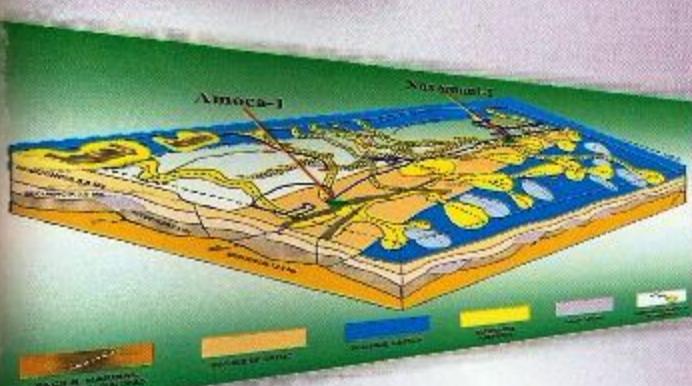
SEG-San Antonio 2007 International Exposition and 77th Annual Meeting 2007



Boletín Técnico

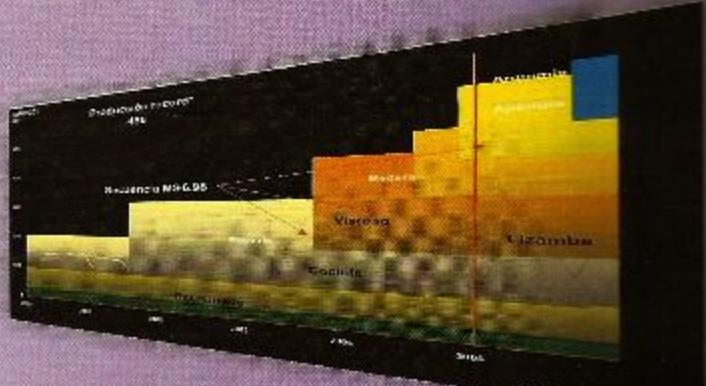
ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

VOLUMEN 46 — — — NÚMEROS 3 Y 4 — — — JULIO-DICIEMBRE, 2006



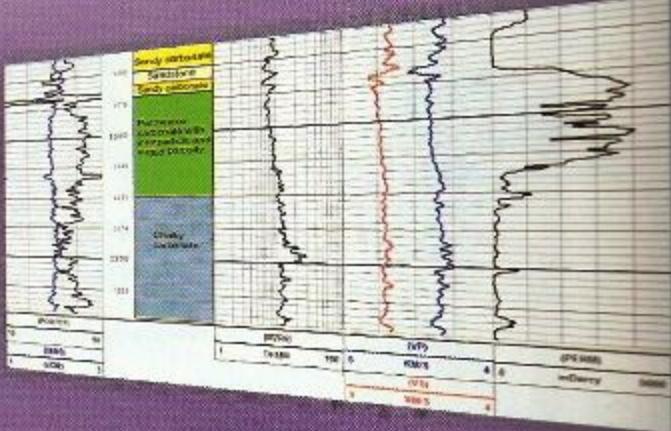
INVERSIÓN ACÚSTICA EN EL CAMPO XAXAMANI

M. en I. Marco A. Gheno Juárez



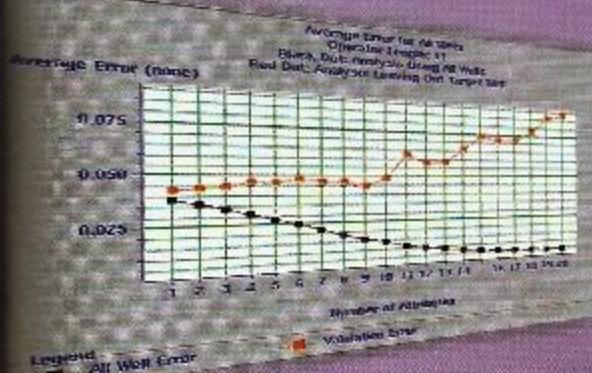
APLICACIÓN DE LA DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL PARA REDUCIR INCERTIDUMBRE EN NUEVOS PROSPECTOS DE GAS EN SECUENCIAS TURBIDÍTICAS DE LA CUENCA TERCIARIA DE VERACRUZ

Ing. César H. López Martínez et al.



PERPECTIVAS DE NUEVAS OPORTUNIDADES MEDIANTE ALIANZAS DE PROYECTOS DE ADQUISICIÓN SÍSMICA EN EL SURESTE DE LA REPÚBLICA

Ing. Gerardo Clemente Martínez et al.

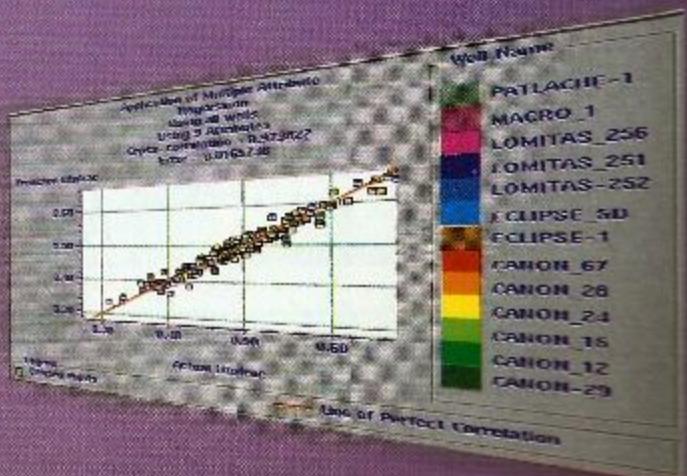


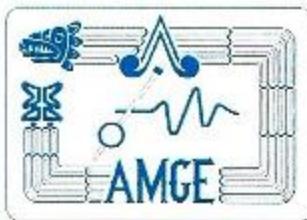
CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DELGADO UTILIZANDO FRACCIÓN LITOLÓGICA A TRAVÉS DE REDES NEURONALES

M. en I. Víctor Mercado Herrera

INVERSIÓN PETROFÍSICA DE REGISTROS DE POZOS. NUEVA HERRAMIENTA PARA CARACTERIZAR FORMACIONES CARBONATADAS

Dr. A. Musatov, Dr. E. Kazatchenko, Dr. M. Markov y Dr. E. Pervago





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

CONSEJO DIRECTIVO 2005-2007

M. en C. RODOLFO MARINES CAMPOS

Presidente

M. en I. EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ

Vicepresidente

Ing. CARLOS FLORES ROMERO

Secretario

M. en I. FERNANDO FLORES CRUZ

Prosecretario

Ing. PATRICIA OCEGUERA SERRANO

Tesorera

Ing. REBECA NAVARRO HERNÁNDEZ

Protesorera

M. en C. JORGE A. MENDOZA AMUCHÁSTEGUI

Editor

Dr. OSCAR CAMPOS ENRÍQUEZ

Coeditor

Ing. J. ALBERTO SANTANA FERNÁNDEZ

Coordinador de Eventos Técnicos

Ing. JOSÉ RODOLFO ROCHA RUIZ

Coordinador de Eventos Sociales

M. en A. LEOPOLDO E. HERNÁNDEZ AVILA

Coordinador Fundación AMGE

Ing. JAVIER NÚÑEZ ARIZA

Coordinador del Exterior

Ing. JAIME GUERRA ORTIZ

Coordinador de Jubilados

Ing. JUAN JOSÉ BOLAÑOS ESPINOSA

Coordinador de la Gaceta

Ing. AGUSTÍN RUIZ VIOLENTE

Coordinador de la página Web

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

Dr. GUILLERMO A. PÉREZ CRUZ

Ing. CÉSAR NAVARRO TAFOLLA

Ing. JORGE R. VERA SÁNCHEZ

PRESIDENTES DELEGACIONALES

Ing. MARCO A. GHENO JUÁREZ

Cd. del Carmen, Camp.

Dr. RAÚL DEL VALLE GARCÍA

Cd. de México

Ing. JOSÉ GPE. GONZÁLEZ ZÚÑIGA

Coatzacoalcos, Ver.

Dr. RUBÉN DARÍO MARTÍNEZ

Houston, Tx.

Ing. JESÚS ARREDONDO FRAGOSO

Morelia, Mich.

Ing. JULIO PÉREZ ALDANA

Poza Rica, Ver.

Ing. EVERARDO CASTRO MEDELLÍN

Reynosa, Tamps.

Ing. JOSÉ C. CÁMARA ALFARO

Tampico, Tamps.

Ing. MARCO ANTONIO ARREGUÍN LÓPEZ

Veracruz, Ver.

Ing. GERARDO CLEMENTE MARTÍNEZ

Villahermosa, Tab.

VOCALÍAS

M. en I. ALEJANDRO CERÓN FERNÁNDEZ

Instituto Mexicano del Petróleo

Dr. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI

Instituto de Geofísica

Ing. JOSÉ GPE. GONZÁLEZ ZÚÑIGA

FACCTIEM

M. en I. HERMES AGUIRRE VARGAS

U. Latinoamericana de Geofísica

Dr. SALVADOR ALVAREZ BALLESTROS

Unión Mexicana de Asociación de Ingenieros

M. en I. LUIS MARIO PALACIOS REYES

IPN

M. en I. RICARDO CASTREJÓN PINEDA

UNAM

Ing. JUAN PASILLAS RAMÍREZ

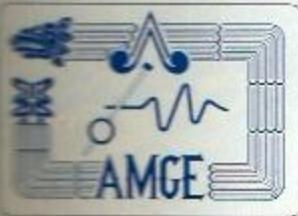
Instituto Tecnológico de Madero

Dr. COSME POLA ZIMUTA

UANL (campus Linares)

Dr. JUAN GARCÍA ABSDELEM

CICESE



ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

Mensaje del Editor

Estimados colegas:

*S*n ocasión de la presente publicación del Boletín de nuestra Asociación y bajo la Dirección del **Consejo Directivo 2005-2007**, me permito recordarles la importancia de la edición de los artículos* cumpliendo con lo establecido en los estatutos de nuestra Asociación, ya que tienen el objetivo de difundir entre los asociados las informaciones técnicas y científicas de nuestra especialidad: la Geofísica de Exploración.

La importancia que reviste el compartir los avances científicos, tecnológicos y metodológicos que se dan en el acontecer de nuestro trabajo y nuestras investigaciones a través de este Boletín es enorme, ya que reditúa en el fortalecimiento del nivel técnico de nuestros asociados, favoreciendo el intercambio útil de opiniones y conceptos que nos permitan mejorar nuestro desempeño como profesionales de las geociencias.

Por lo anterior, aprovecho esta oportunidad para invitarlos a compartir de sus resultados más relevantes, de sus desarrollos más promisorios o de sus teorías más novedosas, enviando artículos para ser publicados en este medio y de esta manera, juntos demos cumplimiento a uno de los objetivos más relevantes de nuestra Asociación: "Promover el estudio y desarrollo de la Geofísica en general y especialmente en las ramas de esta Ciencia, que se dedican a la exploración e investigación de la corteza terrestre para crear el interés científico, tecnológico y educativo, asimismo, elevar el nivel de conocimientos a todos los científicos que deseen formar parte de la AMGE".

Reciban un afectuoso saludo.

M. en C. JORGE A. MENDOZA AMUCHÁSTEGUI
Editor

jamendoz@imp.mx

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

Xaxamani-1

Amoca-1

INVERSIÓN ACÚSTICA EN EL CAMPO XAXAMANI

1

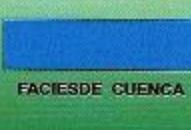
NOR

INVERSIÓN ACÚSTICA EN EL CAMPO XAXAMANI*

M. en I. Marco A. Gheno Juárez**



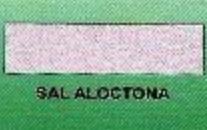
FACIES DE TALUD



FACIES DE CUENCA



SEDIMENTOS ARENOSOS



SAL ALOCOTONA



SISTEMAS DE ABANOS SUBMARINOS

RESUMEN

El presente trabajo trata sobre la metodología y las suposiciones teóricas empleadas para realizar la Inversión Sísmica a nivel postapilamiento, mejor conocida como Inversión Acústica. Se muestra también un ejemplo de la aplicación práctica de una Inversión Acústica desarrollada con los datos sísmicos del Cubo Rabón Grande, la cual se realizó con el objetivo de delimitar los dos yacimientos someros de gas y el intervalo de arenas impregnadas de aceite ligero que conforman al Campo Xaxamani.

A pesar de que se detectaron valores anómalos de velocidad en los registros del Pozo descubridor Xaxamani-1 y de que los datos sísmicos presentan problemas de ruidos por haber sido adquiridos mediante el sistema de cable de fondo en una zona muy cercana a la costa, las profundidades a las que se encuentran los yacimientos son relativamente someras (606, 750 y 806 m) y los espesores son mayores a la resolución de los datos sísmicos, por lo que se lograron obtener buenos resultados al determinar, al menos cualitativamente, las áreas y la distribución de las arenas que conforman a los yacimientos de gas, los cuales presentan valores muy bajos de impedancia P. Con estos valores bajos se identificaron cuerpos arenosos adicionales, tanto en los niveles estratigráficos productores de gas en el Pozo Xaxamani-1 como a niveles más profundos, los cuales resultan altamente prospectivos. Sin embargo, existen problemas de variaciones laterales de amplitud en los datos sísmicos que disminuyen la certidumbre sobre la presencia de gas en estos cuerpos, por lo que requieren de un mayor análisis para ser documentados como localizaciones exploratorias.

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

** Coordinación de Prospectos y Caracterización Inicial, Activo Integral Litoral de Tabasco, PEMEX-Exploración y Producción.

INTRODUCCIÓN

En enero del año 2003 se inició la perforación del Pozo Xaxamani-1, localizado a 2.6 km al NE del Campo Rabón Grande (que es productor de aceite y gas) sobre la Plataforma Continental comprendida por la provincia geológica denominada "Cuenca Salina del Istmo" a 2.6 km de la costa del Estado de Veracruz (Fig. 1). Este pozo resultó productor de gas en los intervalos: de 606-609 m y de 761-767 m y además cortó un cuerpo de arenas impregnadas de aceite ligero en el intervalo de 810-825 m, las cuales no tuvieron presión suficiente para aforar.

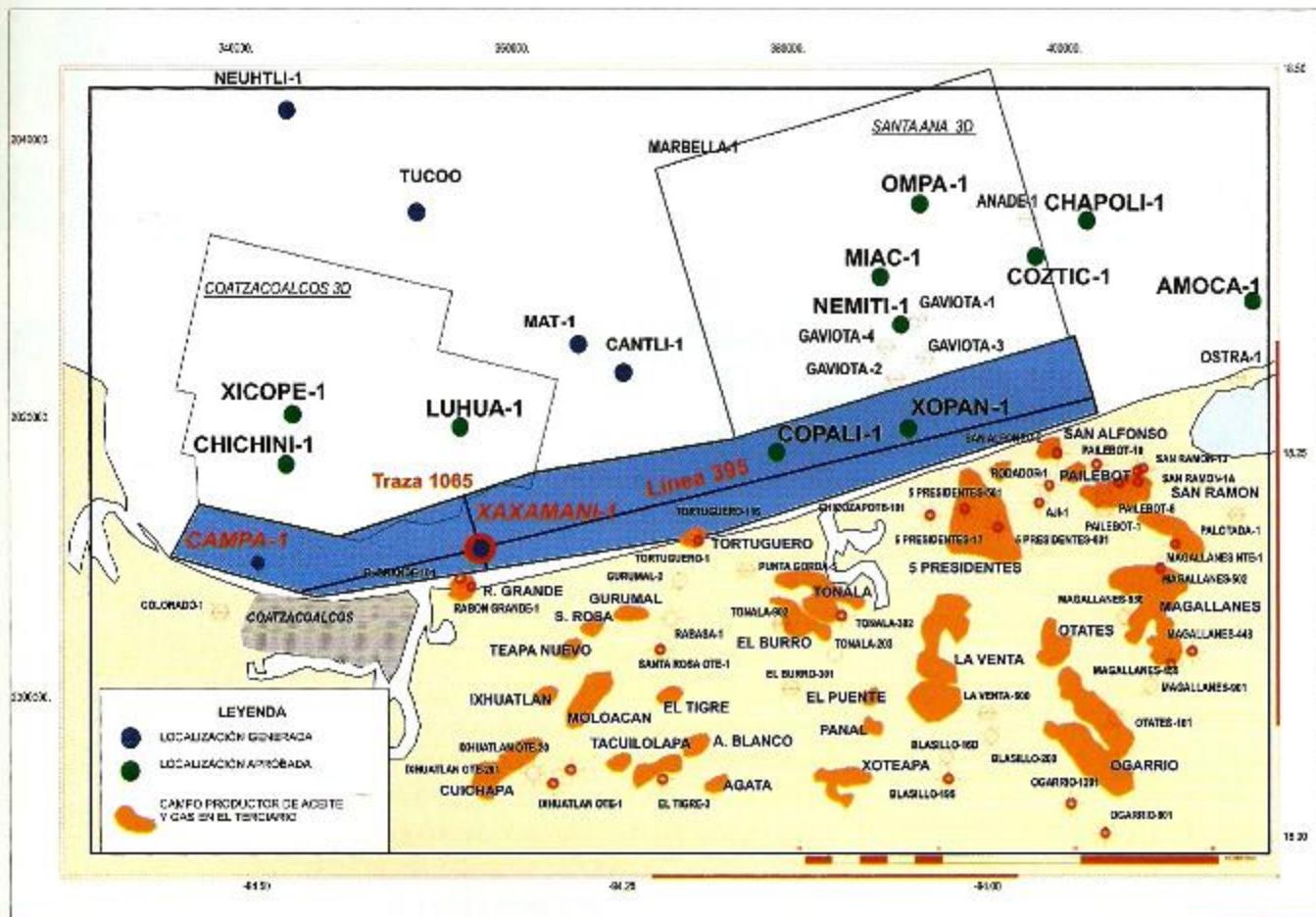


Figura 1.- Mapa base que muestra la ubicación del Pozo Xaxamani-1 y los principales campos terciarios productores de aceite y gas.

En el área de estudio los intervalos productores de aceite y gas están constituidos por arenas de cuarzo de edad Plioceno Medio y Plioceno Inferior, ubicadas en altos estructurales originados por intrusiones salinas.

La gran cantidad de campos productores de aceite y gas, en esta provincia geológica, evidencian la importancia económica de este estudio que desafortunadamente presenta condiciones difíciles para la adquisición de datos sísmicos con suficiente calidad; debido a los tirantes de agua muy pequeños y a la cercanía de la línea de costa.

Los datos sísmicos disponibles fueron adquiridos con el sistema de cable de fondo en el año de 1999 y para la realización de este estudio fueron reprocesados, aplicándoles una migración preapilamiento en tiempo y un blanqueado espectral para recuperar las altas frecuencias. Sin embargo, para la realización de la Inversión Sísmica se prefirió la utilización de los datos migrados sin la aplicación del blanqueado, ya que se considera que este proceso altera los valores de amplitud.

Debido a la afectación del gas presente en los intervalos arenosos someros y a la gran deformación estructural originada por la intrusión de cuerpos salinos, los datos sísmicos presentan bajas frecuencias en el intervalo de interés y mucha variación tanto lateral como vertical en la geometría del espectro de amplitud, lo que dificulta la estimación de una ondícula representativa del Cubo Sísmico.

El presente trabajo comprende la metodología general de las inversiones sísmicas acústicas, así como los resultados de la Inversión Acústica o postapilamiento que fue realizada en el área de Rabón Grande y la manera en que se integró el modelo geológico que se tiene del área de estudio para realizar una mejor interpretación de los resultados de la inversión postapilamiento.

METODOLOGÍA

La metodología convencional completa comienza con el análisis de factibilidad sísmica que comprende el análisis espectral de los datos sísmicos apilados, siguiendo con el análisis petrofísico para determinar si los valores de impedancia acústica (que son el principal producto de la Inversión Acústica) permiten diferenciar a los intervalos arenosos de los intervalos arcillosos.

Si los análisis de factibilidad demuestran que un estudio de Inversión Sísmica es resolutivo, el siguiente paso es la estimación de la ondícula, considerando que ésta es invariante con el tiempo y en toda la extensión del Cubo Sísmico, lo que permite simular la traza sísmica al aplicar la expresión:

$$S_{(0)} = w_{(0)} * r_{(0)}$$

donde: $w_{(0)}$ es la ondícula que se convoluciona con la reflectividad $r_{(0)}$.

Al realizar una Inversión Acústica se considera que los datos sísmicos no tienen eventos múltiples ni pérdidas por absorción ni dispersión y que son generados por un modelo lineal y unidimensional sin efectos de anisotropía y sin variaciones laterales de velocidad al menos en una distancia igual a la longitud del tendido, por lo que la calidad de los datos sísmicos y su relación señal-ruido es muy importante.

La Inversión Acústica permite discriminar la litología de las capas que conforman al subsuelo mediante las variaciones de los valores de densidad y velocidad que conforman a la impedancia acústica y que originan la reflectividad en las interfaces de estos cambios. Cuando los intervalos arenosos son de alta porosidad y presentan baja velocidad y densidad que los intervalos arcillosos, la presencia de gas es fácilmente detectable con una simple Inversión Acústica, porque el gas disminuye aún más los valores de impedancia P, por lo que no puede suceder con los intervalos productores de aceite que presentan una ligera variación de densidad y velocidad con respecto a los intervalos arenosos invadidos de agua.

ANÁLISIS DE DATOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

FACTIBILIDAD SÍSMICA

Para la factibilidad sísmica se emplearon los datos sísmicos migrados preapilamiento en tiempo del Cubo Rabón Grande y se eligieron trazas distribuidas uniformemente en toda el área del cubo para realizar el análisis de frecuencia. Estos datos presentan un buen contenido de altas frecuencias que decae rápidamente con el tiempo como se evidencia en los espectros de amplitud mostrados en la figura 2.

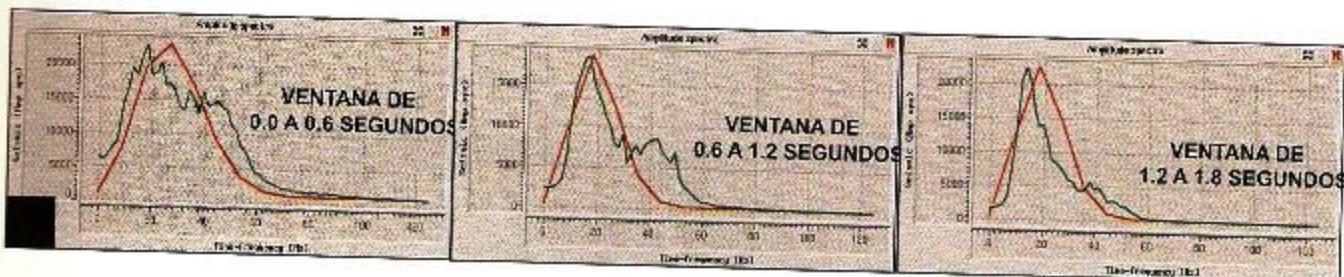


Figura 2.- Espectros de amplitud de los datos sísmicos a diferentes ventanas de tiempo

Cuando se analizan los datos sísmicos de la línea 394, que es la que pasa por el Pozo Xaxamani-1 (Fig. 3) se puede observar que el área de estudio se encuentra muy afectada estructuralmente por intrusiones salinas y que a nivel de los objetivos (entre 500 y 800 ms) el contenido de frecuencias es muy bajo, debido posiblemente a la presencia de gas.

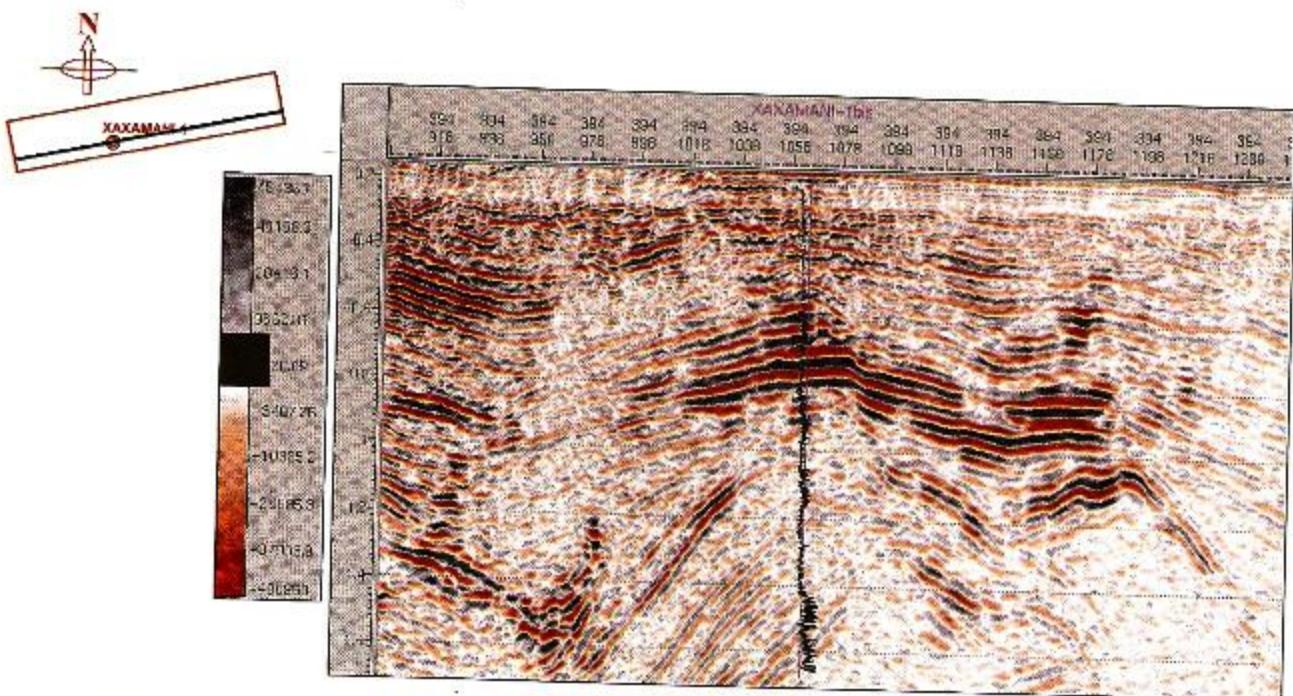


Figura 3.- Línea Sísmica 394 que pasa por el Pozo Xaxamani-1 en dominio del tiempo

Cuando se despliegan los datos sísmicos en la dirección de "crossline", es posible percibir cambios laterales muy bruscos de amplitud en el dominio del tiempo y cambios laterales de frecuencia en el dominio de las frecuencias. Es posible que éstos se deban a falta de uniformidad en el proceso de adquisición y a la falta de un balanceo de trazas en el procesado de los datos, ya que los cambios de amplitud están muy zonificados y siguen la dirección de las líneas sísmicas como se aprecia en la figura 4. Estas variaciones de amplitud se intensifican en las zonas someras al menos de 650 ms como lo muestran los mapas de atributos de amplitud RMS sacados a tiempos constantes en ventanas de 250 ms (Fig. 5).

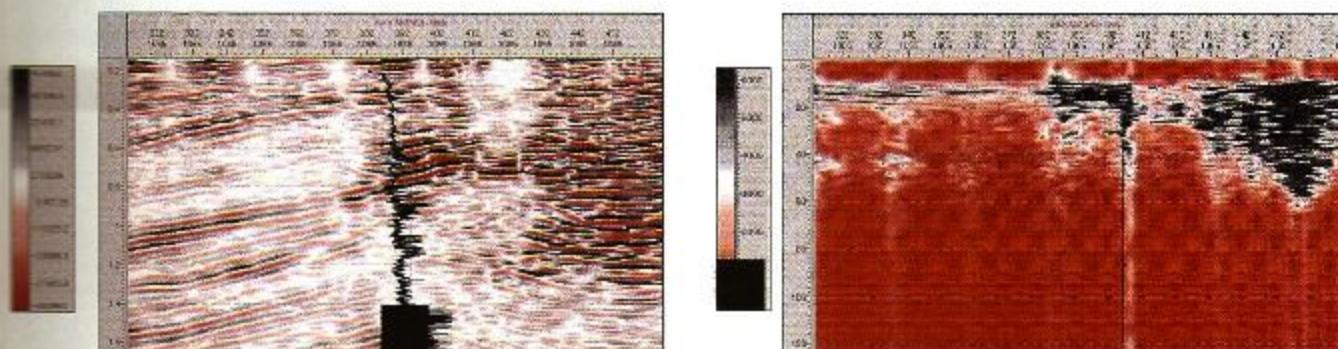


Figura 4.- "Crossline" que pasa por el Pozo Xaxamani-1 mostrada en el dominio del tiempo y de la frecuencia

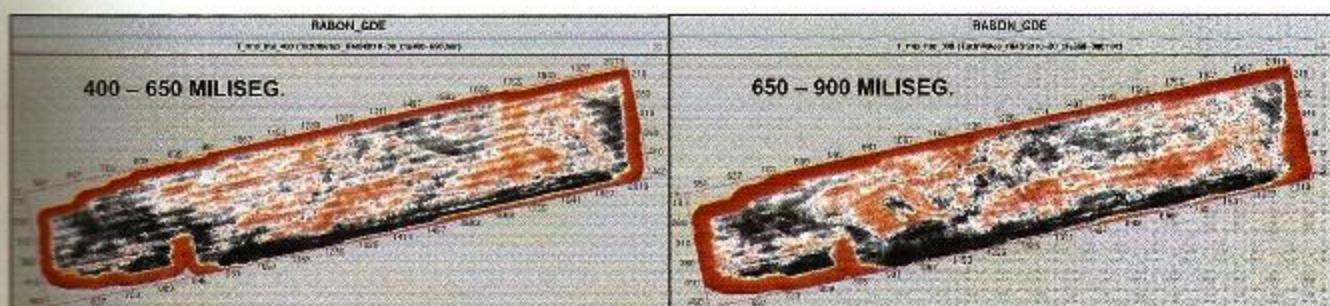


Figura 5.- Mapas de amplitud RMS extraída en ventanas de tiempo constante



FACTIBILIDAD
PETROFÍSICA

En el área de estudio se tiene solamente el Pozo Xaxamani-1 que fue perforado en enero del año de 2003 con objetivos Terciarios, alcanzando una profundidad total de 1,990 m bajo la mesa rotaria. Este pozo contiene datos sísmicos y de T-Z de un registro V_{SP} y todos los registros geofísicos convencionales, además de los registros sónico-dipolar y rayos gama espectral. En los registros convencionales existen problemas de diámetro de agujero por debajo de los 900 m, los cuales originan valores anómalamente altos en el registro de densidad y valores bajos de velocidad en el registro sónico hasta la profundidad de 1,100 m sin lograr alterar los registros resistivos ni los de porosidad neutrón y potencial espontáneo.

Cuando se inició el análisis de las gráficas cruzadas de los valores de registros se observaron ciertas incongruencias con respecto a los valores del registro sónico de onda P en el intervalo de 750-775 m que corresponde exactamente con un intervalo de arenas productor de gas. Este intervalo presentaba valores altos de velocidad en el registro sónico que originaban valores muy altos de impedancia acústica, contrariamente a los valores de impedancia que presentan, tanto el intervalo de arenas somero productor de gas, situado en el intervalo de 606-620 m como el intervalo de arenas productor de aceite que se ubica en el intervalo de 810-838 m (Fig. 6).

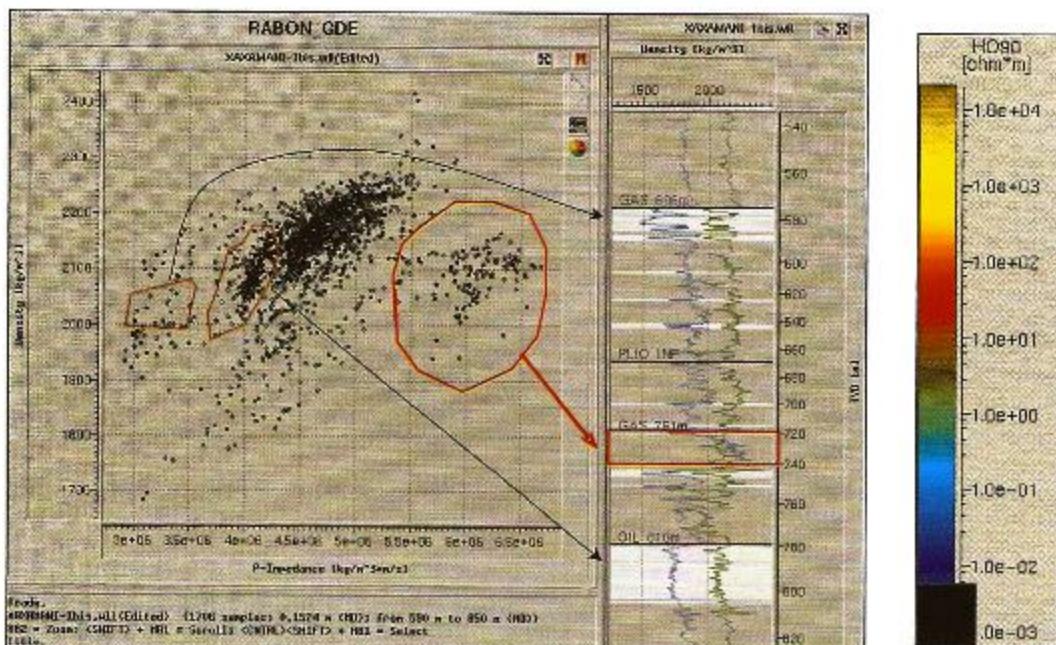
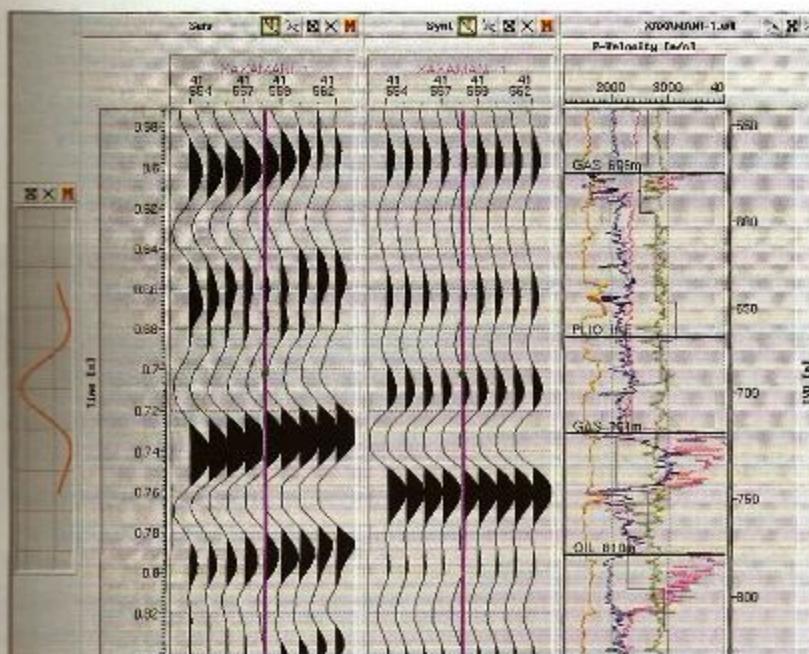


Figura 6.- “Crossplot” de impedancia P contra densidad que muestra que el intervalo de gas intermedio (señalado con el recuadro) es de alta impedancia.

Cuando se intentó generar el sismograma sintético con los registros del pozo se observó un cambio de polaridad en este intervalo como se muestra en la figura 7.

Para igualar la traza sintética con los datos sísmicos se modificó la tabla T-Z del VSP, pero esta acción originaba valores irreales muy altos de velocidad en un intervalo somero.

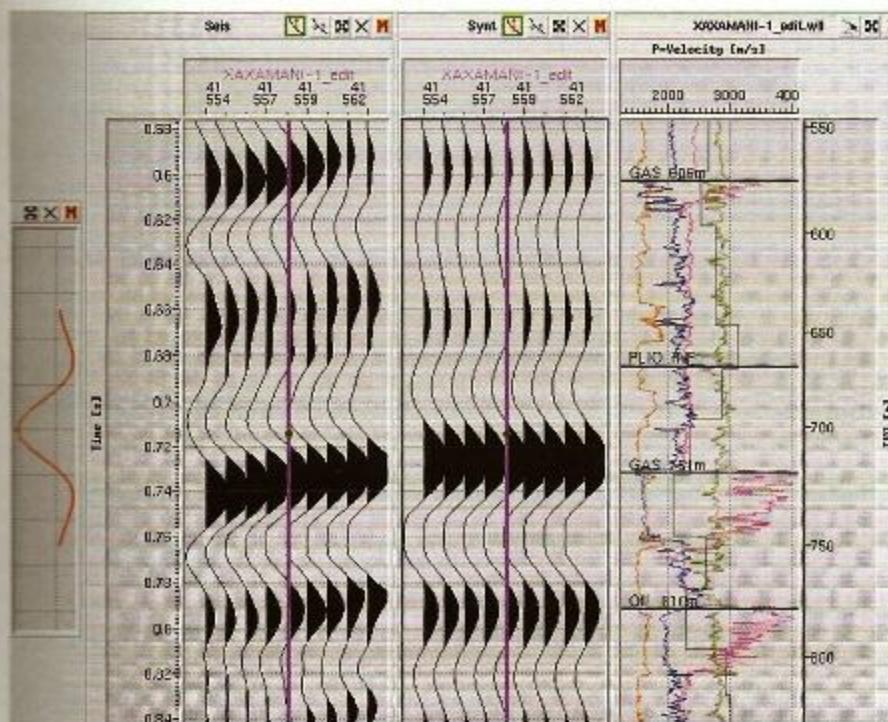
Para determinar si los valores del registro sónico eran correctos se revisó el informe del V_{SP} encontrando que la polaridad de los datos sísmicos era normal y que la velocidad del intervalo de 750-775 m era baja, por otra parte, en la gráfica de control de calidad del informe del registro sónico dipolar se aprecia que en este intervalo productor de gas, la velocidad leída de onda P no es muy confiable por sus valores bajos de semblanza, mientras que el intervalo somero productor de gas muestra valores más altos de semblanza, al igual que el intervalo inferior productor de aceite. Por estas razones se decidió editar el registro sónico de onda P bajando los valores de velocidad del intervalo de arenas productor de gas, situado en 750-775 m a un valor de velocidad muy similar al que presenta el intervalo de arenas productor de gas, ubicado entre 606-620 m, el cual reporta además el mismo tipo de litología. Con el registro sónico de onda P editado, el sismograma sintético generado presenta ahora mucha similitud con respecto a los datos sísmicos apilados y los datos de velocidad del registro sónico son congruentes con los datos de velocidad de intervalo calculados con el V_{SP} como se muestra en la figura 8.



REGISTROS ORIGINALES
DEL POZO XAXAMANI-1

NEGRO – CHECK-SHOT
NARANJA – VELOCIDAD S
AZUL – VELOCIDAD P
VERDE – DENSIDAD
ROSA – RESISTIVIDAD PROF.

Figura 7.- Sismograma sintético creado con los registros originales del Pozo Xaxamani-1 que muestra polaridad invertida en el intervalo intermedio productor de gas.



REGISTROS
EDITADOS DEL POZO
XAXAMANI-1

NEGRO – CHECK-SHOT
NARANJA – VEL. S
AZUL – VELOCIDAD P
VERDE – DENSIDAD
ROSA – RESIST. PROF.

Figura 8.- Sismograma sintético generado con los registros editados.

Después de editar el registro sónico de onda P se realizó el análisis de gráficos cruzados, en donde se observó que los intervalos de arenas presentan más bajas impedancias que las arcillas y que los valores de impedancia cambian de acuerdo al tipo de fluidos. Las arenas con gas son las que tienen valores más bajos de impedancia, seguidos por las arenas impregnadas de aceite ligero y posteriormente, por las arenas invadidas de agua como se puede observar en la gráfica de la figura 9.

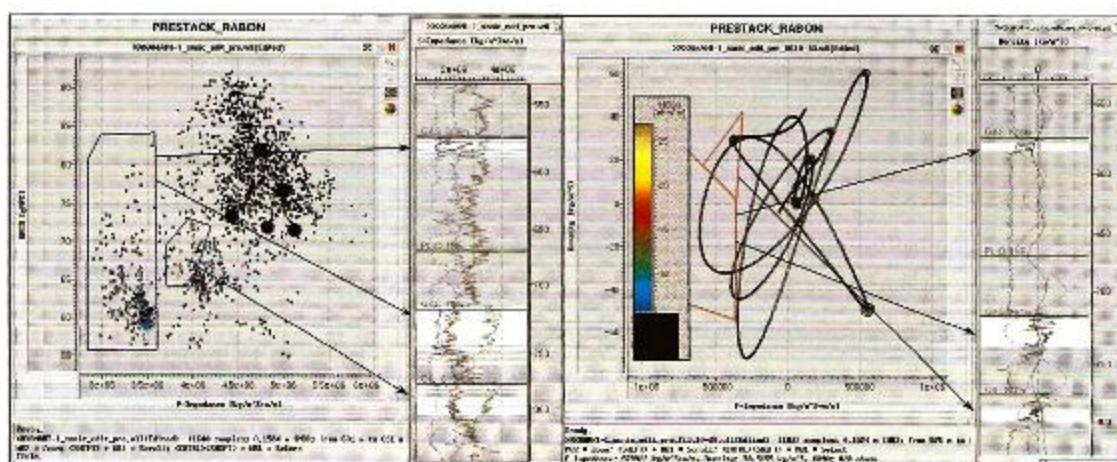


Figura 9.- Gráficas cruzadas de impedancia P contra densidad que muestran que los intervalos productores de gas son de baja impedancia, seguidos por el intervalo productor de aceite.

En esta figura los datos de los registros se presentan a la frecuencia natural de los mismos y además filtrados a la frecuencia de la sísmica para observar la pérdida de resolución, la cual no llega a afectar la diferenciación de los intervalos productores.

ESTIMACIÓN DE ONDÍCULA EN EL POZO XAXAMANI-1

Antes de realizar el cálculo de la ondícula en el Pozo Xaxamani-1 se decidió aplicar un filtro pasa-banda para eliminar las frecuencias menores de 10 hertz y mayores a 40 hertz e igualar un poco las condiciones de frecuencia en todo el Cubo Sísmico como se puede observar en los espectros de amplitud de la figura 2; en la ventana de 0.6 a 1.0 seg empiezan a aparecer componentes de frecuencia de entre 35 y 50 hertz que alteran el decaimiento normal del espectro. En las trazas cercanas al pozo estas componentes de alta frecuencia no aparecen, como se observa en el espectro de amplitud de la figura 10, por lo que la aplicación del filtro no altera el cálculo de la ondícula y permite igualar un poco los espectros de estas trazas con las del resto del cubo.

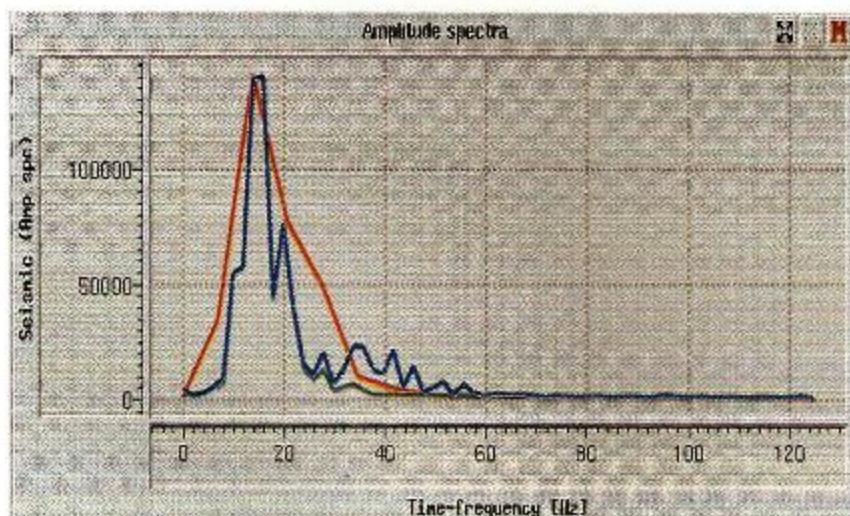


Figura 10.- Espectro de amplitud de las trazas cercanas al Pozo Xaxamani-1 en la ventana de 0.4-0.9 seg.

La estimación de la ondícula fue bastante complicada porque la ventana de análisis es muy corta, los tres intervalos productores están comprendidos entre los 600 y 820 ms, en donde los datos sísmicos presentan un contenido muy bajo de frecuencia, debido posiblemente a la presencia del gas, pero además existen datos malos en los registros de densidad y sónico después de los 900 m y los datos sísmicos presentan mucho ruido de alta frecuencia y efecto muy fuerte de huellas de adquisición para tiempos de reflejo menores a los 400 ms. Por estas razones se consideró que la ventana óptima para el cálculo de la ondícula es de 0.4 a 0.9 seg. Después de innumerables pruebas de longitud de ondícula tipo "taper" y frecuencias se obtuvo una ondícula de 140 ms de longitud con una frecuencia máxima de 33 hertz y un "taper" del tipo coseno, cuya gráfica, autocorrelogramas y espectros de amplitud y fase se muestran en la figura 11. Esta ondícula muestra un espectro de fase poco estable para frecuencias mayores a 20 hertz y su gráfica no guarda mucha simetría, sin embargo, la similitud entre la reflectividad del pozo con la sísmica es aceptable al menos en este mismo rango de frecuencia, el cual es el que realmente tienen los datos sísmicos en la localidad del pozo. Por otra parte, el sismograma sintético generado con esta ondícula guarda mucho parecido con los datos sísmicos y la gráfica de control de calidad que compara la impedancia P invertida contra la impedancia P filtrada calculada del registro del pozo muestra trazas muy similares, principalmente en los intervalos productores de gas que se señalan con flechas en la figura 12.

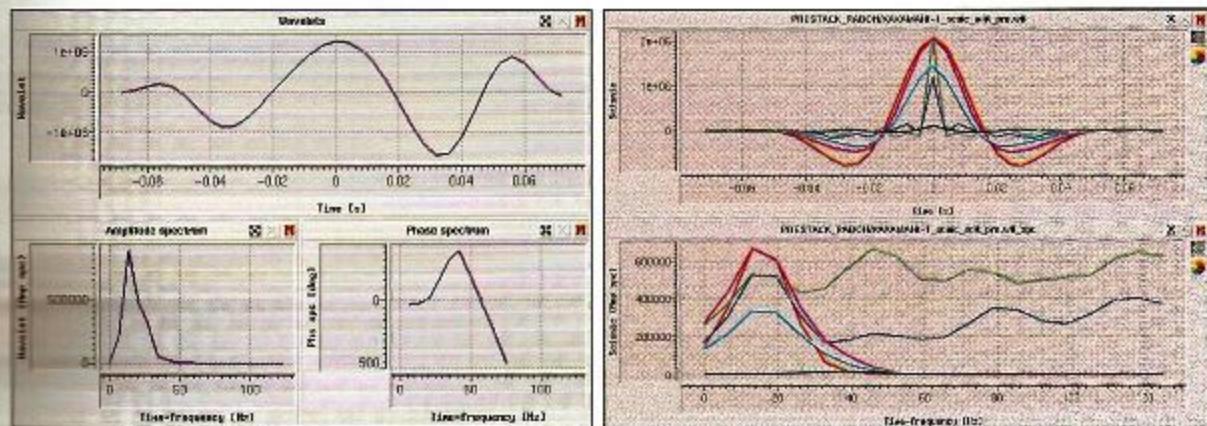


Figura 11.- Gráfica, espectros de amplitud y fase y autocorrelogramas de la ondícula

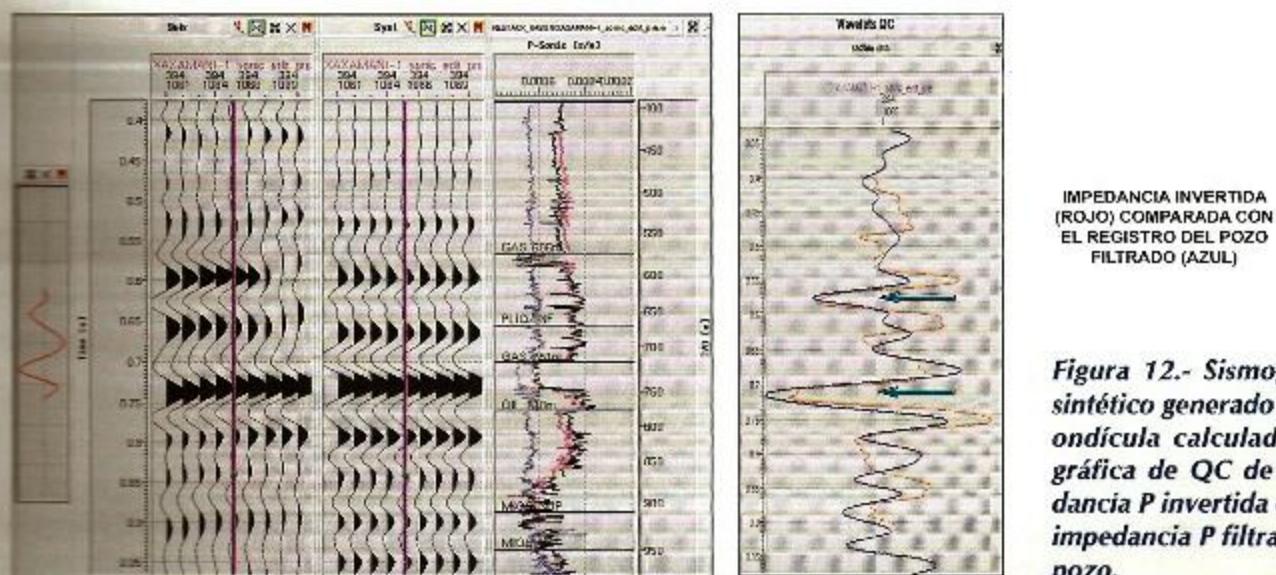


Figura 12.- Sismograma sintético generado con la ondícula calculada y la gráfica de QC de impedancia P invertida contra impedancia P filtrada del pozo.

CREACIÓN DEL MARCO ESTRUCTURAL Y EL MODELO SÓLIDO

Para la creación del marco estructural se emplearon tres horizontes correlacionados por personal de la coordinación de evaluación del potencial, los cuales fueron interpolados y filtrados en LandMark para después exportarlos a Jason. Para definir la estratigrafía del intervalo profundo se empleó la opción de paralelo a la cima, puesto que el horizonte más profundo corresponde a una discordancia, y para el intervalo intermedio se eligió estratigrafía proporcional a cima y base entre los horizontes correspondientes a las secuencias 3.0 y 2.4. Con respecto al método de extrapolación se empleó la opción de pesado inverso de la distancia porque se tiene solamente un pozo. En la figura 13 se muestra una sección cruzada del marco estructural correspondiente a la línea 394 que pasa por el Pozo Xaxamani-1.

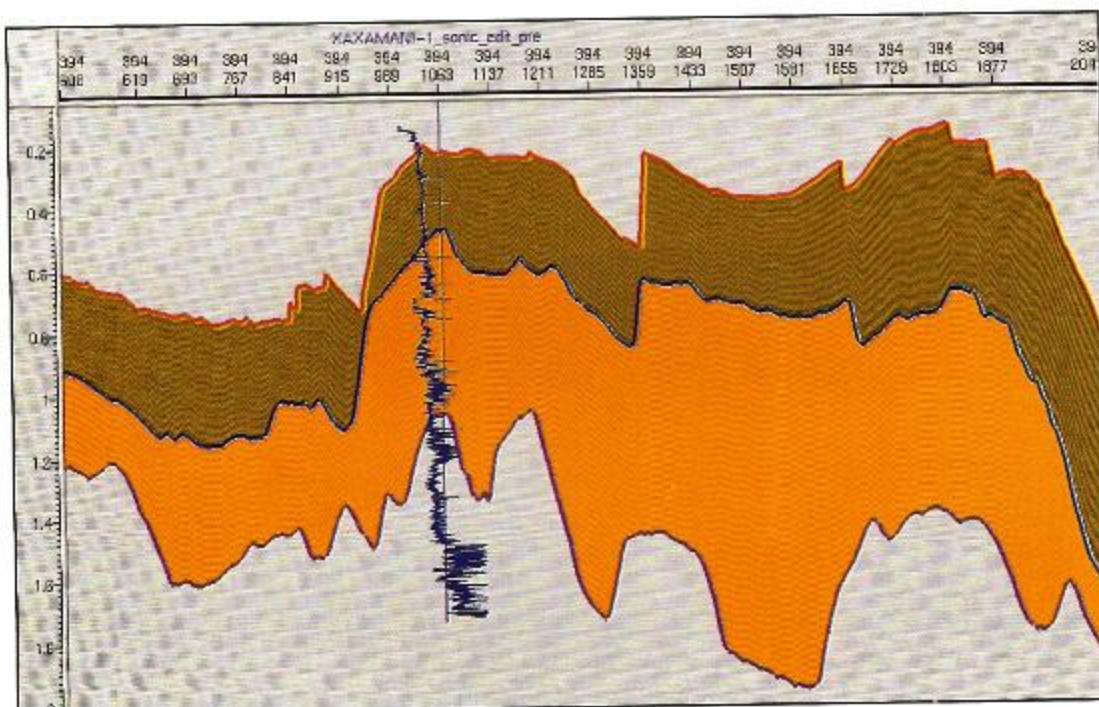


Figura 13.- Sección cruzada que muestra el marco estructural sobre la Línea 394 y el Pozo Xaxamapí-1 con el registro de impedancia P.

INVERSIÓN POSTAPILAMIENTO “SPARSE SPIKE”

Para la inversión postapilamiento se emplearon los datos sísmicos con un filtro pasa-banda de 10-40 hertz restringidos a una ventana de tiempo comprendida entre los horizontes cima de la sal y secuencia 3.0, así como el registro de impedancia P del Pozo Xaxamani-1 calculado con el sónico editado. El valor de Lambda estimado para la inversión fue de 14 de acuerdo con las gráficas de QC, aunque posteriormente un valor de 3 proporcionó un plano de correlación más acorde con la calidad de los datos sísmicos, aunque los resultados de la impedancia de banda limitada fueron muy similares como se observa en el pseudo-registro de la figura 14 (línea naranja) que se compara con el de la inversión corrida con un valor de Lambda de 14 (línea roja) y el registro del pozo filtrado a 30 hertz (línea azul).

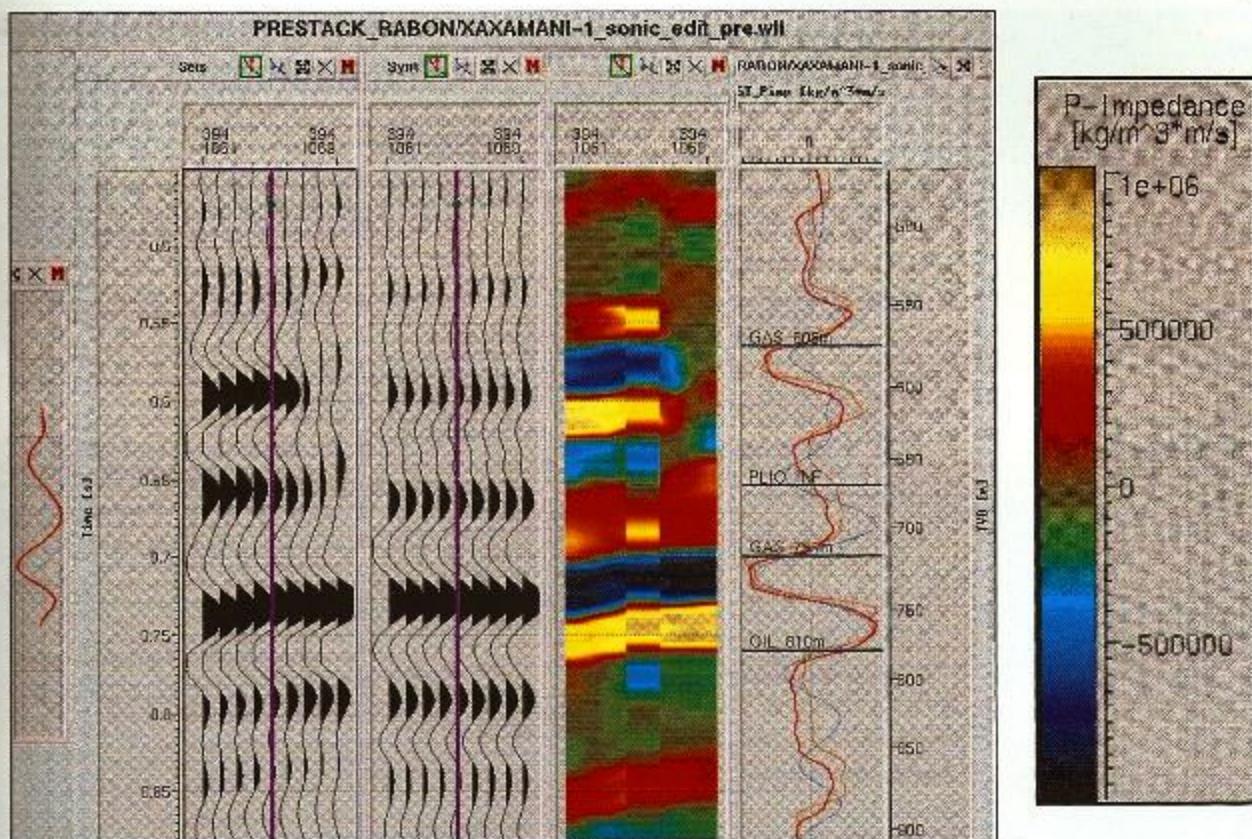


Figura 14.- Sismograma sintético del Pozo Xaxamani-1 con una sección de impedancia de banda limitada y los pseudo-registros de impedancia P comparados con el registro original del pozo con un filtro pasa-banda aplicado.

En la figura 15 se presentan la línea y la “crossline” que pasan por el Pozo Xaxamani-1 con los valores de impedancia P de banda limitada. El registro que presenta el pozo es el de impedancia P filtrado a la frecuencia de la sísmica para verificar que los intervalos productores de gas y aceite sean de baja impedancia (colores azules).

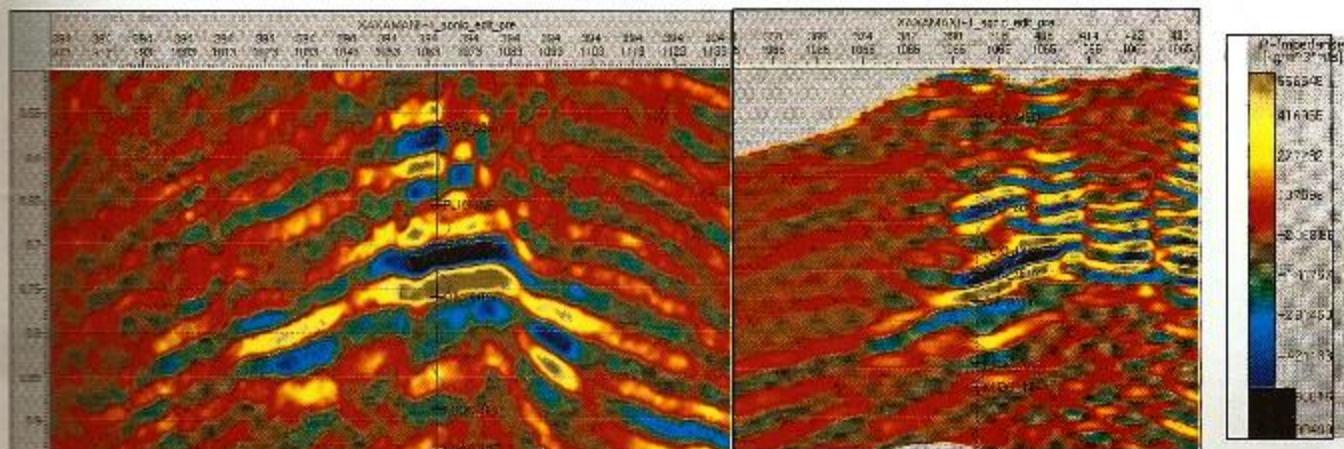


Figura 15.- Línea y “crossline” que pasan por el Pozo Xaxamani-1 que muestran los valores de impedancia P de banda limitada.

MODELO GEOLÓGICO DEL ÁREA DE ESTUDIO

De acuerdo con la interpretación de las curvas SP y GR de los registros geofísicos del Pozo Xaxamani-1 y del mapa de atributos de amplitud mostrado en la figura 16, la cual fue realizada por personal de la Coordinación de Evaluación de Potencial del Activo de Exploración Litoral; para el Plioceno Inferior se desarrollaron facies de arenas de playas asociadas a barras litorales, en tanto que hacia el norte del Campo Xaxamani se desarrolló una franja de facies de abanicos de talud-cuenca.

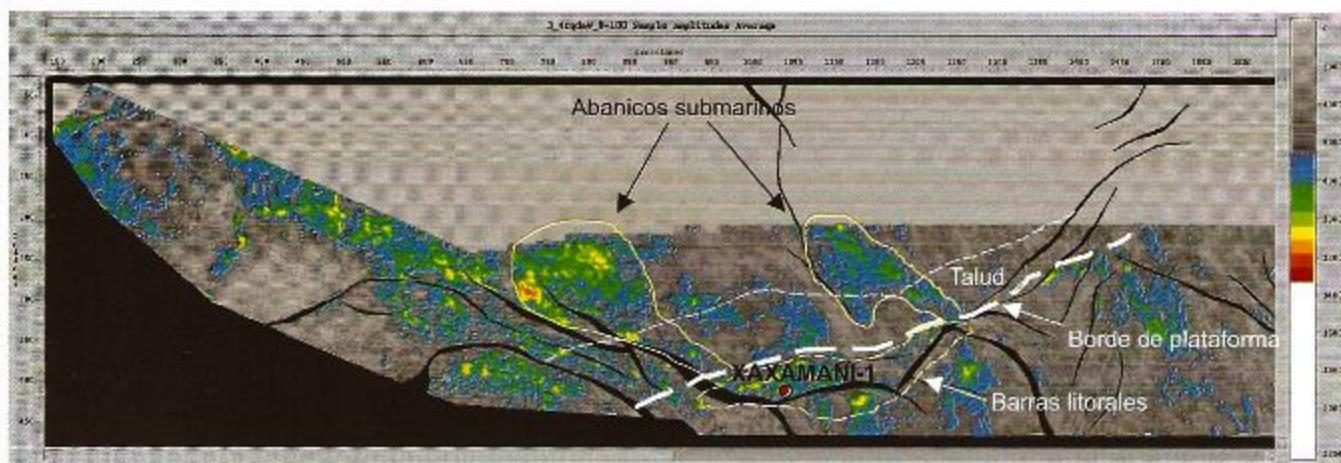


Figura 16.- Mapa de extracción de amplitudes 50 ms por debajo del horizonte 3.4 Ma

Para la porción inferior del Plioceno Medio se observa el avance de un sistema progradante hacia el noroeste, localizado en la secuencia 3.4-3.0 Ma; este sistema produjo una franja con canales y abanicos de talud como se puede ver en los mapas de facies y amplitudes obtenidos con el software “StratiMagic” que se muestran en la figura 17. Hacia la porción oriental del área se depositaron grandes espesores de sedimentos siliciclásticos en cuencas originadas por evacuación de sal, donde se desarrollaron sistemas de fallas normales de crecimiento contra-regionales, las cuales atraparon grandes cantidades de arenas registradas en las secuencias 3.0-2.6 y 2.6-2.4 Ma del Plioceno Medio; estas arenas se asocian a un sistema deltaico progradante que migró en un sentido de sur a norte. Con estas evidencias se construyó el modelo geológico, cuyo esquema representativo se muestra en la figura 18.

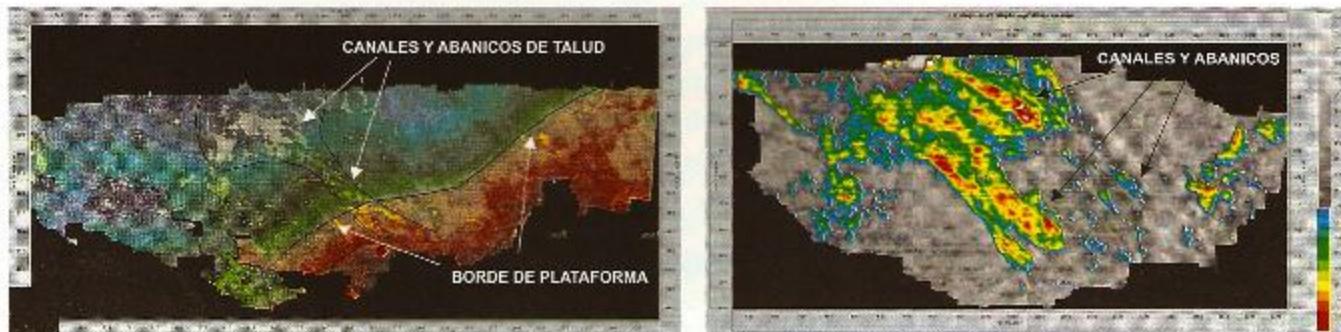


Figura 17.- Mapas de extracción de amplitudes obtenidas con “StratiMagic” en el Cubo de Rabón Grande

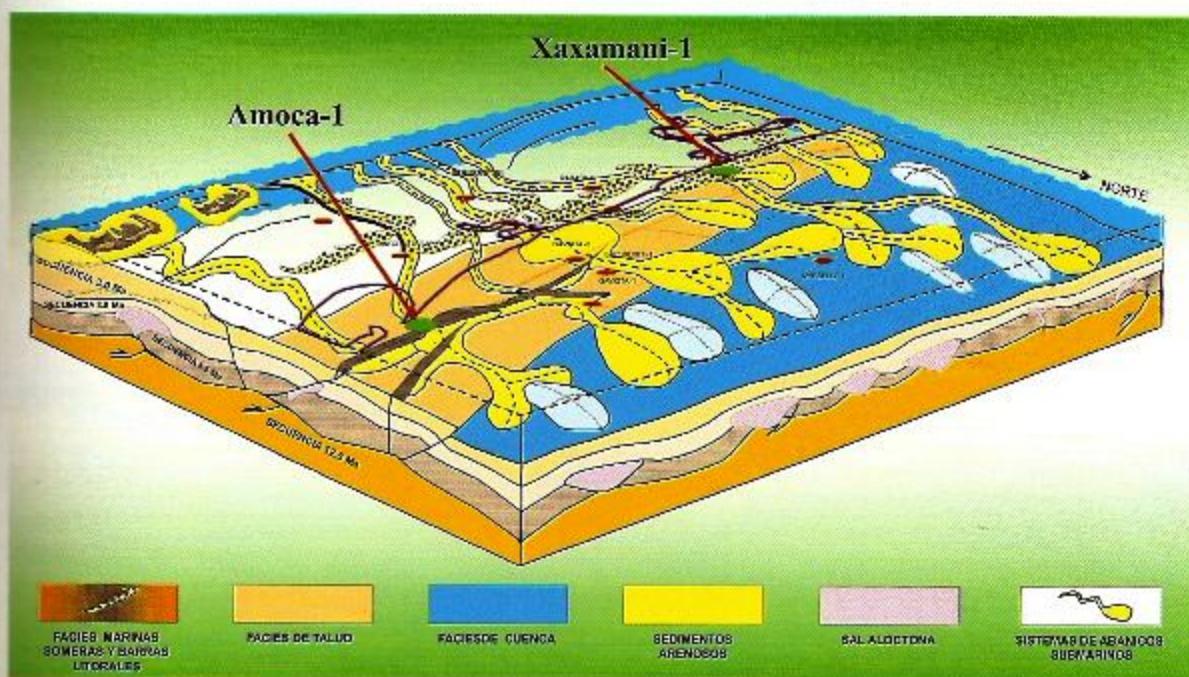


Figura 18.- Esquema del modelo geológico del área de estudio para el Plioceno Medio

RESULTADOS DE LA INVERSIÓN "POST-STACK"

El Pozo Xaxamani-1 presenta intervalos arenosos con altos valores de porosidad, espesores de más de 20 m y diferentes tipos de fluidos que varían desde agua salada hasta aceite y gas. De los resultados de la inversión "post-stack" se pudo observar que los intervalos con gas son los que presentan los valores más altos negativos de impedancia P de banda limitada, los cuales disminuyen el valor ligeramente a medida que el tipo de fluido cambia a aceite y a agua salada. En la figura 19 se muestran las variaciones de la impedancia con el tipo de fluido que contienen las arenas.

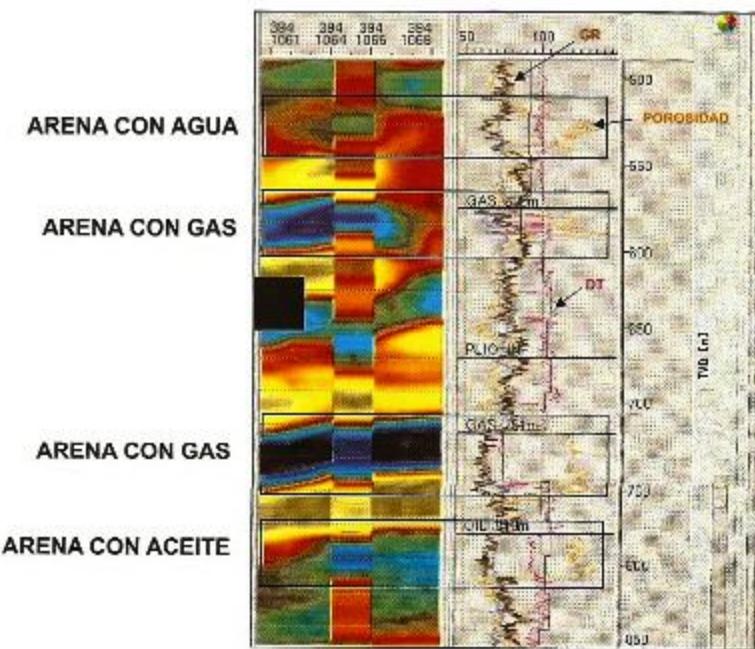


Figura 19.- Impedancia generada por la inversión comparada con la impedancia del Pozo Xaxamani-1 y su variación con respecto al tipo de fluido contenido.

En las inmediaciones del pozo la relación entre los valores de impedancia y el tipo de fluido se conserva, sin embargo, los datos sísmicos presentan variaciones laterales de amplitud especialmente en la dirección de las "crosslines" que afectan los valores de reflectividad e impedancia calculados por la inversión, tal como se observa en la figura 20 en donde se presentan la línea y la "crossline" que pasan por el pozo con los datos sísmicos originales y los valores de impedancia y reflectividad. Estas variaciones laterales, que son más notables en las "crosslines", provocan que en las zonas lejanas del pozo la relación de impedancia con el tipo de fluido ya no sea muy confiable.

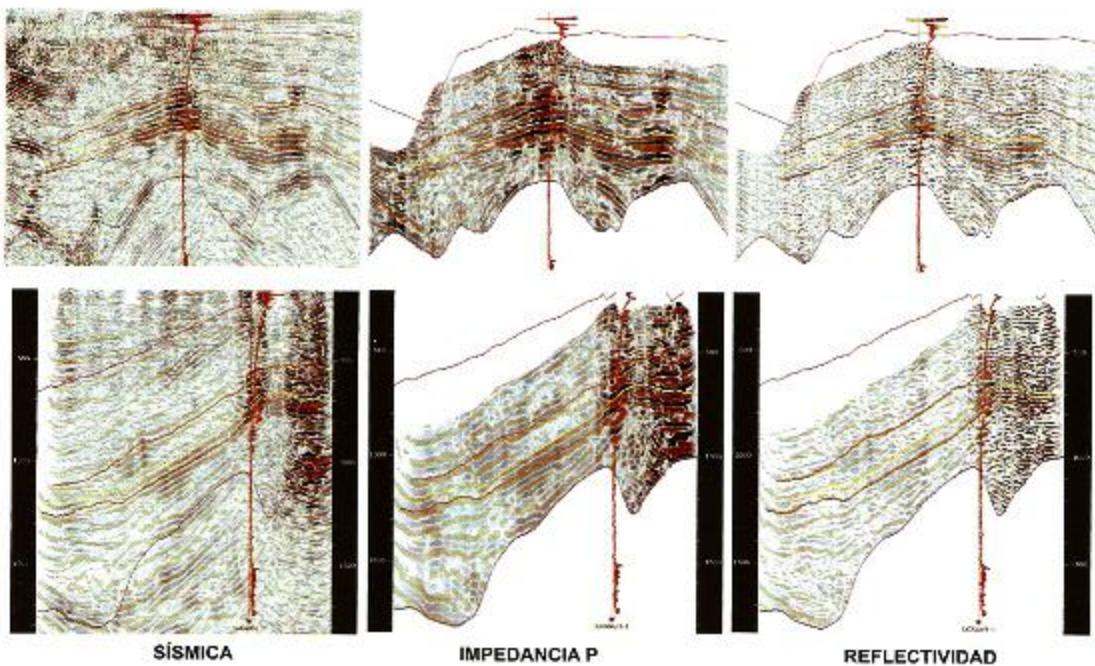


Figura 20.- Línea y "crossline" que pasan por el Pozo Xaxamani-1 mostrando los datos sísmicos originales y los valores de impedancia y reflectividad generados.

Para determinar los límites y la distribución de los intervalos productores del Pozo Xaxamani-1 (que se muestran en los mapas de las figuras 22, 23 y 24) se extrajeron atributos de impedancia P empleando una ventana de 30 ms por arriba de los horizontes y se extrajo el valor mínimo. Los resultados se analizan y describen con detalle en los subincisos siguientes:

a) INTERVALO SOMERO PRODUCTOR DE GAS (606-620 mbmr)

En la figura 21 se muestra el plano estructural del horizonte correlacionado en la base del intervalo somero productor de gas del Pozo Xaxamani-1 que sirvió de guía para la extracción de los valores de impedancia que se muestran en la figura 22. En este mapa de atributos de impedancia los colores azules corresponden a valores altos negativos que se interpretan como cuerpos de arenas. Sin embargo, existe una franja de valores altos anormalmente negativos en el borde sur del cubo que es originada por la presencia de fuertes amplitudes sísmicas que no fueron bien balanceadas durante el procesamiento, las cuales se pueden observar en la porción derecha de las "crosslines" (ver Fig. 20).

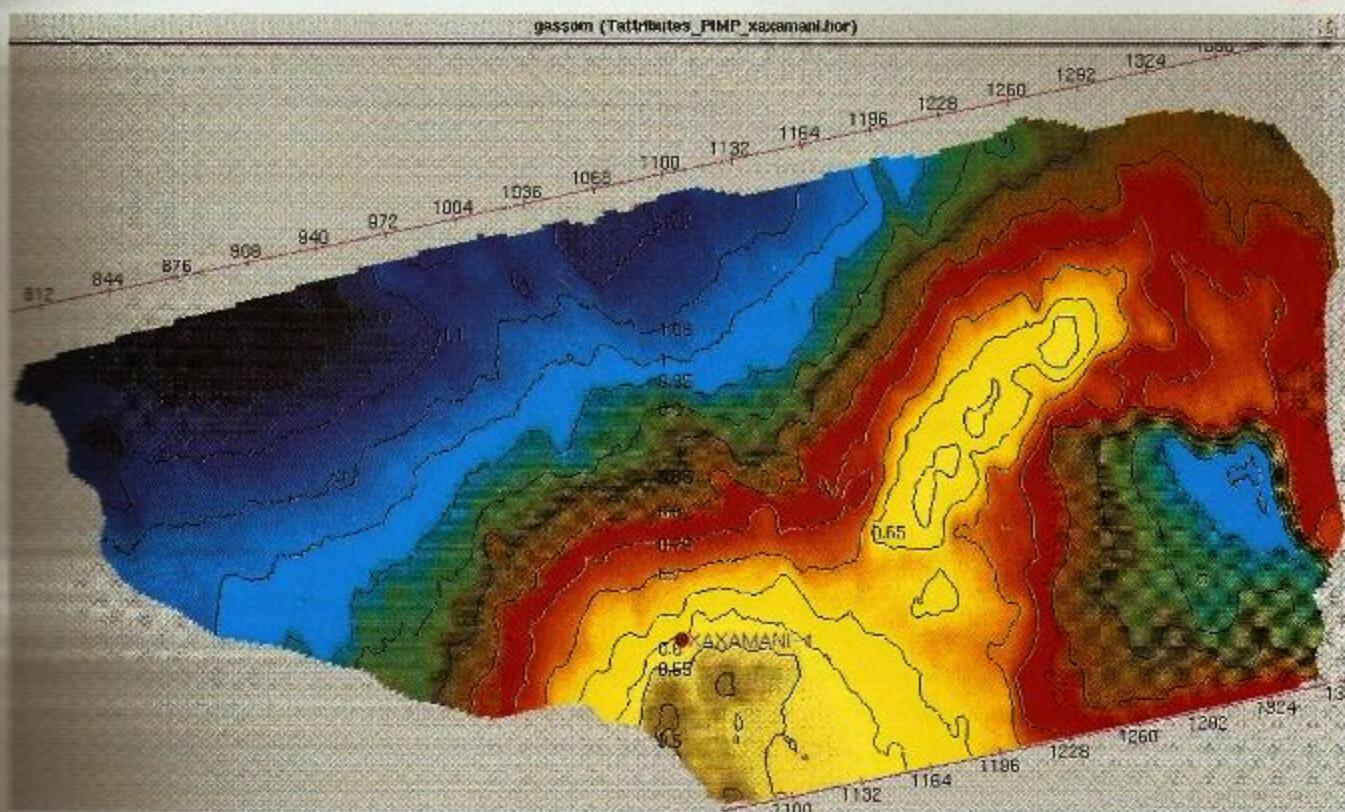


Figura 21.- Mapa estructural del horizonte correspondiente a la base del intervalo somero productor de gas del Pozo Xaxamani-1.

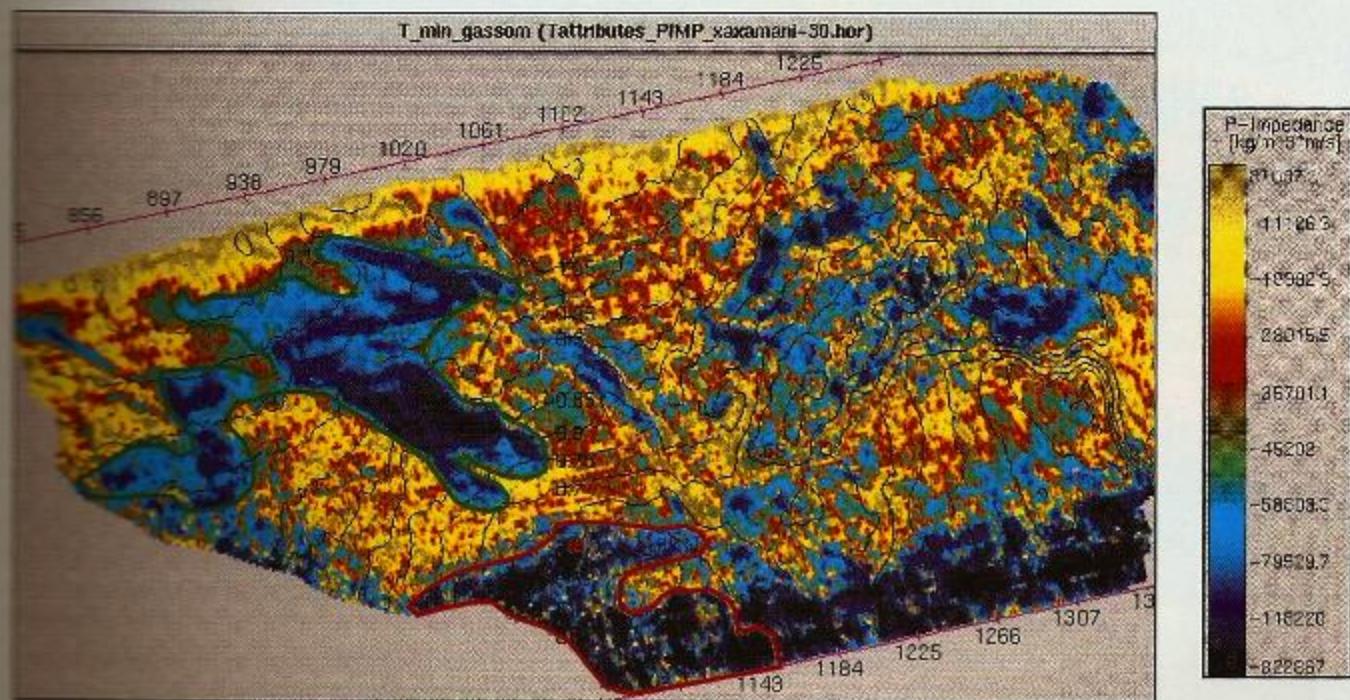


Figura 22.- Mapa de distribución de los valores de impedancia en el intervalo somero productor de gas del Pozo Xaxamani-1.

La distribución de las arenas con gas del intervalo somero presenta poca extensión lateral, ya que comprende un área aproximadamente de 4.2 km² considerando que la anomalía sigue la configuración estructural conforme al polígono rojo de la figura 22.

Hacia la porción noroeste del Pozo Xaxamani-1 se aprecia un cuerpo arenoso de considerables dimensiones (remarcado por un polígono verde) que presenta valores relativamente altos negativos de impedancia (entre -80,000 y -125,000), aunque de acuerdo con la tabla de colores la diferencia numérica del valor de impedancia con respecto a los máximos negativos (-800,000) es muy grande, por lo que la primera impresión es que estas arenas están invadidas de agua. Sin embargo, considerando que este cuerpo se encuentra en una zona del cubo que presenta valores bajos de amplitud, existe la posibilidad de que los valores reales de impedancia sean mayores en valor absoluto, lo que incrementaría el atractivo de esta trampa estratigráfica.

b) INTERVALO PROFUNDO PRODUCTOR DE GAS (751-775 mbmr)

En la figura 23 se muestra la distribución de los valores de impedancia para el intervalo profundo productor de gas del Pozo Xaxamani-1. Este intervalo presenta una distribución más uniforme y concordante con la estructura que se puede apreciar en el recuadro pequeño y en los contornos negros sobrepuertos sobre los colores de impedancia. En la barra de colores se aprecia que los valores de impedancia son más altos, en este nivel, por lo que se alcanza a diferenciar el intervalo de arenas con gas que presenta colores azules más oscuros de entre los valores negativos de la franja anómala del borde sur del cubo.

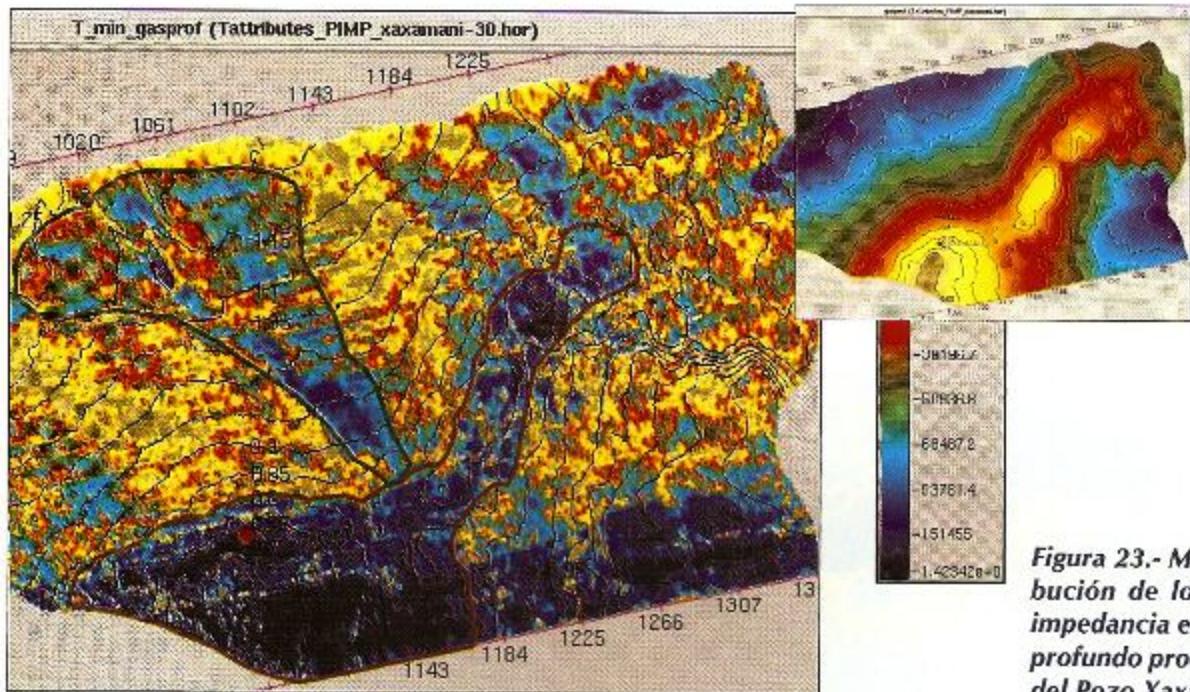


Figura 23.- Mapa de distribución de los valores de impedancia en el intervalo profundo productor de gas del Pozo Xaxamani-1.

El área considerada para este yacimiento se encuentra comprendida en el polígono rojo de la figura, la cual mide 12.7 km². Es posible que esta área sea un poco mayor considerando que la estructura parece continuar hacia la porción externa del cubo cerrando contra la falla normal regional de rumbo NW-SE que se observa en la porción inferior izquierda de la figura.

Remarcado con un polígono verde se puede apreciar una distribución de valores de impedancia con una geometría de abanico que es concordante con el modelo geológico del área de estudio. Por otra parte, basándose en el modelo geológico, es muy probable que la extensión del área considerada del yacimiento hacia el noreste no corresponda a un cuerpo continuo de arenas, ya que la distribución de los colores muestra cierta discontinuidad ocasionada por cuerpos alargados en forma de canales de rumbo NNW-SSE y que el alineamiento aparente de los valores altos negativos de impedancia de rumbo SW-NE se deba a la acumulación del gas en la parte más alta de la estructura, la cual trunca por falla la continuación de los canales hacia la plataforma, situada en la porción sur del área de estudio.

INTERVALO PROFUNDO CON ACEITE LIGERO

Entre los 810 y 839 m de profundidad, el Pozo Xaxamani-1 cortó un intervalo arenoso impregnado de aceite ligero que genera una fuerte señal sísmica. En la inversión postapilamiento este intervalo tuvo valores negativos de impedancia un poco menores a los del intervalo de gas que lo sobreyace; sin embargo, cuando se analizan los valores de impedancia extraídos en este nivel estratigráfico (Fig. 24) se observan valores negativos aún más altos en zonas estructuralmente más someras, en donde se infiere que contiene gas (zonas de color azul más oscuro).

CJ INTERVALO IMPREGNADO DE ACEITE LIGERO

(810-839 mbmr)

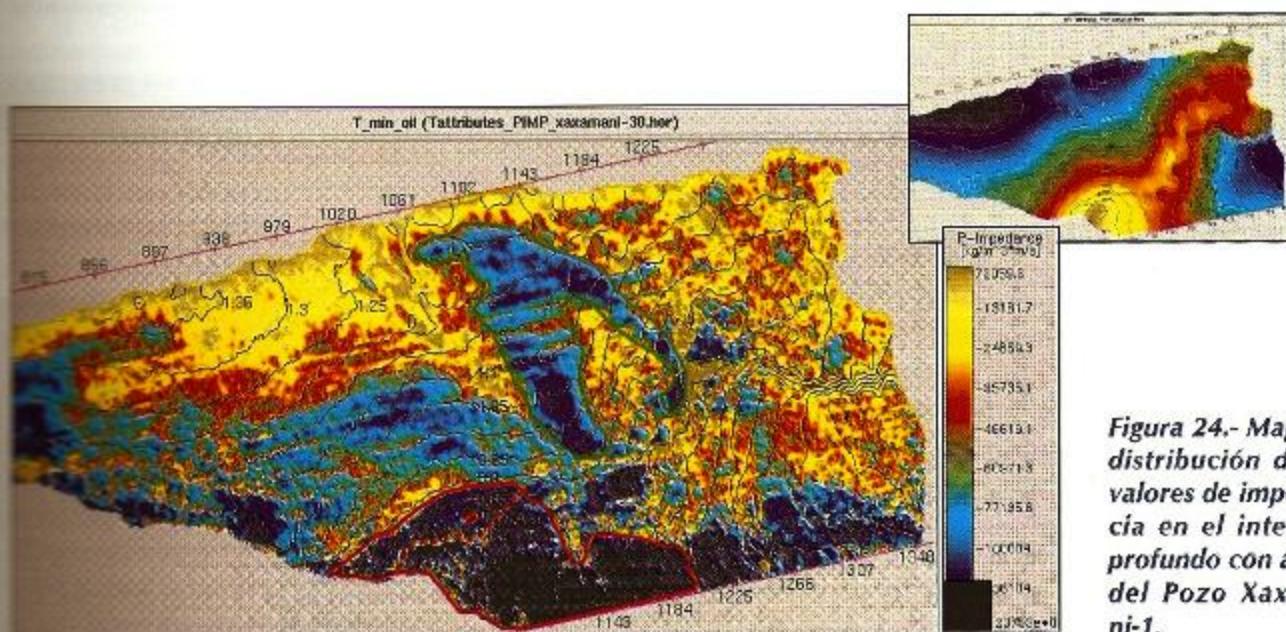


Figura 24.- Mapa de distribución de los valores de impedancia en el intervalo profundo con aceite del Pozo Xaxamani-1.

Este yacimiento de aceite se encuentra afectado por una falla normal que se remarcó con una línea punteada roja. El pozo cortó el bloque bajo que contiene aceite, pero el plano de impedancia muestra que el bloque alto puede contener gas por los valores negativos más altos. Para la estimación del área de este yacimiento se consideraron los dos bloques comprendidos dentro del polígono rojo, obteniendo un valor de 7.7 km², la cual nuevamente puede ser un poco mayor porque el cubo de datos no cubre totalmente a la estructura. En este nivel estratigráfico, la diferencia numérica de los valores de impedancia es aún mayor como se observa en la paleta de colores de la figura, por lo que es muy probable que el canal de arenas que se remarcó con el polígono verde esté invadido de agua.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- El Pozo Xaxamani-1 presenta fuertes problemas en los registros de densidad y sónicos de onda S y P que impiden tener resultados con un alto grado de confiabilidad. Se recomienda realizar un modelado con los registros de este pozo para verificar los valores de velocidad y densidad con el tipo de litología, lo cual no se tuvo oportunidad de realizar en este estudio.
- 2.- Los resultados de la Inversión Acústica presentan congruencia con el modelo geológico del área, sin embargo, las variaciones laterales de amplitud impiden emplear los valores absolutos del cubo de impedancia de banda amplia para determinar el tipo de fluidos que contienen las arenas.
- 3.- En las inmediaciones del pozo los valores de impedancia P de banda limitada resultaron congruentes con el tipo de fluido que contienen los intervalos arenosos, sin embargo, su extrapolación a otras zonas del área de estudio no es muy confiable, ya que la variación de frecuencia originada por la gran afectación estructural y por la presencia del gas en la ubicación del pozo, impidieron determinar una ondícula representativa de los datos sísmicos.
- 4.- Para obtener una ondícula más adecuada, es necesario contar con otro pozo en una zona que contenga un mayor contenido de frecuencia y registros más confiables.
- 5.- Los intervalos de arenas que producen gas en el Pozo Xaxamani-1 presentan condiciones de alta porosidad y un espesor mucho mayor a la resolución de los datos sísmicos, por lo que pudieron ser discriminados de los otros tipos de litología con gran facilidad y la ondícula no tuvo mucha influencia en los resultados, sin embargo, para documentar como localizaciones exploratorias a las estructuras de interés que se detectaron durante el análisis del cubo de impedancia P resultante, es necesaria la obtención de una ondícula más confiable.
- 6.- Los datos sísmicos empleados para realizar esta inversión presentan un buen contenido de frecuencia, por lo que es altamente recomendable realizar un reproceso de los datos que permita eliminar la variación lateral de amplitudes.
- 7.- Cuando se tenga algún otro pozo en esta área, es recomendable volver a calcular la ondícula y hacer una nueva Inversión Acústica, ya que las condiciones de frecuencia y fase serán diferentes. Para ello, será necesario utilizar los datos sísmicos reprocesados para generar los cubos de impedancia y reflectividad y documentar nuevas oportunidades exploratorias.

REFERENCIAS

- Ashley Francis, LASMO plc, Twickenham, UK.
 Acoustic Impedance Inversion Pitfalls and Some Fuzzy Analysis. www.EDGE-ON-LINE.ORG.
- Dag Helland-Hansen, Ingrid Magnus, Atle Edvardsen and Egil Hansen, Saga Petroleum ASA, Sandvika, Norway, 1997. Seismic Inversion for Reservoir Characterization and well Planning in the Snorre Field. *The Leading Edge*, 1997.
- Jason Geoscience Workbench 6v0, 1997. Introduction to Traced-Based Inversion and Modeling. Training Manual.
- Torres, V.C., 2003. The University of Texas at Austin, 2003. Post-Stack Seismic Data and Acoustic Impedance. Workshop papers.

Aplicación de la Descomposición Espectral para Reducir la Incertidumbre en Nuevos Prospectos de Gas en Secuencias Turbidíticas de la Cuenca Terciaria de Veracruz*

MS-9

César H. López Martínez, Fernando Flores Cruz y Marco A. Arreguin López**
1 Km

RESUMEN

En el área de la Cuenca Terciaria de Veracruz se ha tenido un éxito exponencial en la producción de gas seco no-asociado. Este crecimiento es debido a la forma de interpretar los datos sísmicos y que está basado principalmente en el uso del atributo de amplitud como guía en el proceso exploratorio y en el desarrollo de los campos.

El uso de atributos de frecuencia, es el principal aporte que presenta este trabajo y que junto con los atributos de amplitud se espera ayuden a reducir la incertidumbre en áreas donde no existan anomalías, ya sean en zonas complejas o en zonas profundas donde no se ha tenido éxito en la detección de hidrocarburos.

Se propone una metodología de análisis de amplitudes utilizando Descomposición Espectral basada en la Transformada de Ondícula ("Wavelet Transform") del tipo "Pursuit Decomposition", además de ejemplos de aplicación. Adicionalmente se muestran ejemplos de otro tipo de Descomposición Espectral basado en la Ondícula de Morlet con algunos resultados de su aplicación en nuevos prospectos exploratorios.

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

** Generación de Prospectos y Caracterización Inicial, Activo Integral Veracruz, PEMEX-Exploración y Producción.

INTRODUCCIÓN

La gran necesidad energética de nuestro país es el detonante para incorporar recientemente el uso del gas como un combustible y que tiene muchas ventajas respecto al petróleo, ya que resulta menos agresivo al entorno ecológico y, principalmente, a los vastos yacimientos que de ellos disponemos. Lamentablemente, no hemos podido cubrir toda la demanda nacional importándose más de 500 millones de pies cúbicos diarios.

Afortunadamente, en el área de la Cuenca Terciaria de Veracruz se ha tenido un éxito exponencial en la producción de gas seco no-asociado. Este crecimiento es debido a la forma de interpretar los datos sísmicos y que está basado, principalmente, en el uso del atributo de amplitud como guía en el proceso exploratorio y en el desarrollo de los campos.

El uso de atributos de frecuencia, es el principal aporte que presenta este trabajo y que junto con los atributos de amplitud se espera ayuden a reducir la incertidumbre en áreas complejas o en zonas profundas donde no se ha tenido éxito en la detección de hidrocarburos.

La Cuenca de Veracruz está ubicada al Sureste de México entre las cuencas Tampico Misantla y Salina del Istmo (Fig. 1). Esta cuenca está formada por dos elementos geológicos: la Plataforma de Córdoba del Cretácico y la Cuenca Terciaria de Veracruz. El límite occidental de la Cuenca Terciaria es una falla inversa regional. El límite oriental no ha sido definido y se extiende dentro del Golfo de México como se observa en la figura 2.



Figura 1.- Ubicación Regional de la Cuenca Terciaria de Veracruz



Figura 2.- Área de estudio dentro de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

A partir del análisis estratigráfico se definieron 12 secuencias dentro del Mioceno-Plioceno, de las cuales cinco son productoras de gas (Fig. 3). Todas las secuencias fueron identificadas en los registros eléctricos utilizando datos paleontológicos procedentes de muestras de canal y núcleos, posteriormente fueron identificados en la sísmica (Fig. 4).

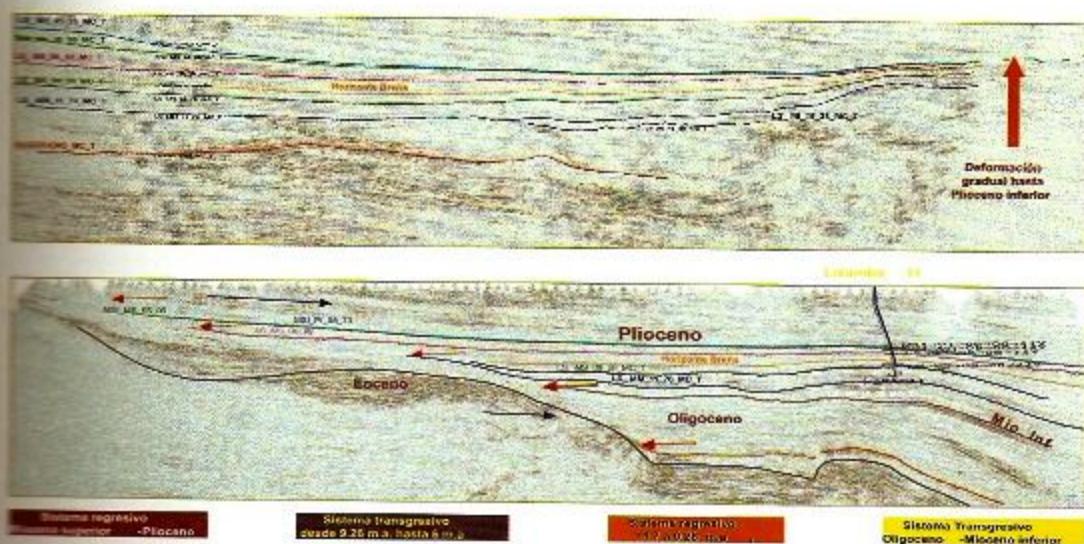


Figura 3.- Principales superficies depositacionales identificadas en la Cuenca Terciaria de Veracruz.

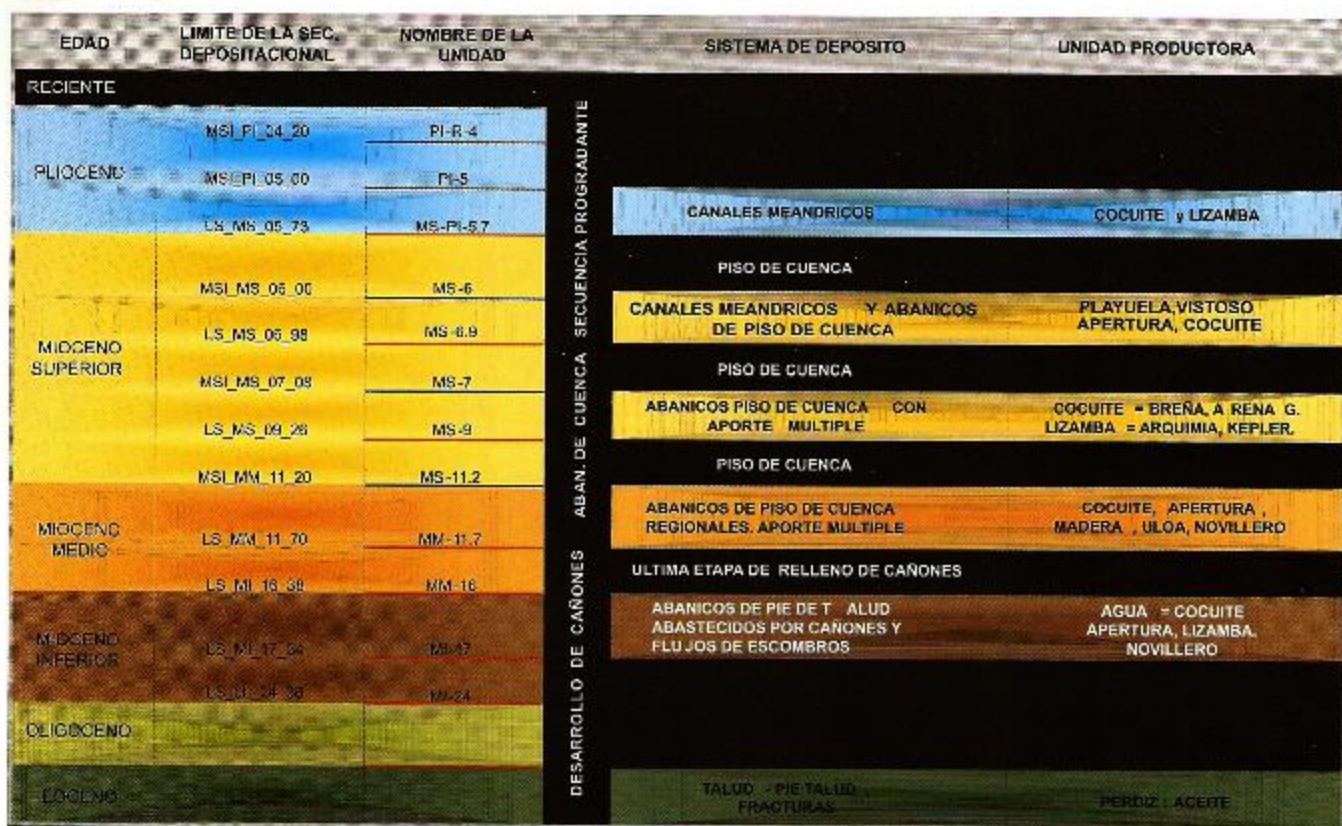


Figura 4.- Estratigrafía y ambientes de depósito de los niveles productores de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

La litología de las areniscas de las secuencias identificadas en la Cuenca Terciaria de Veracruz se han clasificado como litarenitas que presentan tres tipos dominantes de fragmentos de roca:

- Fragmentos de rocas sedimentarias (calizas y dolomías). Las areniscas con este dominio de fragmentos de roca fueron clasificadas como sedarenitas.
- Fragmentos de rocas volcánicas de tipo intermedio y extrusivas fueron clasificadas como volcanoarenitas.
- Fragmentos de rocas metamórficas con escasas muestras que contienen abundancia de estos fragmentos fueron clasificadas como filarenitas.

La litología de la Cuenca Terciaria de Veracruz para el Mioceno-Plioceno presenta al menos dos gamas litológicas bien definidas (Fig. 5):

- Los depósitos de areniscas transportados por corrientes de turbidez: las turbiditas.
- Los depósitos producto de flujos en masa ("debris flows"): las debritas.

Los datos de porosidad y permeabilidad procedentes de núcleos indican que la secuencia con mayor porosidad y permeabilidades es la MS-PL-5.73, teniendo como valores máximos 34% de porosidad y 2.2 darcys de permeabilidad. La segunda mejor secuencia es la MS-6.98 con un máximo de 32% de porosidad y 795 md de permeabilidad. Le sigue en ese orden la secuencia MM-11.7 con máximos de 29% de porosidad y 943 de permeabilidad y finalmente, la MI-17.3 con máximos de 23%

de porosidad y 212 md de permeabilidad. Se observa cómo las secuencias más sencillas tienen una mayor porosidad y permeabilidad, por lo cual uno de los principales controles de la porosidad en esta porción de la Cuenca Terciaria de Veracruz es carga litostática (Fig. 6).

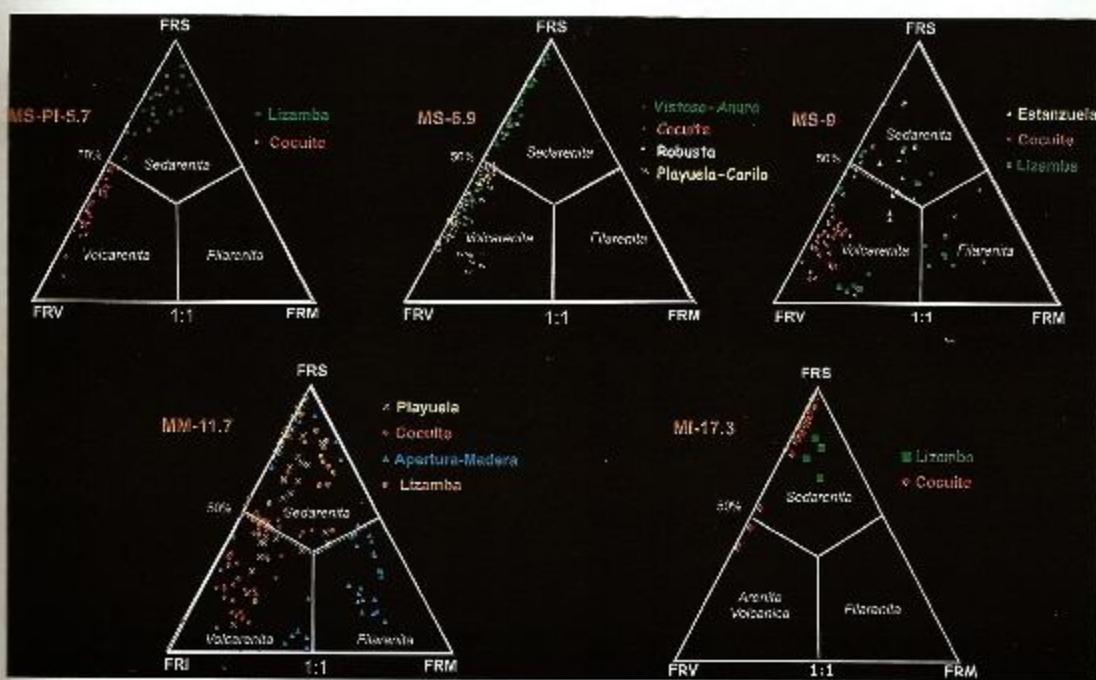


Figura 5.- Clasificación litológica para las principales secuencias productoras en la Cuenca Terciaria de Veracruz.

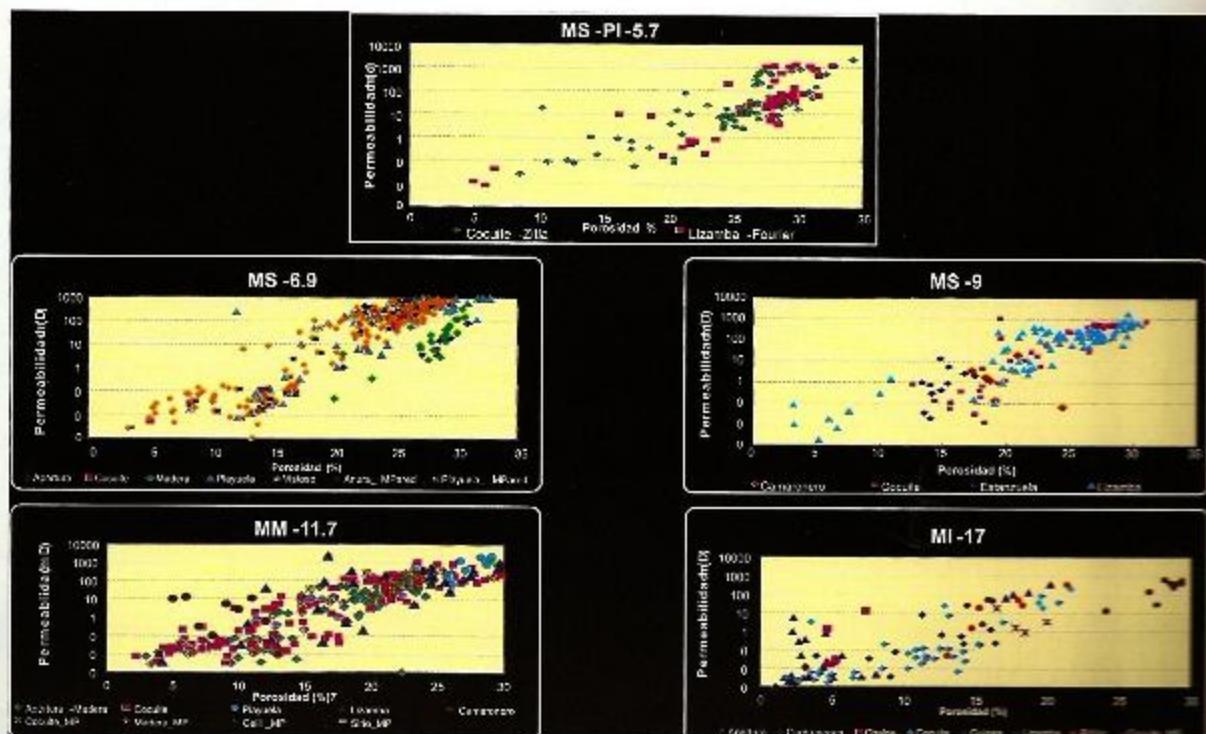


Figura 6.- Patrones de porosidad y permeabilidad para cada una de las principales secuencias productoras en la Cuenca Terciaria de Veracruz.

DESARROLLO

Durante los últimos años se ha tenido un crecimiento exponencial en la producción diaria de gas seco no-asociado, debido al descubrimiento y desarrollo de yacimientos, lo que ha colocado al Activo Integral Veracruz como el segundo productor de gas en México y con el menor costo de producción (Fig. 7).

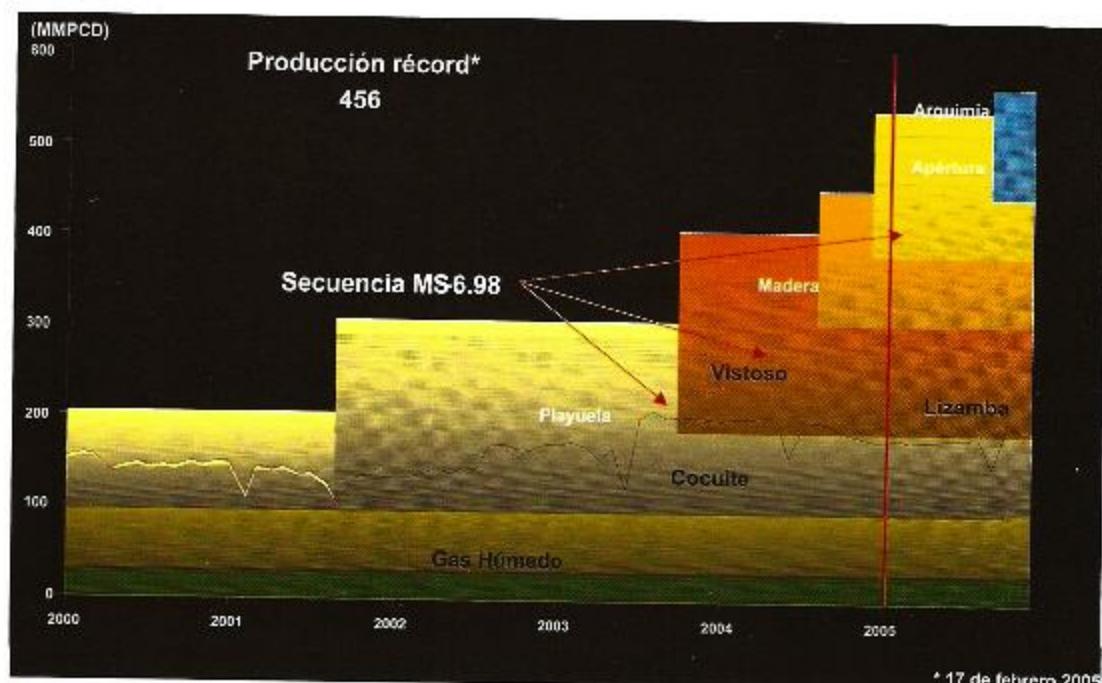


Figura 7.- Producción diaria de gas en el Activo Integral Veracruz

De los atributos sísmicos existentes, los de amplitud, fase y frecuencia son los más comunes y de éstos, el de frecuencia es el menos utilizado porque no ha sido plenamente demostrada su aplicación y esto es debido a los métodos tradicionalmente usados.

El análisis de frecuencia se ha limitado al uso del espectro de frecuencias y a la frecuencia instantánea que directamente no han sido asociados con hidrocarburos.

En años recientes se han desarrollado nuevas aproximaciones, como son los métodos de Transformada de Ondícula para obtener una efectiva transformación tiempo-frecuencia. Esto pudiera ayudar a identificar patrones geológicos, efecto de "tuning" o enfocamiento y, obviamente, al efecto de los hidrocarburos. Se puede dividir el análisis de frecuencia en tres grandes grupos:

- Espectro de frecuencia de Fourier
 - "Short Time Fourier Transform" (STFT)
 - **Análisis de frecuencia instantánea**
 - Análisis tiempo-frecuencia
 - La distribución de Wigner
 - Ondícula de Morlet
 - "Matching Pursuit Decomposition" (MPD).
- } Análisis basado en
Transformada de Fourier

} Análisis basado en
Transformada de Ondícula

En la figura 8 se observa de manera gráfica el concepto de Descomposición Espectral (separación en elementos primarios de una señal compuesta).

La Transformada de Ondícula examina la distribución de frecuencias de una serie de tiempo no estacionaria utilizando un conjunto de ventanas que se compactan a un tiempo. Aquí se incluyen transformadas en serie de expansión de ondículas, de Transformada de Ondícula Continua, Transformada de Ondícula Discreta y la Transformada de Ondícula Empaquetada.

Una de estas transformadas continuas, es la denominada Transformada de Ondícula de Morlet que ha sido aplicada en ejemplos de filtros y recientemente en interpretación de gas. Se define la Ondícula de Morlet.

$$\Psi(t) = \frac{\beta^{1/2}}{\pi^{1/2}} e^{it} e^{-\beta^2 t^2/2}$$

Existen autores que exponen una gran ventaja al hacer uso de las transformadas de ondícula en la interpretación:

- Rangos geológicos contienen frecuencias específicas.
- Ciclicidad sedimentaria puede ser analizada a lo largo de una sección sísmica cuando se ha eliminado el ruido aleatorio.
- Límites geológicos: permite delinear discontinuidades sedimentarias.

Para realizar análisis más puntuales, la Compañía Fusion durante el periodo 2004-2005 realizó un trabajo de Descomposición Espectral basado en Transformada de Ondícula (Fusion, reporte interno 2005) del tipo “*Pursuit Matching Decomposition*” (MPC), proporcionando a PEMEX 12 cubos de isofrecuencias (desde 5 a 60 Hz, variando cada 5 Hz). La MPC está definida como un conjunto de funciones bases y que son generadas por escalamientos, traslaciones y modulaciones de una función temporal.

$$\Psi(s, \xi, \tau) = \frac{1}{s^{1/2}} \Psi \left(\frac{t - \tau}{s} \right) e^{i \xi t}$$

La comparación entre ambas técnicas se muestra en la figura 9.

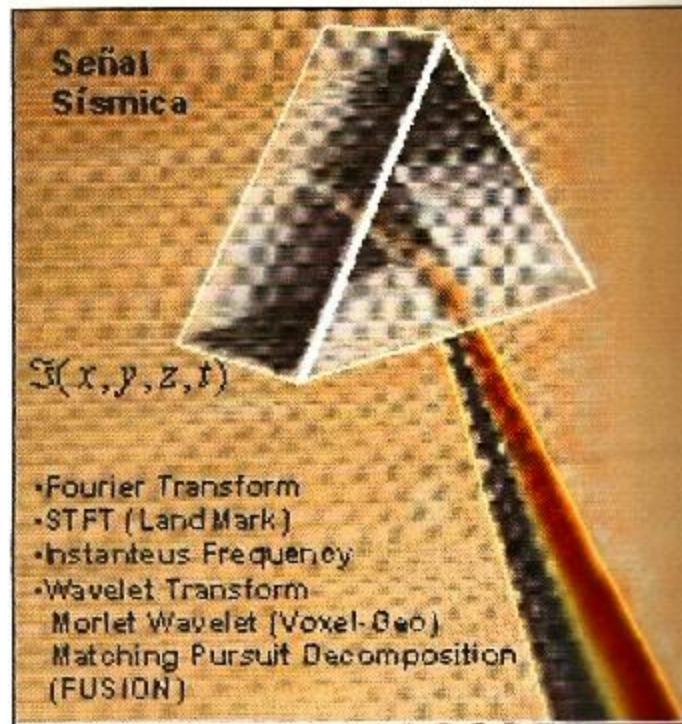


Figura 8.- Diferentes tipos de Descomposición Espectral

En la figura 10 se muestra el diagrama de flujo del proceso que proponemos para analizar de manera cuantitativa los cambios de amplitud con la frecuencia y de manera resumida se efectúa lo siguiente:

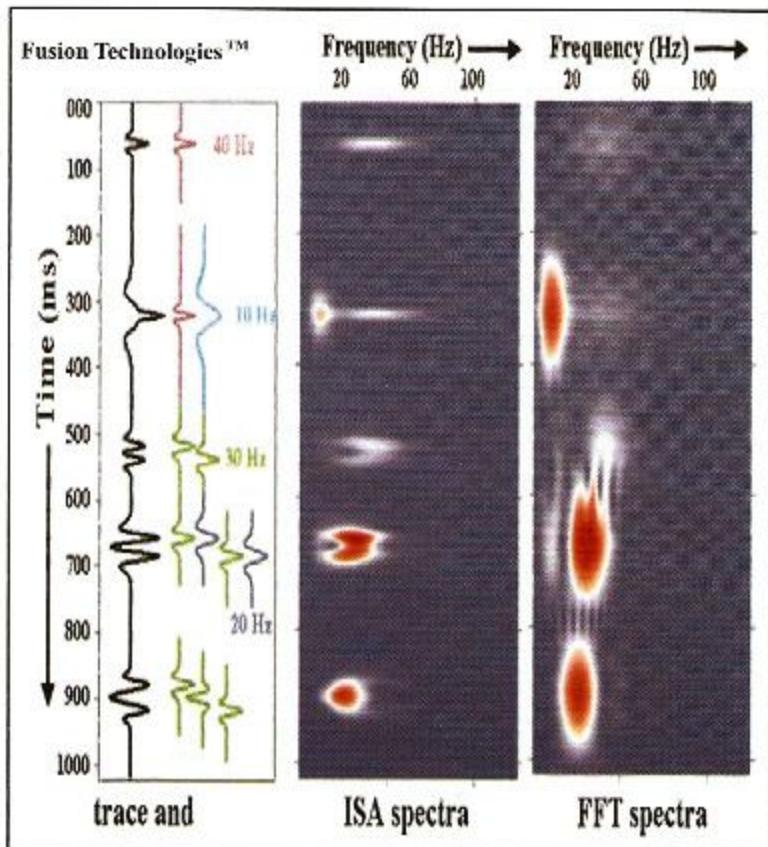


Figura 9.- Comparación entre la Descomposición Espectral basada en FFT ("Forecast Frequency Contours") y Transformada de Ondícula (Fusion, 2005).

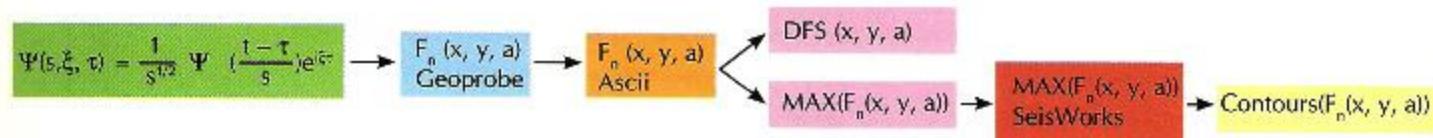


Figura 10.- Diagrama de flujo de los procesos realizados en el análisis propuesto de Descomposición Espectral tipo "Pursuit Decomposition".

1. Usando la superficie se extraen las amplitudes en cada uno de los cubos de frecuencia, generándose 12 superficies.
2. Cada una de las superficies es exportada en formato ASCII para analizarse en la PC y se utiliza un programa para extraer cada punto de las superficies los valores de frecuencia dominante y poder realizar 2 posibles procesos.
3. Usando un programa en Fortran se obtienen:
 - a) Los espectros de frecuencia dominante graficándose en Excel y/o
 - b) El máximo para tener en cada punto la frecuencia dominante mayor.
4. Se exporta el archivo ASCII de máximos a la Estación de Trabajo y se generan los contornos de frecuencia dominante llamados "Forecast Frequency Contours" (FFC) para identificar anomalías de amplitud con mismas características de frecuencia dominante.
5. Esta característica de frecuencia dominante se ha aplicado para extender el proceso exploratorio en zonas donde no existe Anomalía de Amplitud.

INTERPRETACIÓN DE DATOS Y RESULTADOS

Una forma de interpretar los cambios de amplitud respecto a la frecuencia, es calcular el espectro para diferentes puntos y compararlos con el espectro de un pozo productor. Observe el ejemplo en el Campo Papan donde se tomaron una serie de muestras a lo largo de una línea que cruza el campo (Fig. 11). Obsérvese la diferencia en valores de amplitud, pero con similitud en las frecuencias pico a lo largo de la línea de muestreo.

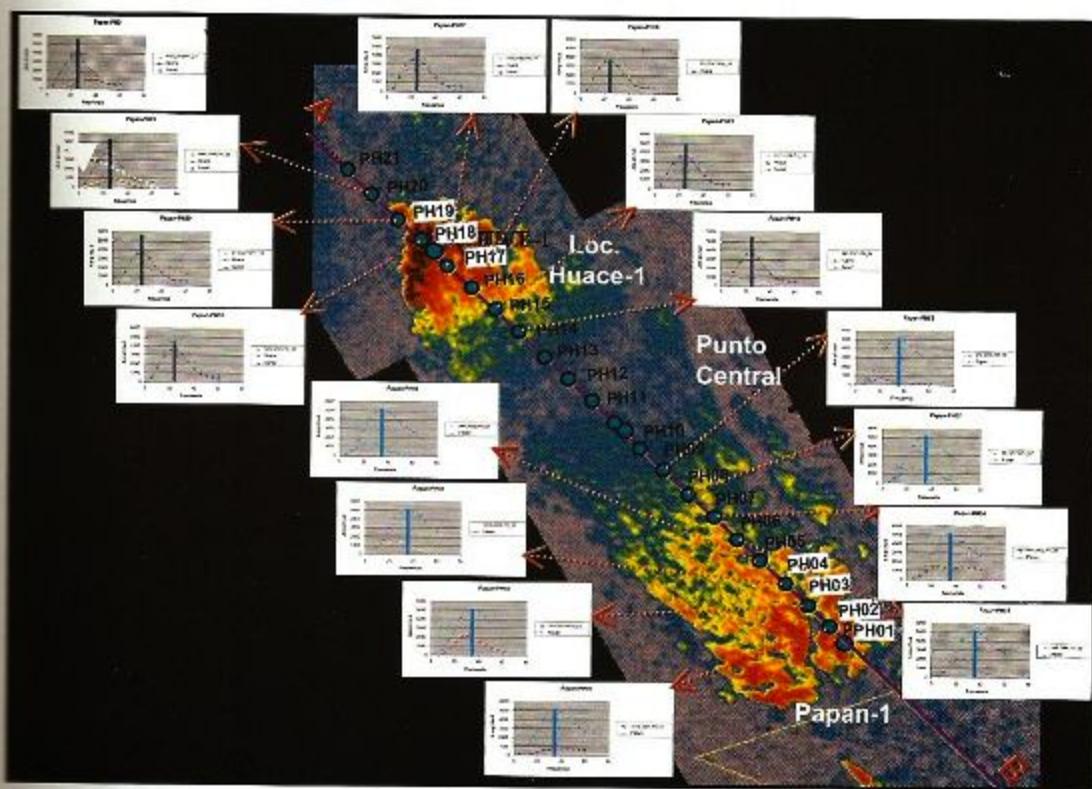


Figura 11.- Comparación de espectros de amplitud pico sobre una línea que cruza un Yacimiento Papan. Nótese la variación de amplitud y frecuencia dominante respecto al espectro obtenido en el Pozo Papan-1.

Finalmente, después de obtener los espectros para cada punto se identifica la frecuencia dominante y se generan los contornos FFC (“Forecast Frequency Contours”) que identifican zonas de frecuencia dominante que cubren áreas con o sin anomalía, pero con algún efecto característico (gas) (Fig. 12).

Hemos observado para otros casos que los contornos FFC aislan zonas productoras de gas y que tienen correlación con una Anomalía de Amplitud. Para el caso mostrado en Papan-Huace se nota como tiende a cubrir una gran área que tiene dos zonas con Anomalía de Amplitud y una porción central sin Anomalía de Amplitud. Usando estos contornos pronosticamos que en dicha zona central tendríamos un espesor mayor al observado en el Pozo Papan-1 y como la forma del espectro es similar, suponemos también que tiene efecto de gas.

En este campo se ha perforado en esta zona y se tiene la siguiente imagen con registros y observe cómo al aumentar el espesor de arenas para pozos, en la parte central, disminuye la frecuencia pico dominante (Fig. 13).

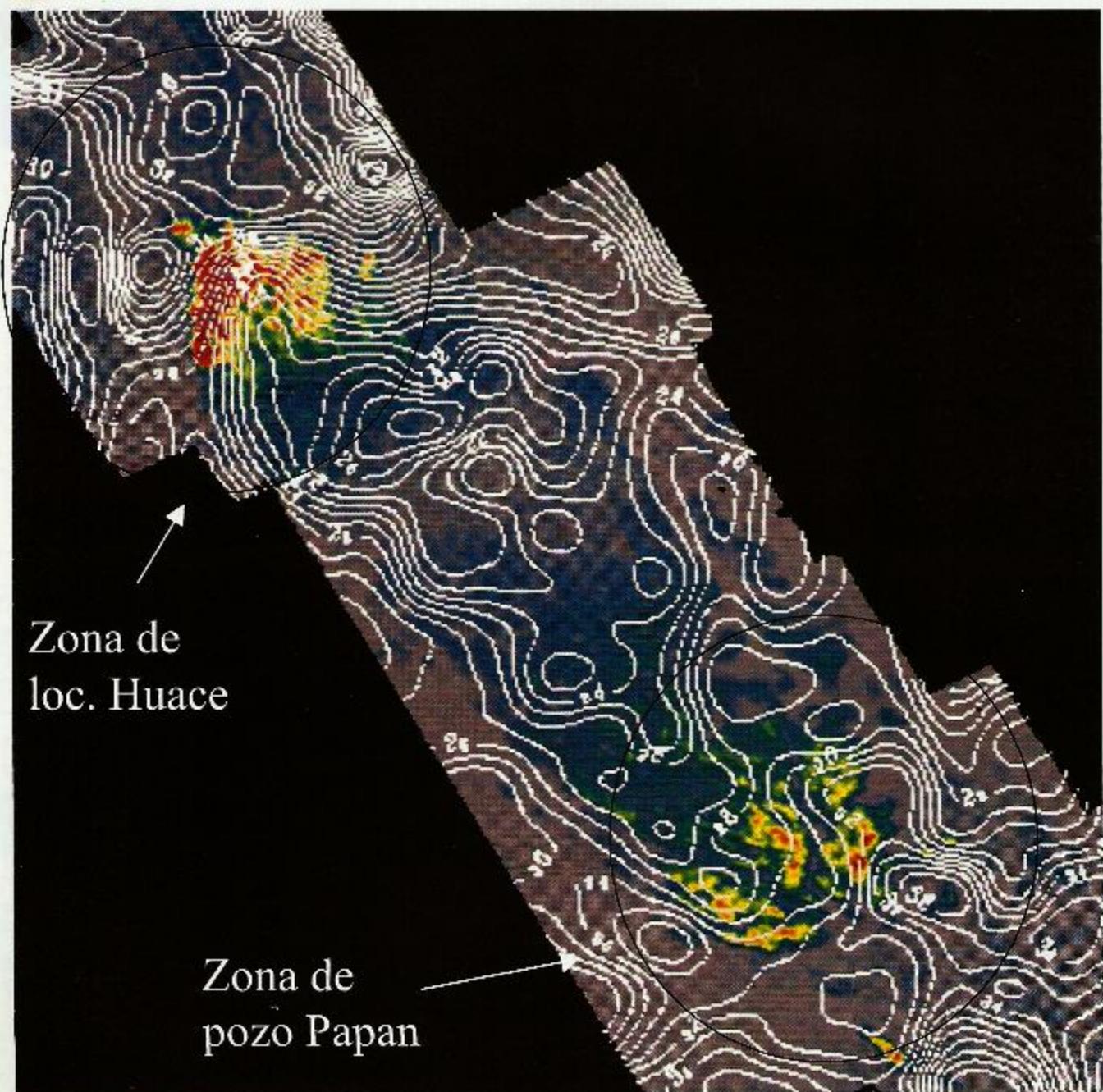


Figura 12.- Contornos de frecuencias dominantes o FFC (“Forecast Frequency Contours”) para el área de interés de Papan-Huace.

Recientemente se analizaron imágenes de la Descomposición Espectral basada en la Ondícula de Morlet para los casos de un pozo productor y dos nuevas localizaciones. La Loc. Jaf-1 (Fig. 14) muestra un máximo de amplitud en el rango de 20-30 Hz, esto debido al paquete de reflectores en su parte central y por la posible presencia de hidrocarburos.

En la Loc. Castell-1 (Fig. 15) su máxima expresión se encuentra entre los 10-20 Hz. En el caso del Pozo productor Enispe-1 se observa que, tanto en línea (Fig. 16) como en traza (Fig. 17) la máxima anomalía se encuentra entre los 20-30 Hz y coincide con los niveles productores de gas seco.

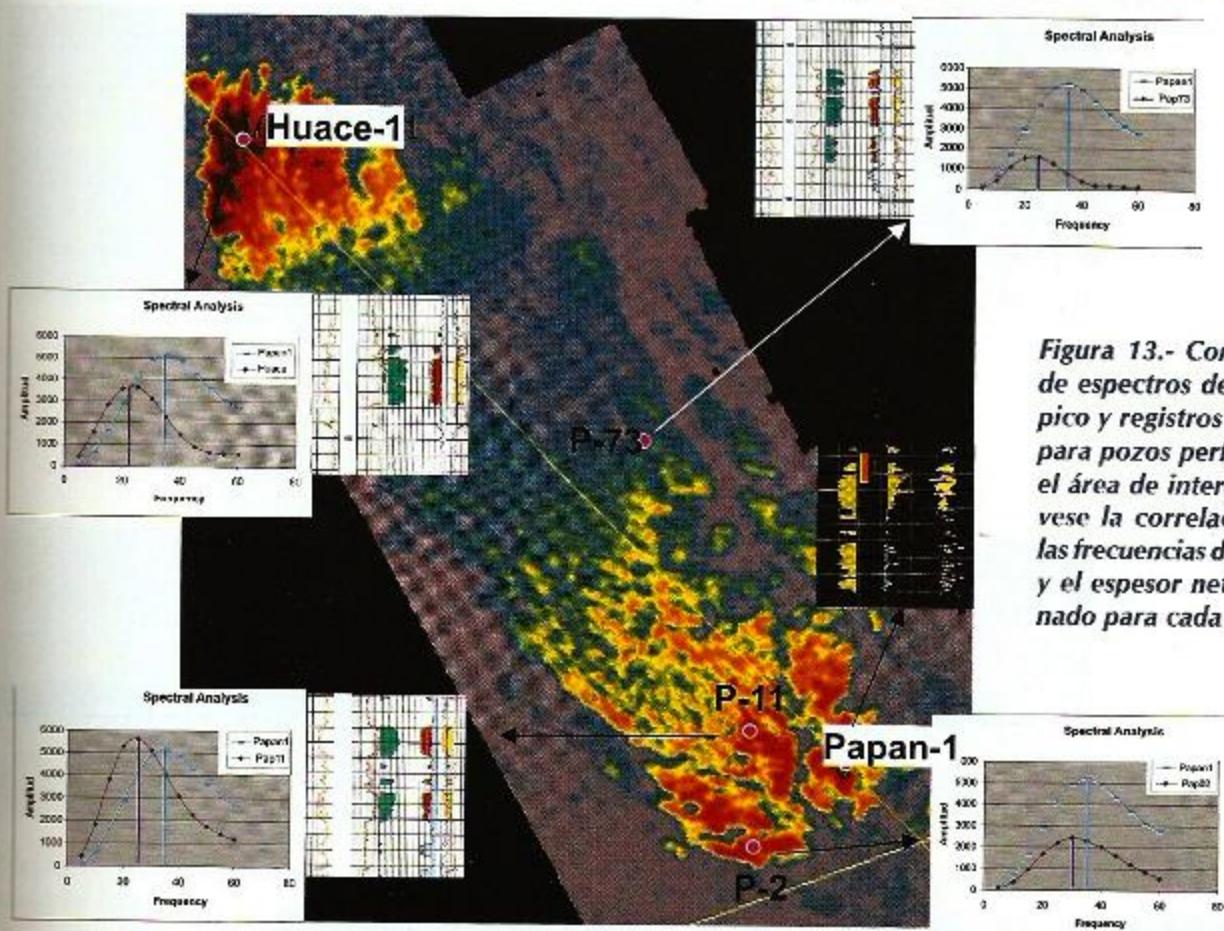


Figura 13.- Comparación de espectros de amplitud pico y registros geofísicos para pozos perforados en el área de interés. Obsérvese la correlación entre las frecuencias dominantes y el espesor neto impregnado para cada pozo.

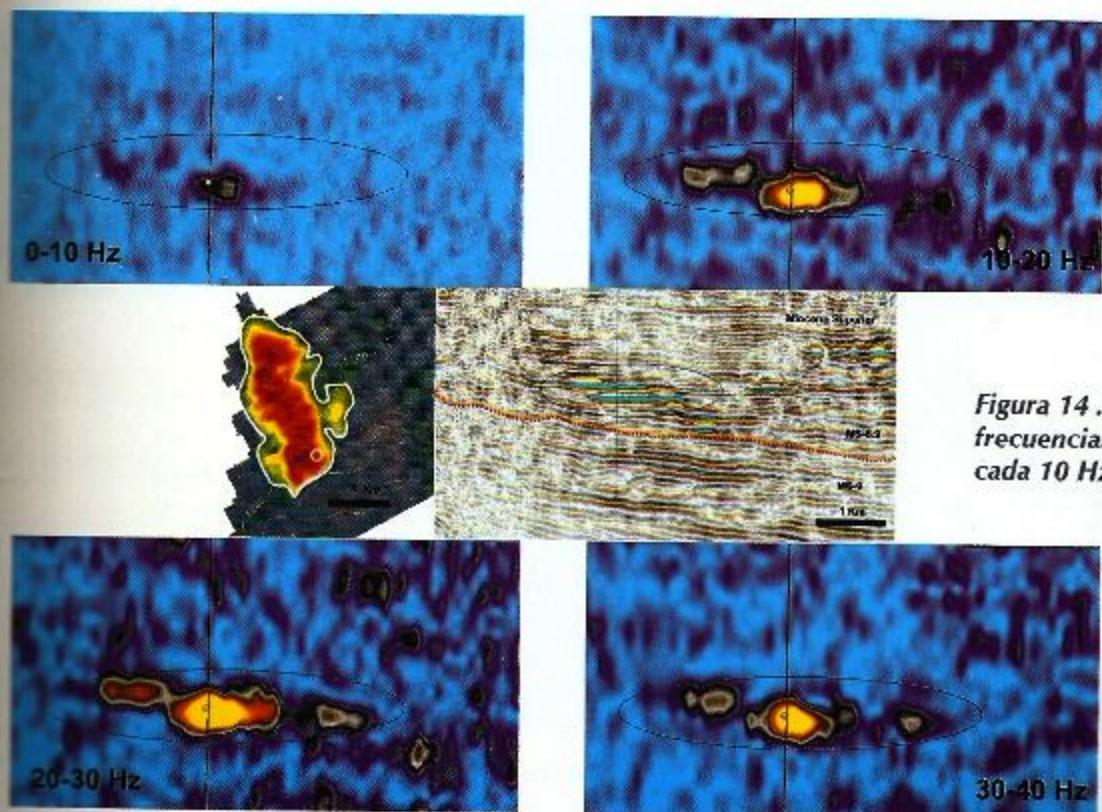


Figura 14 . Loc. Jaf. Análisis de frecuencias con intervalos por cada 10 Hz.

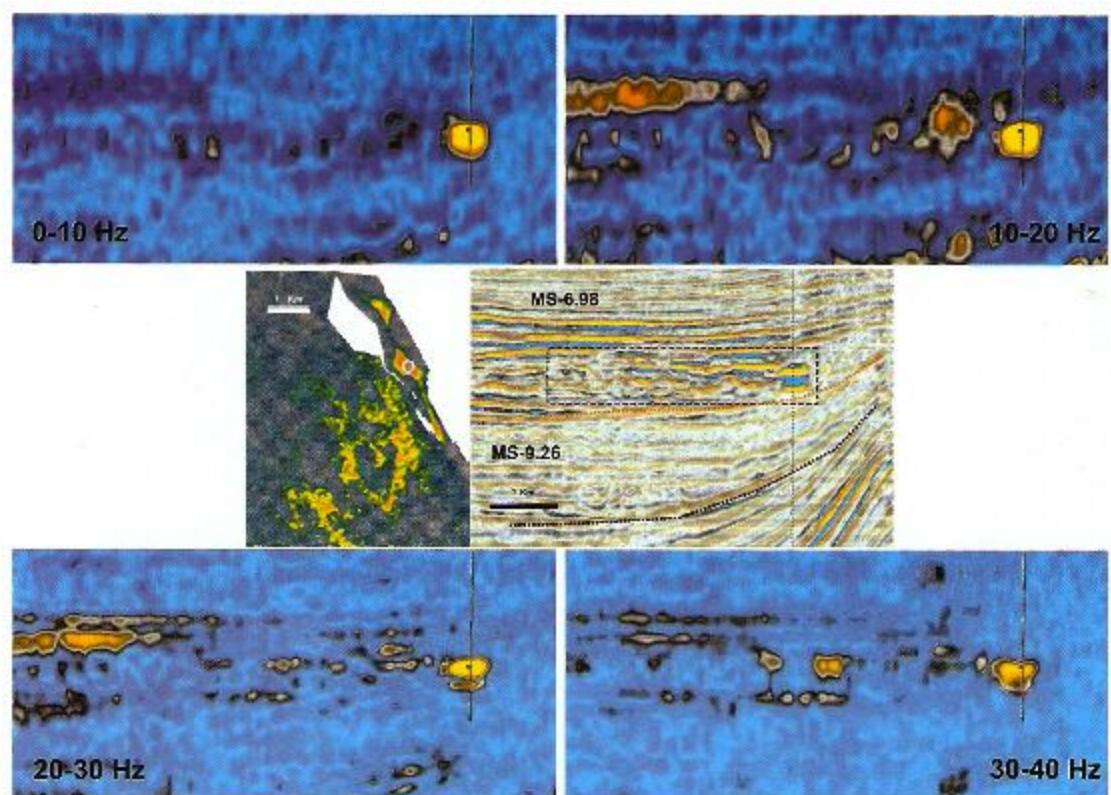


Figura 15.- Loc. Castell-1. Análisis de frecuencias con intervalos por cada 10 Hz

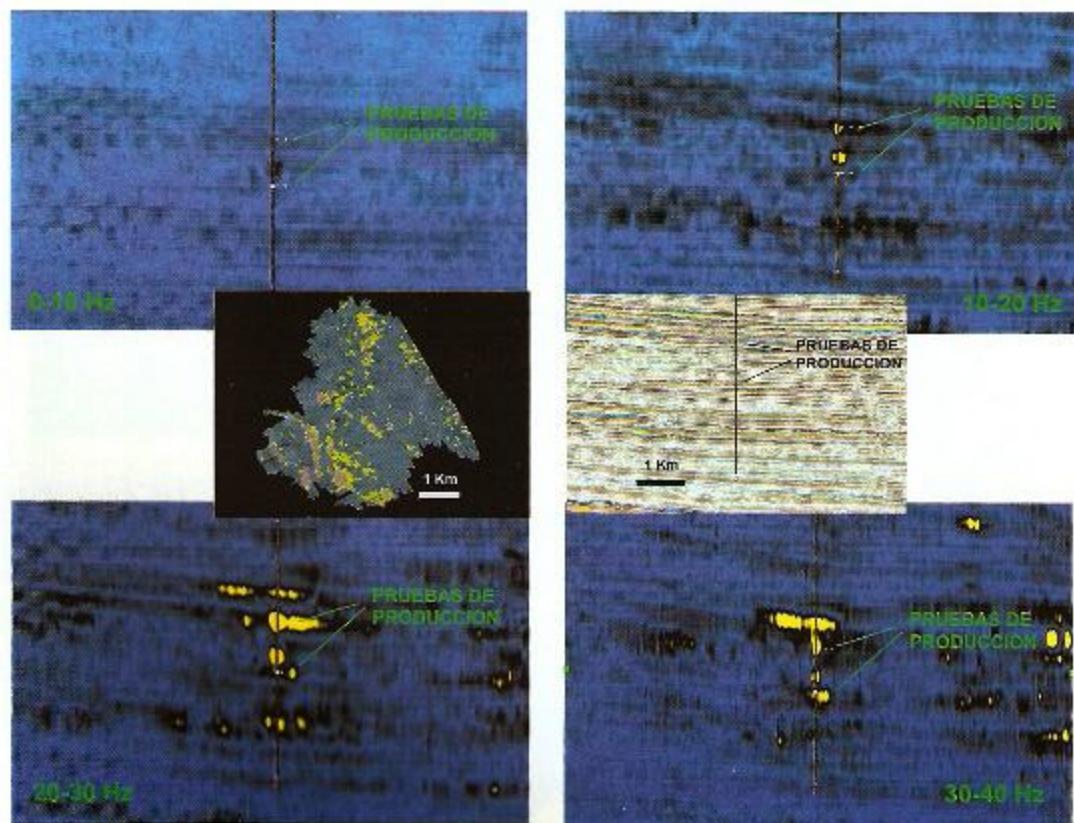


Figura 16.- Pozo productor Enispe-1. Línea 4221. Análisis de frecuencias con intervalos por cada 10 Hz

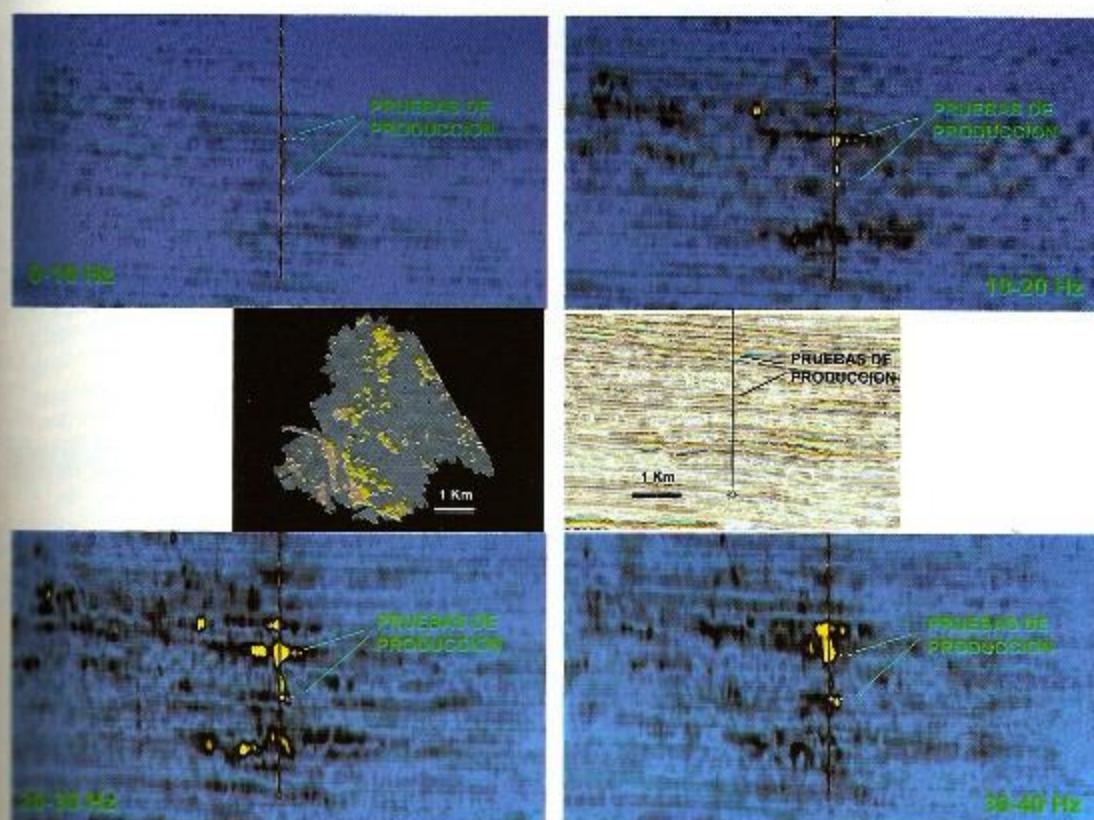


Figura 17.- Pozo productor Enispe-1. Traza 1462. Análisis de frecuencias con intervalos por cada 10 Hz.

CONCLUSIONES

1. La característica más relevante, es que diferentes zonas de anomalías de amplitud RMS se iluminan en diferentes frecuencias, lo que pudiera estar relacionado con el contenido de hidrocarburos y espesor en las altas frecuencias, mientras que para bajas frecuencias pudiera ser la respuesta de efectos litológicos (agua).
2. Otra forma de analizar los cambios de frecuencia para cada punto en un mapa de Anomalía de Amplitud consiste en analizar y comparar los espectros de frecuencia dominante de un pozo productor y otros puntos de interés. Se observa que la ubicación de la frecuencia dominante para cada espectro puede cambiar, pero generalmente están acotadas a zonas con o sin anomalías de amplitud.
3. La Descomposición Espectral permite identificar para frecuencias específicas el comportamiento en amplitudes de los nuevos prospectos, ayudando a diferenciar anomalías de amplitud generadas por el contenido de gas de aquéllas producidas sólo por el efecto litológico.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a PEMEX-Exploración y Producción, principalmente al Activo Integral Veracruz; al Ing. Renato Vázquez, Coordinador del Departamento de Generación de Prospectos del Activo Integral Veracruz; al Jefe del Proyecto Cosamaloapan, Ing. Víctor Valdiveyo Ramos; al Ing. Marco A. Arreguín López, encargado de la Generación de Prospectos, así como al personal de Generación de Prospectos por su invaluable colaboración en cada parte de este documento.

REFERENCIAS

- Acuña, C. (2002). Time Frequency Analysis as a Tool for Seismic Interpretation and Reservoir Characterization, Tulsa.
- Flores, C.F. (2005) "Análisis de Amplitudes usando Descomposición Espectral y su Aplicación para Identificar Arenas Gasíferas del Mioceno Superior y Mioceno Medio en los Campos Coquite y Playuela, Veracruz". Tesis de Maestría, UNAM.
- Fusion Petroleum Services de México (2005). Análisis de Amplitudes Sísmicas e Indicadores de Hidrocarburos en la Cuenca de Veracruz. Reporte Interno.

Perspectivas de Nuevas Oportunidades Mediante Mega Uniones de Proyectos de Adquisición Sísmica en el Sureste de la República*

¹Gerardo Clemente Martínez⁽¹⁾, Marco Gheno Juárez⁽²⁾, Svetlana Shutova⁽²⁾,
²Ruth Gómez⁽³⁾, Miguel Esquivel López⁽¹⁾, Arne Saetrange⁽³⁾ y Sylvain Le Roy⁽³⁾

RESUMEN

*E*n el presente trabajo se describe cómo se realizan las uniones de todos los levantamientos sísmicos adquiridos en la Bahía de Campeche y las ventajas que esperamos del mismo.

La idea en este proyecto fue tener la correlación entre cubos para la generación de prospectos y un panorama regional para el estudio de la evolución genética de la cuenca y por último, no menos importante, establecer un orden en la adquisición de nuevos proyectos que nos permita un mejor control en futuros levantamientos.

Se aprovecharon cinco uniones previas, las cuales fueron utilizadas en la mega unión final, nombrando a cada una de ellas y estableciendo reglas de nomenclatura (esto es, unión de cubos hasta cuatro levantamientos y mega unión más de cuatro levantamientos).

Concluimos que el realizar uniones de este tipo nos abre un gran panorama para la documentación en zonas de traslape, sin embargo, si pudiéramos realizarlas en PreSTM tendríamos un mejor control de las velocidades de migración y por lo tanto de la imagen resultante.

El contar con una sola malla para toda la cuenca siempre nos permitirá tener control sobre nuevas adquisiciones, así como una numeración única para cualquier levantamiento, lo cual redundará en beneficio, ya que para trabajos nuevos aparte de la versión final obtenida con los parámetros propios se obtendrá una versión acoplada al mega levantamiento.

Sin embargo, se tiene una desventaja, requerimos de equipos de visualización más potentes para tener la capacidad de trabajar todo el volumen.

* Presentado en el "Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México", Cancún, 2006.
1) PEMEX- Exploración y Producción, Centro Nacional de Procesado Sismológico (CNPS).
2) PEMEX-Exploración y Producción, Activo Integral Litoral de Tabasco (AILT).
3) Compañía Mexicana de Geofísica (CMG).

INTRODUCCIÓN

*E*n los inicios de la adquisición sísmica tridimensional en México, a mediados de los 80's, la curva de aprendizaje fue bastante dramática para asimilar esta nueva forma de adquirir, procesar e interpretar la información, sin embargo, a nivel de regulación y homologación de adquisiciones, actualmente seguimos teniendo las mismas reglas. En la actualidad, no existe un marco estructurado que nos permita hilvanar la experiencia de levantamientos anteriores ni el marco estructurado que nos permita regular la adquisición, de tal manera que podamos darle un valor agregado a cada nueva adquisición.

Este trabajo pretende despertar la inquietud de realizar un análisis concienzudo respecto a las carencias antes mencionadas y establecer un orden no sólo en el procesamiento, sino también en la adquisición de información sísmica que nos permita un mejor manejo de nuestros datos y obtener la ventaja adicional de poder interpretar las nuevas adquisiciones como continuación de las interpretaciones circundantes, si este fuera el caso.

En el presente trabajo se describe cómo se realizan las uniones de todos los levantamientos sísmicos adquiridos en la Bahía de Campeche y las ventajas que esperamos del mismo. Esto es, cuál fue la motivación original y todo lo que de ello se desprende.

MOTIVACIÓN

*D*espués de haber realizado el procesamiento de la información sísmica de todos los levantamientos de la Región Marina, la mayoría de éstos en su versión postapilamiento en tiempo y los más recientes en su versión antes del apilamiento en tiempo PreSTM se han obtenido oportunidades en la parte de cobertura total de los mismos, sin embargo, se han observado oportunidades hacia los flancos con un alto grado de incertidumbre, debido a los ya conocidos efectos de borde propiciados principalmente por los operadores de migración, lo cual ha motivado para poder documentar estas oportunidades, realizar las uniones entre levantamientos contiguos, con el fin de preservar la interpretación en las zonas de traslape. El problema fundamental es, que no obstante de ser cubos contiguos los parámetros de adquisición son enteramente distintos desde la orientación de las líneas de navegación, los tamaños de "bin", así como las longitudes de grabación por nombrar sólo algunos, por lo tanto, lo que se persigue de este proyecto es tener correlación entre cubos para la generación de prospectos, obtener un panorama regional para el estudio de la evolución genética de la cuenca y por último, y no menos importante, establecer un orden en la adquisición de nuevos proyectos que nos permita un mejor control en futuros levantamientos.

IMPLEMENTACIÓN

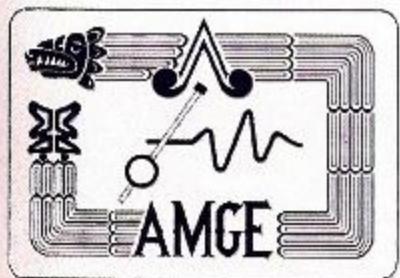
*D*ada la demanda de solicitudes de uniones de levantamientos sísmicos marinos y con el fin de documentar oportunidades en las zonas de traslape de los mismos se decidió realizar la unión de todos los proyectos de esta zona, siguiendo la secuencia que se describe a continuación:

- Se estableció un origen común que permita a todos los proyectos involucrados queden incluidos en la denominada mega malla.
- Se estableció la orientación de esta mega malla norte sur “*xlines*” y este-oeste “*inlines*”, así como un tamaño estándar de “*bin*” para esta imagen de 25 x 25.
- Se aprovecharon cinco uniones previas, las cuales fueron utilizadas en la mega unión final, nombrando a cada una de ellas y estableciendo reglas de nomenclatura (esto es unión de cubos hasta cuatro levantamientos y mega unión más de cuatro).
- Como la referencia se toma de un nuevo volumen con mayor cobertura, tamaño y una buena calidad de los datos, se hizo la interpolación de las líneas y/o croslíneas de los volúmenes con “*bin*” inicial igual o mayor que 12.5 x 25 m para asegurarnos de la calidad en la rotación de los volúmenes apilados y homologación a la malla de referencia.
- Al tenerlos apilados con longitud de registro variable surgió la necesidad de preservar longitud de los datos, lo que se obtiene alargando la traza de los cubos de menor longitud.
- Se establecieron los diseños de los filtros de acoplamiento; la calidad de respuesta depende de la similitud de los volúmenes en la zona de traslape. Por este motivo, para el cálculo del filtro se selecciona el área con mayor similitud de los datos.
- El acoplamiento se realiza en 2 pasos: primero, un filtro permitiendo acoplar el contenido de frecuencias, el “*time shift*”, así que la fase entre los 2 estudios está calculada. El segundo paso consiste en acoplar las amplitudes de los estudios después de la aplicación del filtro calculado. Las imágenes 2 y 3 presentan un ejemplo de filtro y su aplicación sobre un apilado.
- Al final de este proceso se realiza migración cero-offset con los siguientes parámetros del operador: apertura 6,000 m, ángulo de inclinación: 80 grados, utilizando para su cálculo el campo suavizado de velocidades unidas.

A continuación se presentan las imágenes de diferentes partes de la unión.

CONCLUSIONES

- 1.- El realizar uniones de este tipo nos abre un gran panorama para la documentación en zonas de traslape, sin embargo, si pudiéramos realizarlas en PreSTM tendríamos un mejor control de las velocidades de migración y por ende de la imagen resultante.
- 2.- El contar con una sola malla para toda la cuenca nos permitirá tener control sobre nuevas adquisiciones, así como una numeración única para cualquier levantamiento, lo cual redunda en beneficio, ya que para nuevos trabajos, aparte de la versión final obtenida con los parámetros propios se obtendrá una versión acoplada al mega levantamiento.
- 3.- Por ultimo, una desventaja que se tiene es que requerimos equipos de visualización más potentes y así poder trabajar todo el volumen.



IMÁGENES

FIGURA 1
MAPA DE MEGA UNIÓN MARINA

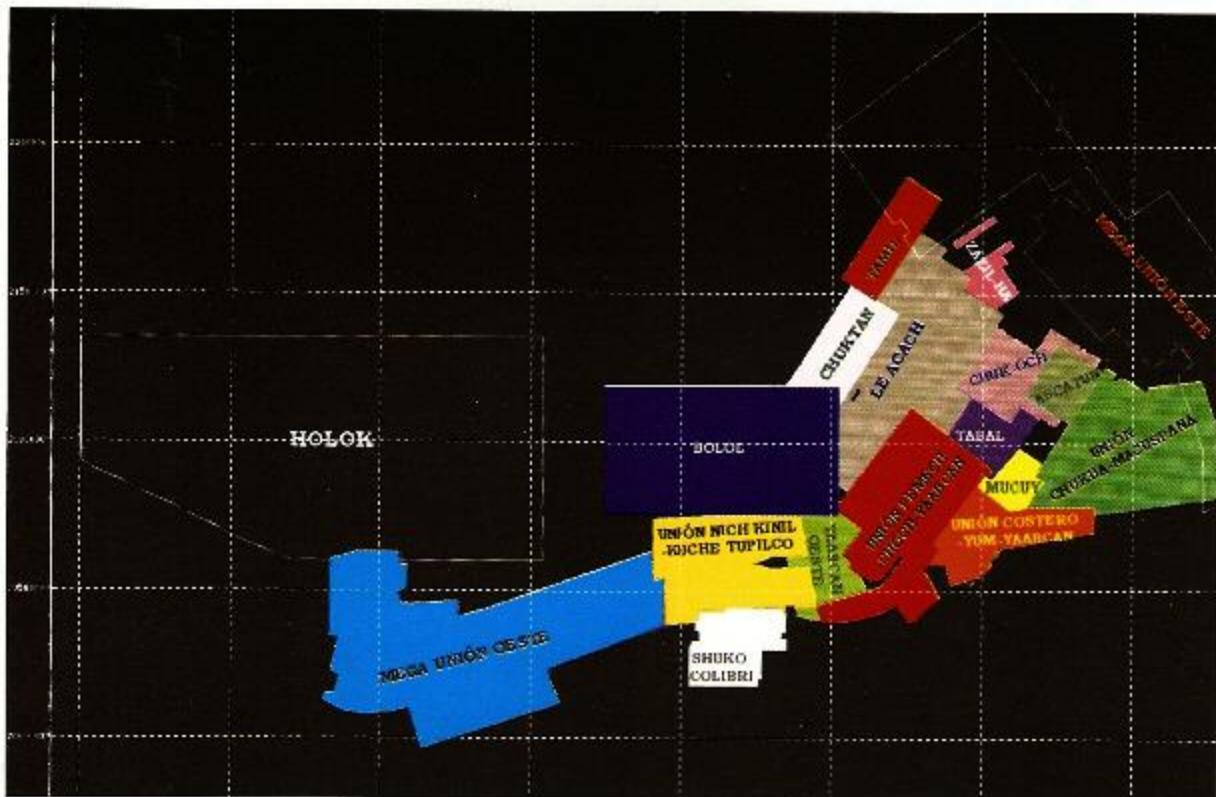


FIGURA 2
FILTRO DE ACOPLAMIENTO APLICADO A CUBO SANTA ANA 3DM

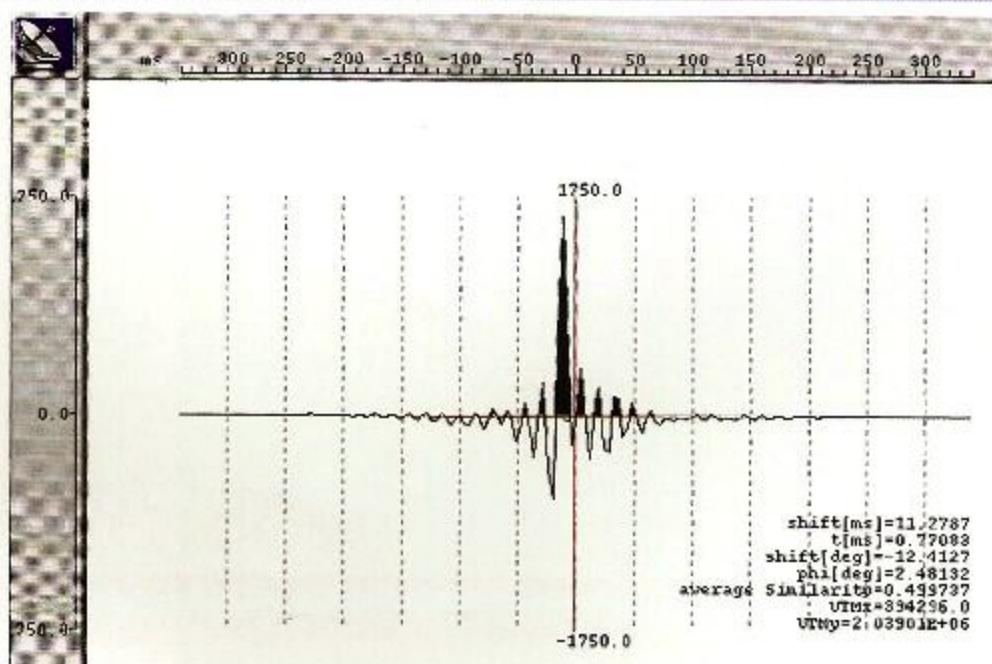
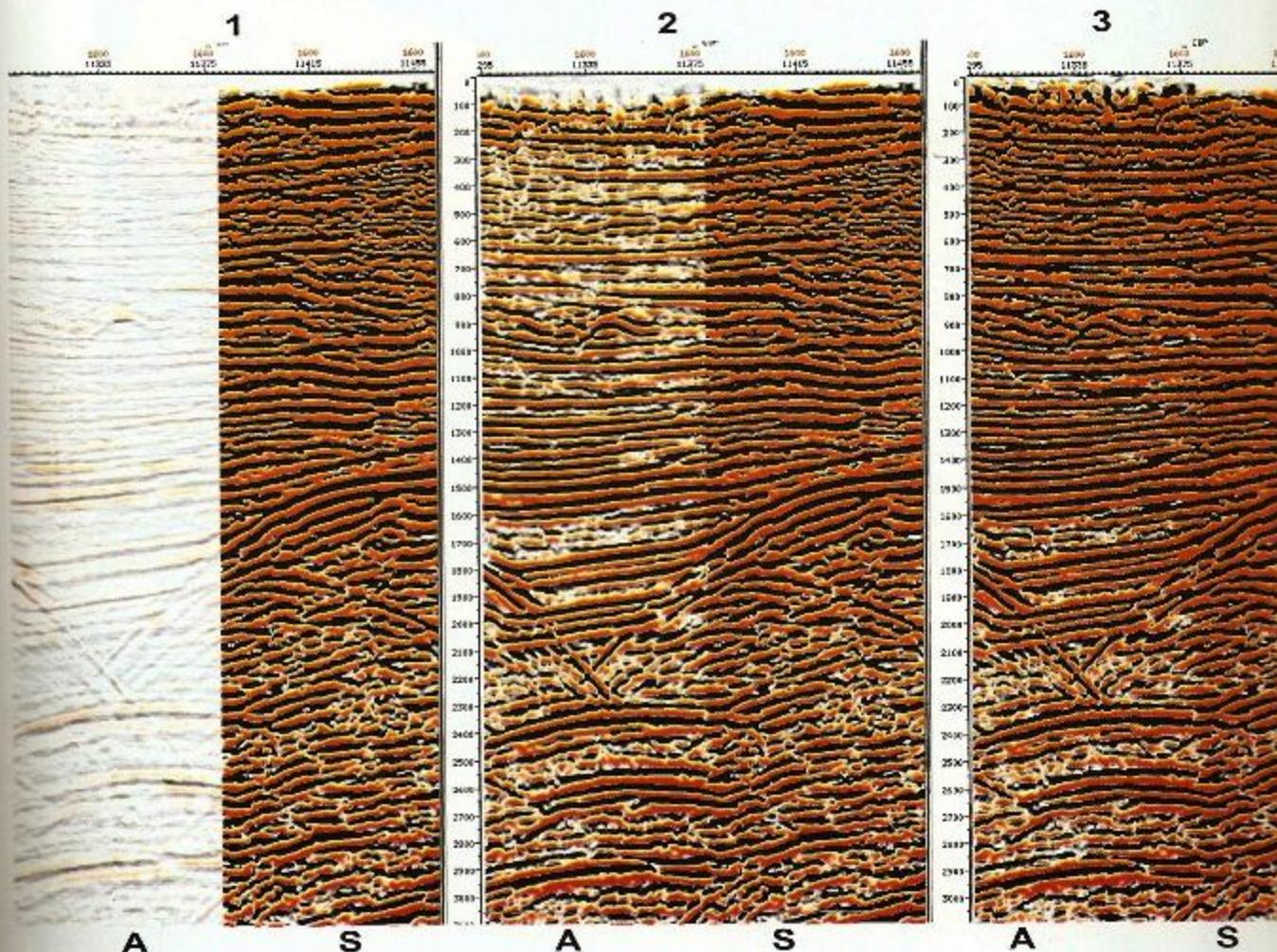


FIGURA 3

**APLICACIÓN DEL FILTRO DE ACOPLAMIENTO A CUBO SANTA ANA 3DM
Y CORRECCIÓN DE AMPLITUDES**

Línea 1600 de los cubos Almeja Cisne 3DM (A) y Santa Ana 3DM (S)



1. A = Trazas de Cubo Almeja Cisne;
S = Trazas de Cubo Santa Ana 3DM;
2. Aplicación del filtro de acoplamiento al Cubo Santa-Ana 3DM;
3. Corrección de amplitudes del Cubo Santa-Ana 3DM.

FIGURA 4

MAPA DE MEGA UNIÓN MARINA OCCIDENTAL

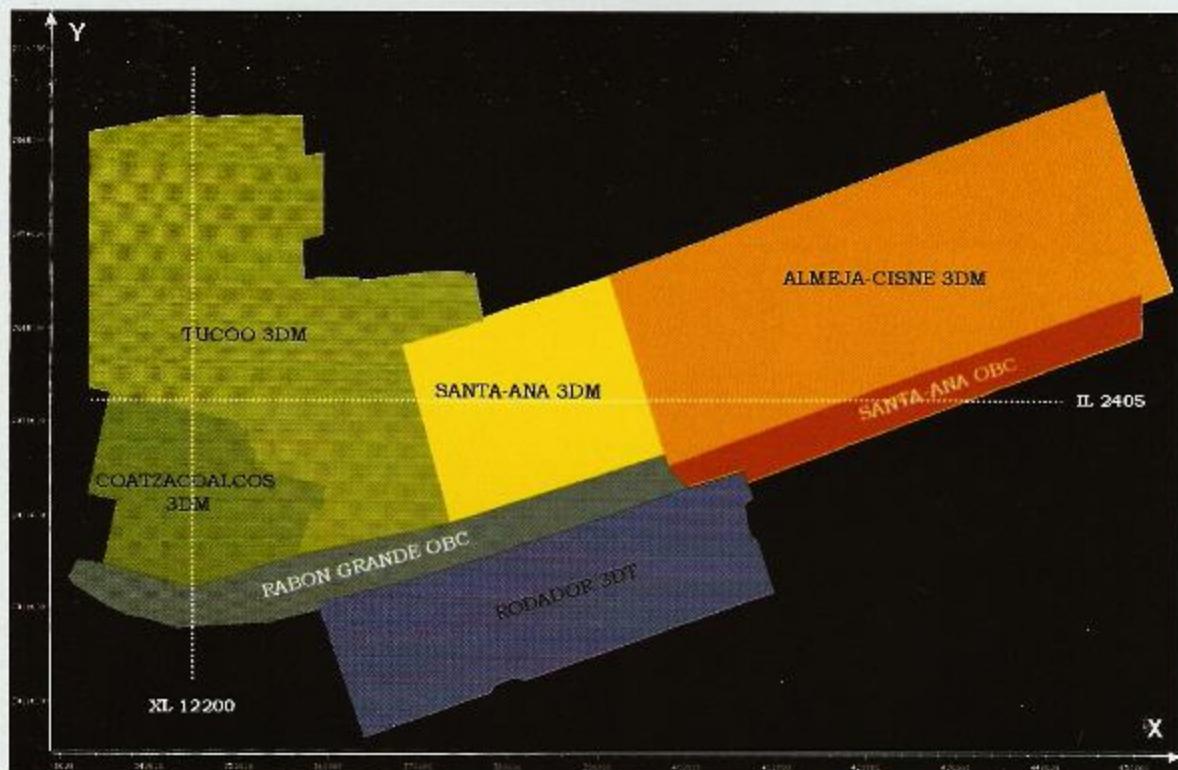


FIGURA 5

MIGRACIÓN POSTAPILADO EN TIEMPO. LÍNEA 2405

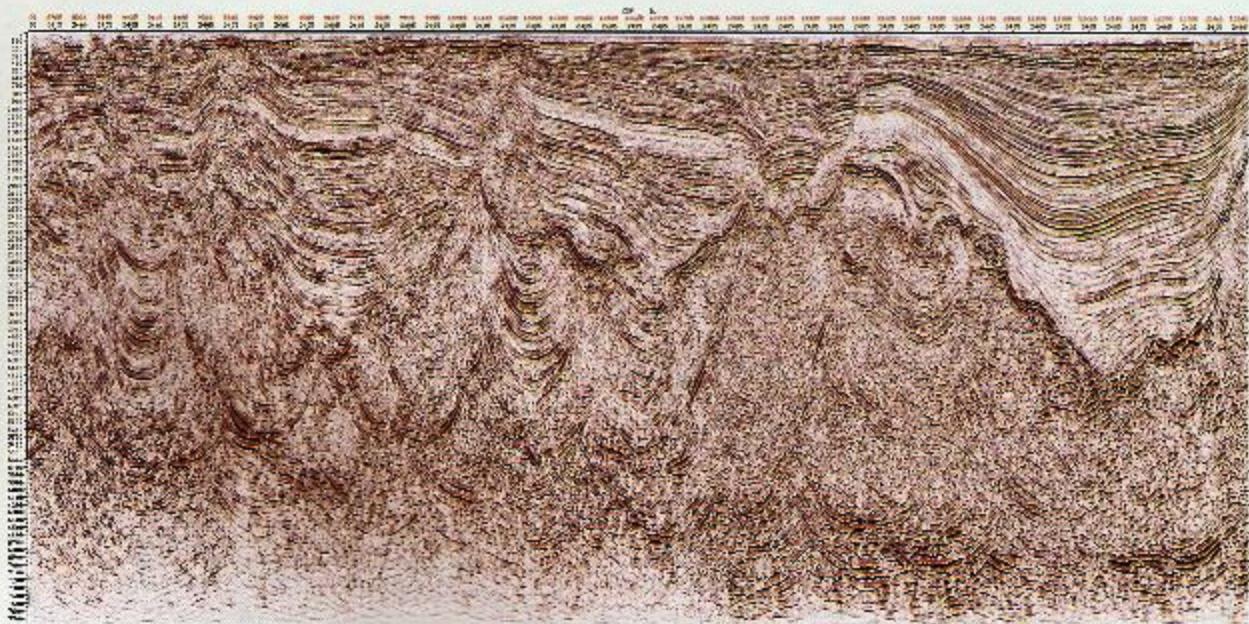


FIGURA 6

MIGRACIÓN POSTAPILADO EN TIEMPO. CROSLÍNEA 12200

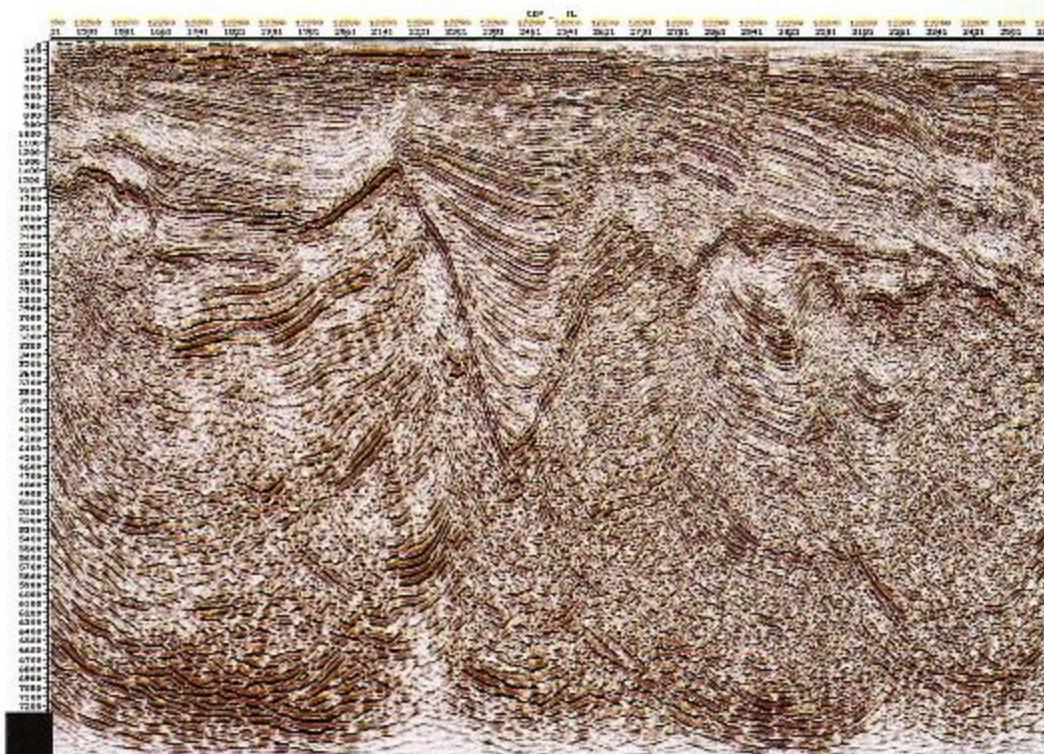


FIGURA 7

MAPA DE MEGA UNIÓN ORIENTAL

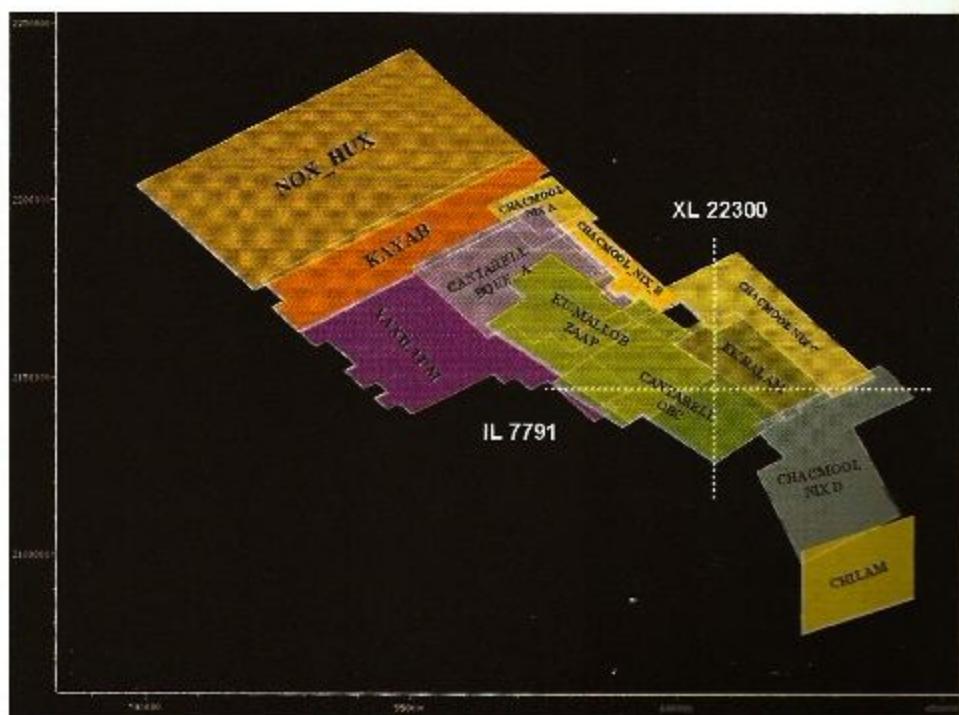


FIGURA 8

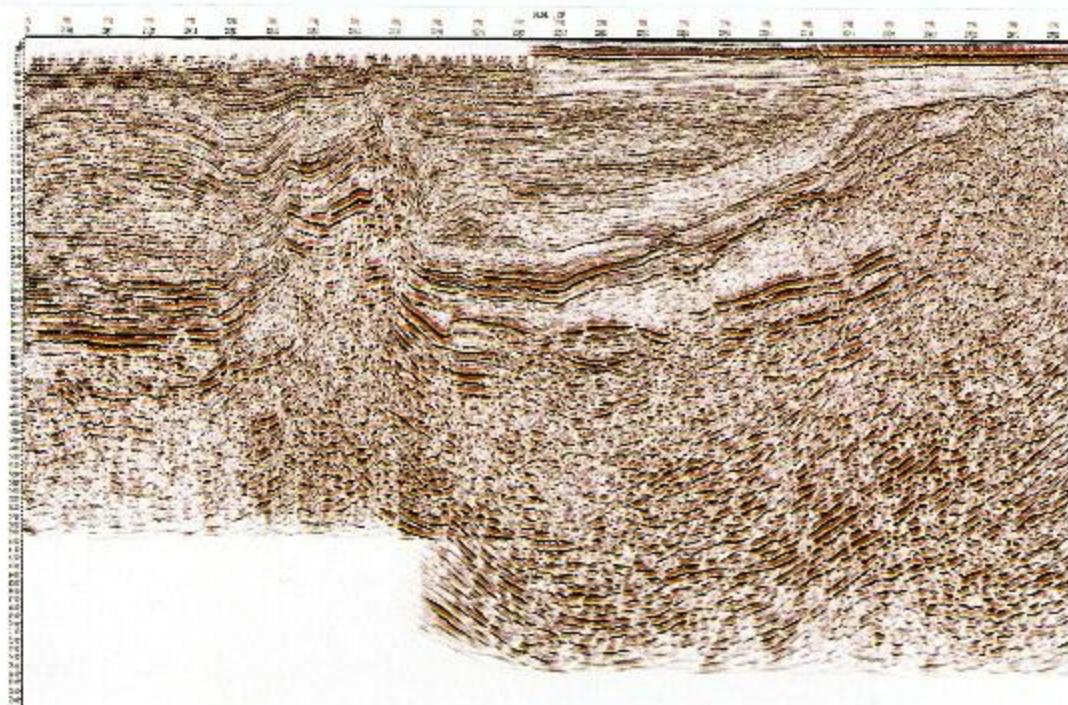
MIGRACIÓN POSTAPILADO EN TIEMPO. LÍNEA 7791

FIGURA 9

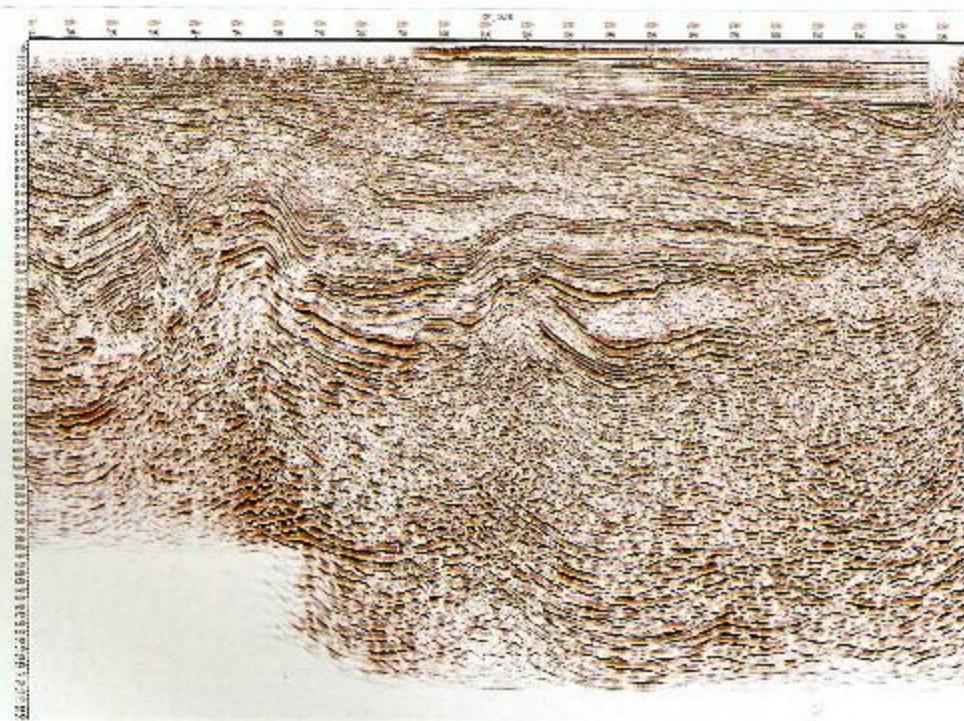
MIGRACIÓN POSTAPILADO EN TIEMPO. CROSLÍNEA 22300

FIGURA 10

MAPA DE LA UNIÓN TABAL-CHOCH MULIX-CHUKUA-ABKATÚN



FIGURA 11

MIGRACIÓN POSTAPILADO EN TIEMPO. LÍNEA 6002

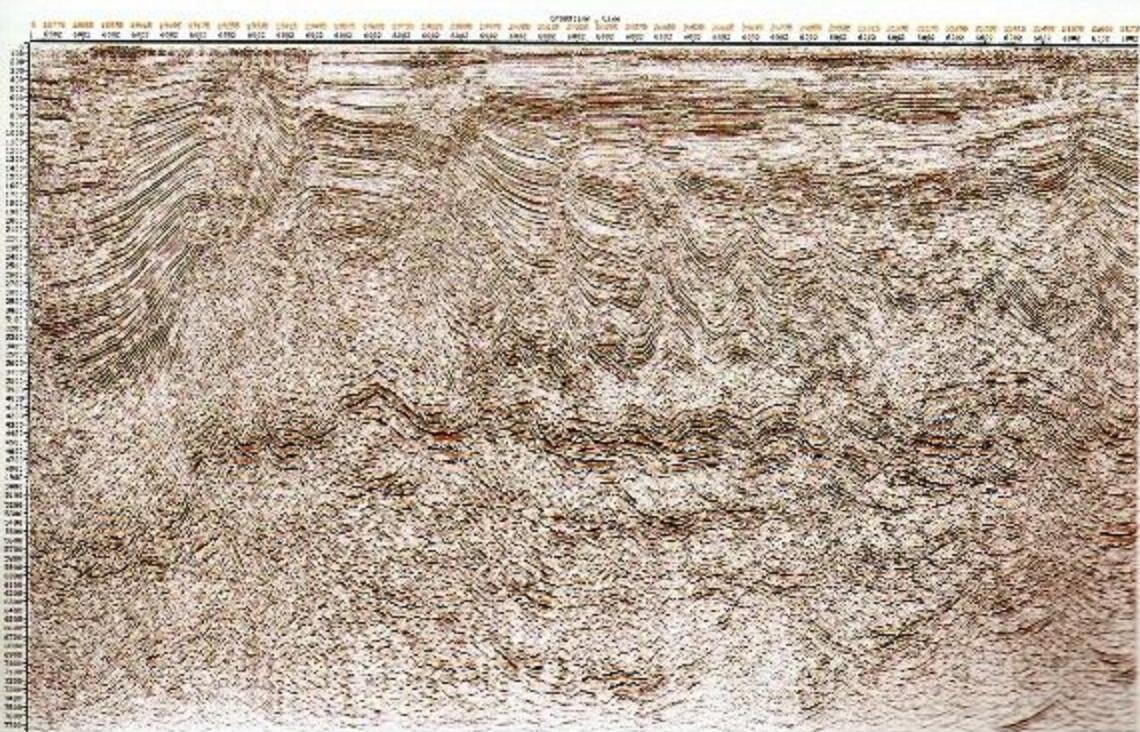
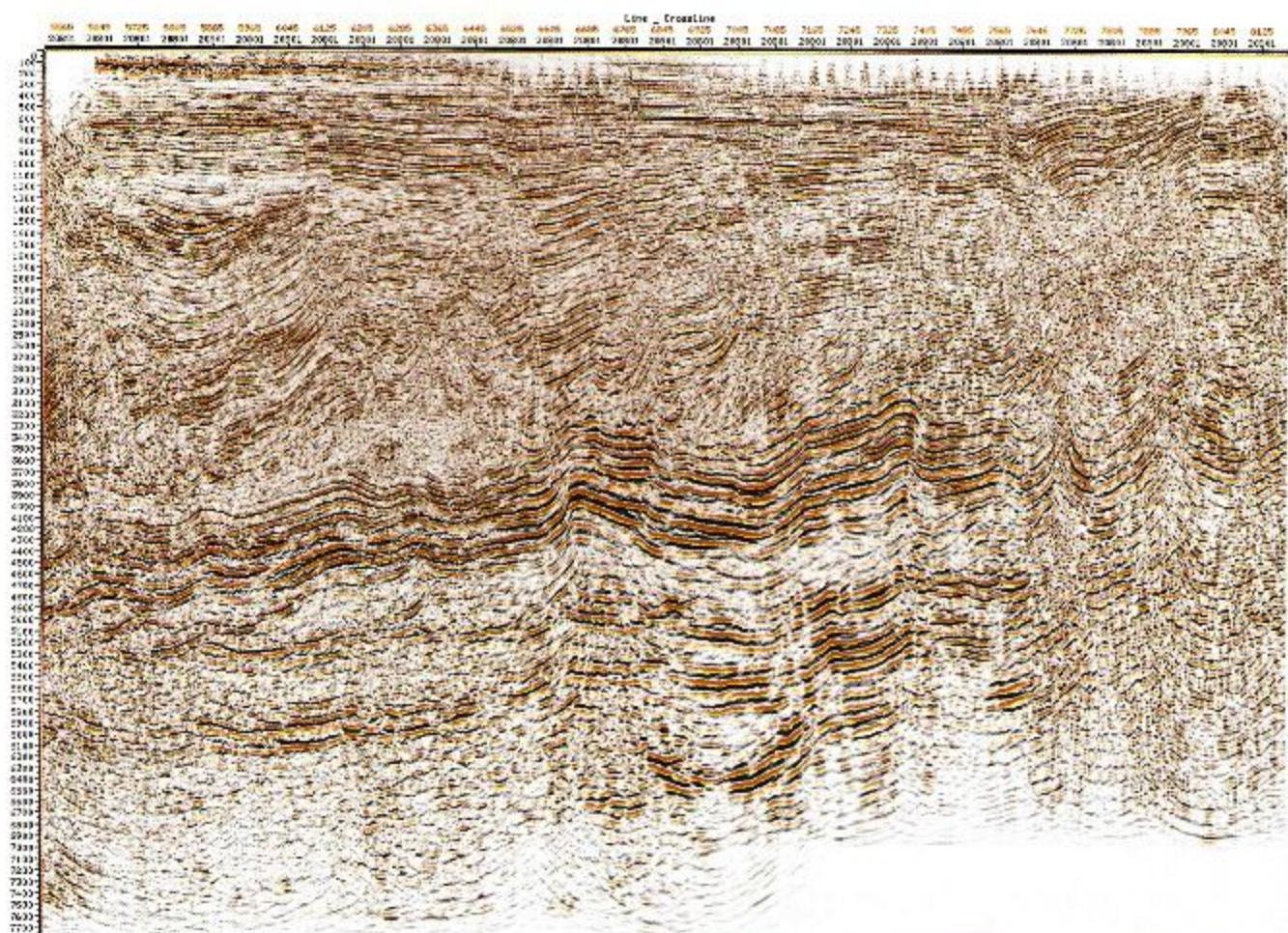
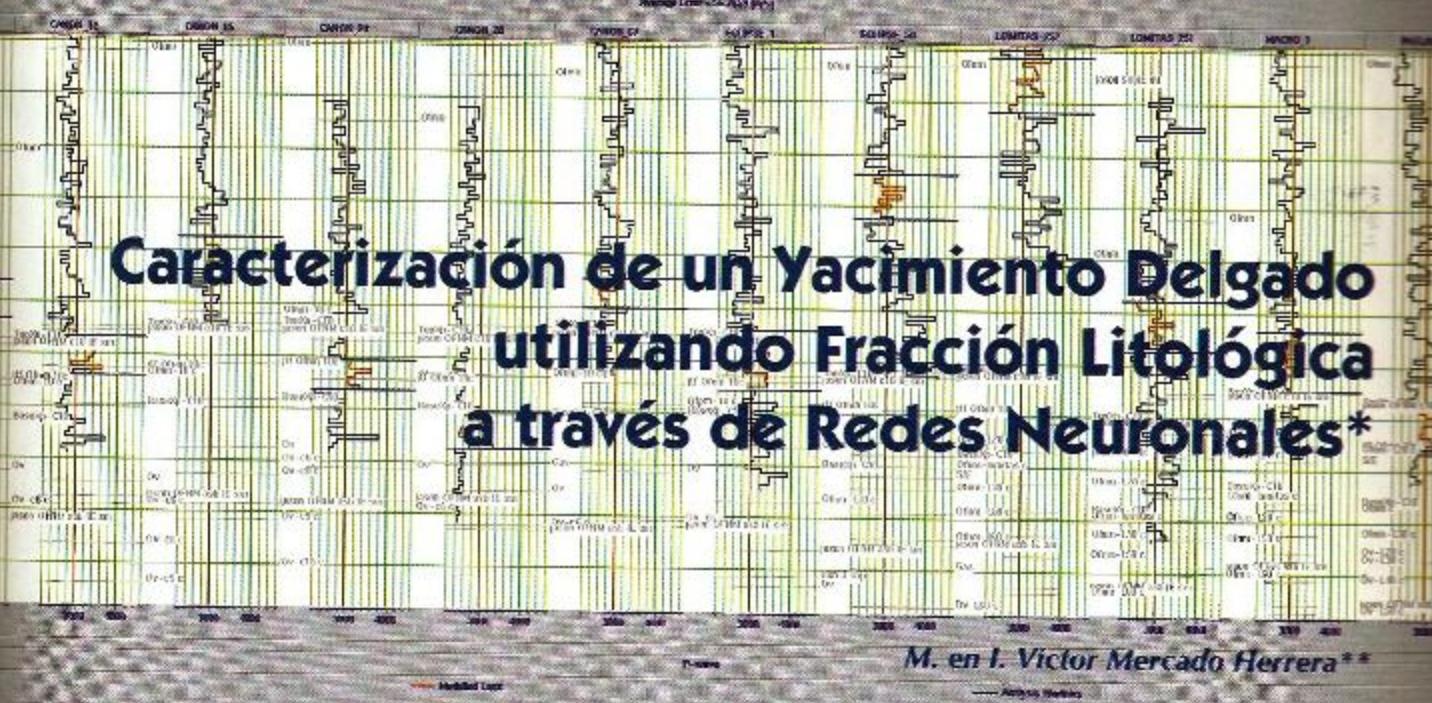


FIGURA 12

MIGRACIÓN POSTAPILADO EN TIEMPO. CROSLÍNEA 20801



RESUMEN

*L*a estimación de las propiedades petrofísicas medidas en las localizaciones de los pozos y la baja resolución de los datos sísmicos son un problema que los geólogos, ingenieros de yacimientos y geofísicos intérpretes se enfrentan todos los días cuando se caracterizan las heterogeneidades de los yacimientos.

El método se basa en una combinación del modelado de física de rocas, generación de atributos sísmicos y un patrón de reconocimiento vía análisis de redes neuronales. En este estudio se presentan tres cubos de propiedades petrofísicas; fracción litológica, contenido de arcilla y velocidad de onda P que permite entender el comportamiento y la extensión espacial de la facie correspondiente a un yacimiento dentro de un sistema de depósito de canales anastomosados.

La predicción de datos de registros de pozos con redes neuronales usando atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas producto de la inversión, es un gran adelanto en la tecnología de la caracterización de yacimientos porque permite la extrapolación de las propiedades de los registros a través de un volumen sísmico. Este estudio pretende mostrar cómo por medio de las redes neuronales se pueden predecir las propiedades petrofísicas medidas en los pozos utilizando atributos sísmicos y datos producto de la Inversión Sísmica simultánea, como: Lambda-Rho, Mu-Rho, impedancia P, impedancia S, relación de Poisson y V_p/V_s . La fuerza de las redes neuronales radica en su patrón de reconocimiento que es la clave del éxito para la delimitación de las relaciones complejas no-lineales entre las propiedades sísmicas y las propiedades de los registros.

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

** PEMEX-Exploración y Producción, Activo Integral Burgos.

INTRODUCCIÓN

Este proyecto se ubica dentro de la delimitación del conjunto de capas C-10 de la Formación Frío No Marino del Oligoceno en área de los pozos Cañón y Lomitas, donde se identificaron tendencias litológicas en este nivel, con el fin de establecer las zonas de menor riesgo, considerándose como ambiente de depósito para el conjunto de capas de la C-10 formadas por canales anastomosados. En la figura 1 se muestra una sección transversal sísmica con tres de los pozos dentro del área. Las rocas en el intervalo Frío son cada vez más compactas con la profundidad en arenas bien cementadas localmente, algunas de las cuales están compuestas de granos de tamaño moderado, la cementación es en gran medida de material calcáreo diagenético, las lutitas son de grano muy fino, limonitas "pobres de arcilla" y más de lutitas "ricas de arcillas", la porosidad en el intervalo del Frío está normalmente entre el 15 y 20% en rocas limpias, pero localmente en los rangos del 20% y las permeabilidades están normalmente en los rangos de los 10 a 100 mD.

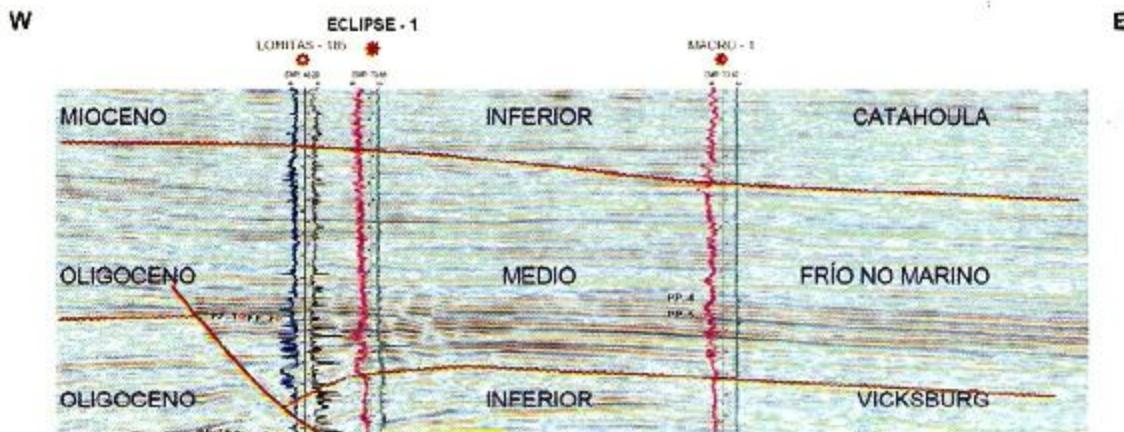


Figura 1.- Sección Sísmica transversal para definir el área de interés

Es crítica la obtención de la descripción aproximada de la arquitectura del yacimiento y sus variaciones litológicas para optimizar el desarrollo del campo. En la mayoría de los proyectos de desarrollo, la descripción del yacimiento seguida de los pozos de control está determinada por la calidad de la información sísmica, ya que como es sabido, el mejor extrapolador de la información petrofísica de los pozos es la sísmica. Los datos sísmicos por su ancho de banda están limitados en su resolución, debido a esta limitación inherente, las variaciones en las amplitudes sísmicas pueden deberse más a eventos de sintonía (interferencias de forma de onda) que a cambios litológicos, los espesores medidos de capas no son equivalentes a los verdaderos espesores de éstas. Las variaciones en las propiedades de las rocas alrededor de los yacimientos pueden causar cambios en las amplitudes sísmicas, por lo tanto, enmascaran aquéllas causadas por cambios dentro de las unidades de los yacimientos. Los análisis de los atributos de las amplitudes sísmicas no pueden distinguir entre variaciones de litología en las unidades de los yacimientos y alrededor de las rocas. El objetivo de la Inversión Sísmica litológica, es el de relacionar estos problemas para convertir los datos sísmicos a datos litológicos. La ventaja es que los datos litológicos representan las propiedades de las capas y no las propiedades de la interfase de reflexión sísmica.

Generalmente, de acuerdo a las estimaciones petrofísicas se toman decisiones del tipo de yacimiento que se desea caracterizar.

Este estudio pretende mostrar cómo a través de las redes neuronales se pueden predecir las propiedades petrofísicas medidas en los pozos con el uso de los atributos sísmicos y los datos producto de la inversión. La fuerza de las redes neuronales radica en su patrón de reconocimiento que es la clave del éxito para la delimitación de las relaciones complejas no-lineales entre las propiedades sísmicas y las propiedades de los registros. Sin embargo, aunque se tenga un gran número de atributos disponibles, el método selecciona la mejor combinación entre ellos. Para esto, la Red Neuronal debe ser entrenada con parámetros que tengan una relación petrofísica entre el dato del registro que se desea predecir y el dato sísmico. La relación no-lineal entre los atributos y las propiedades de los registros limita el éxito del método de regresión lineal para la predicción, las redes neuronales aprenden de esta relación no-lineal.

DESARROLLO

*E*l procesamiento de la información sísmica inició con la migración preapilado en tiempo por el algoritmo de Kirkchoff y su posterior acondicionamiento a "supergatherers", ángulos "gathers" y formación de familias para ángulos de incidencia cercanos, medios y lejanos (11-18°, 18-25°, 25-32° y 32-39°).

Se editaron, calibraron y modelaron los registros de pozos para tener un conjunto completo de curvas en cada pozo con el programa largo del software de Jason. En la inversión simultánea dependiente del ángulo se extrajeron las ondículas correspondientes a cada cubo apilado y a partir de las ecuaciones de Zoeppritz se obtuvieron los cubos de impedancia P, impedancia S y densidad. A partir de éstos se obtuvieron los volúmenes Lambda-Rho, Mu-Rho, V_p/V_s y relación de Poisson.

Los parámetros de Lamé obtenidos durante la inversión simultánea se relacionaron directamente a los calculados con la información petrofísica de los registros de pozos y a partir de los "crossplots" de estos parámetros se realizaron diferentes combinaciones que permitieron restringir las variables involucradas en la caracterización de los yacimientos. Esta situación se presenta en forma análoga en la determinación de la litología con los registros de pozos, sin embargo, cuando la geología es más compleja se requieren de registros adicionales.

Los nuevos esquemas de procesamiento han permitido a la sismología generar atributos sísmicos que se pueden relacionar físicamente con las propiedades de los yacimientos, por lo que con la extracción de nuevos parámetros petrofísicos se pretende expandir su interpretación y poder despejar las variables necesarias para inferir el tipo de litología y/o contenido de fluidos, además de delimitar espacialmente las zonas productoras y reducir su incertidumbre.

Para superar los problemas relacionados a las condiciones del agujero, invasión y calibración de las herramientas se genera un registro de densidad de la interpretación de la fracción litológica, porosidad, saturación y propiedades de los fluidos de los registros. Un registro de pseudo-densidad con agua de resistividad y sobrepuerto con otros de los registros se utiliza como control de calidad y es entonces cuando se hace la edición manual de los errores de densidad por una cuantificación petrofísica.

El flujo de trabajo de petrofísica comienza con la integración de datos de núcleo, resultados de las pruebas de producción, datos de PVT, análisis de agua y otros datos de arcillosidad con los registros.

Los registros de porosidad total y fracción litológica se generan del neutrón, sónico, resistividad, densidad-porosidad y la curva de porosidad efectiva. Un modelo de velocidad en base a la técnica de Berryman o la metodología de Xu & White se usa para crear un sónico P sintético con la porosidad total de entrada, los registros de fracción litológica, propiedades de rocas y fluidos. Los parámetros del modelo de velocidad, incluyendo la forma de poro son ajustados cuando el registro sónico P sintético se va optimizando nuevamente. Si los hidrocarburos están presentes, entonces las propiedades de los fluidos se incluyen en el modelo usado de las ecuaciones de Gassman. Si el registro sónico S está presente en el pozo, entonces el modelo es además constreñido como el modelado de los registros sónico P y sónico S que son simultáneamente optimizados nuevamente. Si no se tiene un registro acústico, entonces el registro se puede generar solamente de la fracción litológica, porosidad total, saturación de agua y los parámetros de los fluidos. El modelo final de velocidad se puede usar para diseñar la sustitución de fluidos en el modelado del yacimiento.

Después que los datos de registros son analizados junto con los núcleos y otros datos, los diferentes tipos de curvas disponibles en el campo se sujetan a un estudio de normalización. El propósito de este estudio es detectar y remover las diferencias no geológicas entre los tipos de registros de pozos a través del campo donde estas diferencias son debidas a: los errores de calibración, a la variedad de herramientas usadas de las compañías de servicios o a la diferencia en las ventajas de las herramientas utilizadas en los registros (Fig. 2).

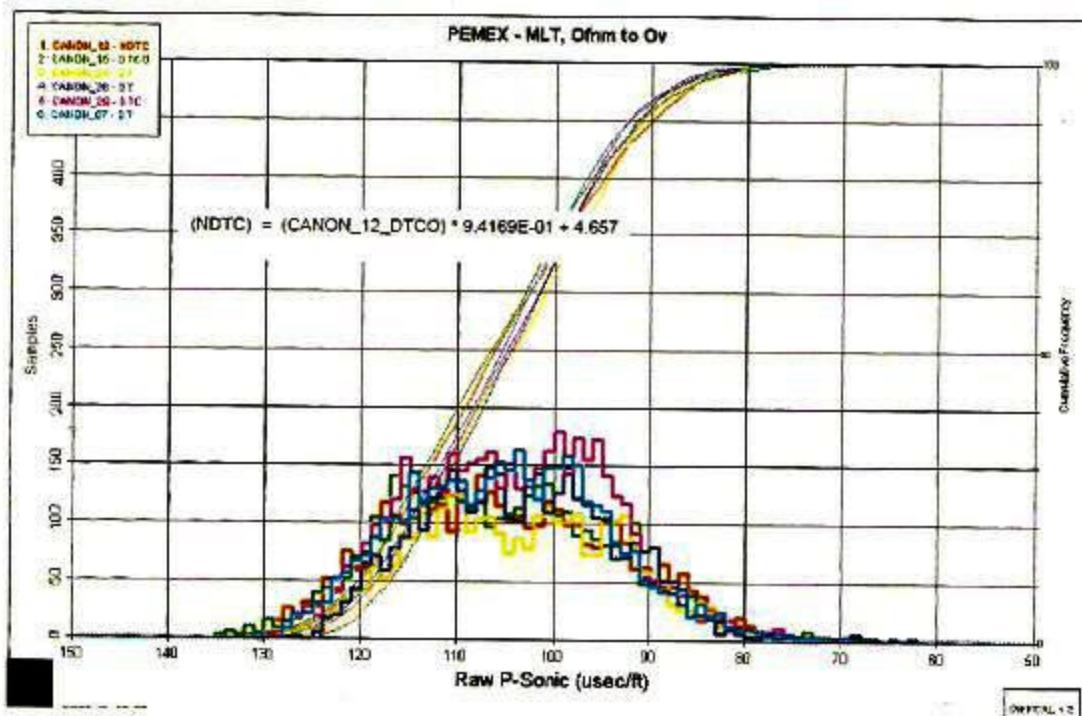


Figura 2.- Histograma de la normalización del registro sónico en el intervalo Frío

Una vez que los registros están propiamente normalizados, es entonces cuando las correcciones manuales y automáticas toman lugar. Este tipo de ediciones incluyen el quitar picos a los sónicos, correcciones de la línea base para el SP, problemas de valores nulos del arranque de la herramienta y sobreposición de corridas dentro de la tubería de revestimiento, etc. Despues de que las ediciones manuales y automáticas

son terminadas, se aplican las correcciones por efectos del agujero y medio ambiente. Estos arreglos en las correcciones incluyen las de invasión a resistividad, tamaño del agujero y de peso de lodo al "gamma ray", etc.

Seguido de las correcciones del agujero y del medio ambiente a los registros de pozos, los datos de los registros están suficientemente acondicionados para permitir la estimación de los parámetros de arcilla, tales como: línea base de la arcilla y línea base de las rocas limpias para tipos específicos de herramientas. Por ejemplo, GR limpio y línea base de arcilla se selecciona de los registros apropiados en la preparación para la determinación del volumen de arcilla. Los registros de la línea base se representan como trenes en profundidad y no requieren de un valor constante en zonas específicas. Estas aproximaciones mejoran los modelos de trenes reales en las formaciones geológicas que cuando se hacen en bloques de valores de parámetros constantes por zona.

La determinación del volumen de arcilla permite la determinación de procesos interactivos R_w y porosidad para comenzar. Los gráficos de Pickett se usan con la porosidad calculada para determinar R_w y/o el factor m de Archie. Estos parámetros se utilizan para calcular la saturación y corregir la densidad predeterminada por efectos de porosidad, incluyendo los hidrocarburos. La densidad calculada es usada para estimar un nuevo valor de porosidad y el proceso inicia nuevamente hasta que no se hagan cambios en un ciclo completo. La roca limpia en la formación se modela como un compuesto de uno o más minerales, tales como: cuarzo, calcita, dolomía, etc. Despues de un aceptable R_w se determina entonces un cálculo siguiente de fracciones litológicas de roca limpia. Estos cálculos son tan complejos como son necesarios los modelos aproximados de una porción limpia de la formación. Se calculan parámetros adicionales para que más tarde se usen cuando se combinen todas las litologías dentro de un medio efectivo de roca limpia con características propias con base en los volúmenes de litología calculada.

Una porosidad total es calculada del conocimiento de litologías de la formación, R_w y los datos de los registros disponibles. Otro paso del proceso relacionado cercanamente al cálculo de la porosidad total, es la determinación de la saturación de agua de un modelo de resistividad seleccionado por el usuario.

La fracción de roca limpia (un menor volumen de arcilla menor porosidad total), porosidad total y saturación de agua son usadas como entradas clave para la porción del modelo de velocidad de un flujo de trabajo de física de rocas. Matriz, arcilla y propiedades de los fluidos (expresados como curvas para capturar el cambio continuo y gradual de estas propiedades) completa la entrada al modelo de velocidad. La de parches es la que se seleccionó.

Después del análisis y acondicionamiento petrofísico se derivaron los siguientes registros para cada pozo del proyecto.

"LITHFRC" (Fracción Litológica): con un rango de valores que varía de 0 para lutitas y 1 para no lutitas como carbonatos, el cual se deriva al analizar los registros de SP, "gamma ray" y densidad-neutrón.

Densidad modelada: se genera a partir de la resistividad profunda y del registro interpretado de Fracción Litológica "LITHFRC". Éste sustituye al registro de densidad medida en cada archivo de pozo del proyecto.

Los sónicos P y S modelados: se modelaron con la aproximación autoconsistente de Barryman, utilizando la porosidad y Fracción Litológica disponible para el acondicionamiento y calibración. En presencia de hidrocarburos, las propiedades de fluidos son incluidas en el modelo de velocidades usando las ecuaciones de Gassman. Estos perfiles sustituyen a los sónicos medidos en los archivos de los pozos del proyecto.

Impedancias P y S: se derivaron de dividir el perfil de densidad modelada, sónico P y sónico S, respectivamente.

V_{clay} : la fracción de lutita, lo opuesto a la Fracción Litológica, el rango de valores es de 0 (para arenas) a 1 (para lutitas).

Porosidad total: con base al registro de densidad húmeda estimada y de densidad de la matriz.

Porosidad efectiva: porosidad total multiplicada por Fracción Litológica.

S_w (saturación de agua): usando el modelo dual de agua y porosidad total.

El modelo petrofísico y de propiedades de las rocas previo a la inversión permitieron establecer una relación de los registros de pozos con las propiedades compresionales y de corte que ayudaron a identificar litologías y contenido de fluidos en el área de interés. Para este estudio de inversión se derivaron volúmenes de 3D de impedancia compresional, impedancia de corte, V_p/V_s y otras propiedades de rocas (Fig. 3).

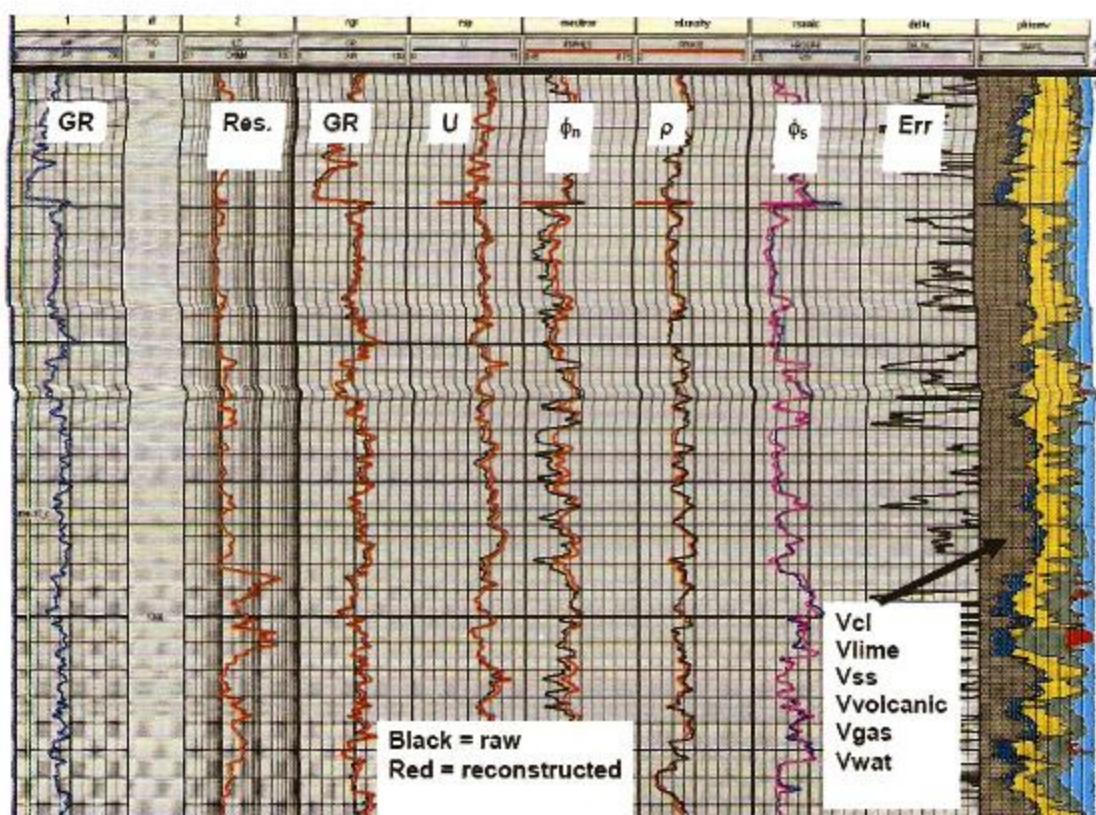


Figura 3.- Comparación de los registros de entrada (negro o azul) para el caso de Φ_n , comparación de registros de entrada y reconstruidos (rojo o púrpura) en el caso de Φ_s y volumen de minerales más Φ_c .

Se analizaron las correlaciones cruzadas de diagnóstico entre impedancia P contra impedancia S a escala de registro y sísmica, con la finalidad de caracterizar el comportamiento de litologías y fluidos de los diferentes intervalos de interés. Se trabajó sobre los diferentes pozos modelados. El objetivo de estas correlaciones es el investigar y definir el rango de valores o relaciones que corresponden al intervalo de interés y posteriormente, aplicarlos a la captura de geocuerpos, su análisis y mapeo.

La gráfica de impedancia P e impedancia S con el color de la Fracción Litológica realizada en todos los pozos modelados (Fig. 4) muestra que se pueden definir tres poblaciones de puntos bien marcadas: las arcillas que ocupan los rangos de menor IP e IS en relación a las arenas; las arenas que son de mayor impedancia P y S en relación con las arcillas y el efecto del hidrocarburo que se nota en la disminución de Ip de las arenas invadidas.

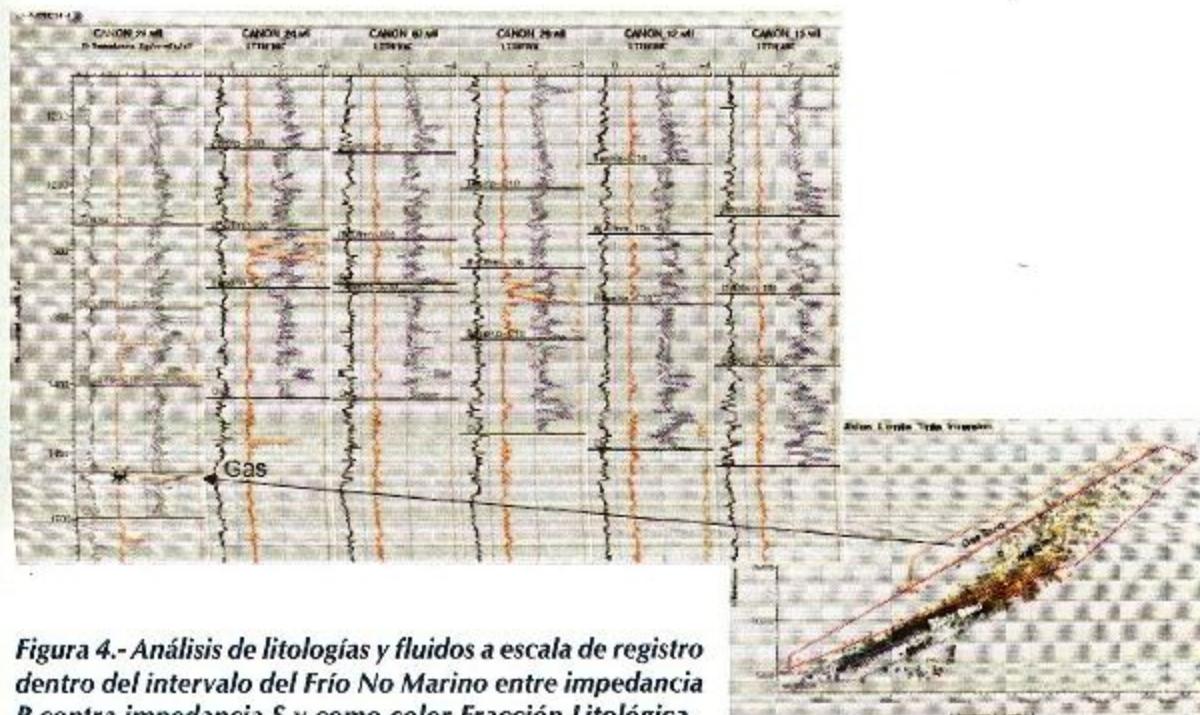
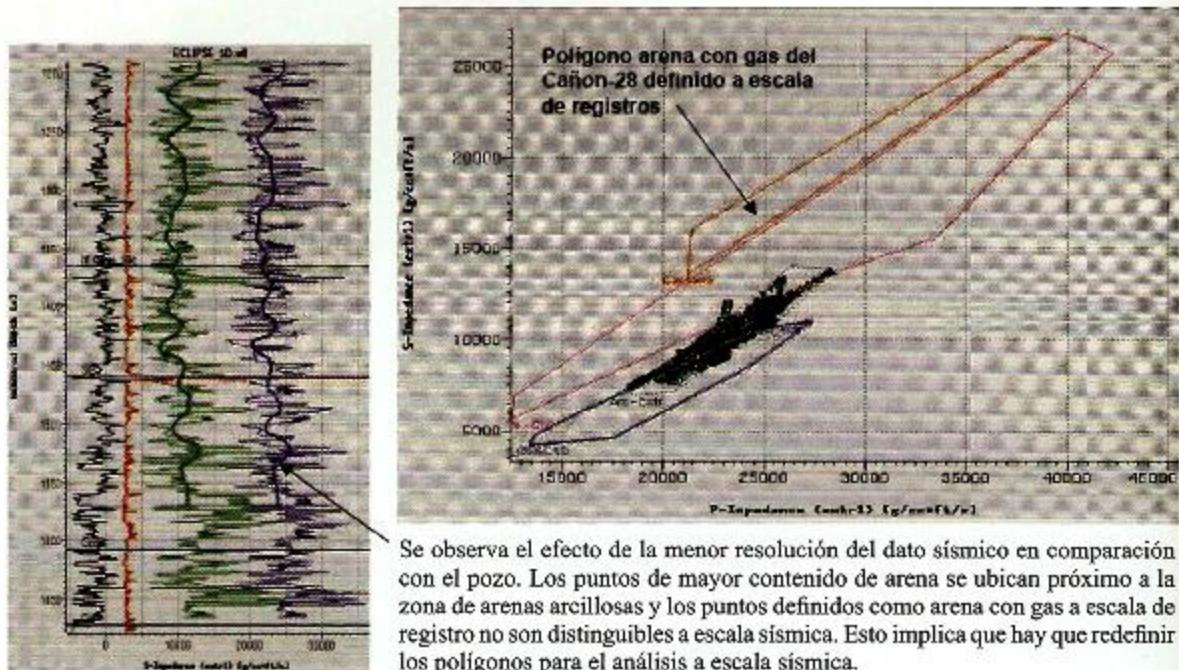


Figura 4.- Análisis de litologías y fluidos a escala de registro dentro del intervalo del Frio No Marino entre impedancia P contra impedancia S y como color Fracción Litológica.

Se generaron los denominados registros extraídos o pseudo-registros. Éstos no son más que el promedio de las trazas más próximas al pozo en cuestión extraídas del cubo de propiedad generado por la inversión simultánea de la variable que se decida analizar. De esta manera, el pozo elegido pasa a tener un conjunto de curvas compuesto por sus registros (Gr, Resistividad, etc.) más una curva de impedancia P, S, etc., extraída del cubo. Por motivos de diferencia en el contenido de frecuencia del dato del pozo y el dato sísmico, es de esperarse que los valores absolutos de los rangos a escala de registro difieran de los rangos con los registros extraídos. Se observa el efecto de la menor resolución del dato sísmico en comparación con el del pozo: los puntos de mayor contenido de arena se ubican próximo a la zona de arenas arcillosas y los puntos definidos como arena con gas a escala de registro no son distinguibles a escala sísmica. Esto implica que habrá que redefinir los polígonos de captura para el análisis a escala sísmica.

Debido a que el valor absoluto de impedancia depende también del espesor de capa, no se puede relacionar directamente litología o propiedad del yacimiento con valor de impedancia sin tener en consideración el espesor. Sólo en aquellos casos en que el espesor de capa está muy por encima de la resolución sísmica, los valores de impedancias de pozos filtrados o de los pseudo-registros de las distintas litologías tenderán a coincidir con las impedancias de los registros sin filtrar. Por el contrario, cuando el espesor de capa se vuelve más delgado los valores de impedancias que muestra el cubo pueden cambiar en valor absoluto de una manera algo predecible. El

dato sísmico por su contenido de frecuencias resuelve conjuntos de capas del orden de 20 m de espesor, perdiendo los detalles internos de ese conjunto de capas y el valor que toma la impedancia sísmica, es el resultado del efecto combinado del espesor del conjunto de capas, la litología (espesor de arenas/espesor total y porosidad) y el tipo de fluido presentes (Fig. 5). El análisis de las correlaciones cruzadas a escala de registro se repitió para las variables de Lambda-Rho y Mu-Rho (Fig. 6).



Se observa el efecto de la menor resolución del dato sísmico en comparación con el pozo. Los puntos de mayor contenido de arena se ubican próximo a la zona de arenas arcillosas y los puntos definidos como arena con gas a escala de registro no son distinguibles a escala sísmica. Esto implica que hay que redefinir los polígonos para el análisis a escala sísmica.

Figura 5.- Análisis de litologías y fluidos a escala de la sísmica con los mismos parámetros que la figura 4. Se observa el efecto de pérdida de resolución vertical.

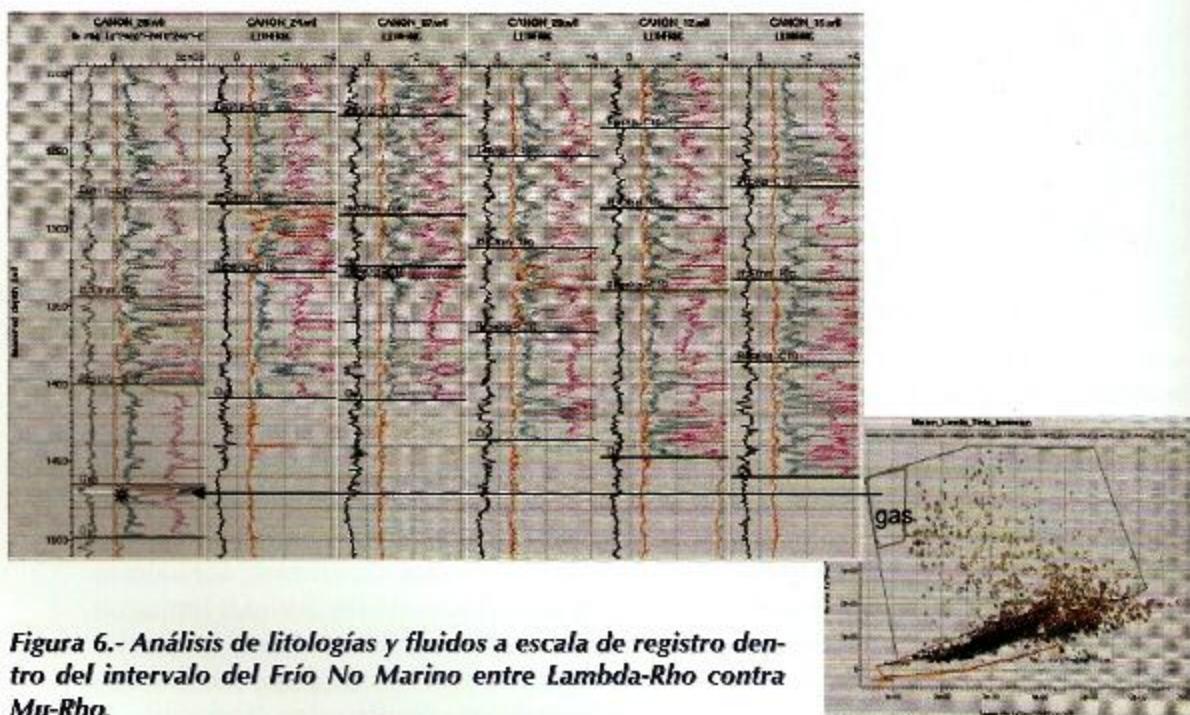


Figura 6.- Análisis de litologías y fluidos a escala de registro dentro del intervalo del Frio No Marino entre Lambda-Rho contra Mu-Rho.

De acuerdo a los datos de los pozos evaluados en esta etapa, el dato no posee información suficiente para identificar en forma directa los distintos tipos de fluidos contenidos en las capas individuales de dichos conjuntos de capas. La inversión simultánea sólo servirá de apoyo para el amarre de todos los pozos disponibles, mejorar la correlación capa a capa a nivel de pozo, realizar el mapeo de las cimas y bases.

Este estudio pretende mostrar cómo a través de las redes neuronales se pueden predecir las propiedades petrofísicas medidas en los pozos utilizando los atributos sísmicos y los datos producto de la inversión para que a partir de la predicción de los registros de pozos se pueda incrementar la resolución espacial de las trazas sísmicas. La fuerza de las redes neuronales radica en su patrón de reconocimiento que es la clave del éxito para la delimitación de las relaciones complejas no-lineales entre las propiedades sísmicas y las propiedades de los registros. Sin embargo, aunque se tenga un gran número de atributos disponibles el método selecciona la mejor combinación entre ellos, para lo cual la Red Neuronal debe ser entrenada con parámetros que tengan una relación petrofísica con el dato del registro que se deseé predecir y el dato sísmico, ya que esta relación se usa para predecir o estimar el volumen de la propiedad del registro en todas las localidades del volumen sísmico.

La relación no-lineal entre los atributos y las propiedades de los registros limita el éxito del método de regresión lineal para la predicción, las redes neuronales aprenden de esta relación no-lineal.

Los dos problemas principales que las redes neuronales pueden resolver son: clasificación y predicción. En la clasificación del problema, la entrada del conjunto de datos se divide en una serie de clases, tales como: arenas, lutitas, gas o agua y aceite. El problema de la predicción radica en que un parámetro de interés se pueda predecir a partir de un número de entradas. En este caso se partió de la clasificación de las arenas de acuerdo a su contenido de lutita.

Una vez que se decide el tipo de problema a resolver, es necesario enseñar a la Red Neuronal cómo resolverlo, lo que se llama "entrenamiento". Las dos rutas principales en las cuales la Red Neuronal puede aprender son llamados "aprendizaje supervisado y sin supervisar". En el aprendizaje supervisado se presenta la Red Neuronal con un conjunto de entradas y salidas para un problema en particular y se le deja determinar la relación entre éstas. La ventaja del aprendizaje supervisado es que se puede interpretar la salida, puesto que se especificó su naturaleza y su desventaja es que son necesarios suficientes números de valores de entrada y salida capaces de ser adecuados para el entrenamiento de la red. El aprendizaje sin supervisión se presenta a la Red Neuronal con una serie de entradas y se le permite observar los patrones por sí misma. Esto es, no se requieren salidas específicas. La ventaja de esta aproximación es que no se necesita conocer la respuesta y la desventaja es que no es fácil interpretar la salida.

El procedimiento involucra tres pasos. En el primer paso se encuentra el mejor conjunto de atributos, los cuales deberán predecir un parámetro dado del yacimiento usando la técnica de regresión multilínea. La regresión se aplica entre los valores entrenados en los pozos y en los atributos sísmicos (Fig. 7). Una ilustración de la regresión multilínea está

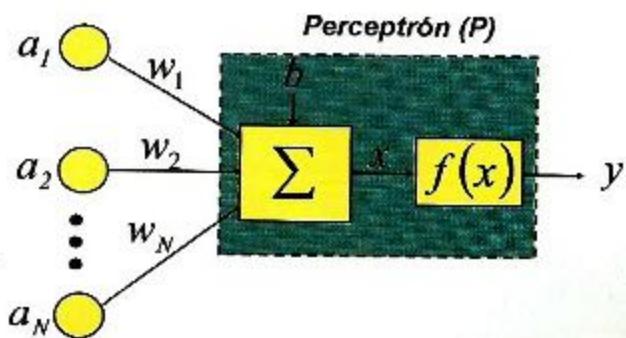


Figura 7

dada en la figura 8. Se probaron todos los atributos sísmicos y se guardó el que produjo menor error de predicción. Entonces se determinó qué atributos son los óptimos vía técnica de cross-validation (Fig.9).

En este escrito se pretenden predecir las propiedades de los registros más allá de los límites de la Inversión Sísmica convencional usando los atributos de los datos sísmicos, incluyendo las transformadas no-lineales de los datos postapilados, asumiendo un modelo particular relacionando los registros y la sísmica en una relación estadística que deberá derivarse del análisis del entrenamiento de los datos en cada localidad de los pozos. Esta relación se demostrará en cada una: lineal (regresión multivariante) o no-lineal (Red Neuronal) y finalmente se usará el concepto de validación cruzada para estimar la confiabilidad de la relación derivada (Fig. 10).

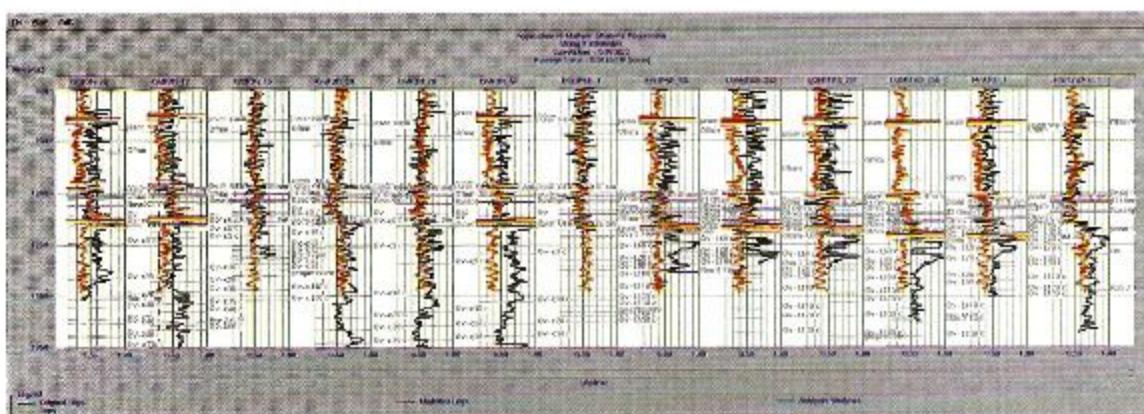


Figura 8.- Predice los registros de pozos con atributos de datos sísmicos vecinos

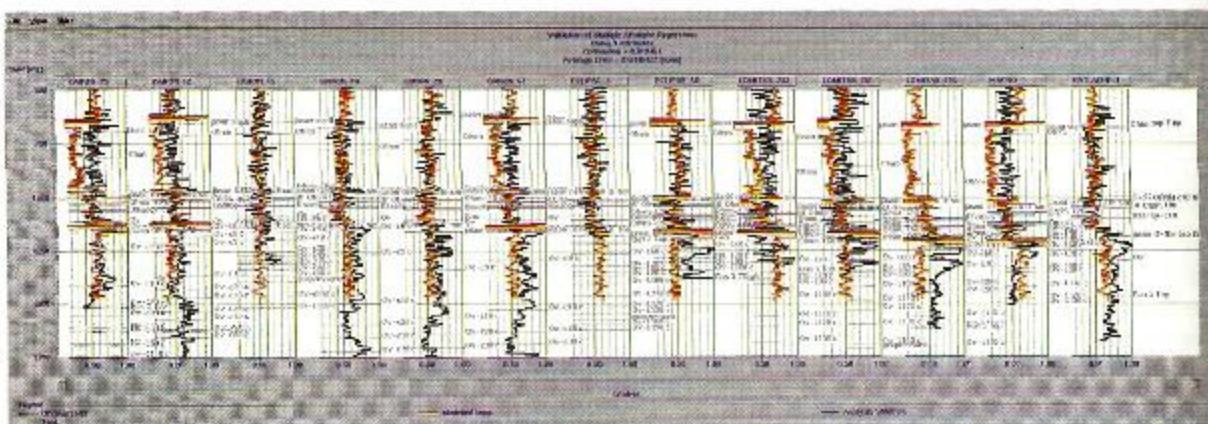


Figura 9.- Validación de la regresión lineal multiatributo

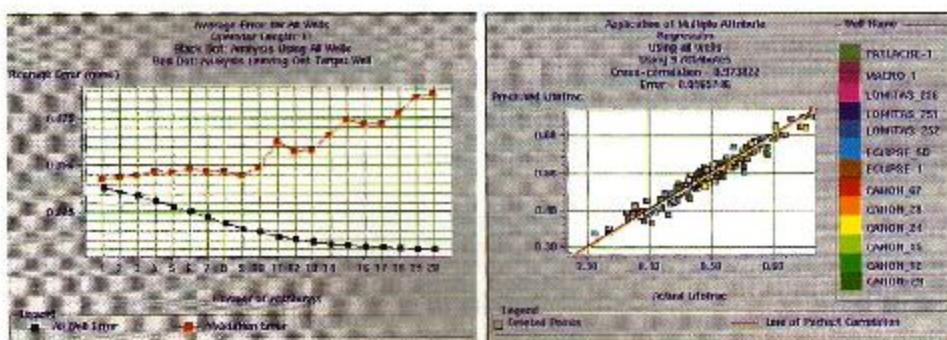


Figura 10.- Gráficas que muestran la predicción de error en el eje vertical y número de atributos y el valor del error en cada pozo.

Los atributos sísmicos utilizados en este estudio se pueden dividir en seis tipos básicos:

- 1) Los atributos instantáneos, los cuales se derivan de una combinación de las trazas sísmicas de entrada y la Transformada de Hilbert de la traza (esto incluye atributos, tales como: la envolvente de la traza, fase instantánea y frecuencia instantánea).
- 2) Atributos de frecuencia en ventanas, en los cuales los espectros de amplitud de las trazas sísmicas se calculan sobre una ventana a correrse.
- 3) Atributos recursivos, los cuales se derivan de la aplicación de un operador recursivo a lo largo de la traza sísmica (éste incluye atributos, tales como: traza sísmica integrada y diferenciada).
- 4) Atributos de pasa-banda o láminas de filtros de banda estrecha de las trazas sísmicas.
- 5) Atributos de AVO derivados de los datos sísmicos preapilados.
- 6) Atributos de Inversión Sísmica, en los cuales se hizo la inversión de la reflectividad sísmica a las propiedades de la tierra, tales como: la impedancia P, impedancia S, V_p/V_s , relación de Poisson y los parámetros de Lamé como Lambda-Rho y Mu-Rho.

En este estudio se escogió primeramente el registro de Fracción Litológica para predecirlo a través de un volumen sísmico como consecuencia de ambiente de depósito de canales anastomosados (Figs. 11, 12, 13, 14 y 15).

Una vez que se tiene un grado aceptable en la validación para cada caso de predicción se procede a aplicarlo al volumen sísmico apilado, en primer lugar para el caso de fracción litológica (Fig.16), después para el caso de volumen de arcilla (Fig.17) y por último, para el caso del cálculo de la onda P (Fig. 18), y en el caso de este tipo de registro podemos darle continuidad al ambiente de depósito que tenemos.

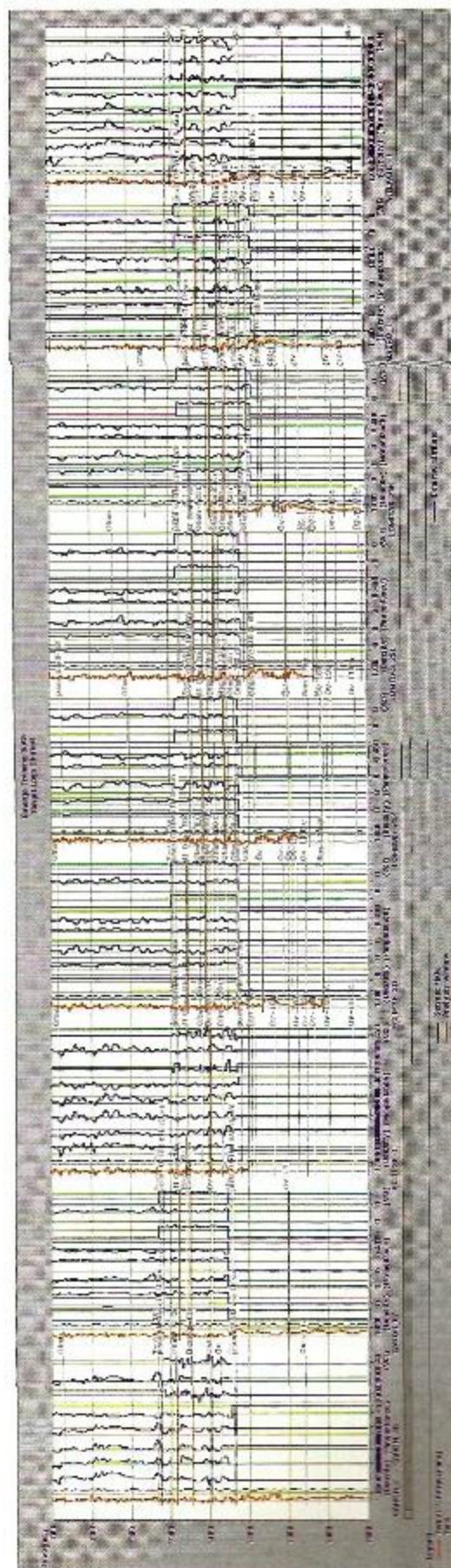


Figura 11.- Registro objetivo (“LITHOFRAC”) y la combinación de todos los atributos sísmicos y de inversión elástica. El primero corresponde al registro de Fracción Litológica, el segundo a la traza sísmica, el tercero al registro de densidad, el cuarto a Lambda-Rho P, el quinto a Mu-Rho, el sexto a impedancia P, el séptimo a relación de Poisson, el octavo a sónico P y el noveno a V_p/V_s .

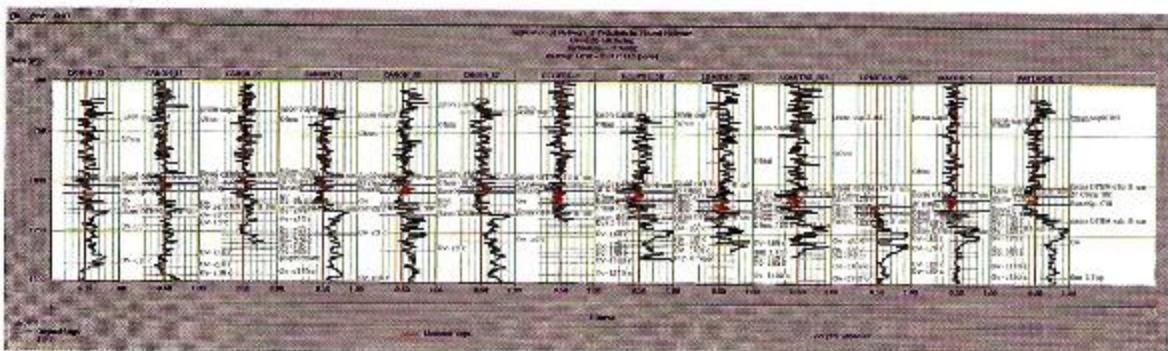


Figura 12.- Aplicación de la Red Neuronal para la predicción de Fracción Litológica

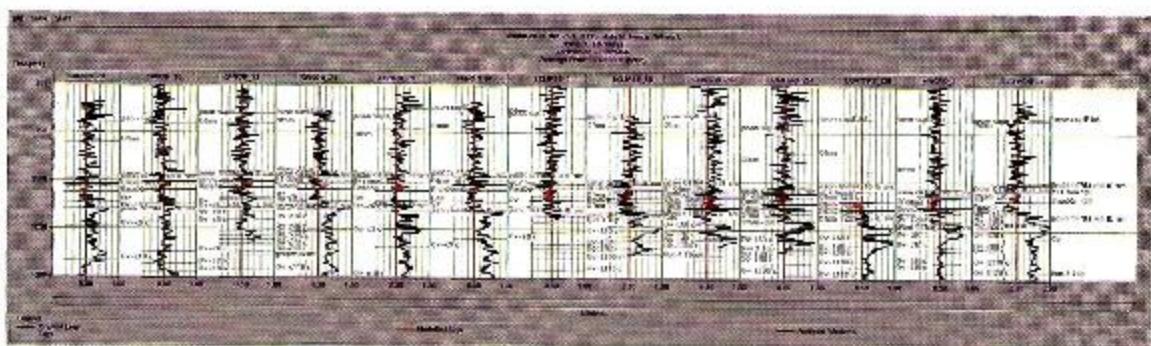


Figura 13.- Validación de la Red Neuronal para la predicción de Fracción Litológica

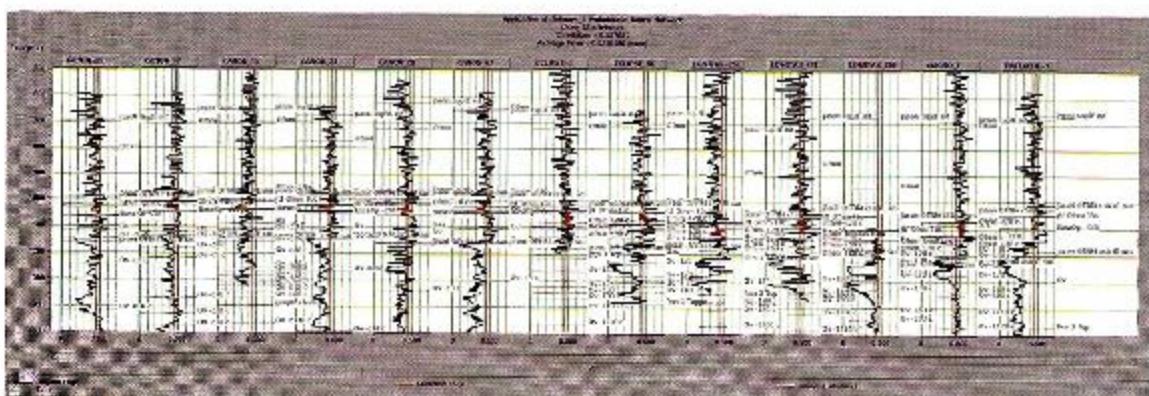


Figura 14.- Aplicación de la Red Neuronal para la predicción de Volumen de Arcilla

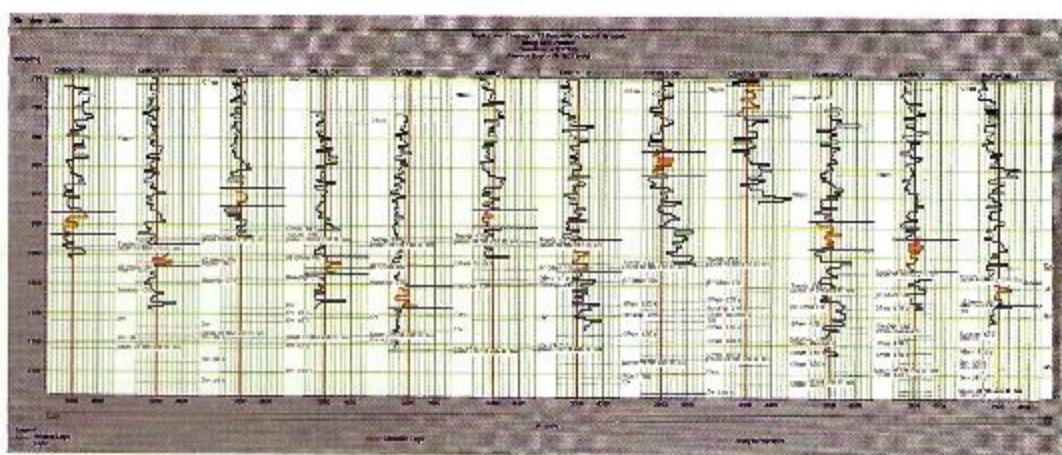


Figura 15.- Aplicación de la Red Neuronal para la predicción del Registro Sónico P

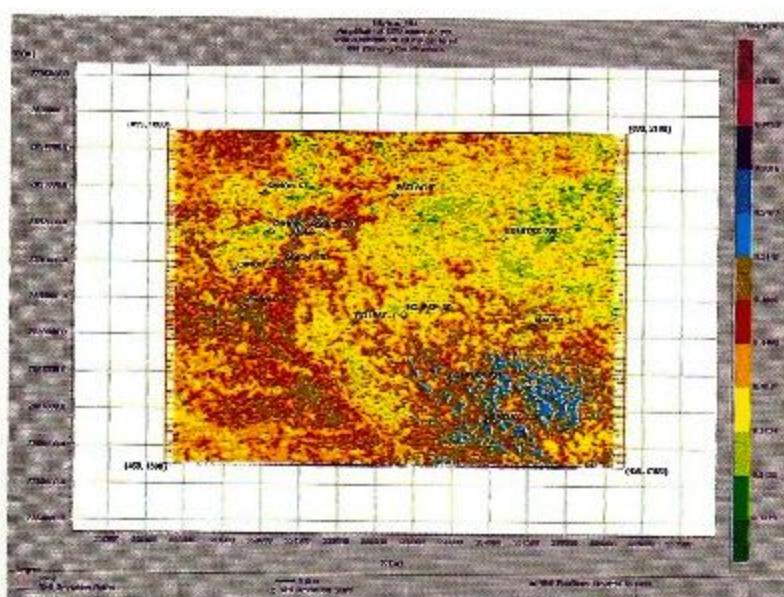


Figura 16.- Lámina de la aplicación en todo el volumen sísmico de la Red Neuronal para el cálculo de Fracción Litológica en una ventana de extracción de 10 ms siguiendo el horizonte de la arena C-10 objetivo.

Figura 17.- Para el caso de Volumen de Arcilla.

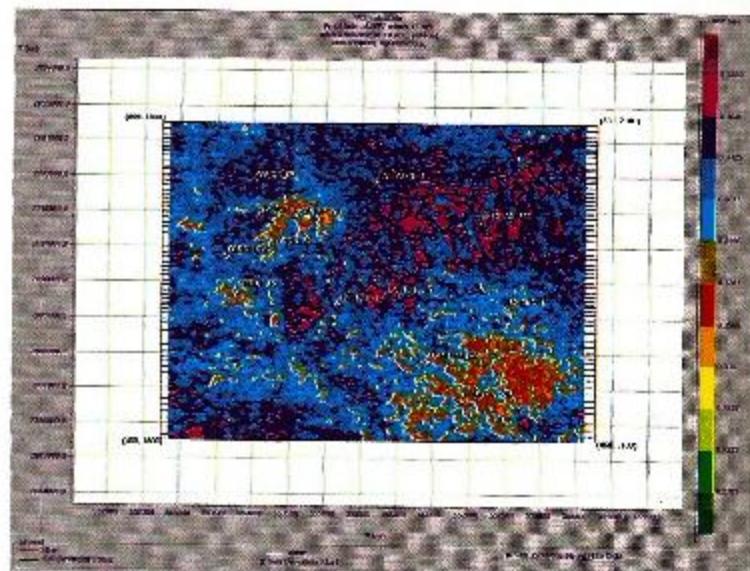
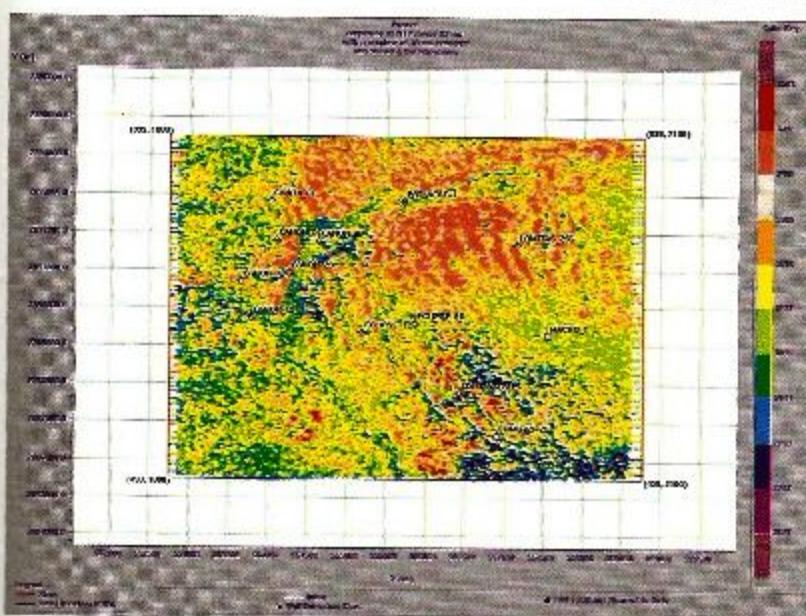


Figura 18.- Para el caso de Velocidad de Onda P.



CONCLUSIONES

El método usado con la combinación de múltiples atributos sísmicos permitió predecir las propiedades del yacimiento de interés, en este caso el conocido método C-10. Éste usa regresiones de multiatributos para obtener el orden óptimo de los atributos y de redes neuronales para incrementar la resolución espacial de los resultados finales. Los atributos que se usaron incluyen los atributos estándares de la sísmica como también aquéllos relacionados a propiedades físicas de las rocas producto de la inversión simultánea como impedancia P, impedancia S, V_p/V_s , relación de Poisson, Lambda-Rho y Mu-Rho. La metodología se demostró usando tres diferentes registros de pozos para el entrenamiento: fracción litológica, volumen de arcilla y sónico de onda P, por lo tanto, el método se considera como una extensión de la Inversión Sísmica convencional y finalmente se demostró que el uso de diferentes parámetros petrofísicos dan la habilidad de mapear la extensión del yacimiento de interés.

REFERENCIAS

- Goodway, W.; Chen, T. and Downton, J., 1997. Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lame Petrophysical Parameters: Extended Abstracts, SEG 67th Annual International Meeting, Denver.
- Hampson, D.; Schuelke, J.S. and Quirein, J.A., 2001. Use of Multiattribute Transforms to Predict Log Properties from Seismic Data: Geophysics, v. 66, pp. 220-231.
- Haykin, S., 1999. Neural Networks. A Comprehensive Foundation, 2nd Ed. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Russell, B.H., 2004. The Application of Multivariate Statistics and Neural Networks to the Prediction of Reservoir Parameters from Seismic Attributes: Ph.D. Dissertation, University of Calgary.

Inversión Petrofísica de Registros de Pozos, Nueva Herramienta para Caracterizar Formaciones Carbonatadas*

Dr. Mousatov, A.; Dr. Kazatchenko, E.; Dr. Markov, M. y Dr. Pervago, E**

RESUMEN

S e propone la técnica de Inversión Petrofísica para la determinación del tipo y valores de la porosidad secundaria y de la matriz en formaciones carbonatadas. La técnica consiste en la inversión conjunta de los registros geofísicos de pozos (velocidades de las ondas acústicas, resistividad eléctrica, porosidad total, densidad y rayos gama) y está basada en el modelo unificado de formaciones carbonatadas de doble porosidad. Para la simulación de las propiedades elásticas y eléctricas se utiliza el método de aproximación del medio efectivo. Los poros secundarios se consideran como inclusiones introducidas en la matriz porosa homogénea e isotropa. Los granos, poros primarios y secundarios se aproximan por elipsoides con diferentes razones geométricas.

La variación de las razones geométricas de los poros secundarios permite describir diferentes tipos de porosidad secundaria, tales como: vúculos, canales y fracturas. El proceso de inversión consiste en la minimización de la diferencia entre los registros medidos y teóricos variando los parámetros a determinar: la porosidad de la matriz, la porosidad secundaria y las razones geométricas de los elipsoides que aproximan los poros secundarios.

Se muestra que los parámetros obtenidos utilizando la inversión de registros, son la base para la caracterización litológica, estimación de la saturación, predicción de la permeabilidad y restablecimiento de la onda de corte. Se presentan ejemplos de la aplicación de la técnica desarrollada para la evaluación de formaciones carbonatadas vugulares y fracturadas en la Zona Sur de México.

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

** Instituto Mexicano del Petróleo, Tecnologías de Producción.

INTRODUCCIÓN

Las formaciones carbonatadas se caracterizan por la microestructura compleja definida por sistemas de poros primarios y secundarios, tales como: vúculos y fracturas. La determinación del tipo de porosidad secundaria y estimación separada de los valores de las porosidades secundaria y de la matriz son necesarias para la predicción de la permeabilidad hidráulica, cálculos del volumen de hidrocarburos y explotación adecuada de los yacimientos carbonatados.

La evaluación correcta de la doble porosidad en medios heterogéneos está basada en un análisis integral de varios parámetros obtenidos de núcleos y registros de pozos. El proceso de interpretación puede ser considerado como la inversión petrofísica que nos permite reconstruir el modelo de la microestructura de roca.

La inversión de las velocidades elásticas medidas en laboratorio fue realizada por Cheng y Toksöz (1979) para obtener el espectro de formas de poros como función de presión y saturación. Los autores desarrollaron el método basado en una inversión lineal iterativa y un modelo de rocas, donde la razón geométrica de los poros esferoidales introducidos en la matriz depende de la presión.

La evaluación de la porosidad secundaria de los carbonatos vugulares utilizando las velocidades acústicas y la conductividad eléctrica fue propuesta por Brie et al. (1985). Los poros secundarios en este trabajo fueron presentados como inclusiones esferoidales en la matriz homogénea. Los parámetros acústicos y eléctricos se calcularon usando modelos de Kuster-Toksöz y de Maxwell-Garnett. Las propiedades efectivas de la matriz con poros secundarios se determinaron por la ecuación de Willie (para velocidades acústicas) y la ecuación de Archie con exponente de cementación de 1.95 (para conductividad eléctrica).

La inversión conjunta de los registros de resistividad y la constante dieléctrica en la zona de invasión fue realizada por Rasmus y Kenyon (1985) para evaluar separadamente el volumen del agua en los poros intergranulares y la porosidad oomoldica. El mismo método (con base en los modelos de Kuster-Toksöz y de Maxwell-Garnett) fue discutido por Dutta et al. (1999) para cuantificar doble porosidad en carbonatos.

En este trabajo presentamos la técnica de la inversión conjunta de los registros de pozos (velocidades acústicas, conductividad eléctrica, porosidad total, densidad y rayos gama) para determinar la microestructura de formaciones carbonatadas con doble porosidad.

La técnica está basada en el modelo unificado del espacio poroso y en el método autoconsistente de aproximación del medio efectivo "Effective Medium Approximation" (EMA) para calcular los módulos elásticos y la conductividad eléctrica. Los poros secundarios se presentan como inclusiones elipsoidales en la matriz isotropa homogénea conductiva con una porosidad primaria. La variación de las razones geométricas de elipsoides permite describir diferentes formas de poros secundarios. Minimizando la diferencia entre los registros medidos y calculados se obtienen los valores de las porosidades secundarias y de la matriz y las razones geométricas de los elipsoides que aproximan a los poros secundarios (tipo de porosidad secundaria).

Los resultados de la Inversión Petrofísica y su aplicación para predicción de la permeabilidad, caracterización litológica y reconstrucción de los registros de la onda S se presentan para formaciones carbonatadas de la Zona Sur de México.

Para la predicción de los parámetros físicos de las formaciones carbonatadas se utiliza el modelo unificado de la microestructura porosa (Kazatchenko et al., 2004a). El modelo está basado en el concepto de doble porosidad que permite presentar el espacio de poros como dos sistemas caracterizados por diferentes tamaños y formas de poros.

Consideramos el medio compuesto por granos sólidos y poros primarios como la matriz con parámetros efectivos. Los poros secundarios corresponden a las inclusiones introducidas en la matriz. En el modelo todos los poros están completamente saturados con agua, los granos y poros están distribuidos y orientados arbitrariamente, lo que permite considerar a la matriz y al medio efectivo como medios isótropos.

Para calcular las propiedades efectivas usamos el método autoconsistente de Aproximación del Medio Efectivo (EMA) desarrollado por Berryman (1980 y 1992) y Norris (1985). En este método todos los componentes se tratan como iguales sin considerar uno como host preferencial. Los poros secundarios se aproximan por elipsoides con razones de ejes (razones geométricas) α_1 y α_2 . La selección de las razones geométricas permite modelar diferentes tipos de porosidad secundaria, tales como: vúculos (inclusiones con formas cercanas a la esfera), vúculos conectados por canales (elipsoides prolongados) y fracturas (elipsoides aplastados).

Las ecuaciones generales para los cálculos de las propiedades elásticas del medio isótropo compuesto por N componentes fueron obtenidos por Korringa et al. (1979), Berryman (1980 y 1992) y Norris (1985):

$$\sum_{i=1}^N C_i (K_i - K^*) P^{(0)} = 0 \quad \sum_{i=1}^N C_i (\mu_i - \mu^*) Q^{(0)} = 0 \quad (1)$$

donde:

$$P^{(0)} = \frac{T_{kkjj}^{(0)}}{3} \quad \text{y} \quad Q^{(0)} = \frac{(T_{kjkj}^{(0)} - P^{(0)})}{5}$$

$T^{(0)}$ es el tensor de Wu que es la función de los módulos elásticos y de la forma de cada componente en el medio compuesto;

C_i es la concentración del componente i ($\sum C_i = 1$);

K_i y K^* son módulos volumétricos del componente i y del medio efectivo;

μ_i y μ^* son módulos de corte del componente i y del medio efectivo.

Las ecuaciones para la conductividad eléctrica del medio isótropo con componentes elipsoidales son (Norris et al., 1985).

$$\sum_{i=1}^N C_i \left[\sum_{i=1}^1 \frac{\sigma - \sigma^*}{\sigma^* + n_k (\sigma_i - \sigma^*)} \right] = 0 \quad (2)$$

donde:

σ_i y σ^* son conductividades eléctricas del componente i y el medio efectivo;

n_k es factor de depolarización que es función de las formas de los componentes del medio.

Las características físicas de la matriz de formaciones carbonatadas como funciones de la porosidad de la matriz se calculan utilizando las ecuaciones de regresión (Mavko et al., 1998) obtenidas con base en análisis estadísticos para carbonatos con litología determinada (dolomía y caliza).

La conductividad eléctrica como función de la porosidad de la matriz se aproxima por la ecuación de Archie con la constante de cementación $m = 2$ como fue demostrado por Kazatchenko y Mousatov (2002), analizando 1,400 mediciones en núcleos. La simulación de las propiedades físicas de la matriz porosa de formaciones carbonatadas fue realizada en el trabajo de Kazatchenko et al. (2004a).

RESULTADOS DEL MODELADO

Las velocidades de las ondas P y S y la conductividad eléctrica fueron simuladas para modelos con porosidad secundaria compuesta por uno y dos tipos de forma de los poros (Kazatchenko et al., 2005a). Las propiedades efectivas se calcularon para diferentes razones geométricas de inclusiones (poros secundarios) $\alpha_{1,2} = 1-0.001$, y valores de porosidades de la matriz $\phi_m = 0.02-0.24$ y secundaria $\phi_s = 0.0025-0.08$.

Para la evaluación cuantitativa de la influencia de la porosidad secundaria, calculamos las diferencias entre propiedades físicas efectivas de dos medios con la misma porosidad total $\phi_{11} = \phi_{12}$ pero con diferentes concentraciones de poros secundarios y de la matriz. La porosidad del primer medio está compuesto solamente por los poros primarios ϕ_{m1} ($\phi_{11} = \phi_{m1}$). El sistema de poros del segundo medio contiene los poros primarios (ϕ_{m2}) y secundarios (ϕ_s). La porosidad total del segundo medio es $\phi_{12} = \phi_{m2} + \phi_s - \phi_{m2}\phi_s$. En este caso las diferencias de las velocidades acústicas ΔV_p y ΔV_s y la conductividad eléctrica $\delta\sigma$ para estos dos medios (con la misma porosidad total y diferentes porosidades de la matriz y secundaria) son:

$$\Delta V_p = V_p - V_p^0, \Delta V_s = V_s - V_s^0, \delta\sigma = \ln(\sigma) - \ln(\sigma^0),$$

donde:

V_p^0, V_s^0 , y σ^0 son parámetros del primer medio y
 V_p, V_s y σ corresponden al segundo medio.

POROSIDAD SECUNDARIA CON UN TIPO DE FORMA DE POROS

Las diferencias de los parámetros efectivos, elásticos y eléctricos para medios con porosidad secundaria de un sólo tipo en función de la razón geométrica se presentan en las figuras 1, 2 y 3. Los parámetros del medio con doble porosidad dependiendo de las razones geométricas pueden ser, tanto menores (desviaciones negativas) o mayores (desviaciones positivas) de las del medio formado solamente con porosidad de la matriz. La conductividad eléctrica tiene una sensitividad considerable al valor y forma de poros secundarios (Fig. 1). La presencia de las inclusiones casi esféricas (vúculos) disminuye, mientras que las inclusiones alargadas (canales) o aplastadas (fracturas) aumentan la conductividad eléctrica.

El efecto de poros secundarios con forma de elipsoides aplastados resulta en decremento de las velocidades acústicas en comparación con las velocidades del medio formado por la matriz porosa sin poros secundarios (Figs. 2 y 3). Las inclusiones con forma cercana a la esfera aumentan levemente las velocidades efectivas.

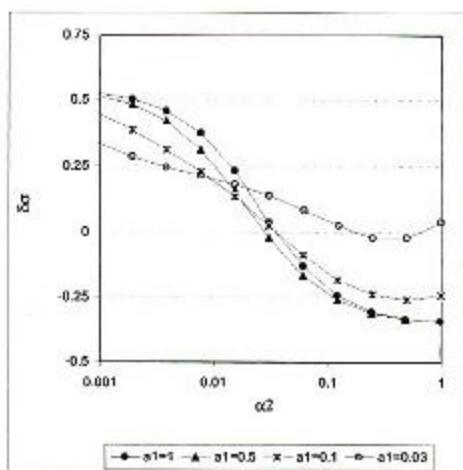


Figura 1.- Diferencias de conductividad eléctrica ($\delta\sigma$) contra la razón geométrica de las inclusiones. $\phi_m = 0.08$, $\phi_s = 0.02$, $\sigma_m = 0.006 \Omega_m$. El parámetro de las curvas es la razón geométrica α_1 .

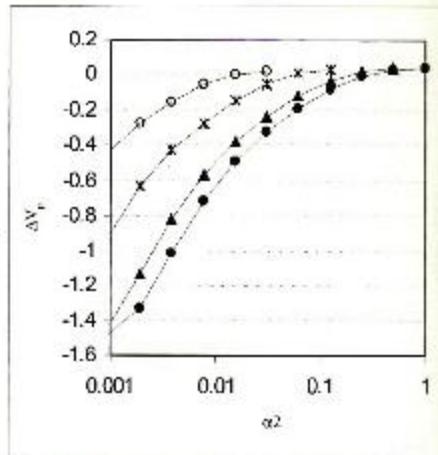


Figura 2.- Diferencias de la velocidad de onda P (ΔV_p) contra razón geométrica de inclusiones. $\phi_m = 0.08$, $\phi_s = 0.02$, $V_{pm} = 5.09 \text{ km/seg}$. El parámetro de las curvas razón geométrica α_1 , está presentada en la figura 1.

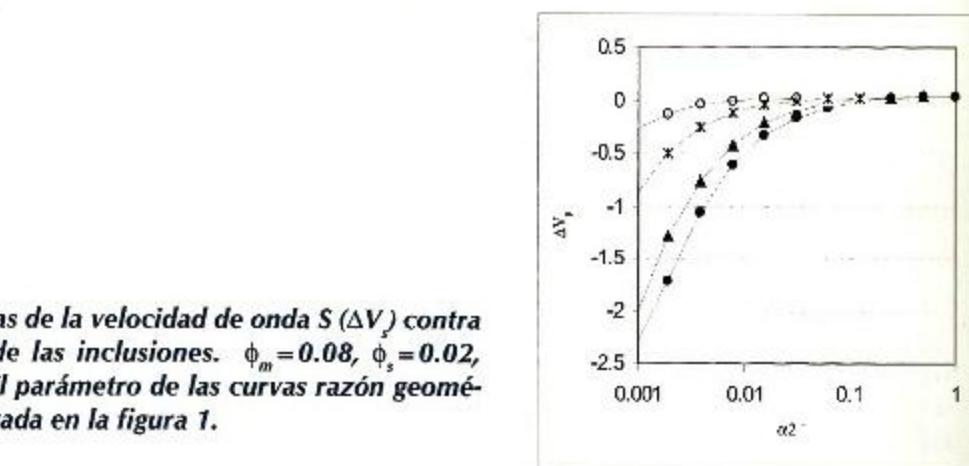


Figura 3.- Diferencias de la velocidad de onda S (ΔV_s) contra razón geométrica de las inclusiones. $\phi_m = 0.08$, $\phi_s = 0.02$, $V_{sm} = 2.74 \text{ km/seg}$. El parámetro de las curvas razón geométrica α_1 , está presentada en la figura 1.

Las propiedades efectivas del medio con doble porosidad para ciertas combinaciones de los parámetros α_1 , α_2 , ϕ_s y ϕ_m pueden ser iguales a los parámetros del medio con solamente porosidad de la matriz. La gráfica de las diferencias equivalentes a cero $\Delta V_p = 0$ y $\delta\sigma = 0$ en función de dos razones geométricas de elipsoides se presenta en la figura 4.

Con base en esta gráfica, las formas de las inclusiones se dividen en cuatro grupos principales, los cuales se asocian con los tipos específicos de porosidad secundaria.

El primer grupo (I) de inclusiones corresponde a los vúrgulos y se caracteriza por $\delta\sigma < 0$ y $\Delta V_p > 0$. Las inclusiones que forman el segundo grupo (II), donde $\delta\sigma > 0$ y $\Delta V_p > 0$, tienen forma parecida a una aguja y puede considerarse como porosidad de canales. Los elipsoides aplastados con razones geométricas en las áreas III ($\delta\sigma > 0$ y $\Delta V_p < 0$) describen porosidad de fracturas. El cuarto grupo (IV) con $\delta\sigma$

CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE POROS SECUNDARIOS

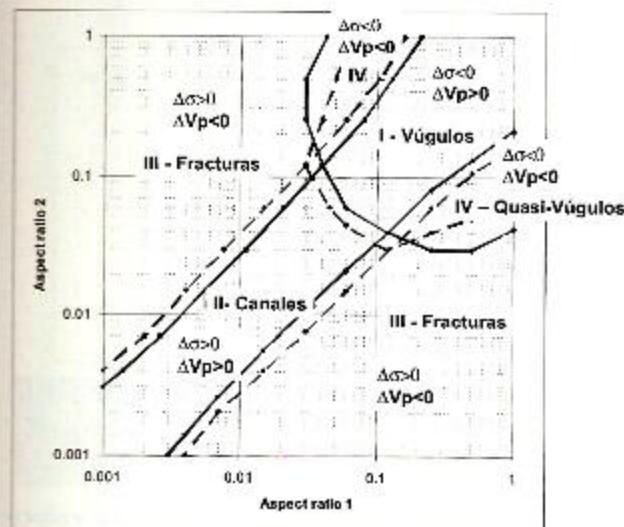


Figura 4.- Clasificación de los tipos de porosidad secundaria. Isolíneas de cero de ΔV_p y $\Delta\sigma$ corresponden a los dos modelos: líneas sólidas - $\phi_m = 0.1$, $\phi_s = 0.01$; líneas punteadas - $\phi_m = 0.2$, $\phi_s = 0.01$.

daria (Fig. 6). En el caso de vúgulos y canales, las velocidades acústicas dependen débilmente de la porosidad secundaria y de la matriz. Fracturas y quasi-vúgulos (Figs. 6 C y 6 D) afectan en mayor grado a las velocidades acústicas. Pequeña concentración de las fracturas ($\phi_s = 0.005$) resulta en desviaciones significativas de las velocidades efectivas.

< 0 y $\Delta V_p < 0$ corresponde a un tipo de porosidad transitoria (quasi-vúgulos o quasi-fracturas) entre los vúgulos y fracturas. Estas formas de poros afectan a la conductividad como vúgulos y a las velocidades como si fueran fracturas.

Desviaciones de $\Delta\sigma$ y ΔV_p como funciones de la porosidad total y la porosidad secundaria se presentan en las figuras 5 y 6 para cada tipo de porosidad secundaria. Para todas las formas de poros consideradas, las diferencias de las propiedades físicas son proporcionales al valor de la porosidad secundaria y dependen inversamente de la porosidad de la matriz.

La conductividad eléctrica tiene alta sensibilidad a la presencia de poros secundarios de todo tipo. Sin embargo, la sensibilidad disminuye en forma significativa con el incremento de la porosidad de la matriz (Fig. 5).

La sensibilidad de las velocidades acústicas se relaciona fuertemente con el tipo de porosidad secundaria.

En el caso de vúgulos y canales, las velocidades acústicas dependen débilmente de la porosidad secundaria y de la matriz. Fracturas y quasi-vúgulos (Figs. 6 C y 6 D) afectan en mayor grado a las velocidades acústicas. Pequeña concentración de las fracturas ($\phi_s = 0.005$) resulta en desviaciones significativas de las velocidades efectivas.

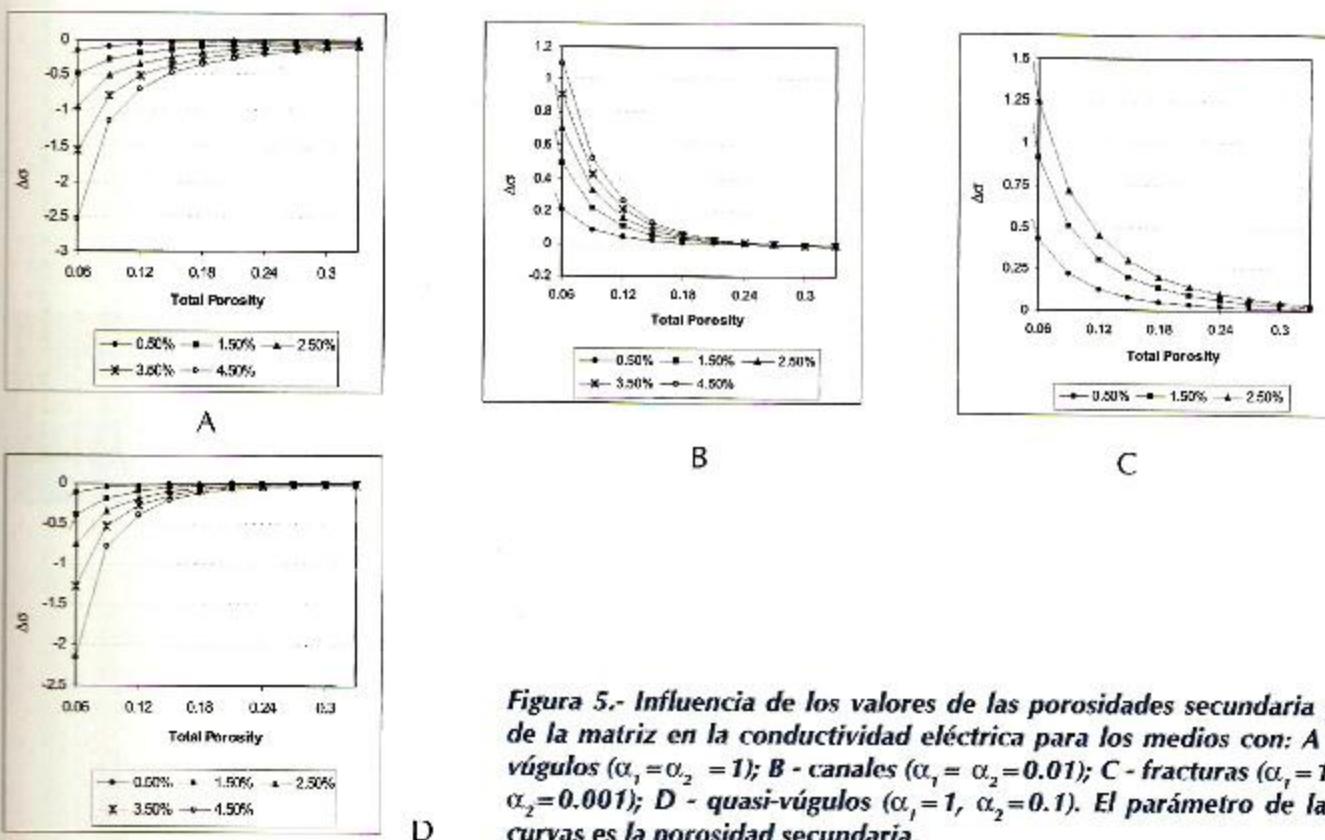


Figura 5.- Influencia de los valores de las porosidades secundaria y de la matriz en la conductividad eléctrica para los medios con: A - vúgulos ($\alpha_1 = \alpha_2 = 1$); B - canales ($\alpha_1 = \alpha_2 = 0.01$); C - fracturas ($\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.001$); D - quasi-vúgulos ($\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.1$). El parámetro de las curvas es la porosidad secundaria.

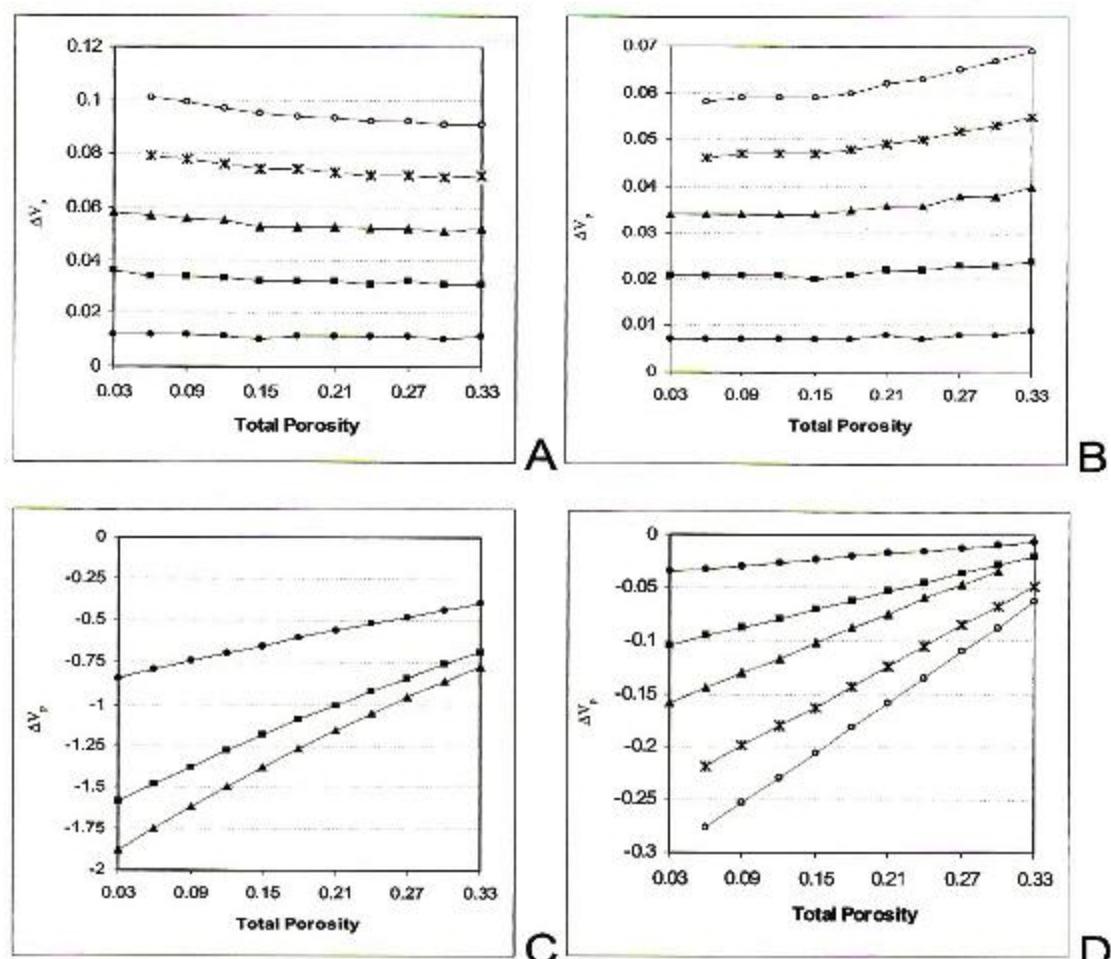


Figura 6.- Influencia de las porosidades secundaria y de la matriz en la velocidad de la onda P para los medios con: A - vúrgulos ($\alpha_1 = \alpha_2 = 1$); B - canales ($\alpha_1 = \alpha_2 = 0.01$); C - fracturas ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.001$); D - quasi-vúrgulos ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.1$). El parámetro de las curvas porosidad secundaria se presenta en la figura 6.



Pequeñas concentraciones de vúrgulos en el medio con canales (Fig. 7) o canales en el medio con vúrgulos (Fig. 8) mantienen a $\delta\sigma$ y ΔV_p cerca de las desviaciones correspondientes al tipo dominante de porosidad secundaria. La presencia de vúrgulos reduce la conductividad eléctrica de las rocas con canales y la introducción de canales en el medio con vúrgulos aumenta ligeramente la conductividad eléctrica. Cuando los valores de las porosidades de vúrgulos y de canales son iguales, la conductividad eléctrica coincide con la ecuación de regresión para la matriz ($\Delta\sigma=0$, Figs. 7A y 8A). Las variaciones de las velocidades acústicas para tales combinaciones de tipos y valores de poros secundarios son pequeñas. La adición de canales o vúrgulos resulta en un incremento de las desviaciones de las velocidades en forma proporcional al valor de la porosidad secundaria.

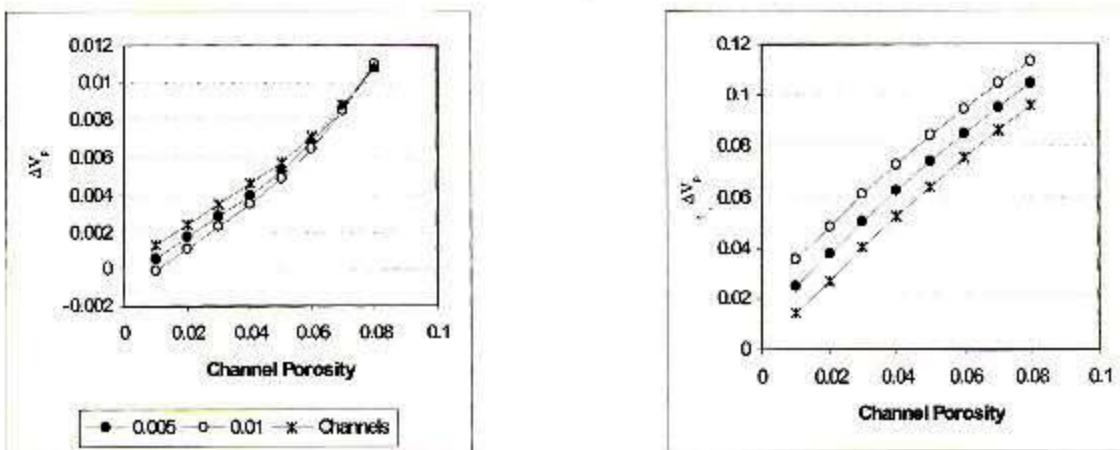


Figura 7.- Influencia de la presencia de los canales en el medio con la porosidad secundaria vugular en la conductividad eléctrica (A) y velocidad de onda P (B). Estrellas - medio con porosidad de canales; círculos sólidos-medio con la porosidad de canales con 0.005 concentración de vúrgulos, círculos vacíos-concentración de vúrgulos es 0.01. Razones geométricas para los canales - $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 100$; para los vúrgulos $\alpha_1 = \alpha_2 = 1$; porosidad total $\phi_t = 0.1$.

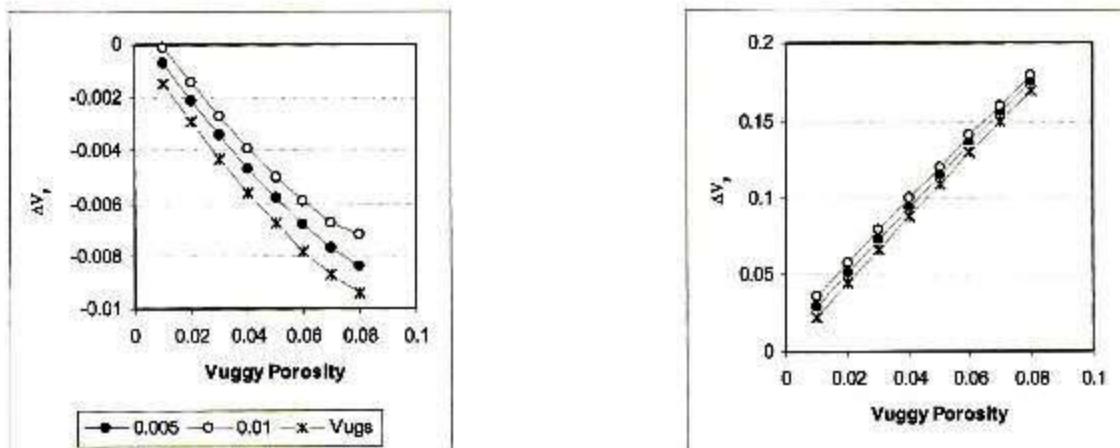


Figura 8.- Influencia de la presencia de los vúrgulos en el medio con la porosidad secundaria de canales en la conductividad eléctrica (A) y velocidad de onda P (B). Estrellas - medio con la porosidad vugular; círculos sólidos - medio con la porosidad vugular con 0.005 concentración de vúrgulos, círculos vacíos - concentración de canales es 0.01. Razones geométricas para los vúrgulos $\alpha_1 = \alpha_2 = 1$; para los canales - $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 100$; porosidad total $\phi_t = 0.1$.

La adición de una pequeña concentración de fracturas en el medio con vúrgulos o canales produce cambios significativos de las velocidades acústicas (Figs. 9B y 10 B). Por ejemplo, una fracción de fracturas de 0.005 reduce las velocidades efectivas hasta valores menores a los de la matriz. Tal respuesta de las velocidades acústicas corresponde al medio fracturado y no refleja la presencia de vúrgulos o canales. Al mismo tiempo, las fracturas aumentan suavemente la conductividad eléctrica del medio con canales o vúrgulos (Figs. 9A y 10A) y generalmente no afecta la tendencia de las curvas $\delta\sigma$, definidas por el tipo de porosidad secundaria dominante. Además, la influencia de fracturas en la conductividad eléctrica disminuye con el aumento de las porosidades de vúrgulos o canales.

Así, la porosidad secundaria compuesta por dos diferentes tipos de formas de poros (que es una situación real en rocas carbonatadas) provoca cambios específicos en las relaciones entre los parámetros eléctricos y acústicos. Por ejemplo, cuando la porosidad de vúrgulos es igual a la porosidad de canales, la conductividad eléctrica efectiva coincide con la conductividad de la matriz, mientras que las velocidades acústicas indican la presencia de poros secundarios. Baja concentración de fracturas en el medio con vúrgulos o canales cambia completamente la respuesta de las velocidades acústicas y puede provocar la caracterización equivocada de este medio como un medio solamente fracturado. En este caso, la respuesta de la conductividad eléctrica revela el tipo dominante de porosidad secundaria. El análisis conjunto de las velocidades acústicas y la conductividad eléctrica permite estimar correctamente los tipos de porosidad secundaria.

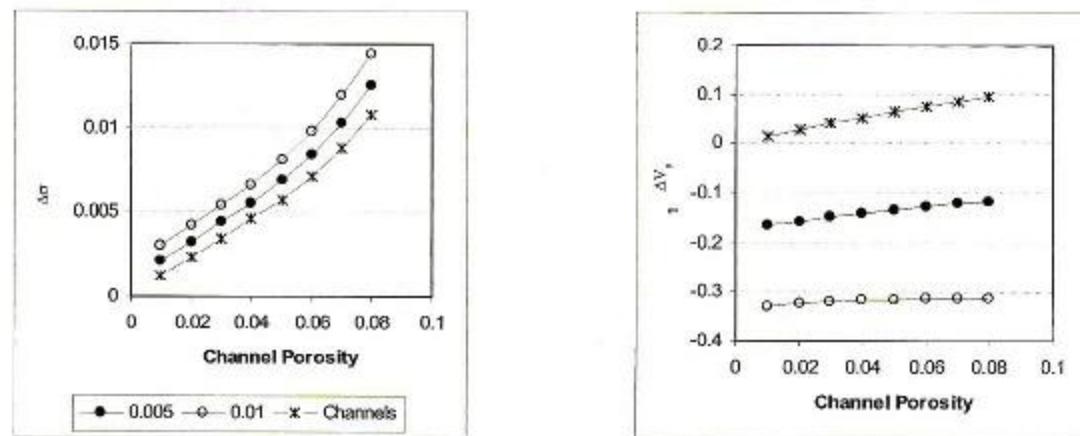


Figura 9.- Influencia de la presencia de las fracturas en el medio con la porosidad secundaria de canales en la conductividad eléctrica (A) y velocidad de onda P (B). Estrellas - medio con la porosidad de canales; círculos sólidos - medio con la porosidad de canales con 0.005 de concentración de fracturas, círculos vacíos - concentración de las fracturas es 0.01. Razones geométricas de canales $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 100$; de fracturas $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.01$; porosidad total $\phi_t = 0.1$.

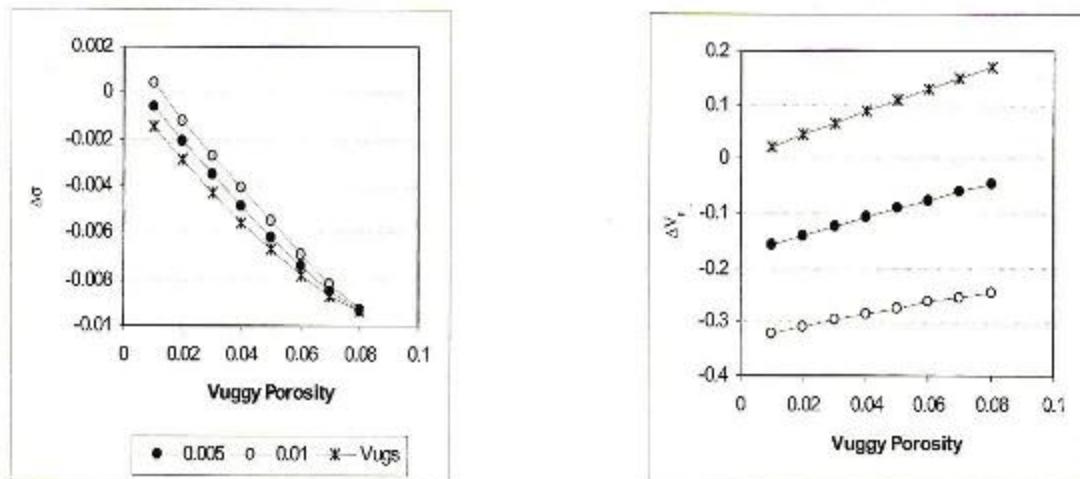


Figura 10.- Influencia de la presencia de las fracturas en el medio con la porosidad secundaria vugular en la conductividad eléctrica (A) y velocidad de onda P (B). Estrellas - medio con la porosidad vugular; círculos sólidos - medio con la porosidad vugular con 0.005 de concentración de fracturas, círculos vacíos - concentración de fracturas es 0.01. Razones geométricas de vúrgulos $\alpha_1 = \alpha_2 = 1$; de fracturas $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.01$; porosidad total $\phi_t = 0.1$.

INVERSIÓN PETROFÍSICA

Il proceso de definición de la microestructura de carbonatos usando Inversión Petrofísica contiene dos etapas: 1.- Cálculo de los parámetros efectivos del medio con doble porosidad y 2.- Inversión de los registros geofísicos de pozos (Kazatchenko et al., 2004b). Los datos de entrada para la inversión son los registros de pozos convencionales: la resistividad eléctrica medida por la microherramienta, tiempos de tránsito de ondas P y S (registros sónicos), porosidad total (registros de neutrón), densidad de formación y rayos gama. Además, se utilizan datos estándares para la interpretación de los registros, tales como: la resistividad y densidad del fluido de filtración y tiempos de tránsito de la onda P en la matriz sólida y en el fluido de filtración. Los parámetros obtenidos después de la inversión son: valor de la porosidad de la matriz, valores y tipos de dos sistemas de poros secundarios, errores de ajuste para cada registro.

La inversión consiste en la minimización de la función de costo F, la cual caracteriza la diferencia entre los registros (velocidades acústicas, resistividad eléctrica, porosidad total y densidad) experimentales y teóricamente calculados usando el método EMA.

$$\begin{aligned}
 & w_p \left(\frac{DTP_i - DTP_c}{DTP_i} \right)^2 + w_{MSFL} \left(\frac{MSFL_i - MSFL_c}{MSFL_i} \right)^2 \\
 F(\phi_m, \phi_s, \alpha) = \min \quad & w_\alpha \left(\frac{\phi_t - \phi_{tc}}{\phi_t} \right)^2 + w_\rho (\rho_i - \rho_c)^2 + \\
 & \delta^2 \left[\sum [\alpha_i - \alpha_{i0}]^2 + (\phi_s - \phi_{s0})^2 \right] + (\phi_m - \phi_{m0})^2
 \end{aligned} \tag{7}$$

donde: DTP_i y DTP_c son tiempos de tránsito de la onda P medidos y calculados; $MSFL_i$ y $MSFL_c$ son las resistividades eléctricas medidas a través de la herramienta MSFL y calculadas; ϕ_t y ϕ_{tc} son la porosidad total de neutrón y la porosidad calculada; ρ_i y ρ_c son densidades medidas y calculadas; w_p , w_{MSFL} , w_α y w_ρ son los coeficientes de peso, λ es el coeficiente de regularización; α_{i0} , ϕ_{m0} y ϕ_{s0} son valores iniciales de la razón geométrica, porosidades de la matriz y secundaria, correspondientemente; el subíndice i es el número de sistemas de poros secundarios. Los coeficientes de peso se determinan por la sensibilidad de las propiedades efectivas a los parámetros del modelo y además dependen de la calidad de los datos. Todos los coeficientes (incluyendo λ) se ajustan en el proceso de la inversión. Como criterio adicional para estabilizar el procesamiento se utiliza el análisis de las distribuciones de errores para cada registro.

La técnica de Inversión Petrofísica fue aplicada en varios pozos de diferentes campos de formaciones carbonatadas, ubicados en la Zona Sur de México. Como un ejemplo en este trabajo se presentan los resultados de la aplicación de la técnica de Inversión para el Pozo 1 con formaciones de baja porosidad total (menor al 4%). Con base en pruebas de pozo, el intervalo de 6,160-6,180 m fue detectada como la zona productora de aceite. Como un productor prospectivo fue marcado el intervalo de 6,245-6,265 m (Fig. 11).

Los resultados de la inversión obtenidos con los errores de inversión menores al 5% muestran que la porosidad total está formada generalmente por poros de la matriz con porosidad secundaria menor al 1%. Sin embargo, existen capas donde la porosidad secundaria alcanza 2-2.5%. Estas capas con la porosidad secundaria relativamente alta corresponden a la zona de producción y al intervalo prospectivo (Fig. 11). Teniendo en cuenta los datos de la inversión se puede concluir que la producción está asociada con la porosidad secundaria y delimitar más exacto los intervalos de interés (el intervalo de producción es mayor y el intervalo prospectivo es menor de lo evaluado anteriormente).

YAXCHE 1

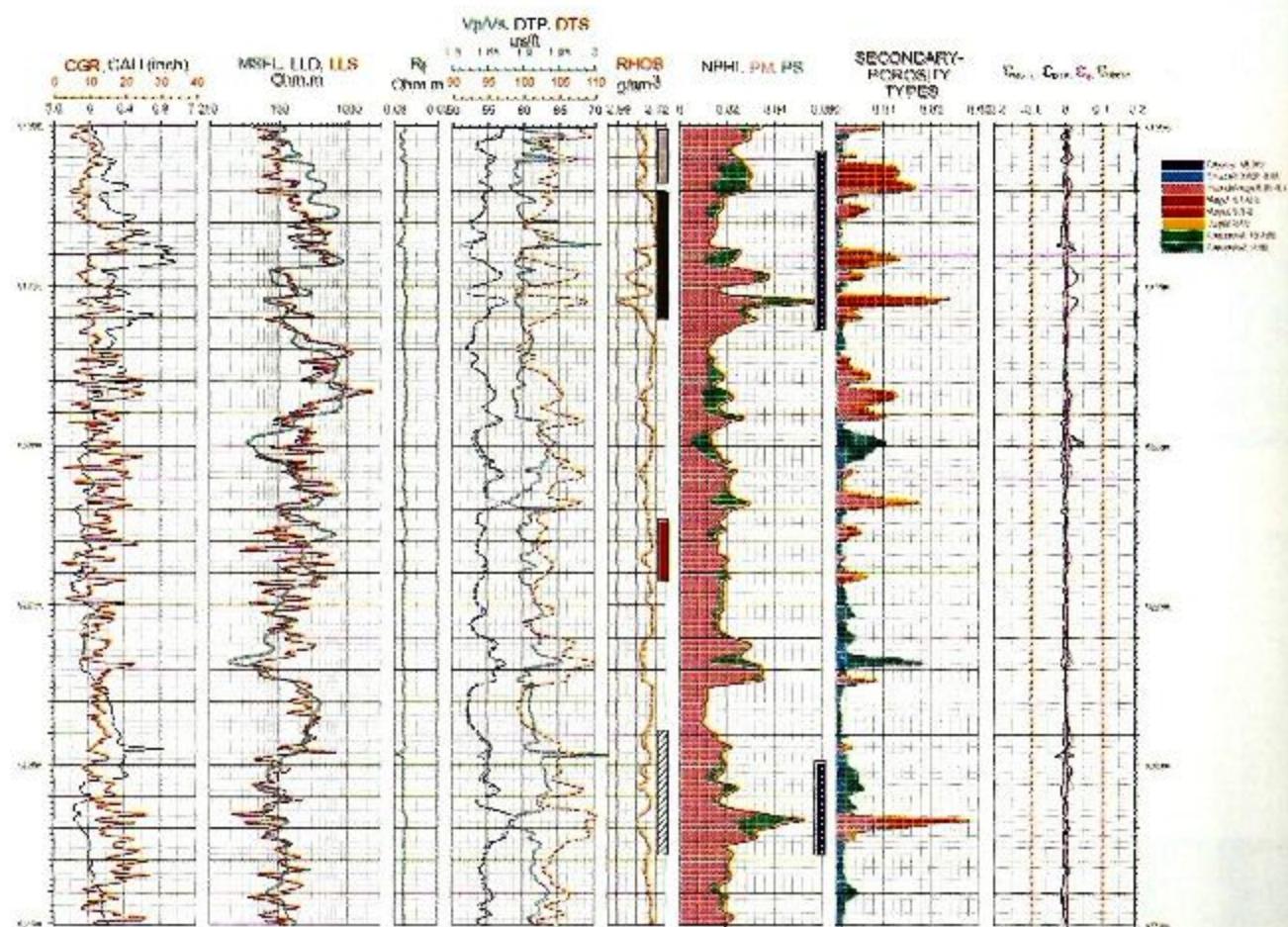


Figura 11.- Pozo 1, resultados de Inversión Petrofísica. Columna 1: calíper y registro de rayos gama corregido (CGR); Columna 2: registros de resistividad; Columna 3: resistividad del filtrado (R); Columna 4: registros de la onda P (DTP) y de la onda S (DTS), razón de las velocidades de las onda P y S (V_p/V_s); Columna 5: registros de densidad (RHOB); Columna 6: registros de la porosidad total (NPHI), porosidad de la matriz (PM), porosidad secundaria (PS); Columna 7: tipos de la porosidad secundaria; Columna 8: errores de inversión para: resistividad (ε_{MSFL}), tiempos de tránsito de la onda P (DTP), porosidad total (ε_{NPHI}), densidad (ε_{RHOB}), líneas rojas marcan intervalo de errores 10%. Las líneas sólidas y punteadas corresponden a los registros experimentales y calculados. Leyenda de colores para tipos de la porosidad secundaria: azul oscuro - fracturas con $\alpha < 0.001$, azul claro - fracturas con $\alpha = 0.001 - 0.01$; rosa - quasi-vúrgulos con $\alpha = 0.01 - 0.1$; naranja - vúrgulos con $\alpha = 0.1 - 0.5$; rojo - vúrgulos con $\alpha = 0.5 - 2$; amarillo - vúrgulos con $\alpha = 2 - 10$; verde claro - canales con $\alpha = 10 - 100$; verde oscuro - canales con $\alpha > 100$. Intervalos marcados: gris - manifestaciones de gas, negro - zona de producción, rojo - toma de núcleos, ashurado - zona prospectiva, azul - zonas seleccionadas utilizando los resultados de Inversión Petrofísica.

La zona de toma de núcleos (6,210-6,218 m) según resultados de la inversión corresponde a las rocas compactas con la porosidad secundaria menor de 0.5%, la cual se presenta como fracturas (0.1%) y fracturas abiertas - vúculos aplastados (0.5%). Este resultado coincide con los datos de núcleos, los cuales se describen como carbonatos compactos (mudstone) con la presencia de fracturas selladas por arcilla e hidrocarburos (Fig. 12).



Figura 12.- Fotos de núcleos del Pozo 1

APLICACIÓN DE LOS RESULTADOS DE INVERSIÓN PETROFÍSICA

*L*os parámetros obtenidos de la microestructura aplicando el método de Inversión Petrofísica, caracterizan cuantitativamente las formaciones carbonatadas y permiten:

- 1) Estimar la probabilidad de conexión de los poros secundarios y de esa manera predecir la permeabilidad.
- 2) Describir litotipos y revelar procesos de disolución.
- 3) Estimar la saturación tomando en cuenta los sistemas de poros secundarios y de la matriz.
- 4) Reconstruir los registros de la velocidad de onda S en caso de su ausencia.

PREDICCIÓN DE LA PERMEABILIDAD

*L*a posibilidad de predicción de la permeabilidad de rocas carbonatadas utilizando los resultados de Inversión Petrofísica se muestra en carbonatos acuíferos del sur de Florida, los cuales se caracterizan por la presencia de capas de alta porosidad que está relacionada con vúculos aislados y conectados (Kazatchenko et al., 2005b). Los registros del Pozo PBF10 usados para la inversión se presentan en la figura 13.

Los resultados de la inversión muestran que la porosidad secundaria, en la formación, está formada por dos sistemas de poros: fracturas y vúculos. La porosidad de fracturas en todo el intervalo de rocas carbonatadas está en el rango 0.8-1.3% con su valor máximo de 2% (Fig. 14). La porosidad vugular se incrementa del 10% (1,070-1,080 pies) hasta del 25-30% (1,080-1,140 pies) y después varía entre el 10 y el 20%

(1,140-1,170 pies). El intervalo de 1,170-1,200 pies se caracteriza por la porosidad variable de vúrgulos del 2-10%. El modelo de la microestructura de poros obtenido con la Inversión Petrofísica fue posteriormente comprobada con los datos de núcleos (fotos y tomografía de rayos X de láminas delgadas). La curva de la porosidad vugular vs profundidad está bien correlacionada con la permeabilidad derivada del registro de resonancia magnética (NMR). La correlación entre permeabilidad y porosidad vugular es mucho mejor que la correlación entre permeabilidad y la porosidad total o de fracturas (Fig. 15).

La permeabilidad máxima de 2-4 Darcy en el intervalo de 1,080-1,140 pies corresponde a la máxima porosidad de vúrgulos (0.2-0.3). La alta permeabilidad en el intervalo de 1,070-1,080 pies, probablemente está relacionada con la porosidad vugular (0.1-0.2) y la porosidad de fracturas que alcanza en este intervalo su máximo valor de 0.02.

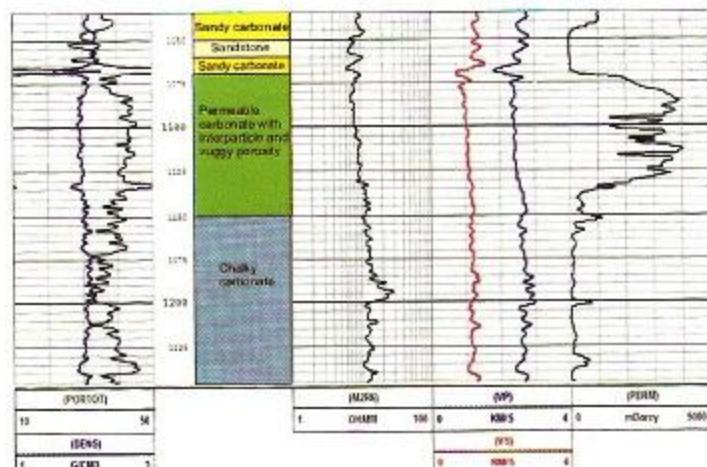


Figura 13.- Datos de los registros (Pozo PBF10). Columna 1: porosidad total (PORTOT, %) y densidad (DENS, g/cm³); Columna 2: profundidad (ϕ) y descripción litológica; Columna 3: resistividad eléctrica ($M_2 R_6$, Ohm); Columna 4: velocidades de las ondas P y S (V_p y V_s) km/seg); Columna 5: permeabilidad derivada NMR (PERM, mDarcy).

Figura 14.- Resultados de Inversión Petrofísica. Columna 1: porosidad total (PORTOT); Columna 2: profundidad; Columna 3: porosidad de la matriz (PORMAT), porosidad de fracturas (PORCR), porosidad de vúrgulos (PORVUG); Columna 4: razones geométricas de los esferoides que aproximan vúrgulos (ALFA); Columna 5: Errores relativos para velocidad de onda P (DELVP), velocidad de onda S (DELVS) conductividad eléctrica (DELSIG).

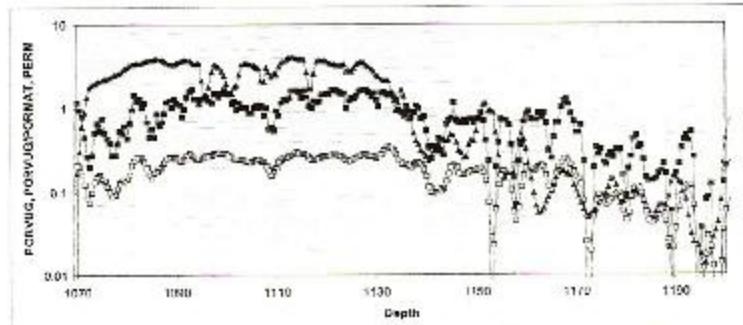
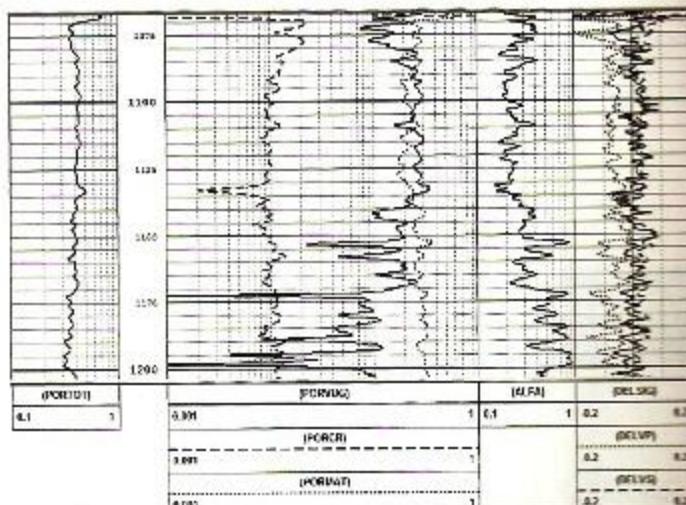


Figura 15.- Comparación de la porosidad de vúrgulos (PORVUG, cuadrados vacíos) y razón PORVUG/PORMAT, cuadrados sólidos) con permeabilidad (PERM, Darcy, triángulos sólidos).

La razón entre la porosidad vugular y de la matriz (PORVUG/PORMAT) muestra mejor correlación con la permeabilidad (Fig. 15). Para el intervalo con alta permeabilidad (1,080-1,140 pies) está en el rango 1.0-2.0. Los valores en el rango 0.5-1.0 corresponden a la permeabilidad promedio cerca de 0.3-0.5 Darcy. La zona de menor permeabilidad (menor de 0.1 Darcy) corresponde a la razón PORVUG/PORMAT menor de 0.5. El intervalo de 1,170-1,200 pies tiene baja porosidad secundaria y alta porosidad de matriz y puede caracterizarse como rocas con baja permeabilidad y microporos primarios. Esta descripción corresponde a los carbonatos cretácicos delimitados en esta profundidad por datos geológicos. La figura 16 muestra la permeabilidad de los carbonatos en función de la porosidad total, porosidad vugular y la razón PORVUG/PORMAT. La permeabilidad prácticamente no depende de la porosidad total y está correlacionada con la porosidad vugular y la razón PORVUG/PORMAT. A pesar de la dispersión significativa, estas dependencias pueden ser aplicables para predecir la permeabilidad en los carbonatos de alta porosidad. Cuando la porosidad vugular excede la porosidad de la matriz (razón PORVUG/PORMAT mayor de 1) se supone que la mayoría de los vúrgulos están directamente conectadas entre sí y producen permeabilidades altas y estables (1-4 Darcy). Cuando esta razón se encuentra en el rango 0.4-1 el sistema de poros secundarios está formado por vúrgulos conectados entre sí y vúrgulos aislados. Esta microestructura de poros secundarios explica la alta dispersión de la permeabilidad. Cuando la porosidad vugular es considerablemente menor que la porosidad de la matriz la interconexión entre

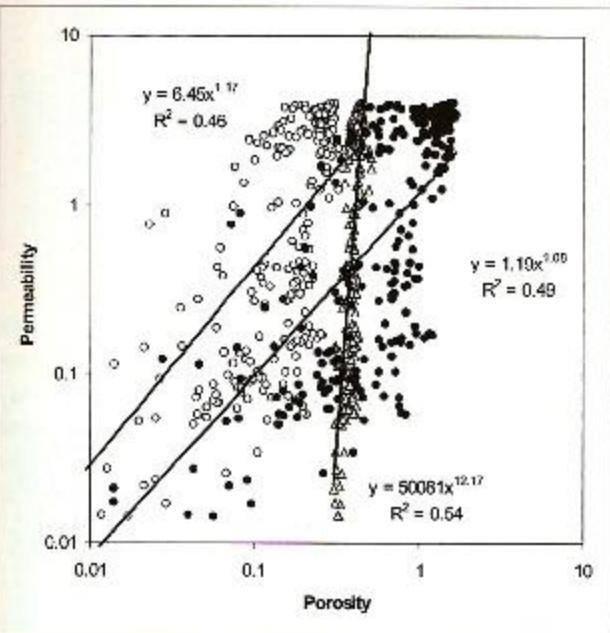


Figura 16.- Permeabilidad vs Porosidad Total (triángulos), Porosidad Vugular (círculos vacíos) y la razón PORVUG/PORMAT (círculos sólidos)

vúrgulos disminuye y para los valores de la razón PORVUG/PORMAT menores de 0.2, la permeabilidad depende solamente del sistema de microporos de la matriz y la presencia de microfracturas.

CARACTERIZACIÓN LITOLOGICA

La posibilidad de usar los resultados de inversión para la caracterización litológica se muestran en los datos obtenidos para formaciones carbonatadas al sur de Florida (Pozo PBF10) y Zona Sur de México (Pozo 2).

En el Pozo PBF10 altos valores de porosidad vugular en el intervalo de 1,080-1,140 pies indican que los carbonatos tenían inicialmente alta porosidad de la matriz (y como consecuencia, la permeabilidad alta) que provocó los procesos intensivos de disolución. La relación entre la porosidad de la matriz y la porosidad vugular demuestra que la porosidad de la matriz disminuye al aumentar la porosidad secundaria (Fig. 17). Este tipo de relación se puede explicar suponiendo que los vúrgulos ocupan lugares con mayor concentración de poros primarios, de tal manera que la disolución (generación de vúrgulos) disminuyó la porosidad primaria. Por otro lado, la porosidad total se aumenta al incrementar la porosidad vugular por la disolución de la parte del esqueleto sólido (Fig. 17).

Los resultados de la inversión para un intervalo del Pozo 2 se presentan en la figura 19. El análisis de los valores de la porosidad secundaria y las formas de poros permite localizar dos zonas. La primera zona corresponde a la formación vugular (24-31 m) con alto valor de porosidad secundaria (7%) y baja porosidad de la matriz (3-7%). Las formas de vúrgulos varían de quasi-esferas hasta esferoides aplastados. La segunda zona se caracteriza por intercalación de capas delgadas con porosidad vugular y de fracturas (31-42 m). Las fracturas se presentan por esferoides aplastados. En el intervalo de 40-42 m la porosidad total está prácticamente definida por la porosidad de la matriz y el valor de la porosidad de los vúrgulos no excede el 1%.

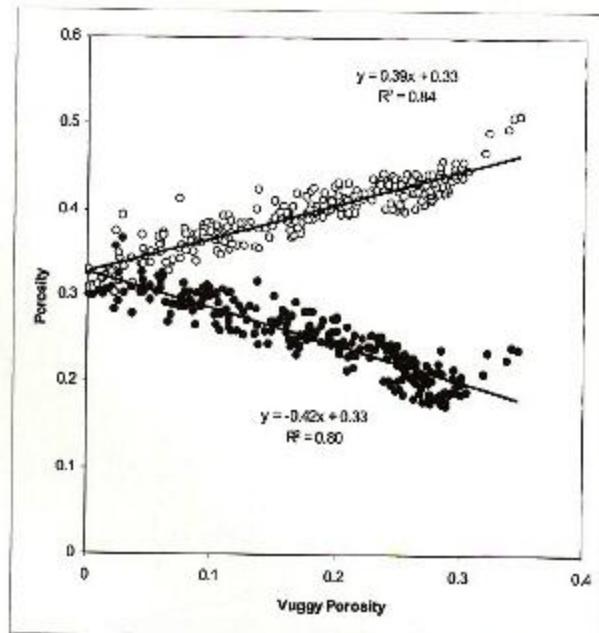
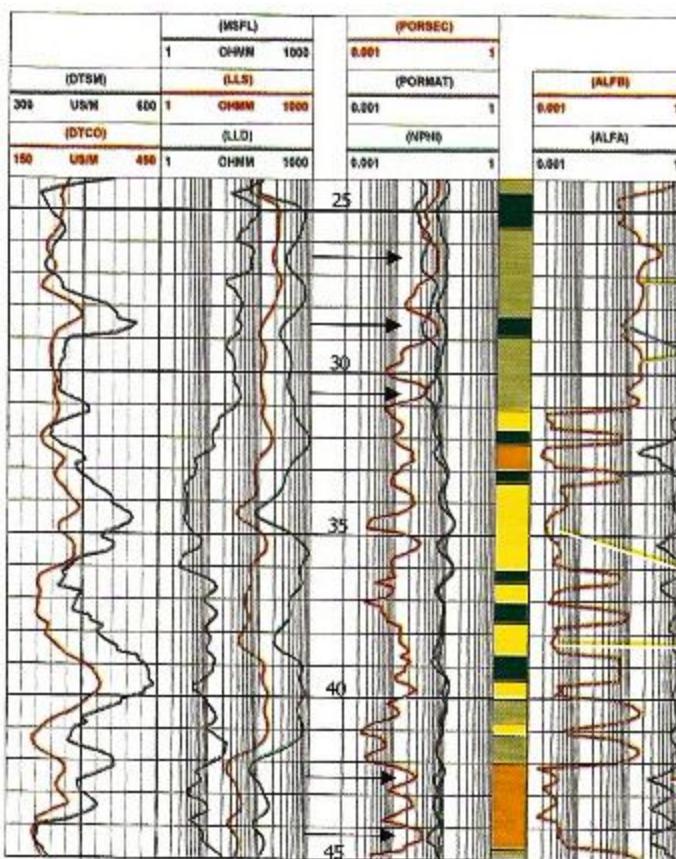


Figura 17.- Porosidad Total (círculos vacíos) y Porosidad de la Matriz (círculos sólidos) vs la Porosidad Vugular.



Vugs

Cracks

Figura 18.- Datos de entrada y resultados de inversión en el Pozo 2. Columna 1: tiempos de tránsito de la onda P - curva roja, de la onda S - curva azul; Columna 2: resistividad eléctrica medida a través de herramientas MSFL - curva azul, LLS - curva roja, LLD - curva verde; Columna 3: porosidades secundaria (PORSEC) -curva roja- y de la matriz (FORMAT) - curva azul, total (NPHI) - curva verde y Columna 4: tipos de porosidad secundaria.

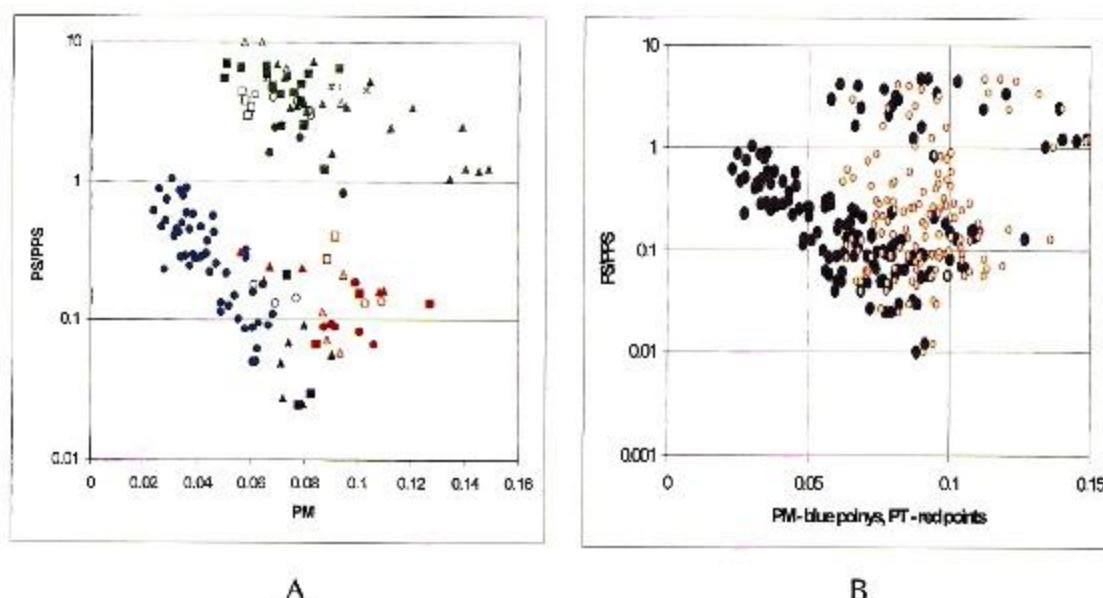


Figura 19.- Razón Porosidad Secundaria (PS) - Porosidad de Precolación (PPS) vs Porosidad de la Matriz (PM) (puntos azules) y Porosidad Total (PT) (puntos rojos).

La porosidad secundaria (PS) normalizada por la porosidad de percolación (PPS) contra porosidad de la matriz (PM) graficada para cada capa, muestra que los datos se dividen en dos grupos (ver Fig. 19 B). Este efecto no se observa en la gráfica del mismo parámetro contra la porosidad total. Los valores del parámetro PS/PPS en el rango de 1 hasta 10 corresponden a las capas con la porosidad de fracturas. La porosidad secundaria normalizada menor a 1 caracteriza las capas con la porosidad vugular.

Además, en el grupo que corresponde a la porosidad vugular se distinguen las capas con dependencia inversa entre la porosidad secundaria y de la matriz. Esta dependencia, como fue explicado en el ejemplo anterior (ver Fig. 17), corresponde a los procesos de disolución que afectaron las partes de la matriz con la porosidad primaria más alta. Las dependencias de este tipo pueden ser utilizadas para diferenciar la litología y diagénesis de formaciones carbonatadas.

RECONSTRUCCIÓN DE LOS REGISTROS DE LA ONDA S

La reconstrucción de los registros de la onda S consiste en calcular su velocidad utilizando el modelo con parámetros de la microestructura de poros obtenida a través de la Inversión Petrofísica de los registros de pozos existentes.

En este trabajo se presentan dos ejemplos de reconstrucción del registro de la onda S en los pozos 3 y 4. En la primera etapa fueron determinados los valores de las porosidades de la matriz y secundaria y la forma de los poros secundarios usando registros de la onda P, de resistividad, porosidad total y densidad. La determinación correcta de los parámetros de los sistemas de poros secundarios está justificada por bajos valores de errores de la inversión y sus distribuciones centradas para tiempos de tránsito de la onda P, resistividad eléctrica, porosidad total y densidad (Figs. 20 y 21). Se observa que algunos errores con valores mayores al 10% corresponden a las

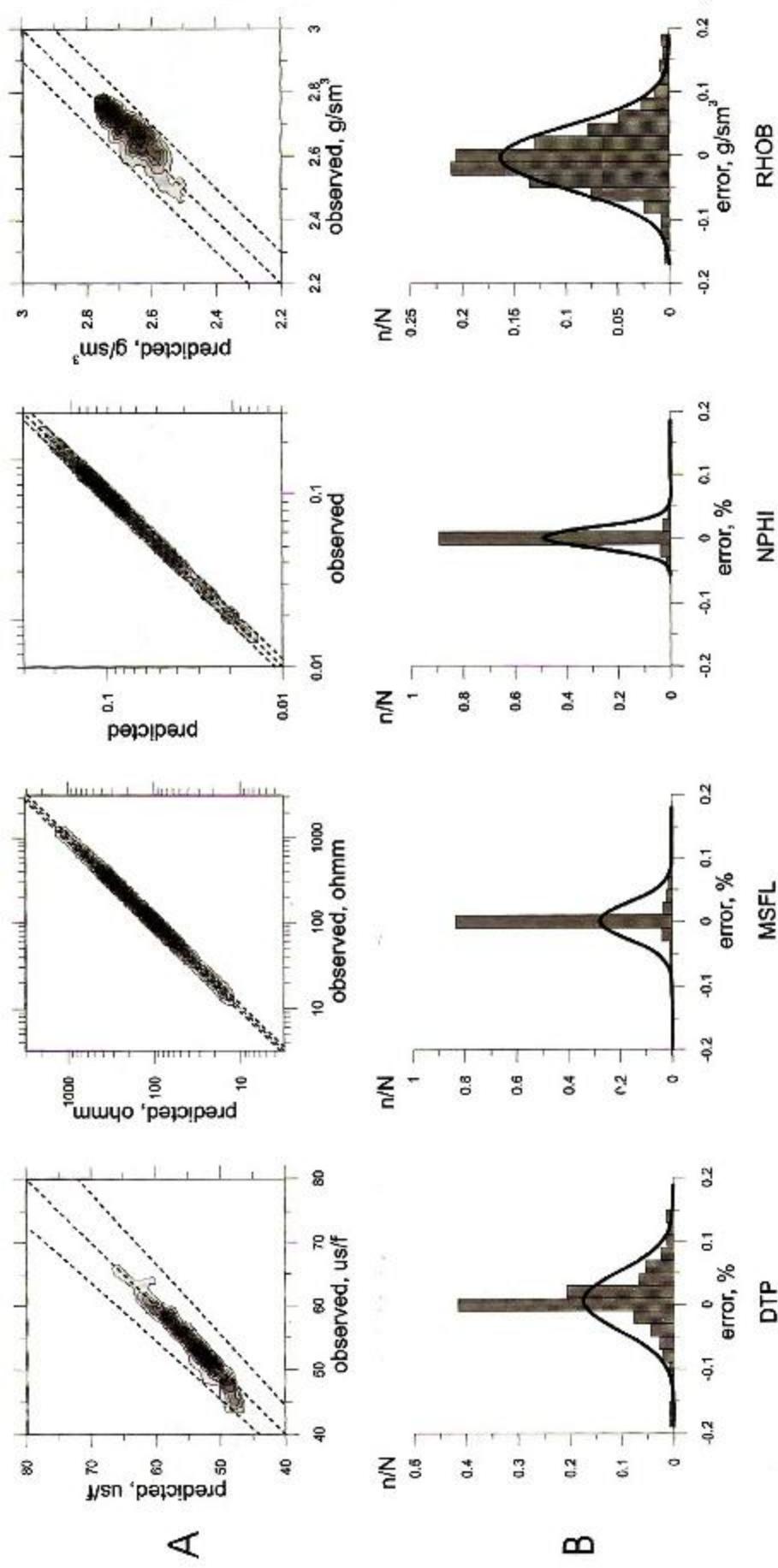


Figura 20-3. Errores relativos de ajuste de los parámetros calculados y experimentales: resistividad - MSFL, tiempos de la onda P - DTP, porosidad total - NPHI; error absoluto de densidad - RHOB. A - gráficas de los parámetros predichos contra parámetros observados, líneas punteadas marcan el intervalo $\pm 10\%$. B - histogramas de distribución de los errores, n/N - número normalizado de errores.

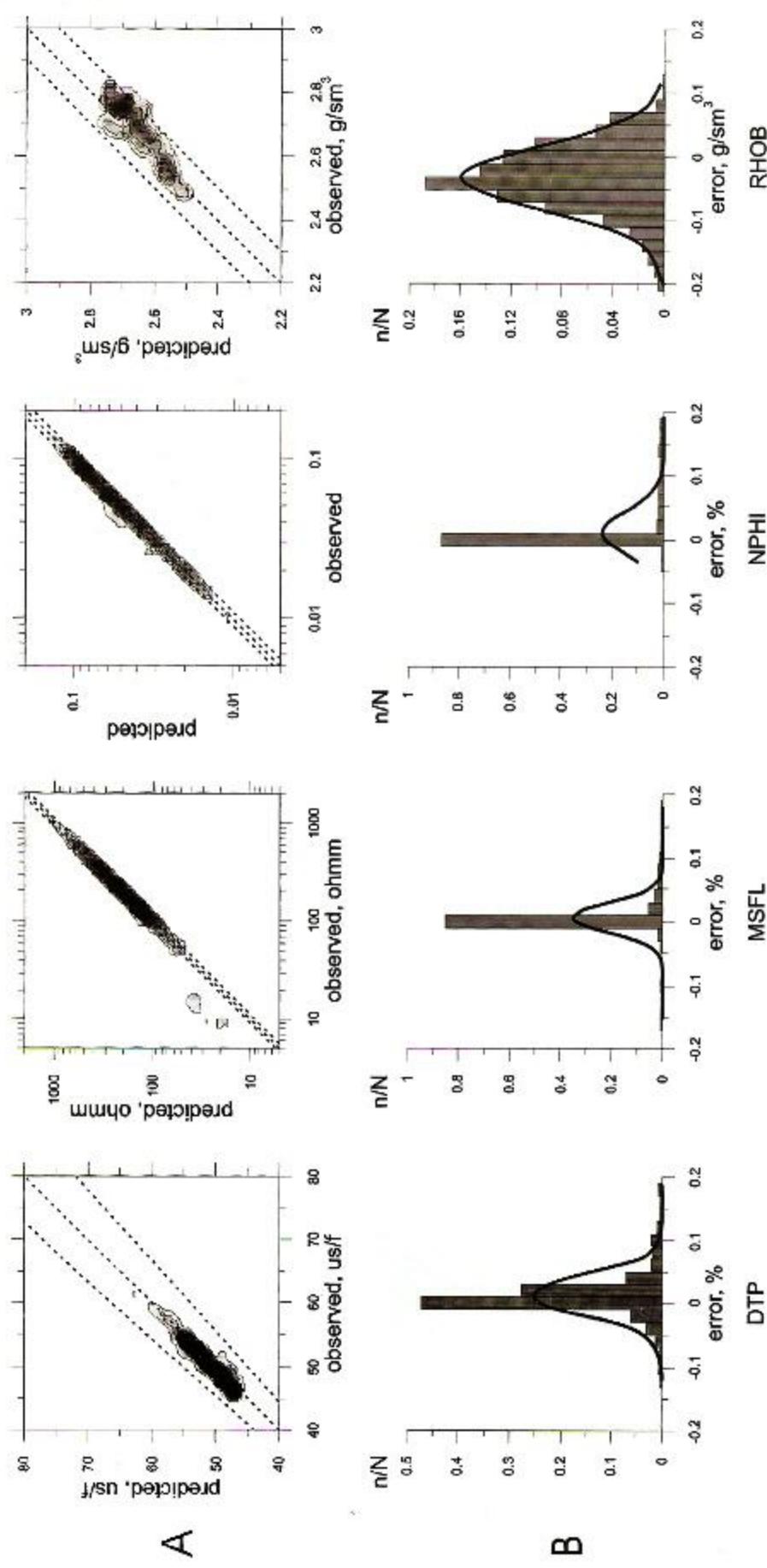


Figura 21.- Pozo 4. Errores relativos de ajuste de los parámetros calculados y experimentales: resistividad - MSFL, tiempos de la onda P-DTP, porosidad total-NPHI; error absoluto de densidad-RHOB. A-gráficas de los parámetros predichos vs parámetros observados, líneas punteadas marcan el intervalo $\pm 10\%$. B-histogramas de distribución de los errores, n/N - número normalizado de errores.

capas delgadas afectadas por la presencia de arcilla o a los intervalos con registros de baja calidad.

La reconstrucción de los registros de la onda S fue comparada con los registros de onda S medidos (Figs. 22 y 23). El 93 y 97% de los errores de predicción se encuentran en el intervalo $\pm 10\%$ para los pozos 3 y 4, respectivamente (Fig. 24).

Estos resultados demuestran alta exactitud y confiabilidad en la reconstrucción de los registros de la onda S en formaciones carbonatadas.

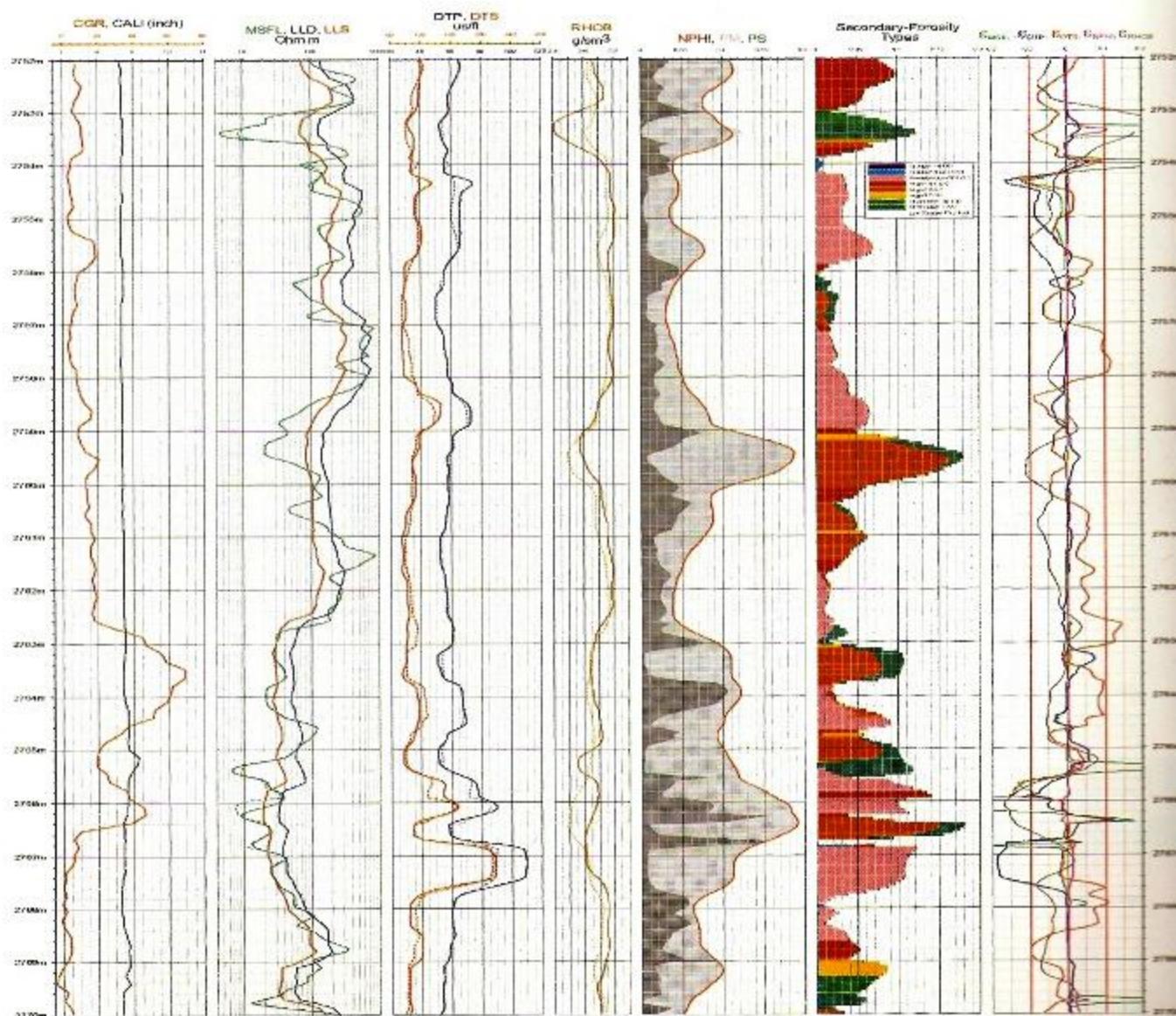


Figura 22.- Resultados de reconstrucción de tiempo de tránsito de la onda S para el Pozo 3. La leyenda se presenta en la figura 12.

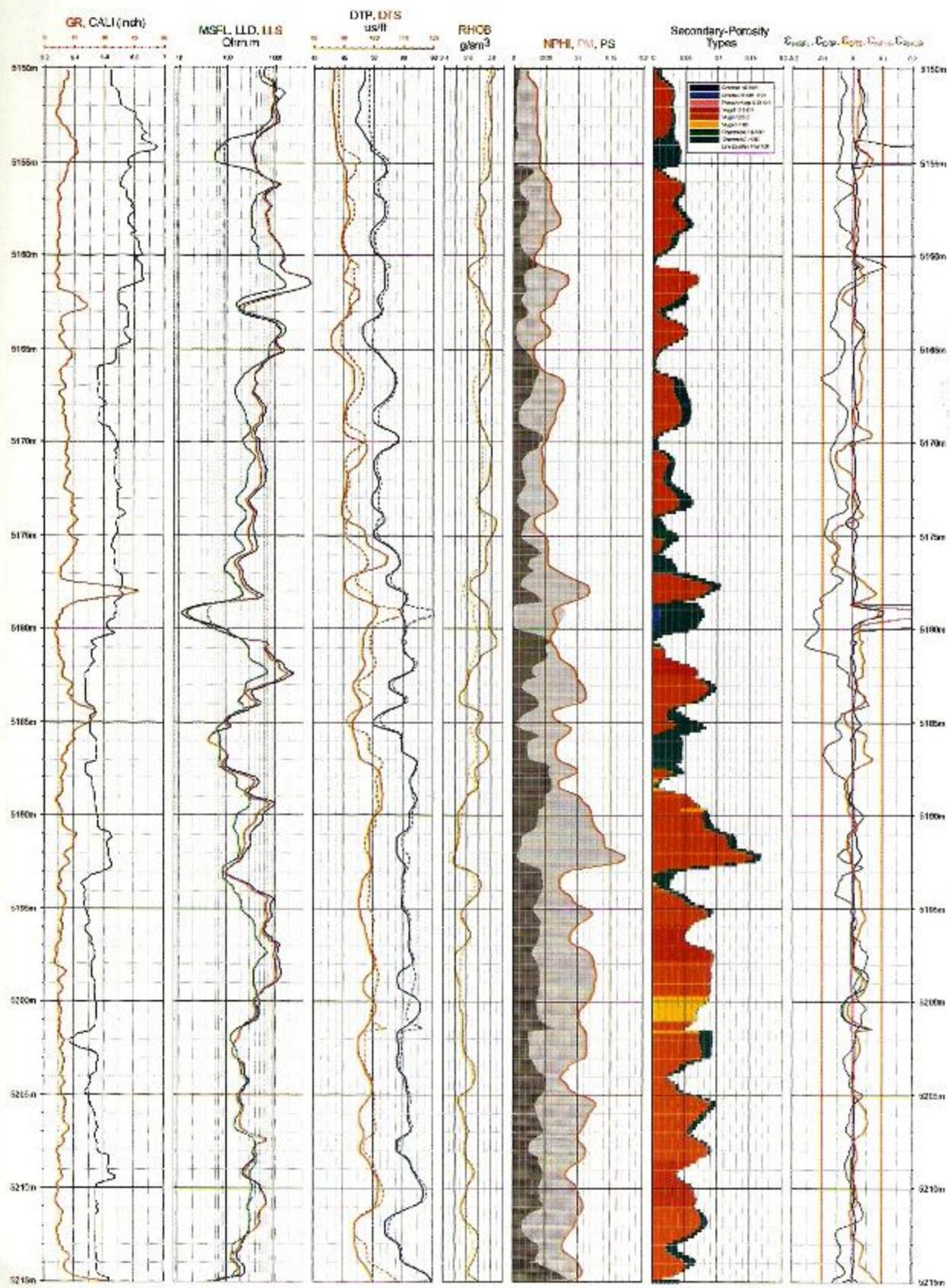


Figura 23.- Resultados de reconstrucción de tiempo de tránsito de la onda S para el Pozo 4. La leyenda se presenta en la figura 12.

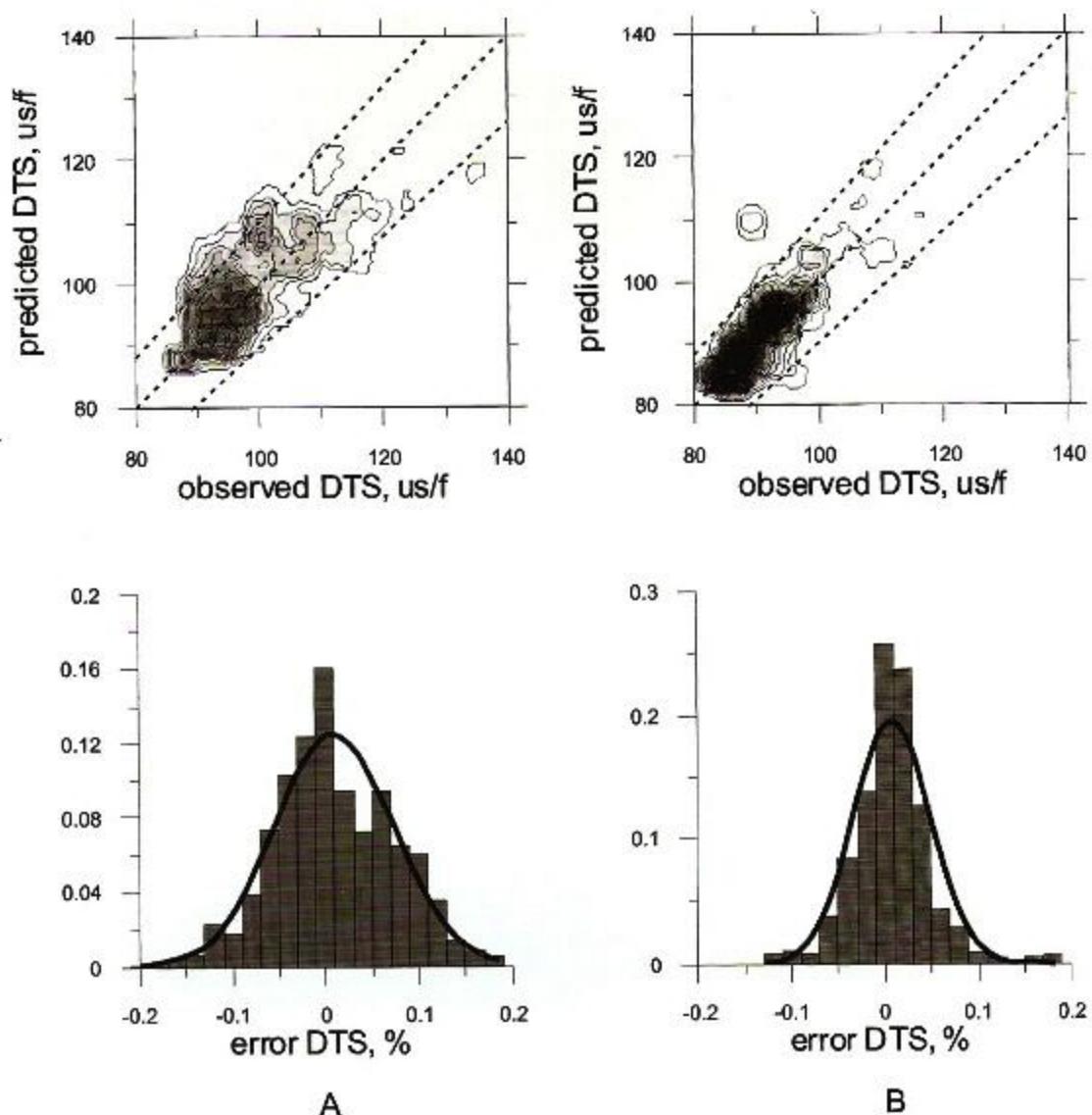


Figura 24.- Diagramas de densidad e histogramas de distribución de los errores de predicción de la onda S. Líneas que marcan el intervalo $\pm 10\%$. A-Pozo 3 y B-Pozo 4.

CONCLUSIONES

Se desarrolló y aprobado el método de Inversión Petrofísica para determinar por separado las porosidades de la matriz y secundaria y el tipo de la porosidad secundaria (fracturas, vúrgulos y canales) en formaciones carbonatadas con doble porosidad. El método propuesto es una nueva dirección en el procesamiento e interpretación de los datos de pozos que se basa en el modelo de la microestructura unificada e inversión conjunta de los registros geofísicos.

La información cuantitativa sobre las porosidades secundaria y de la matriz y tipos de porosidad secundaria obtenida con Inversión Petrofísica permite: evaluar yacimientos carbonatados adecuadamente mejorando los

cálculos de volúmenes de hidrocarburos (porosidades y saturación) y las predicciones de permeabilidad (probabilidad de conexión de los poros secundarios), determinar a detalle las capas delgadas con diferentes litologías, reconstruir los registros de la onda S, proporcionar información para la optimización de las técnicas de explotación y controlar la calidad de los registros adquiridos.

NOMENCLATURA

C_i	= Concentración del i-componente
K_i	= Módulo volumétrico del i-componente
K^*	= Modulo volumétrico del medio efectivo
μ_i	= Módulo de corte del i-componente
μ^*	= Modulo de corte del medio efectivo
T^{ij}	= Tensor Wu
σ_i	= Conductividad eléctrica del i-componente
σ^*	- Conductividad eléctrica del medio efectivo
η_k	- Factor de depolarización
V_p	- Velocidad de la onda P
V_s	- Velocidad de la onda S
ϕ_m	- Porosidad de la matriz
ϕ_s	- Porosidad secundaria
ϕ_t	- Porosidad total
α_1, α_2	= Razones de los ejes de elipsoides que describen los poros secundarios

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al Instituto Mexicano del Petróleo y a los Programas de Investigación Institucional: Yacimientos Naturalmente Fracturados y Ciencias y Tecnologías de la Tierra donde este desarrollo fue realizado.

Además, aprovechamos la oportunidad para expresar nuestra gratitud a Petróleos Mexicanos por proporcionar los datos de registros de pozos.

REFERENCIAS

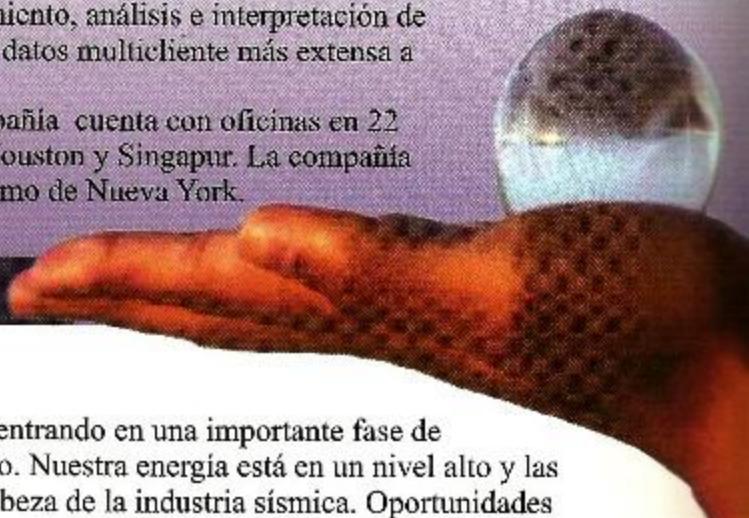
- Berryman, J., 1980. Long Wavelength Propagation in Composite Elastic Media: Journal of Acoustic Society of America, v. 60, pp. 1809-1831.
- Berryman, J.G., 1992. Single-Scattering Approximations for Coefficients in Biot's Equations of Poroelasticity: Journal of Acoustic Society of America, v. 91, pp. 551-571.
- Brie, A.; Johnson, D.I. and Nurmi, R.D., 1985. Effect of Spherical Pores on Sonic and Resistivity Measurements, Paper W in 26th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
- Cheng, C.H. and Toksöz, M.N., 1979. Inversion of Seismic Velocities for the Pore Aspect Ratio

- Spectrum of a Rock: *Journal of Geophysical Research*, v. 84, pp. 7533-7543.
- Dutta, D.J.; Madhavan, S. and Sundaram, K.M., 1999. Characterization of Dual Porosity System in Carbonates Using Sonic and Resistivity Measurements, Paper C in Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
- Kazatchenko, E. and Mousatov, A., 2002. Estimation of Secondary Porosity for Carbonate Formation Using Core Data: Total Porosity and Formation Factor, Paper SPE77787 in Annual Technical Conference and Exhibition Transactions: Society of Petroleum Engineering.
- Kazatchenko, E.; Markov, M. and Mousatov, A., 2004a. Joint Modeling of Acoustic Velocities and Electrical Conductivity from Unified Microstructure of Rocks. *Journal Geophysical Research*, 2004, v. 109, 2003JB002443.
- Kazatchenko, E.; Markov, M. and Mousatov, A., 2004b. Joint Inversion of Acoustic and Resistivity Data for Carbonate Microstructure Evaluation. *Petrophysics*, v. 45 (2), pp. 130-140.
- Kazatchenko, E.; Markov, M. and Mousatov, A., 2005a. Simulation of the Acoustical Velocities, Electrical and Thermal Conductivities Using Unified Pore Structure Model of Double-Porosity Carbonate Rocks, *Journal of Applied Geophysics*, doi: 10.1016/j.jappgeo.2005.05.011.
- Kazatchenko, E.; Markov, M.; Mousatov, A. and Parra, J., 2005b. Carbonate Microstructure Determination by Inversion of Acoustic and Electrical Data: Application to a South Florida Aquifer. *Journal of Applied Geophysics*, Doi: 10.1016/j.jappgeo.2005.07.004.
- Korringa, J.; Brown, R.J.S.; Thompson, D.D. and Runge, R.J., 1979. Self-Consistent Imbedding and the Ellipsoidal Model for Porous Rocks: *Journal of Geophysical Research*, v. 84, pp. 5591-5598.
- Mavko, G.; Mukerji, T. and Dvorkin, J., 1998. *The Rock Physics Handbook. Tools for Seismic Analysis in Porous Media*, ed., Cambridge University Press, p. 330.
- Norris, A.N., 1985. A Differential Scheme for the Effective Moduli of Composites: *Mechanics of Materials*, v. 4, pp. 1-16.
- Norris, A.N.; Sheng, P. and Callegari, A.J., 1985. Effective-Medium Theories for Two-Phase Dielectric Media: *Journal of Applied Physics*, v. 57, pp. 1990-1996.
- Rasmus, J.C. and Keynon, W.E., 1985. An Improved Petrophysical Evaluation of Oomoldic Lansing-Kansas City Formations Utilizing Conductivity and Dielectric Log Measurements, Paper V in 26th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.

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

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

UNA IMAGEN MÁS CLARA DE SU FUTURO



Únete al Líder

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

Geofísico

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

Geofísicos para Procesamiento de Datos Sísmicos en Profundidad

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

Geofísico Senior

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

Geofísico para Investigación y Desarrollo

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

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

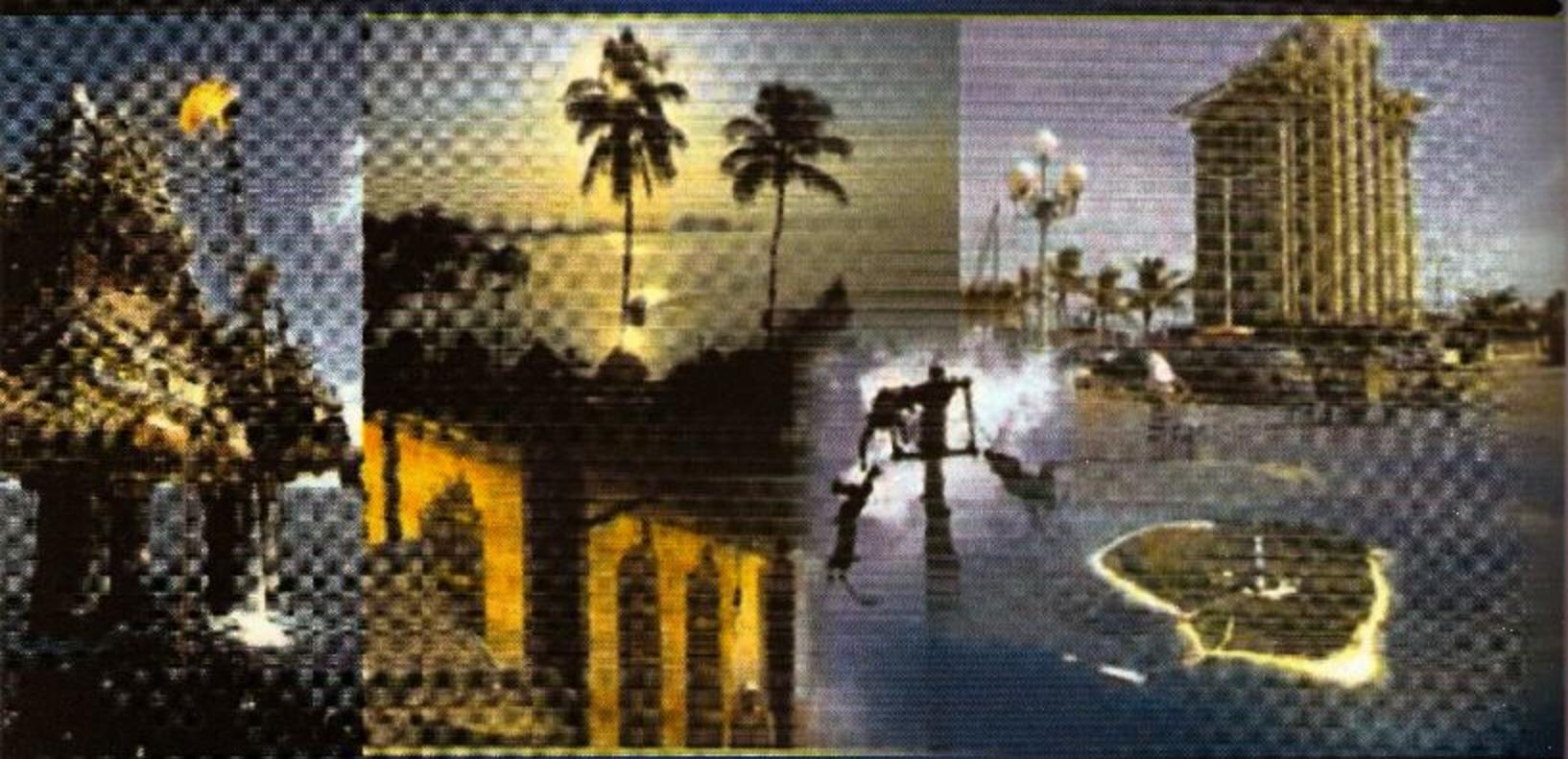
A Clearer Image
www.pgs.com



SEGUNDO CONGRESO Y EXPOSICIÓN INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO EN MÉXICO

Del 27 al 30 de junio de 2007

Boca del Río, Veracruz



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

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

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

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

g.clementema@pep.pemex.com, a.sanchezara@pep.pemex.com, r.g.camachov@pep.pemex.com