

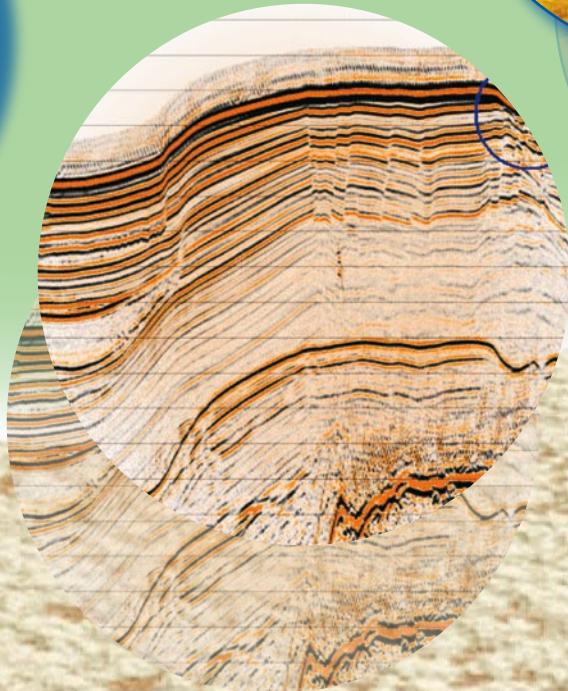
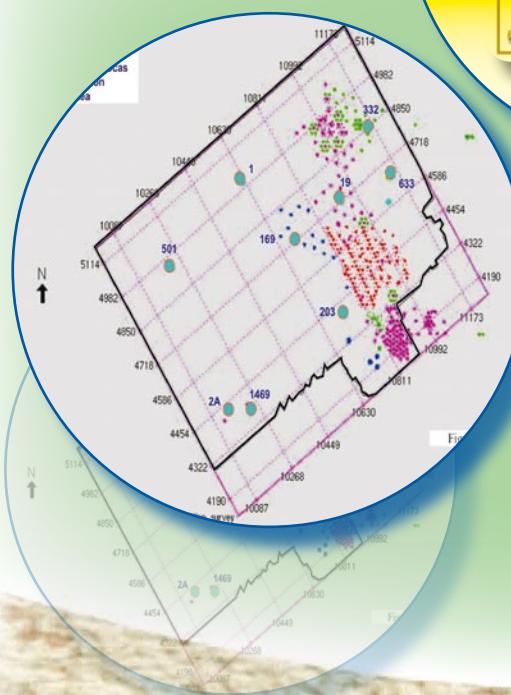


Boletín Técnico
de la Asociación Mexicana de
Geofísicos de Exploración, A.C.

VOLUMEN 48

NÚMERO 1

ENERO-MARZO, 2008





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

CONSEJO DIRECTIVO 2007-2009

M. en I. EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ
Presidente

Ing. JULIO PÉREZ ALDANA
Vicepresidente

M. en I. RICARDO VÁZQUEZ ROMERO
Secretario

Ing. JOSÉ ALBERTO SANTANA FERNÁNDEZ
Prosecretario

Ing. EVERARDO CASTRO MEDELLÍN
Tesorero

Ing. ADOLFO HUIDOBRO GONZÁLEZ
Protesorero

Dr. RAÚL DEL VALLE GARCÍA
Dr. RAÚL CABRERA GARCÍA

Dr. RAFAEL AVILA-CARRERA

M. en C. JORGE ESTRADA GALICIA

M. en I. ROBERTO FIGUEROA ABARCA
Comité Editorial

Ing. HUMBERTO SALAZAR SOTO

Coordinación de Eventos Técnicos

Biol. JULIETA MARTÍNEZ GARCÍA

Coordinación de Eventos Sociales

Ing. EDUARDO RAMÍREZ RESÉNDIZ

Ing. JOSÉ RODOLFO ROCHA RUIZ

Coordinación de Membresía

Ing. JAVIER NÚÑEZ ARIZA

Coordinador del Exterior

Ing. JAIME GUERRA ORTIZ

Coordinador de Jubilados

M. en I. RICARDO VÁZQUEZ ROMERO

Coordinador de la Gaceta

Ing. FRANCISCO MURGUÍA SANDRIA

Coordinador de Apoyo Informático y Difusión

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

Ing. CÉSAR NAVARRO TAFOLLA

Ing. JORGE R. VERA SÁNCHEZ

Ing. ARTURO PÉREZ ALDANA

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. FRANCISCO J. MURGUÍA SANDRIA

Poza Rica, Ver.

Ing. CLAUDIO NIETO GARCÍA
Reynosa, Tamps.

Ing. EDUARDO MACÍAS ZAMORA
Tampico, Tamps.

Ing. NOÉ LOYO HERNÁNDEZ
Veracruz, Ver.

Ing. GERARDO CLEMENTE MARTÍNEZ
Villahermosa, Tab.

VOCALÍAS

Dr. OSCAR CAMPOS HENRÍQUEZ
Instituto de Geofísica

M. en I. HERMES AGUIRRE VARGAS
U. Latinoamericana de Geofísica

Ing. FRANCISCO RUBÉN RODEA ROCHA
IPN

Ing. EDUARDO AMADOR TERRAZAS
UNAM

Ing. JUAN PASILLAS RAMÍREZ
Instituto Tecnológico de Madero

Dr. JUAN GARCÍA ABSDELEM
CICESE

Dr. COSME POLA ZIMUTA
UANL (Campus Linares)



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



Estimados Colegas:

Jniciamos el 2008 con un tema de Chicontepec que es sin duda una de las áreas de desarrollo prioritarias para Petróleos Mexicanos. No obstante, Chicontepec constituye una de las zonas geológicamente más complejas del programa petrolero. Está constituido de trampas estratigráficas impregnadas de hidrocarburo con complejas intercalaciones de lutita y arenisca delgada compactada y degradada por distintos procesos diagenéticos, incluyendo minerales calcáreos en la matriz, alterando la porosidad y la permeabilidad de las rocas saturadas. Ramos, I.J. et al. describen lúcidamente su trabajo de caracterización litológica en la zona de Amatitlán, al norte de Chicontepec. El estudio consiste de obtener valores de los parámetros elásticos de la información sísmica por medio de la Inversión Sísmica Simultánea que permite identificar las zonas con probable impregnación de aceite. Parte esencial de este trabajo es calibrar y modelar los procesos de Física de Roca asociados a los datos de pozo y sísmica. Los atributos sísmicos calibrados son la guía para configurar la distribución de las zonas más atractivas.

En el segundo artículo, Sylvain le Roy et al. utilizan una nueva técnica de modelado y remoción de múltiples asociados a la superficie. La metodología no tiene restricciones por la posición de tiro o por su distribución y es aplicable a datos OBC. Esta alternativa es más económica que el método convencional 3D SRME, el cual requiere la posición de tiro por cada posición de receptor. Los autores describen la metodología y presentan sus resultados en una parte del volumen sísmico de Holok Alvarado adquirido en aguas profundas y que se caracteriza por tener fuerte energía de múltiples relacionados con el lecho marino y con la cima de formaciones de sal. Además muestran que la técnica 3D SRME utilizando el modelado de forma de onda es más eficaz que la técnica basada en la Descomposición de Radon para múltiples del piso marino inclinado. De la misma manera, se obtuvieron buenos resultados en atenuar múltiples difractados en la cima de las formaciones de sal.

Muy novedoso es el trabajo que presentan Zapata, S.A. et al. sobre la aplicación de la Sísmica Pasiva de baja frecuencias. Aplicada recientemente para la prospección de hidrocarburos en PEMEX. Dicha tecnología se aplicó en el Campo Corindón, Cuenca de Burgos con más de 700 estaciones adquiridas. El trabajo describe el procesado, análisis e interpretación para evaluar la extensión de los yacimientos en explotación. Los resultados del análisis muestran buena correlación con los objetivos deseados a partir de verificar con los pozos posteriormente perforados, mostrando la utilidad de aportar elementos para definir localizaciones.

Por último, en este número, Efraín Méndez H. realiza una reseña del Concurso de Diseño de Logo: AMGE 50 Aniversario. Se describen las bases del concurso y se ilustra al honorable jurado evaluador, así como todos los logos realizados por nuestros prominentes miembros de nuestra asociación. Se otorgaron premios al primer, segundo y tercer lugares. No obstante, las imágenes aquí presentadas de cada logo hacen destacar el amor, la creatividad, la imaginación y el buen gusto de todos los participantes por realizar esta noble labor.

Reciban un cordial salud.

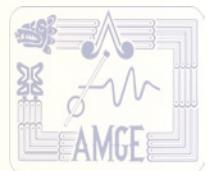
Dr. Raúl del Valle García
Editor

rvalleg@imp.mx



Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

Contenido



CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA EN EL NORTE DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC CON LAS PROPIEDADES ELÁSTICAS $\lambda\rho$, $\mu\rho$ y V_p / V_s

JAVIER IVÁN RAMOS, AURELIO CRUZ AMBROSIO y EFRAÍN MÉNDEZ H.

1

APLICACIÓN DE UNA NUEVA TÉCNICA DE ANTI-MÚLTIPLE 3D SRME EN UN PROYECTO DE AGUAS PROFUNDAS DE MÉXICO CON OBJETIVOS SUB-SALINOS

27

SYLVAIN LE ROY, GERARDO CLEMENTE M., MIGUEL ESQUIVEL, ARNE
SAETRANG, DOMINIQUE GEHANT, BERNARD DAVID, ANTONIO PICA,
GUILLAUME POULAIN y PHILIPPE HERRMANN

PROYECTO DE APLICACIÓN DE SÍSMICA PASIVA DE BAJA FRECUENCIA COMO HERRAMIENTA EXPLORATORIA EN LA CUENCA DE BURGOS

35

ADRIÁN SALAS ZAPATA, EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ, JORGE E.
JASSO MARTÍNEZ, ARNAUD TORRES y KENT JOHNSON

RESEÑA, CONVOCATORIA Y LOGOS AMGE 50 ANIVERSARIO

51

EFRAÍN MÉNDEZ H.



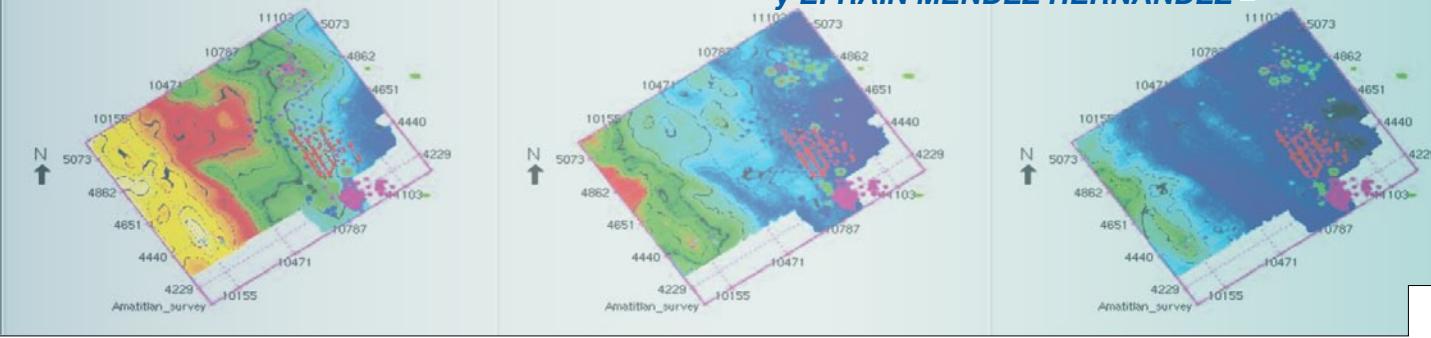
Caracterización Litológica en el Norte del Paleocanal de Chicontepec con las Propiedades Elásticas $\lambda\rho$, $\mu\rho$ y V_p/V_s

JAVIER IVÁN RAMOS LOPEZ⁽¹⁾,
AURELIO CRUZ AMBROSIO⁽¹⁾
y EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ⁽¹⁾

SAND_030C_SIM

SAND_BASE_AREA

SAND_050C_060B_SIM



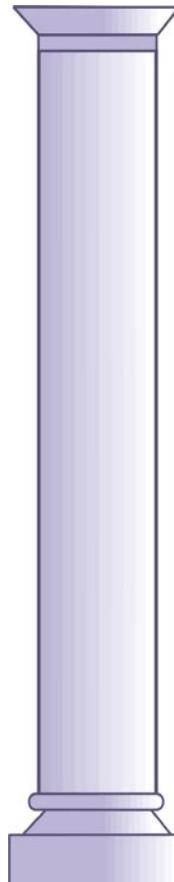
RESUMEN

Todos los hidrocarburos en Chicontepec se encuentran almacenados dentro de trampas de tipo estratigráfico de alta heterogeneidad de baja porosidad y permeabilidad. Estos cuerpos delgados Terciarios están clasificados como abanicos submarinos que tienen diversos espesores y geometrías. Aunado a esto se tienen diversos grados de diagénesis que han afectado a las rocas con diferente intensidad y en algunos casos los paquetes rocosos de contenido multi-mineralógico tienen altos contenidos de matriz calcárea que afectan la respuesta sísmica.

Para identificar la distribución de las probables areniscas impregnadas dentro de la zona de Amatitlán en la porción noroeste del Paleocanal de Chicontepec, se utilizaron los productos de Inversión Sísmica Simultánea $\lambda\rho$ - V_p/V_s y $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ en frecuencias de banda total (1-60 Hz) obtenidos a partir de pozos con registros de dipolo sónico y densidad modelados con Física de Rocas y calibrados con los “gathers” del cubo sísmico PreSTM.

A continuación se establecieron analogías entre los intervalos productores de los pozos modelados y el efecto de la estructura porosa de la roca saturada de fluidos (umbral) utilizando crossplots $\lambda\rho$ - V_p/V_s -litofacies y $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ -litofacies. Las respuestas de los umbrales fueron extrapolados a los cubos $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ obtenidos de Inversión Sísmica Simultánea y definen la probable distribución de areniscas impregnadas, tanto en secciones de opacidad como atributos de impedancias para cada uno de los horizontes interpretados sobre los paquetes de arenas identificados dentro del campo.

Finalmente, esta metodología permitió inferir con los datos disponibles la distribución de las probables areniscas impregnadas y puede ser aplicada dentro del Paleocanal de Chicontepec y en áreas con respuesta litológica análoga de otras cuencas. La perforación de nuevos pozos en el área de estudio, así como el empleo de datos sísmicos mayormente acondicionados permitirá la actualización del modelo geológico y la evaluación de su respuesta en un futuro cercano.



⁽¹⁾ PEMEX Exploración y Producción. Activo Integral Aceite-Terciario del Golfo.



INTRODUCCIÓN

Al identificar la potencial respuesta de cada una de las areniscas productoras en el área de Amatitlán (norte del Paleocanal de Chicantepec) resulta complicado cuando se constata que las porosidades de las areniscas de los paquetes SIM40C* a SIM90C dentro del Terciario de Chicantepec fueron afectadas en diversos grados por diagénesis. Este criterio obedece al mismo tiempo al modelo sedimentológico de Amatitlán planteado (Tyler, 2002), en el cual el régimen de depósito de abanicos submarinos está gobernado en buena medida por grandes volúmenes de arcillas que los hacen laminares.

Un análisis con Física de Rocas e Inversión Sísmica Simultánea permitió predecir la respuesta de la probable distribución de las areniscas con nomenclatura SIM netamente impregnados de las areniscas no impregnadas y/o compactas.

Los productos de la Inversión Sísmica Simultánea CSSI- AVOTM (*Constrain Sparse Spike Inversión Amplitud vs Offset*), efectuada en 2007 en Amatitlán a partir de los “gathers” PreSTM han sido utilizados para hacer una caracterización litológica en Amatitlán al noroeste del Paleocanal de Chicantepec donde se encuentran produciendo actualmente los campos en las areniscas mencionadas.

Debido a la heterogeneidad de respuesta en los paquetes de areniscas identificados como SIM40C, SIM50C-SIM60C a la SIM90C, se planteó una interpretación de horizontes y un análisis por espesores sísmicos de areniscas asociados a las producciones en los pozos modelados con Física de Rocas, los cuales tienen intervalos productores en los campos mencionados asociados a las respuestas de los valores de los umbrales obtenidos en los crossplots $\lambda\rho$ - V_p/V_s -litofacies y $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ -litofacies extrapolados estos últimos a los productos obtenidos de Inversión Sísmica Simultánea.

El análisis resulta bastante útil para hacer una caracterización litológica del yacimiento e inferir la probable distribución de las areniscas impregnadas (geometría y extensión) en términos de V_p , V_s y densidad, asociadas a intervalos productores de los pozos, lo cual contrasta ampliamente con los paquetes de areniscas húmedas y compactas que representan una mayor probabilidad de encontrar impregnaciones bajas y en el peor de los casos dispersas o muy compactas con baja permeabilidad (porosidad-permeabilidad-dispersa) que complican aun más establecer un esquema de explotación del yacimiento.

ANÁLISIS DE DATOS Y DESARROLLO

Se seleccionaron los 720 km² disponibles en el Cubo Sísmico Amatitlán que cubre campos productores en su parte noreste y suroeste. El mapa de la figura 1 muestra la ubicación del área analizada, así como la distribución de la población de pozos de cada uno de los campos mencionados. En el mismo mapa se muestra la ubicación de los pozos utilizados en la Inversión Sísmica Simultánea: 203, 1469 y 2A, 169, 19, 332, 633 y 501.

* SIM: Stratigraphic Index Mark, basado en el modelo geológico establecido de abanicos submarinos turbidíticos (actualizado por Tyler, 2002).

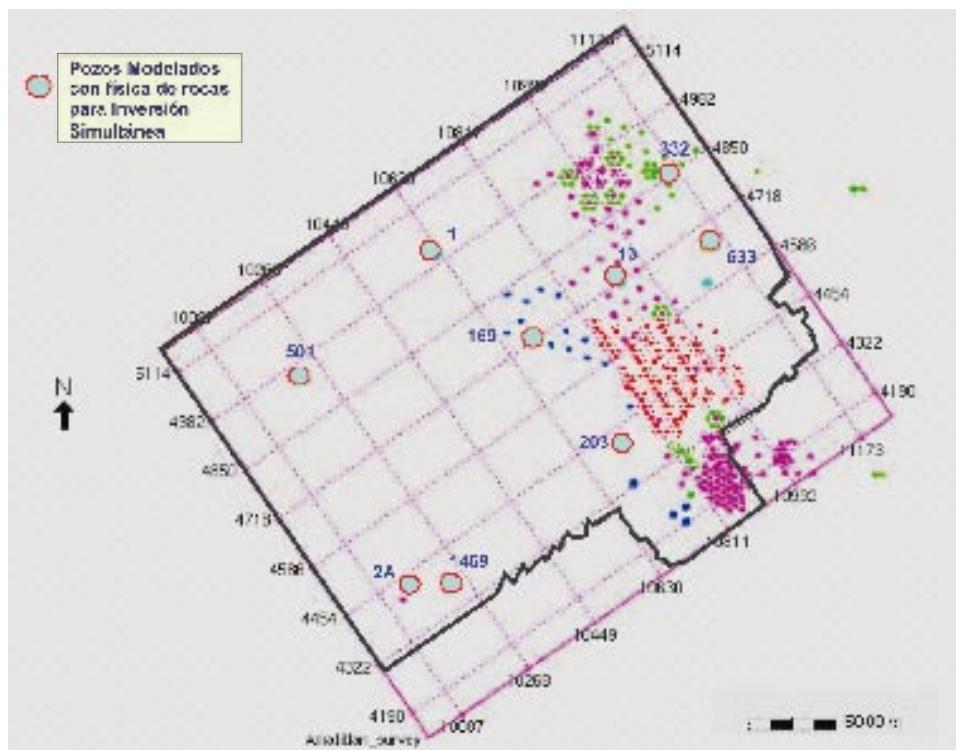


Figura 1.- El área de estudio está delimitada por el polígono donde fue efectuada la Inversión Sísmica.

Se interpretaron 6 horizontes en concordancia con la interpretación estratigráfica y la distribución aproximada de facies (Tyler, 2002) con la nomenclatura SIM y en algunos pozos de los campos Coyotes y Soledad Norte. Los horizontes han sido extendidos en función de las cimas SIM disponibles en los pozos y por similitud de espesores. La relación de horizontes interpretados aparece en la tabla 1 y sus respectivas gráficas en la figura 2.

TABLA 1

HORIZONTES INTERPRETADOS EN EL CUBO SÍSMICO AMATITLÁN
UTILIZANDO LA NOMENCLATURA SIM

HORIZONTES INTERPRETADOS	TAMAÑO DE "BIN" SELECCIONADO
SAND_030C_SIM	5 X 5
SAND_040C_SIM	5 X 5
SAND_050C_060B_SIM	5 X 5
SAND_090C_SIM	5 X 5
SAND_BASE ARENAS (MFS-50)	5 X 5
KTS-AMAT	5 X 5

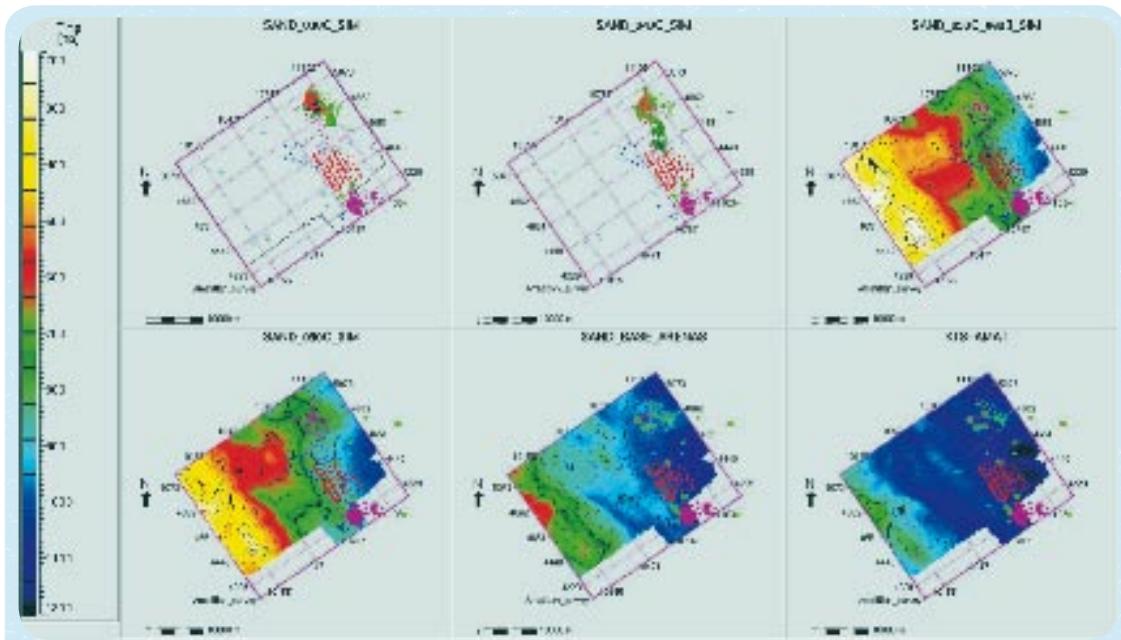


Figura 2.- Horizontes interpretados en Amatitlán y extendidos al resto del cubo

El objetivo ha consistido principalmente en encontrar un modelo cuantitativo que permita obtener una distribución de las propiedades litológicas de las arenas productoras, cuyos valores en impedancias son extrapoladas desde los pozos modelados hacia los cubos de propiedades $\lambda\rho$, $\mu\rho$ y V_p/V_s en las unidades denominadas SIM50C-SIM60C a la SIM90C (donde se encuentra la principal producción).

Las propiedades utilizadas permiten en el caso de $\lambda\rho$ obtener la respuesta de la compresibilidad de la roca mientras que la $\mu\rho$ proporciona la respuesta de la rigidez de la roca a partir de las propiedades de las velocidades de Ondas-P y Ondas-S, respectivamente (Fig. 3). En este caso no se utilizaron Ondas-SH de pozos y en el caso de la sísmica sólo hay transmisión de esfuerzos para ondas P y P-S_V adquiridas (Garotta & Michon, 1982). En este caso, la sísmica fue adquirida en su componente de Ondas-P y se aprovecha la respuesta de ondas convertidas P-S_V para apilados de *Offset* medios, medios lejanos y lejanos en la Inversión Sísmica Simultánea. Únicamente se utilizaron Ondas-P y P-S_V (sísmicas convertidas) que son las que se tienen disponibles para este análisis, sin embargo, la contribución de *Offset* lejano a las ondas S_V permite obtener el contraste elástico requerido para la aproximación de Aki-Richards como solución a las ecuaciones de Knott-Zoeppritz utilizadas (Hilterman, 2002).

Para el modelado se han utilizado las respuestas de los pozos con los registros sónicos de ondas P y S de los registros que se muestran en la tabla 2:

El primer paso consiste en crear 2 tipos de “crossplots” utilizados como discriminantes litológicos que muestran la relación entre los distintos tipos de rocas. Las propiedades utilizadas han sido principalmente “crossplots” $\lambda\rho-\mu\rho$ y registro de litofacies (mostrados más adelante), y la segunda propiedad utilizada son los “crossplots” $\lambda\rho-V_p/V_s$ -litofacies.

TABLA 2
POZOS UTILIZADOS PARA INVERSIÓN SÍSMICA SIMULTÁNEA

POZOS UTILIZADOS EN INVERSIÓN	REGISTROS MODELADOS INVERSIÓN
203	
1469	
2A	
169	V_p , V_s , Sónico-P, Sónico-S y Densidad
19	
332	
633	
501	

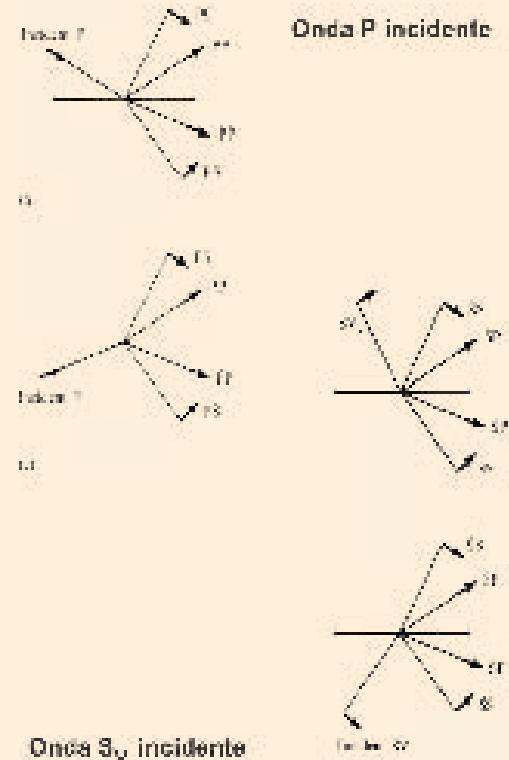
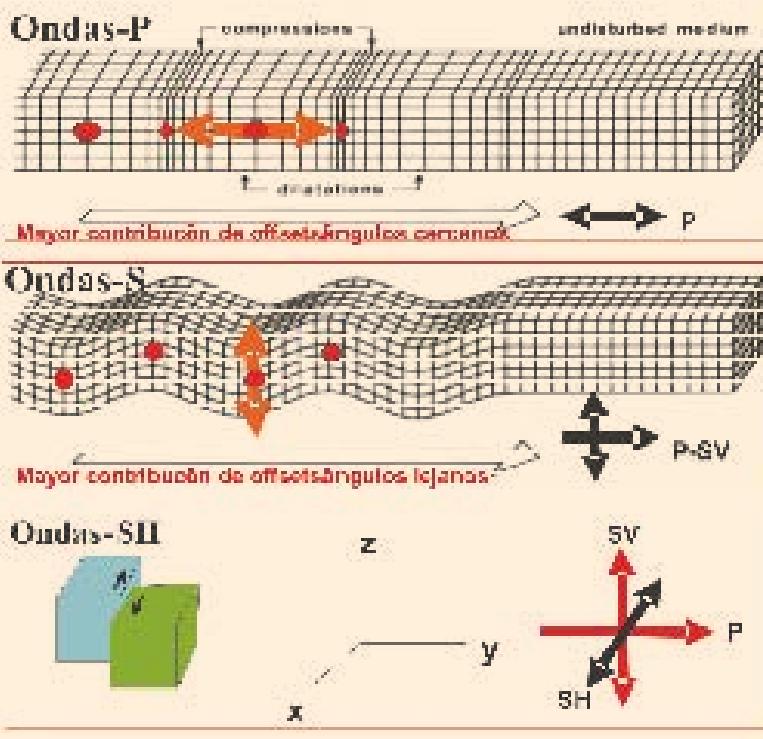


Figura 3.- λ es constante de Lamé y K es el módulo volumétrico (relacionados a la incompresibilidad de la roca y fluidos), μ es el módulo de esfuerzo (rigidez), y ρ es densidad (función de la porosidad). Los modos de propagación de ondas P y S_V incidentes son los propuestos por Aki & Richards, 1980.



Se utilizaron las propiedades $\lambda\rho-\mu\rho$ propuestas por Goodway *et al.*, 1997, en las cuales se describen las respuestas de los módulos y la relación entre las propiedades geofísicas y propiedades de las rocas haciendo énfasis en la sísmica y registros sónicos P y S (Mavko *et al.*, 2002).

Ambas están relacionadas a la estructura de la roca donde λ es el módulo de Lamé relacionada a la compresibilidad de la roca y μ es el módulo de Lamé relacionado a la rigidez de la roca (Goodway *et al.*, 1997):

$V_p^2 = (\lambda + 2\mu)/\rho = (K + 4/3\mu)/\rho$ sensible a los fluidos y a la litología (estructura de la roca y fluidos) y $V_s^2 = \mu/\rho$ es sensible a la litología (estructura de la roca sin fluidos).

Las relaciones $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ son obtenidas a partir de $\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2$ y $\mu\rho = Z_s^2$, respectivamente, en ambos casos el módulo de Bulk está dado por:

$$\rho = (1-\phi) \rho_{matrix} + \phi \rho_{fluid} \quad \text{y} \quad \rho_{fluid} = \rho_{HC} (1-S_w) + \rho_w (S_w)$$

donde: ρ_{matrix} es la densidad de la matriz de la roca, ρ_{fluid} es la densidad del fluido, ρ_{HC} es la densidad del hidrocarburo y ρ_w es la densidad de la salmuera.

Para ρ_f la densidad de Bulk de Gassmann de los fluidos mezclados $\rho_f = S_w \rho_w + S_o \rho_o + S_g \rho_g$ implica las siguientes consideraciones (Wang, 2001):

- 1) Matriz y estructura son microscópicamente homogéneos (no anisótropo).
- 2) Todos los poros están conectados e intercomunicados.
- 3) Los poros están llenos de fluidos no friccionantes (sin tortuosidad) W (agua), O (aceite) y G (gas).
- 4) El sistema roca-fluido no está drenado.
- 5) El fluido en el poro no interactúa haciéndolo más suave o más rígido, es decir, no afecta a las velocidades sísmicas.

ANÁLISIS PETROFÍSICO Y MODELADO CON FÍSICA DE ROCAS



Para establecer la relación de las propiedades petrofísicas de la roca y la onda sísmica, los registros geofísicos de los pozos fueron editados, normalizados y evaluados en sus porcentajes mineralógicos y contenido de fluidos. Posteriormente con Física de Rocas RPM™ (*Rock Physics Modelling*) se modelaron las curvas comparando la curva medida en el pozo con la curva modelada para obtener valores promedio de K (módulo de masa), μ (módulo de cizalla) y ρ de la roca, y las propiedades V_p , V_s y densidad que son los que proporcionan los valores de compresibilidad y rigidez obtenidos del análisis de cada uno de los componentes (Fig. 4), cuyo flujo de trabajo se muestra en la figura 5.

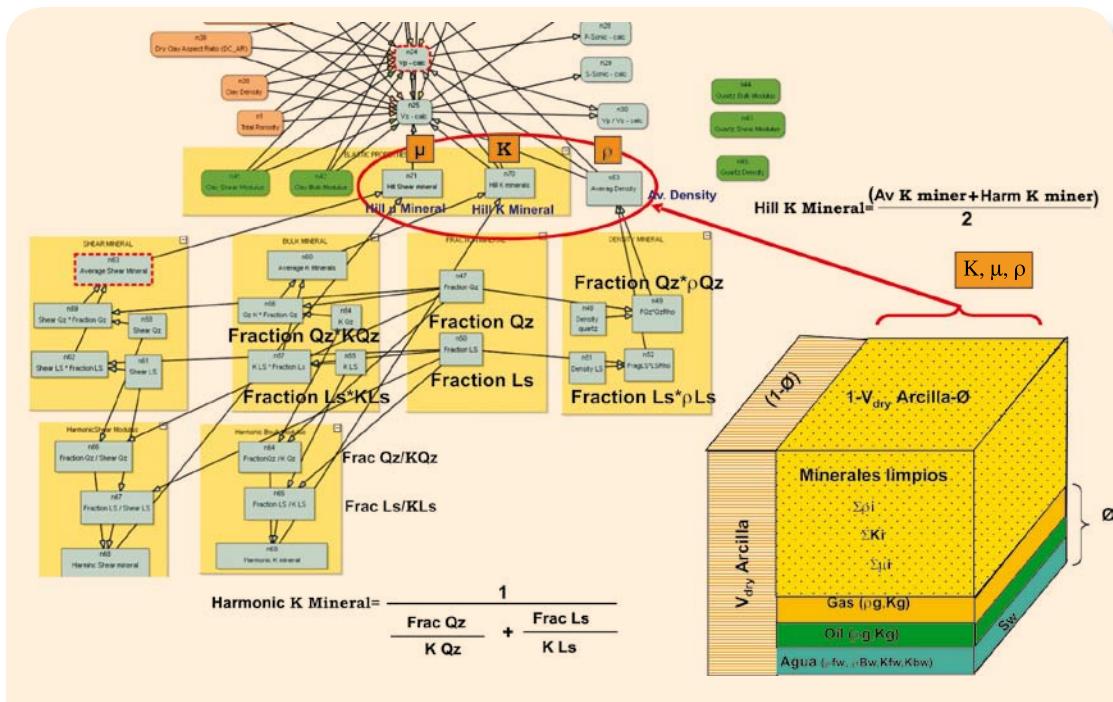


Figura 4.- Modelado de los registros y obtención de los módulos elásticos de la mezcla de minerales limpios (K, μ, ρ) y densidad (ρ) para obtener V_p , V_s y densidad.

Las curvas modeladas son las siguientes:

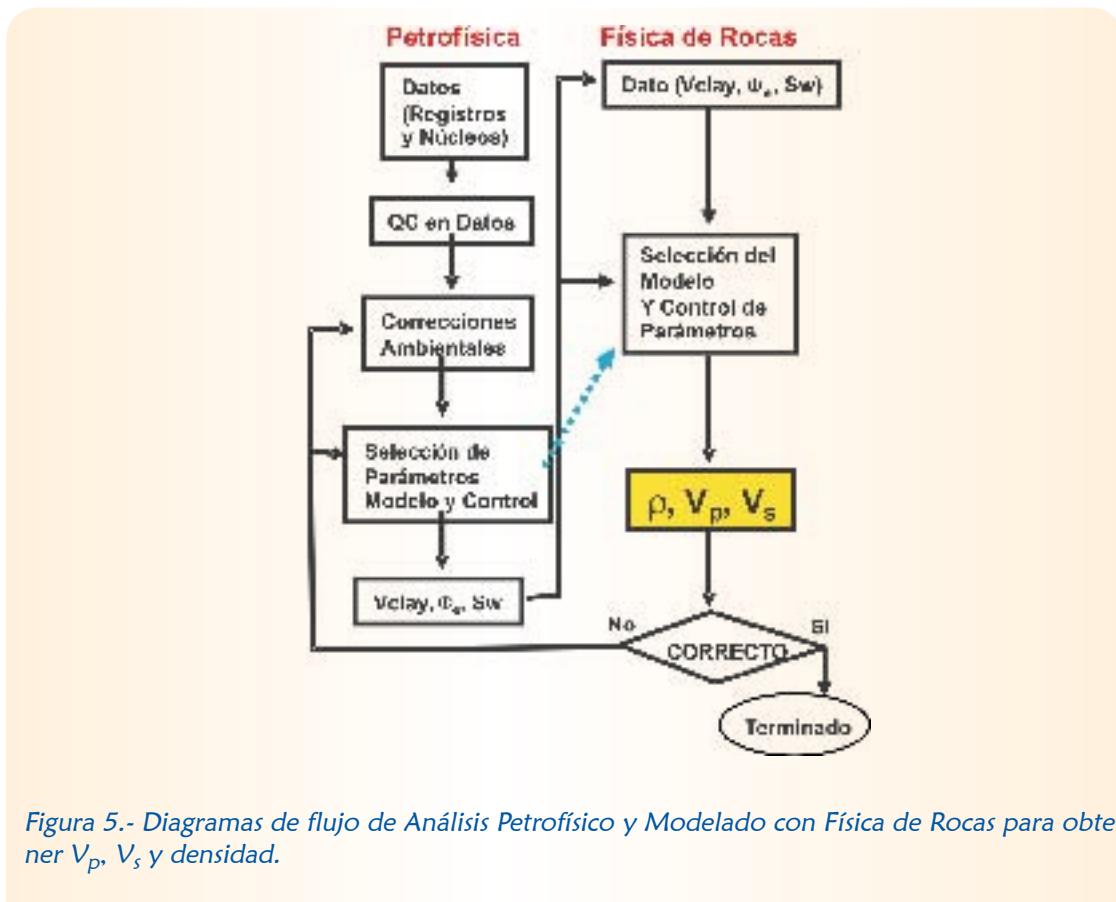
- ✓ Rayos Gama original
- ✓ Rayos Gama modelado
- ✓ Porosidad Neutrón original
- ✓ Porosidad Neutrón modelada
- ✓ Densidad original
- ✓ Densidad modelada
- ✓ Sónica compresional original
- ✓ Sónica compresional modelada
- ✓ Sónica de cizalla original
- ✓ Sónica de cizalla modelada

El modelado con Física de Rocas está basado sobre el análisis proveniente de las propiedades petrofísicas:

- ✓ Saturación de agua total del sistema (agua libre, agua ligada e hidrocarburos).
- ✓ Propiedades de los hidrocarburos (tipo, densidad, API y GOR).
- ✓ Contenido de arcillas de la roca.
- ✓ Porosidad total de la roca.
- ✓ El arreglo y aspecto de la porosidad.
- ✓ Composición mineral de la roca y los cementos existentes.
- ✓ El módulo elástico de todos los componentes de la roca.
- ✓ Temperatura y presión.



Para generar el registro de litofacies fueron considerados 3 tipos principales de litología: arcillas (azul), areniscas (verde) y areniscas impregnadas (rojo). Dentro de las areniscas se consideraron las laminares húmedas y compactas (las últimas con un alto contenido de matriz calcárea), mientras que las impregnadas están relacionadas directamente a los intervalos productores de los pozos o en algunos casos intervalos que manifestaron aceite y que tienen características de roca-almacén que mostraron una producción inicial.



De acuerdo al análisis petrofísico los valores de corte de una arena productora son los siguientes: porosidad mínima $\Phi = 5\%$, volumen de arcilla máximo $V_{sh} = 50\%$ y la saturación de agua máxima de $S_w = 65\%$.

En la figura 6a se muestra en el Análisis Crossplot $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ de los pozos en frecuencias 1-60 Hz, que identifica los distintos tipos de litología. El polígono rojo muestra areniscas impregnadas (umbral) que es el efecto de los fluidos en la estructura porosa de la roca, mientras que en la figura 6b se observan los registros de litofacies generados para cada uno de los pozos utilizados durante la Inversión Simultánea. La barra de colores rojo, verde y azul muestra (Fig. 6c) el color asignado para cada una de las litologías de las cuales el rojo es para areniscas impregnadas. La figura 6d muestra de manera gráfica la forma en que va cambiando la respuesta de la roca conforme se incrementa el contenido de arcillas. Las areniscas compactas se observan en la figura 6d(1) con alto contenido calcáreo y en la figura 6d(2) con contenido incipiente de arcillas. Las areniscas productoras de los pozos de Amatitlán se encuentran en la figura 6d(3) que contienen algunas laminaciones y en la figura 6d(4) que son areniscas muy laminares. En la figura 6d(5) sólo se tienen arcillas.

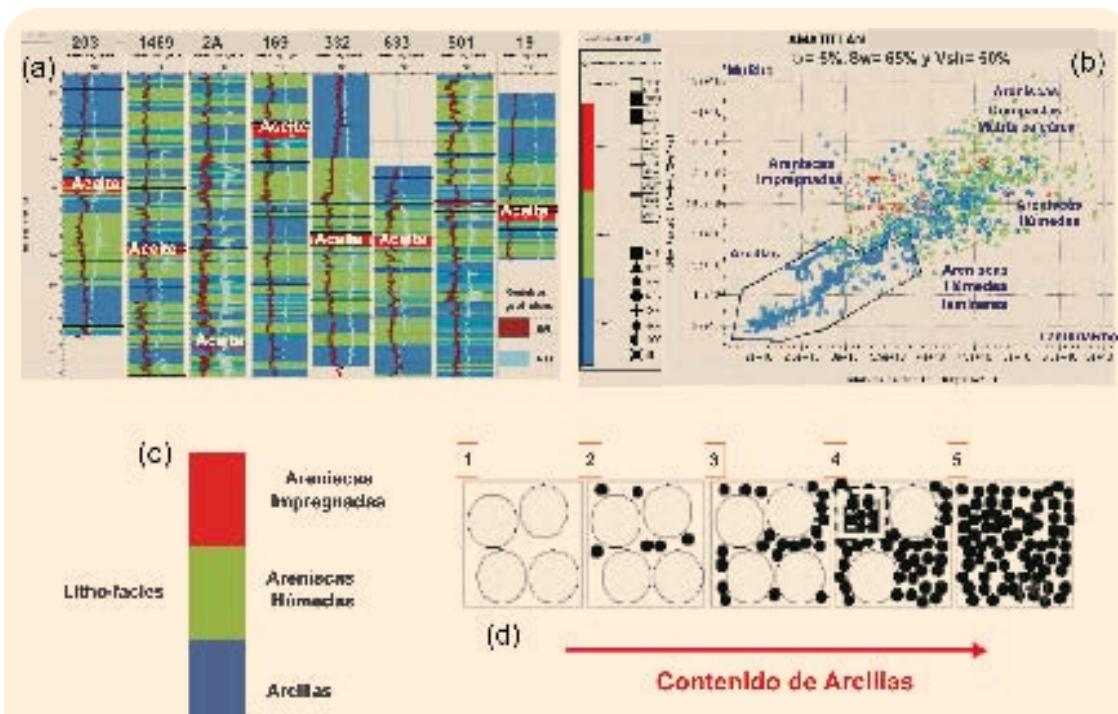


Figura 6.- Análisis Crossplot y generación de registro de litofacies

La Inversión Simultánea tiene 3 importantes propiedades como V_p , V_s y densidad que forman parte de los atributos de la roca involucrados en las constantes elásticas de compresibilidad y rigidez para los productos de la Inversión Sísmica Simultánea. De éstos podemos obtener indirectamente las propiedades Φ , S_w y las litologías a partir de registros geofísicos (Mavko *et al.*, 2002). En Inversión Sísmica son extrapoladas las propiedades Z_p , Z_s y densidad de los pozos hacia las trazas sísmicas invertidas aprovechando las bajas frecuencias de las curvas de impedancia e incorporando el modelo terrestre de pozos en el modelo de impedancias final.



Se diseñó un Análisis Crossplot $\lambda\rho-\mu\rho$ -litofacies para determinar la probable respuesta de las litologías en la zona de interés. Las divisiones se hicieron en función de la respuesta de los pozos para cada una de las facies con una respuesta litológica típica, en la cual se ha considerado el efecto de la diagénesis sobre las mismas. Para los crossplots generados se tomaron como referencia el intervalo entre la SIM40C y la SAND_BASE ARENAS (equivalente a la cima MFS-50), siendo representativo de todas las secuencias de areniscas para un análisis general del intervalo.

Con los análisis crossplots $\lambda\rho-V_p/V_s$ se determina la probable respuesta tipo de las litologías tipo por zona para el yacimiento que actualmente se encuentra en explotación entre las unidades estratigráficas SIM30C a la SIM100B, de las cuales fueron identificadas SIM50C-60B a la SIM90C acotadas dentro del máximo de la resolución sísmica de 18-20 m.



El *Crossplot* del Pozo 501 (Fig. 7a) muestra que hacia esta zona las areniscas impregnadas se encuentran entre dos límites que son: areniscas compactas con un alto contenido de matriz calcárea y areniscas laminares. La separación de las areniscas impregnadas de las no impregnadas indica que el efecto de los fluidos en la estructura de la roca es bajo por la respuesta de la porosidad de la misma. Los valores de arenas productoras tienen un V_p/V_s promedio de 1.8, siendo muy dispersas las zonas de impregnación además de altamente compactas.

Los pozos 1469 y 2A (Fig. 7b) muestran que las zonas de arenas impregnadas se encuentran entre los límites de arenas compactas con un alto contenido de matriz calcárea y arenas menos compactas. La separación de arenas impregnadas de arenas no impregnadas indica que el efecto de los fluidos en la estructura de la roca es bajo, debido a la baja respuesta de la porosidad y de la permeabilidad de la misma. Los valores de arenas productoras tienen un V_p/V_s por debajo de 1.8. Sin embargo, estos pozos mostraron en ciertos intervalos mejores probabilidades de encontrar rocas con mejores porosidades que la zona del Pozo 501.

El *Crossplot* de los pozos 203, 169 y 19 muestra zonas de arenas impregnadas entre los límites de arenas compactas con un alto contenido de matriz calcárea y arenas menos compactas. La separación de arenas impregnadas de las no impregnadas es el umbral distintivo, debido al efecto de los fluidos contenidos en la estructura de la roca. Los valores de arenas productoras tienen un V_p/V_s promedio de 1.7 para esta zona (Fig. 7c).

En la figura 7d los pozos 332 y 633 muestran las zonas de arenas impregnadas entre 2 límites: arenas compactas con un alto contenido de matriz calcárea y arenas menos compactas. La separación de arenas impregnadas de las no impregnadas indica que el efecto de los fluidos en la estructura de la roca es bajo. Los valores de arenas productoras tienen un V_p/V_s por debajo de 1.8

El análisis por intervalo para los paquetes interpretados de las arenas SIM50C-SIM60C y similares muestra en la respuesta en el Pozo 501 (Fig. 8a) que tiene espesores de arenas altamente compactos mientras que hacia la zona de los pozos 1469 y 2A (Fig. 8b) se observa una zona compacta de arenas que se separa ligeramente del resto de arenas húmedas, compactas (con matriz calcárea) y algunos intervalos laminares con probabilidad de ser productoras. Aparentemente, este intervalo tiene una respuesta de baja porosidad-permeabilidad.

El *Crossplot* para los pozos 203, 169 y 19 contiene intervalos productores con un importante umbral de respuesta de arenas potencialmente impregnadas, sin embargo, se tienen algunos paquetes de arenas que no han sido probadas y que tienen potencial similar (Fig. 8c).

El *Crossplot* para los pozos 332 y 633 (Fig. 8d) muestra una respuesta de umbral muy alta ante la presencia de hidrocarburos en los intervalos productores. Para este intervalo los pozos muestran que las probables zonas de arenas impregnadas en el campo al noreste estén dentro del intervalo analizado.

El intervalo SIM70C-SIM90C muestra nuevamente para el Pozo 501 una alta compactación de la roca, aún siendo un intervalo relativamente pequeño (Fig. 9a). Los pozos 1469 y 2A (Fig. 9b) muestran una respuesta de umbral que se separa del resto de las litologías, los cuales pueden estar relacionados a arenas impregnadas no probadas.

Los intervalos productores para la zona del 203, 169 y 19 en los intervalos productores muestran una separación con las mismas características más una zona que tiene probabilidades de ser productora (Fig. 9c). Finalmente, se observa para los pozos 332 y 633 una respuesta asociada a arenas compactas con menor porosidad-permeabilidad que las productoras (Fig. 9d).

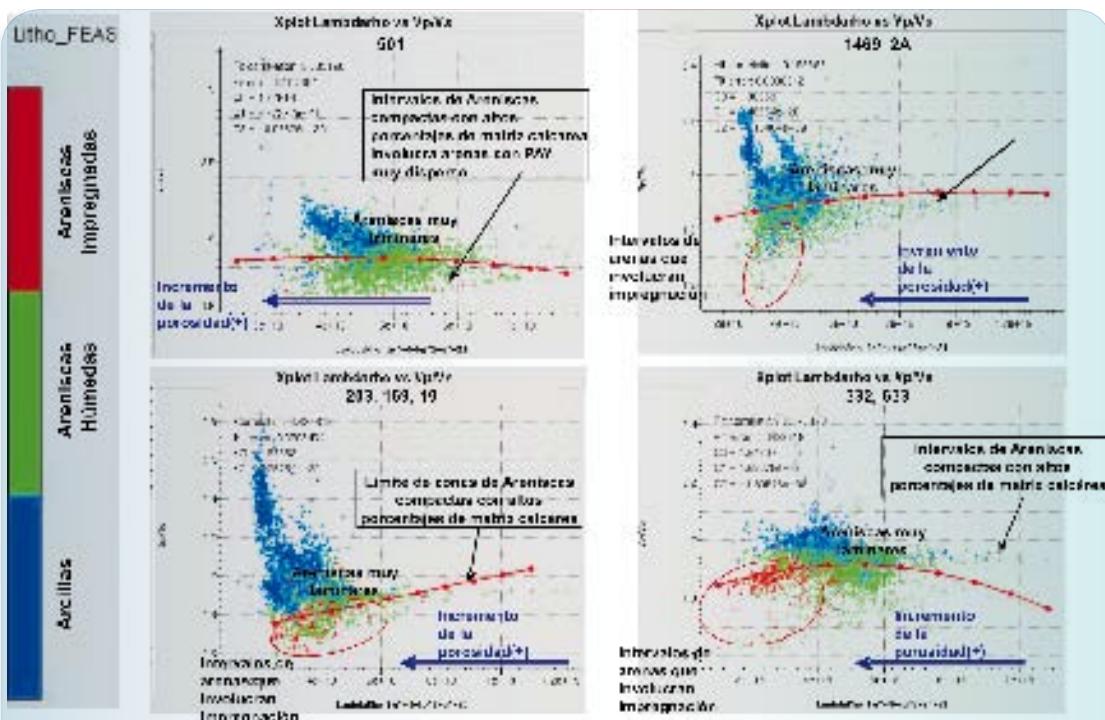


Figura 7.- Análisis Crossplot $\lambda\rho$ - V_p/V_s -litofacies de las areniscas de la columna Terciaria de Chicontepec.

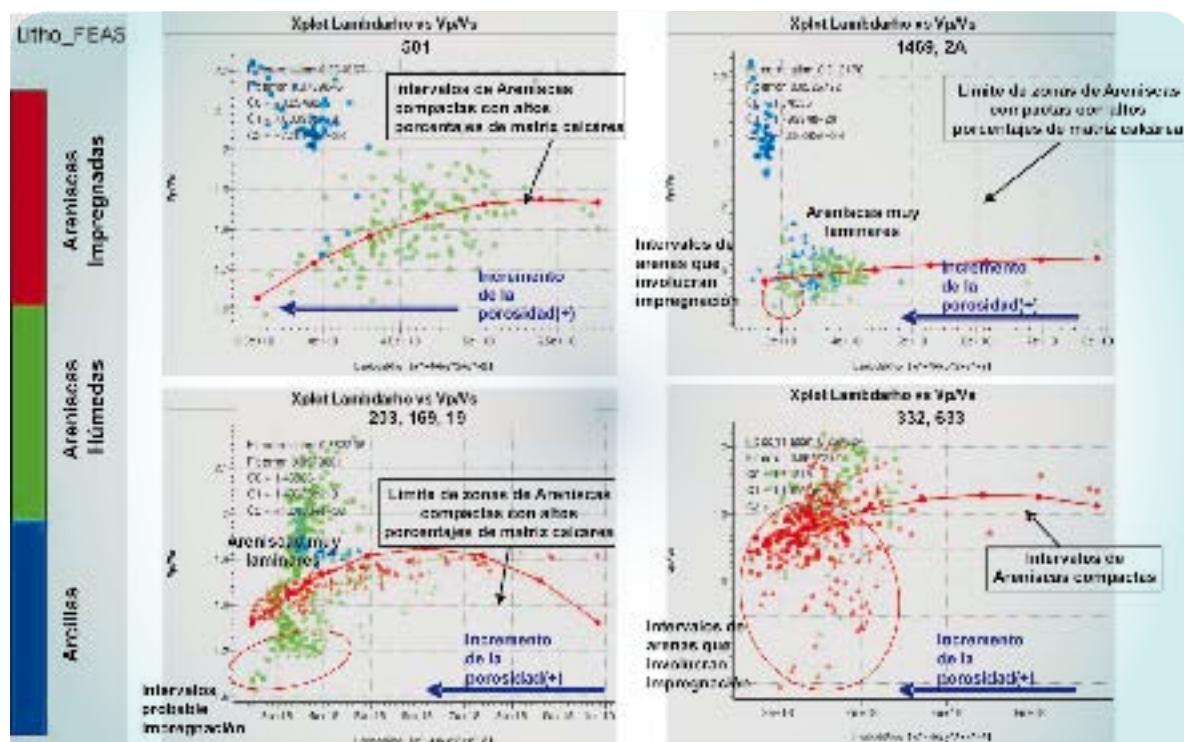


Figura 8.- Análisis Crossplot $\lambda\rho$ - V_p/V_s -litofacies de las areniscas SIM50C-SIM70C

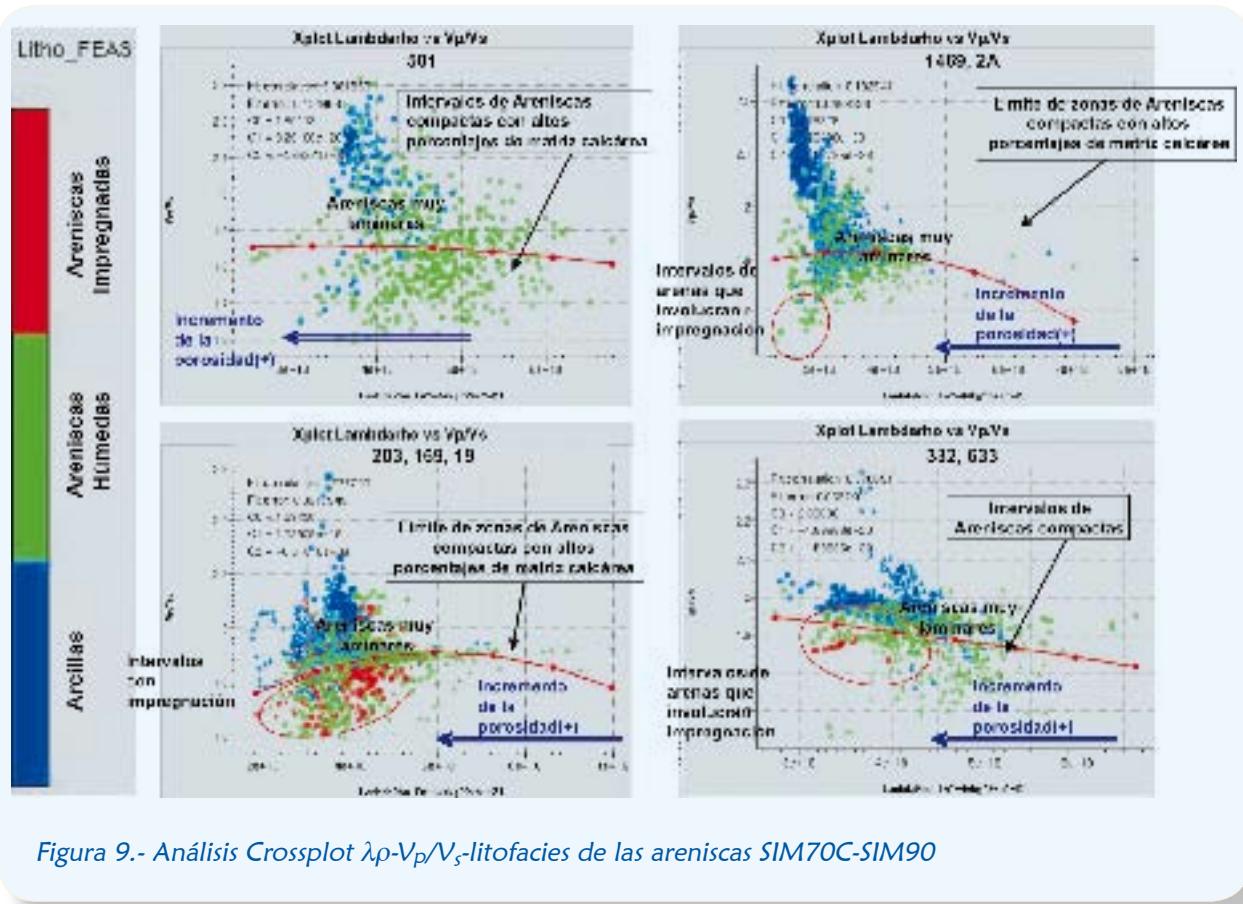


Figura 9.- Análisis Crossplot $\lambda\rho$ - V_p/V_s -litofacies de las areniscas SIM70C-SIM90

La curva de regresión en color rojo calculada para cada uno de los análisis Crossplot muestra la tendencia de todos los grupos de arenas (impregnadas, compactas y húmedas). Los valores que se encuentran por debajo de esta curva muestran arenas y que conforme se aproximan a valores más bajos de $\lambda\rho$ (intervalos de mayor porosidad) tienen mayores probabilidades de ser productoras en los intervalos que no han sido probados.

A partir de su respuesta se construyó el mapa de la figura 10 que muestra la distribución aproximada por zonas de influencia a la respuesta de las distintas litologías dada por los análisis $\lambda\rho$ - V_p/V_s -litofacies de las arenas SIM50C-60B a la SIM90C. La respuesta de la litología está en función de los efectos de la diagénesis y cómo ha afectado a las arenas en el Paleocanal.

El mapa representa un patrón probable de la respuesta tipo de las distintas litologías. Analizando el mapa en sentido contrario a las manecillas del reloj vemos que el Pozo 501 muestra zonas de alta compactación y las arenas productoras están dispersas a lo largo de todas las arenas altamente compactas (bajas porosidades y permeabilidades), mientras que para los pozos 1469 y 2A disminuye la compactación, sólo que las zonas impregnadas continúan siendo muy dispersas, es importante notar que ambos pozos no han sido probados en los intervalos SIM50C, sino en intervalos por debajo de las SIM100C, en los cuales los problemas de baja porosidad y permeabilidad se agudizan.

El Pozo 2A tiene una propuesta de reparación para el intervalo 759-763 m que coincide en posición estratigráfica con el intervalo SIM50C-60B, en los cuales los campos son principalmente productores.

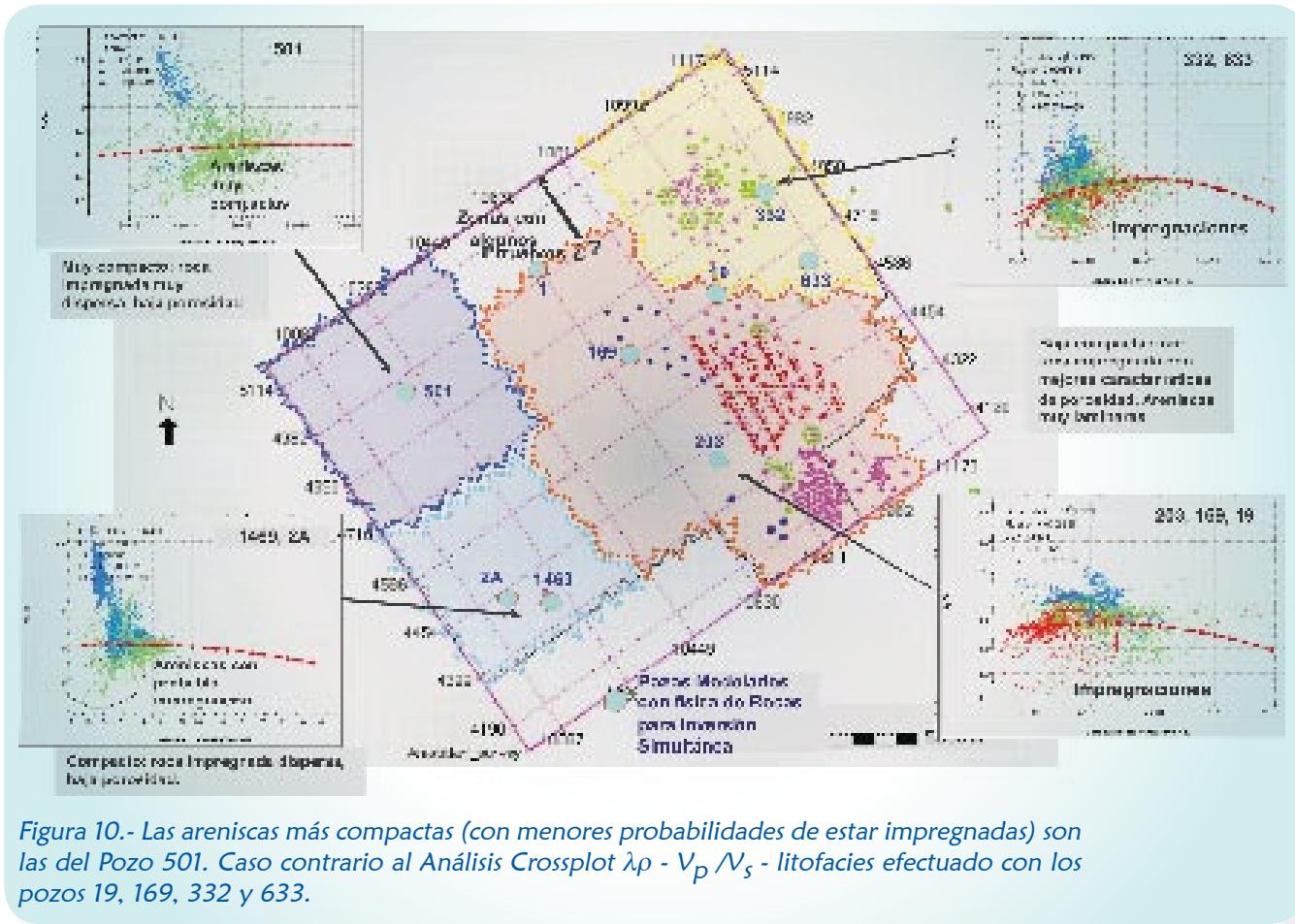


Figura 10.- Las areniscas más compactas (con menores probabilidades de estar impregnadas) son las del Pozo 501. Caso contrario al Análisis Crossplot $\lambda\rho - V_p/V_s$ - litofacies efectuado con los pozos 19, 169, 332 y 633.

Esto es un indicador de que probablemente el efecto de la diagénesis es de moderado a intenso en la zona suroeste, aunque desde el punto de vista de roca-almacén no sólo muestra una baja porosidad, sino una mala permeabilidad, causa probable por la cual estos pozos no sean buenos productores.

Hacia la zona de los pozos que se encuentran en el noreste de los campos tenemos menor compactación, siendo la mejor respuesta la SIM50C-60B y SIM70C con una mejor respuesta de roca-almacén y con una clara separación entre arenas impregnadas de las no impregnadas. Sin embargo, para Soledad la respuesta de las arenas impregnadas es más dispersa y hacia la zona noroeste se reduce aún más.

A continuación se muestra una tabla que indica valores V_p/V_s aproximados de las arenas en los intervalos productores asociados a ciertos intervalos de porosidad.

Las relaciones obtenidas de los crossplots y los valores V_p/V_s son modelos empíricos y hablando estrictamente aplican únicamente para los tipos de rocas estudiadas, principalmente para las relaciones que están en función de la velocidad-densidad de la roca (Mavko, 2002).



TABLA 3

VALORES V_p/V_s APROXIMADOS DE LOS INTERVALOS PRODUCTORES EN CADA POZO

POZO	POROSIDAD TOTAL Φ	V_p/V_s (ARENISCAS PROBABLEMENTE IMPREGNADAS)	V_p/V_s (ARENISCAS LAMINARES CON POSIBILIDAD DE ESTAR IMPREGNADAS)
203	0.064-0.16	1.52-1.85	1.87-1.98
169	0.027-0.23	1.76-1.84	1.84-1.92
19	0.037-0.19	1.62-1.75	1.75-1.89
332	0.040-0.19	1.80-1.90	1.90-1.96
633	0.094-0.25	1.62-1.80	1.80-1.98
1469	0.053-0.19	1.58-1.80	1.80-2.07
2A	0.13 -0.19	-	1.65-1.80
501	0.043-0.16	1.60-1.76	1.76-1.80

**ANÁLISIS CROSSPLOT
 $\lambda\rho-\mu\rho$ -LITOFACIES**


Se realizó un análisis $\lambda\rho - \mu\rho$ - litofacies para separar las distintas litologías como arcillas, areniscas (húmedas, arcillosas y compactas) y areniscas impregnadas que serán indicados en intervalos en color blanco en los registros para cada uno de los análisis Crossplot. El umbral observado en el Crossplot está ligado al efecto del fluido en la estructura porosa de la roca de las areniscas impregnadas (puntos rojos). Este Crossplot se emplea como un discriminante litológico al extraer las propiedades $\lambda\rho - \mu\rho$ de pozos (provenientes de V_p , V_s y densidad modeladas) a los seudo registros $\lambda\rho - \mu\rho$ de los cubos de Inversión Sísmica en frecuencias 1-60 Hz.

Para identificar de manera detallada las diferentes respuestas entre arcillas, areniscas húmedas, areniscas laminares-compactas y areniscas impregnadas se construyeron 4 crossplots para destacar las propiedades de cada litología.

En la figura 11 del polígono se extrae la respuesta remarcada en color blanco de las arcillas en los registros, mostrando la respuesta de los "cuellos" arcillosos identificados por encima y por debajo de los paquetes de arenas de los espesores SIM50C-90C, respuesta que se puede constatar por el registro de Rayos Gamma.

En la figura 12 la respuesta mostrada (marcada en color blanco) en los registros geofísicos está asociada a arenas que van en el intervalo: de laminares a húmedas y a compactas, en las cuales sólo se tiene cierta impregnación para un intervalo en el Pozo 501 en el intervalo 1,136-1,145 m MD por debajo de las zonas productoras de las arenas SIM40-50 a la SIM90 analizadas.

En la figura 13 el polígono resalta valores en los intervalos de los registros que tienen arenas con una alta compactación que mostraron, en términos generales, baja producción.

Finalmente, en la figura 14 se observan los intervalos productores con el registro de litofacies de todos los pozos, en la cual tienen respuesta del umbral excepto para el Pozo 501 que muestra pocas zonas impregnadas (prácticamente nulas o muy dispersas) con una permeabilidad muy baja, debido al cementante calcáreo que predomina.

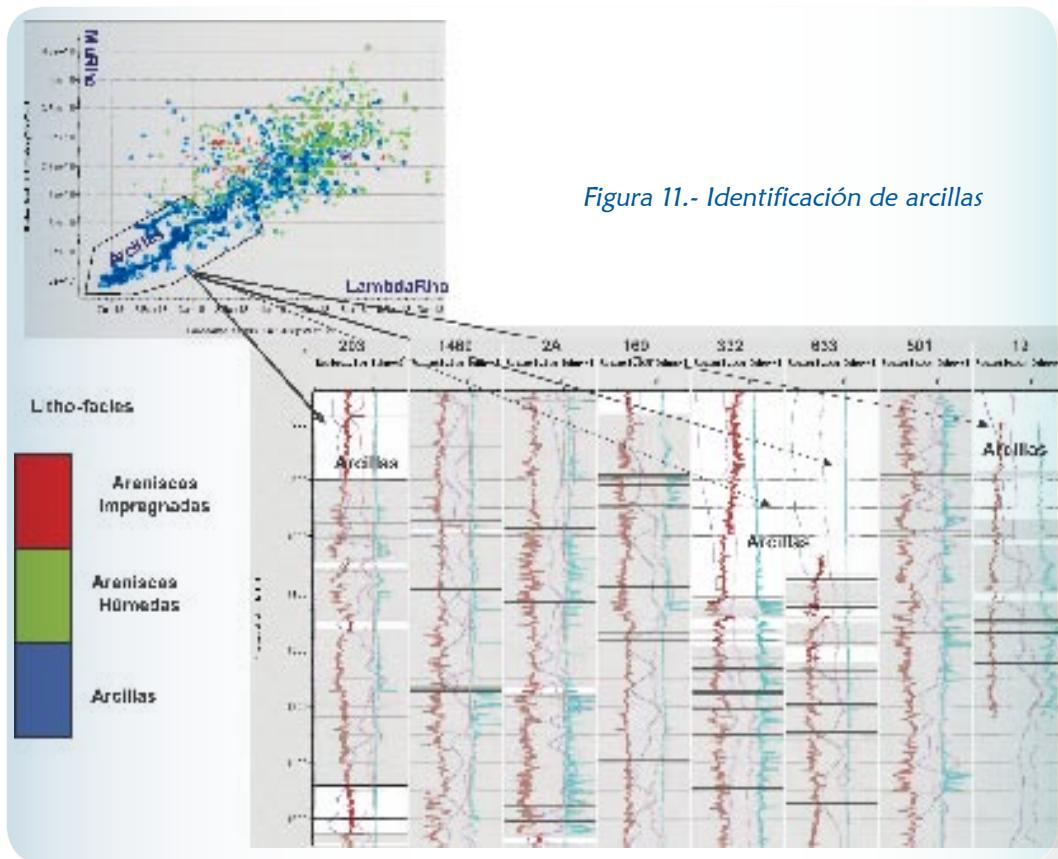


Figura 11.- Identificación de arcillas

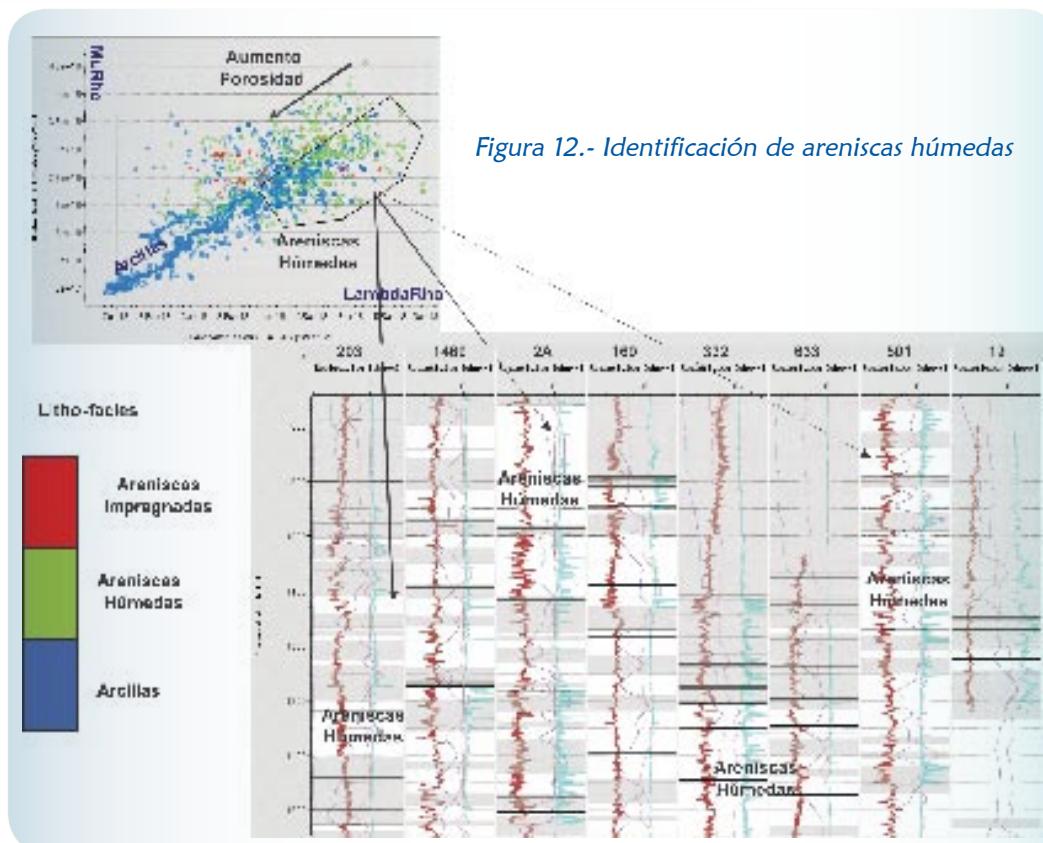
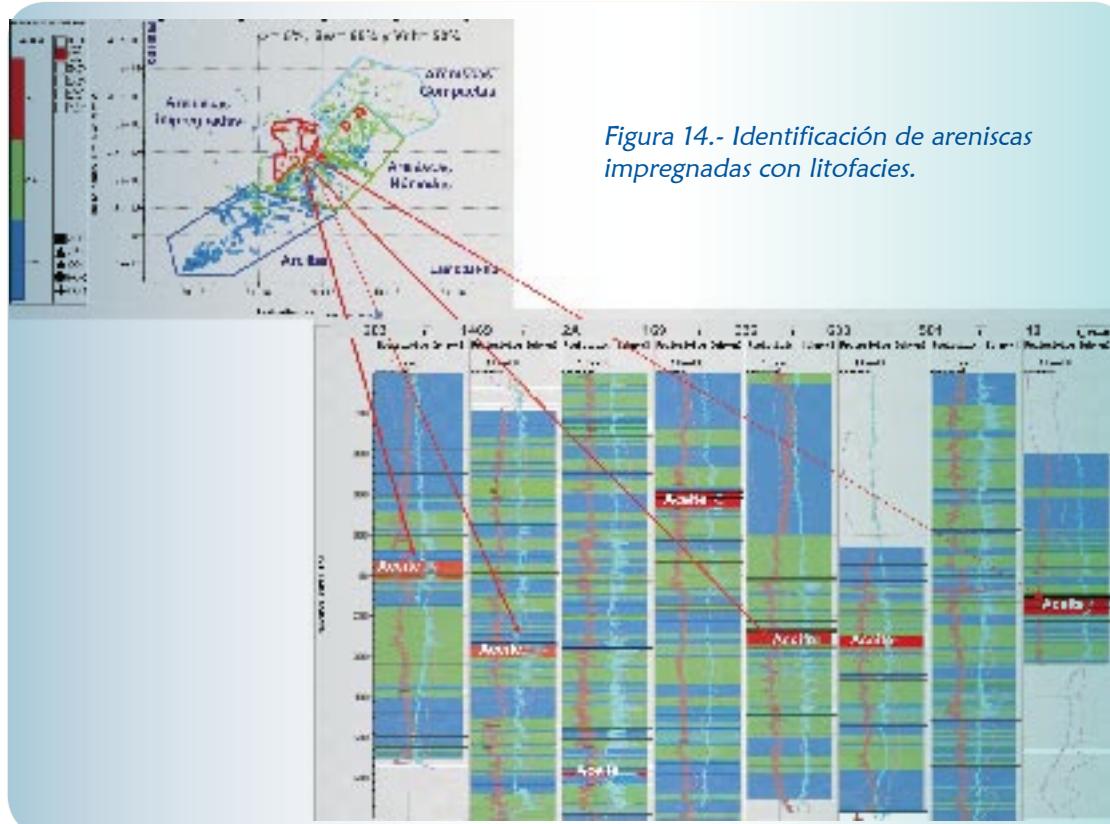
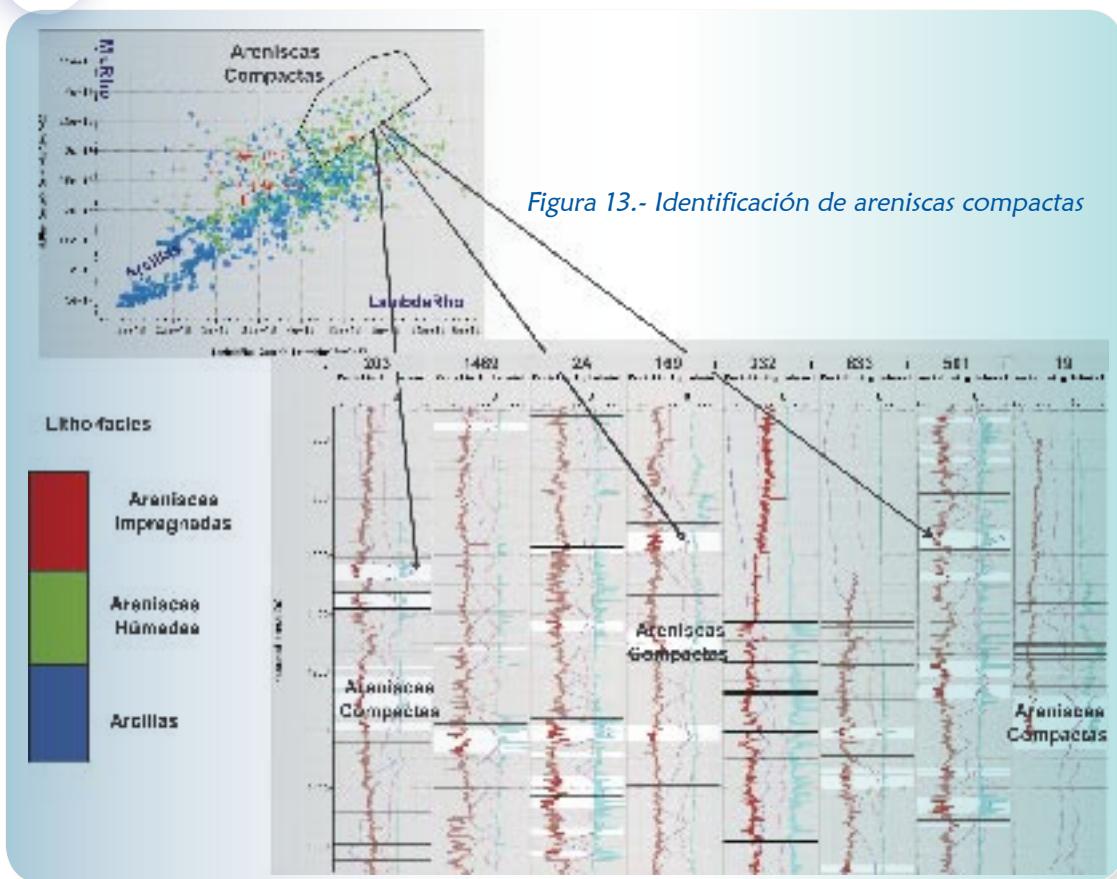


Figura 12.- Identificación de areniscas húmedas





El registro de litofacies permite distinguir dentro del umbral el efecto del fluido aceite-gas disuelto en la estructura porosa de la roca.

Los crossplots de las figuras 12, 13 y 14 discriminan los paquetes de arenas (impregnadas de las no impregnadas) que son característicos de los abanicos submarinos del Terciario de Chicontepec para esta zona del Paleocanal.



En los siguientes análisis se observan las respuestas para cada uno de los intervalos de los pozos con sus producciones establecidas que a su vez fueron extrapoladas a los cubos de Inversión Sísmica Simultánea para definir la distribución de areniscas probablemente impregnadas. El Análisis Crossplot $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ -litolafacés marca en el polígono rojo la respuesta de los intervalos de los pozos 1469, 2A y 501 (Fig. 15), se observa que el tipo de respuesta de arenas impregnadas para los pozos 1469 y 2A difiere de la respuesta del Pozo 501, en el cual se mezcla el intervalo productor con rocas altamente compactas que demuestran y confirman que el área en cuestión tiene impregnaciones con muy baja porosidad-permeabilidad (ver Análisis Crossplot $\lambda\rho$ - V_p/V_s). A continuación se muestran los pozos utilizados ordenados en función de su producción (Figs. 15 a la 17).

Para los pozos 203, 169 y 19 el Crossplot de la figura 16 muestra el efecto de fluidos en la estructura porosa de la roca, cuyo umbral se confirma con los intervalos productores de los mismos. El Pozo 19 muestra una respuesta similar a la de los pozos 332 y 633 con todas las áreas de explotación del yacimiento de la SIM50 a la SIM90 para diferentes intervalos.

El Crossplot de la figura 17 muestra los pozos 19, 332 y 633 y su respuesta es coincidente con las producciones mostrando un efecto visible del fluido en la estructura porosa de la roca (umbral), lo cual denota rocas menos compactas contrario a la respuesta del Pozo 501 mostrado en el Análisis Crossplot $\lambda\rho$ - V_p/V_s -litolafacés.

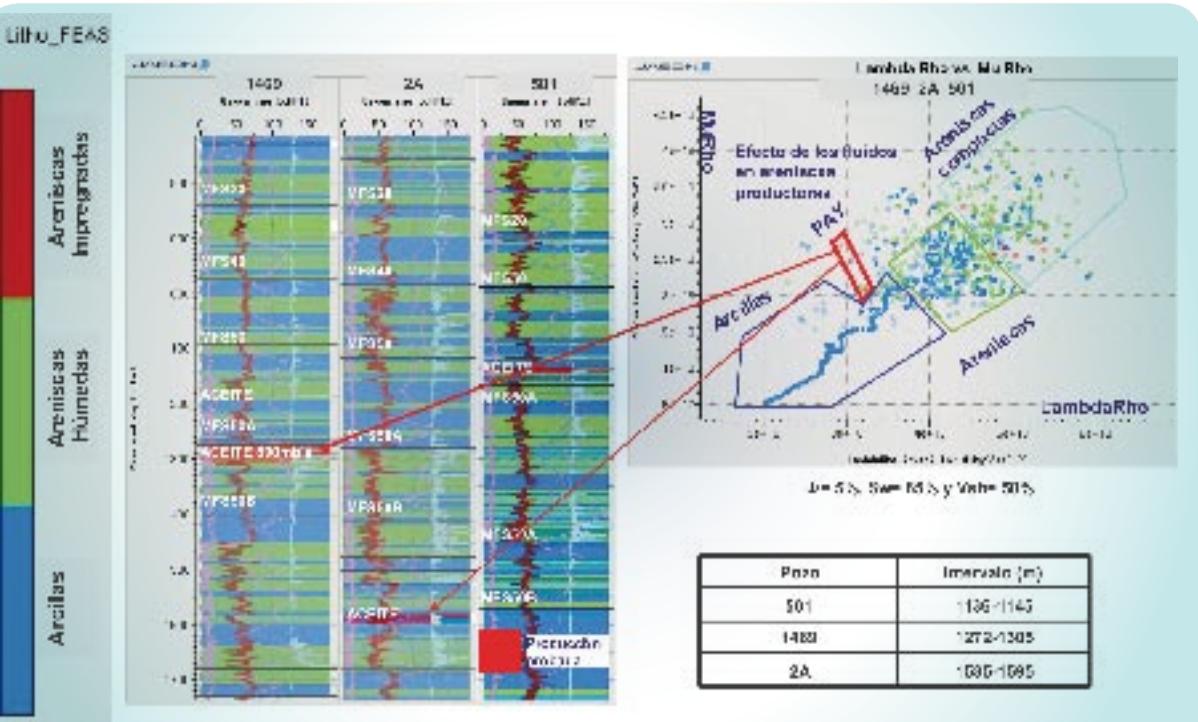
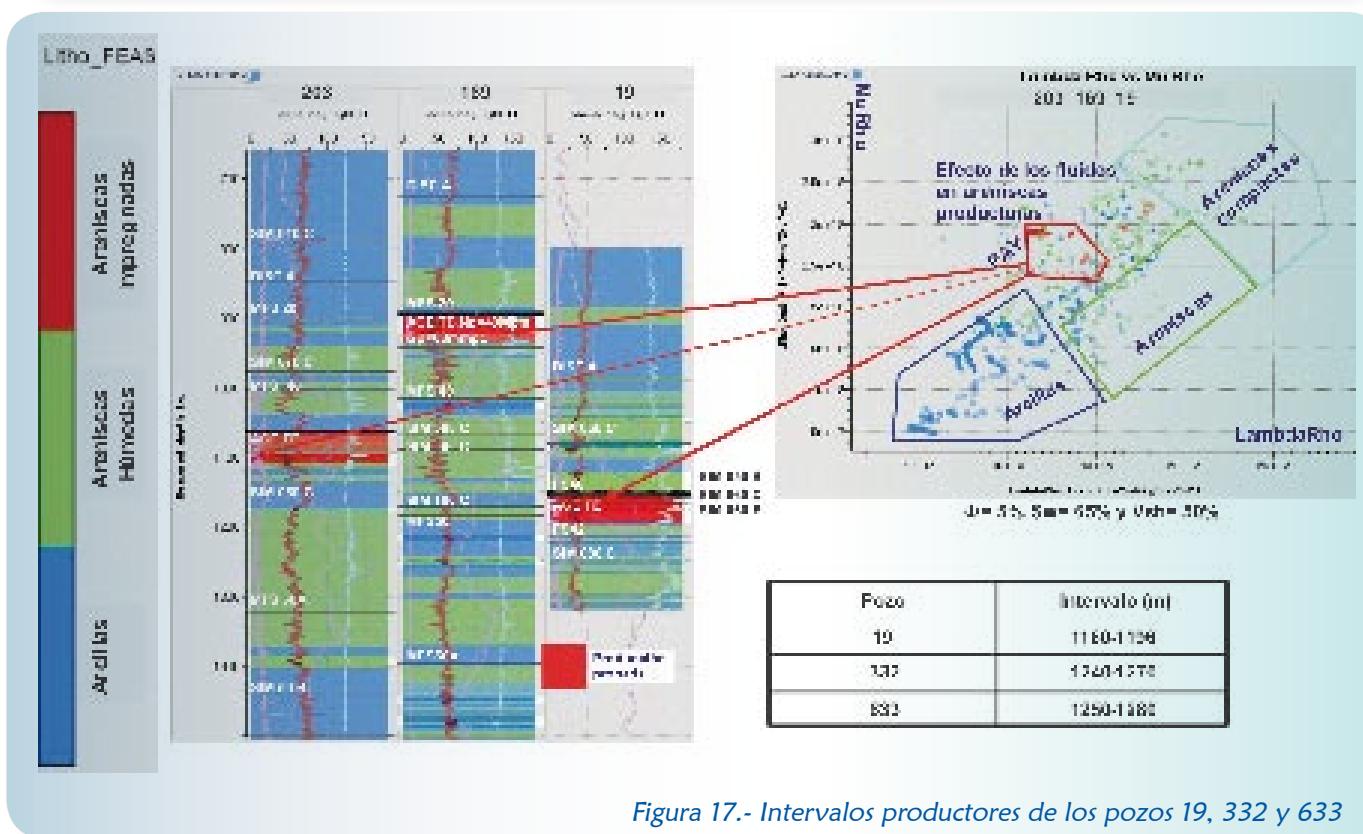
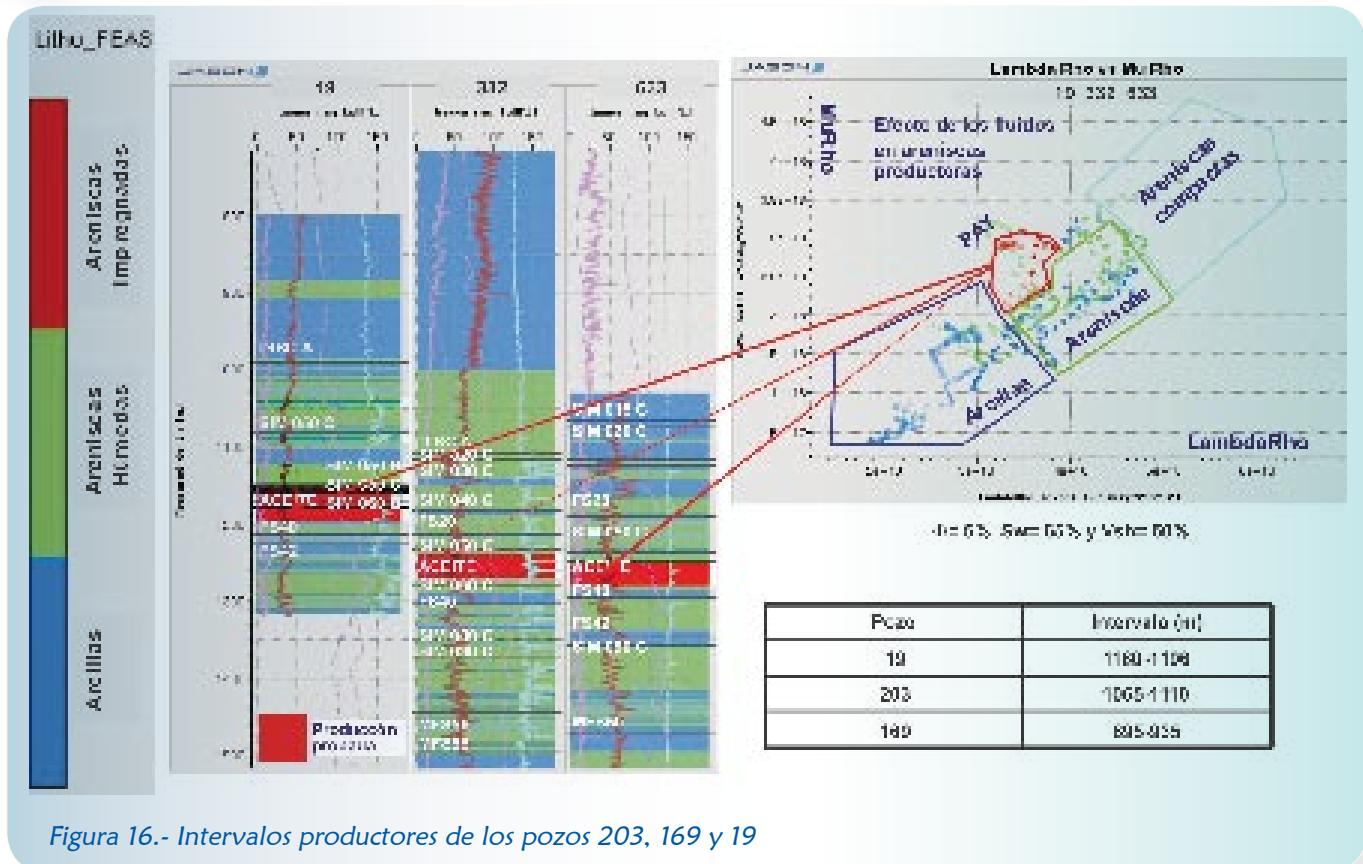


Figura 15.- Intervalos productores de los pozos 1469, 2A y 501





La respuesta del efecto del fluido en la estructura porosa (umbral en los crossplots) es extrapolada a los cubos $\lambda\rho-\mu\rho$ para obtener la distribución horizontal aproximada (en mapas) de estas impregnaciones relacionada a las zonas de probable respuesta de la roca por áreas, analizadas previamente con los crossplots $\lambda\rho-V_p/V_s$.



**EXTRACCIÓN DE ATRIBUTOS,
INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS
Y DELIMITACIÓN DE ARENISCAS
IMPREGNADAS CON $\lambda\rho - \mu\rho$**

Con base en los horizontes interpretados se extrajeron los siguientes atributos mostrados en la tabla siguiente:

TABLA 4
**ATRIBUTOS EXTRAÍDOS Y EL INTERVALO DE INTERÉS
PARA CADA UNO DE LOS HORIZONTES**

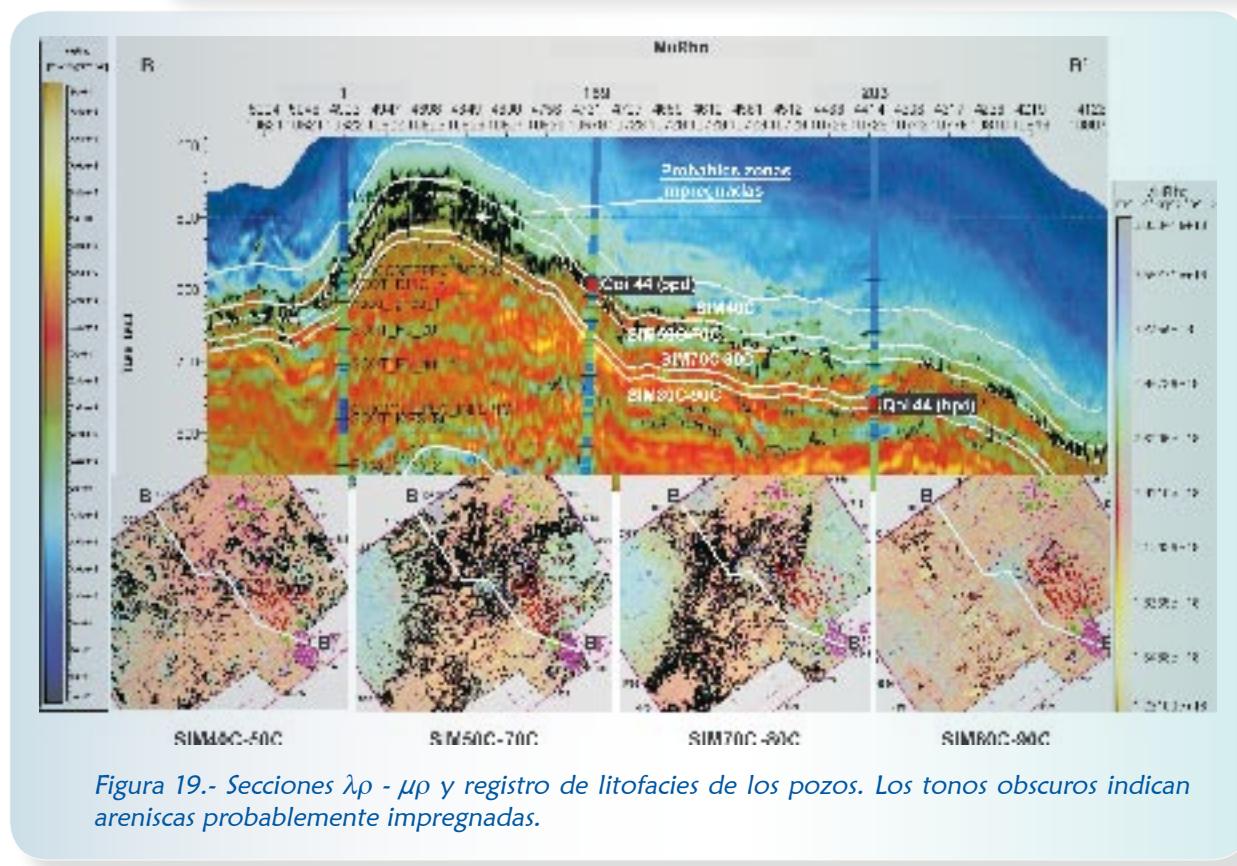
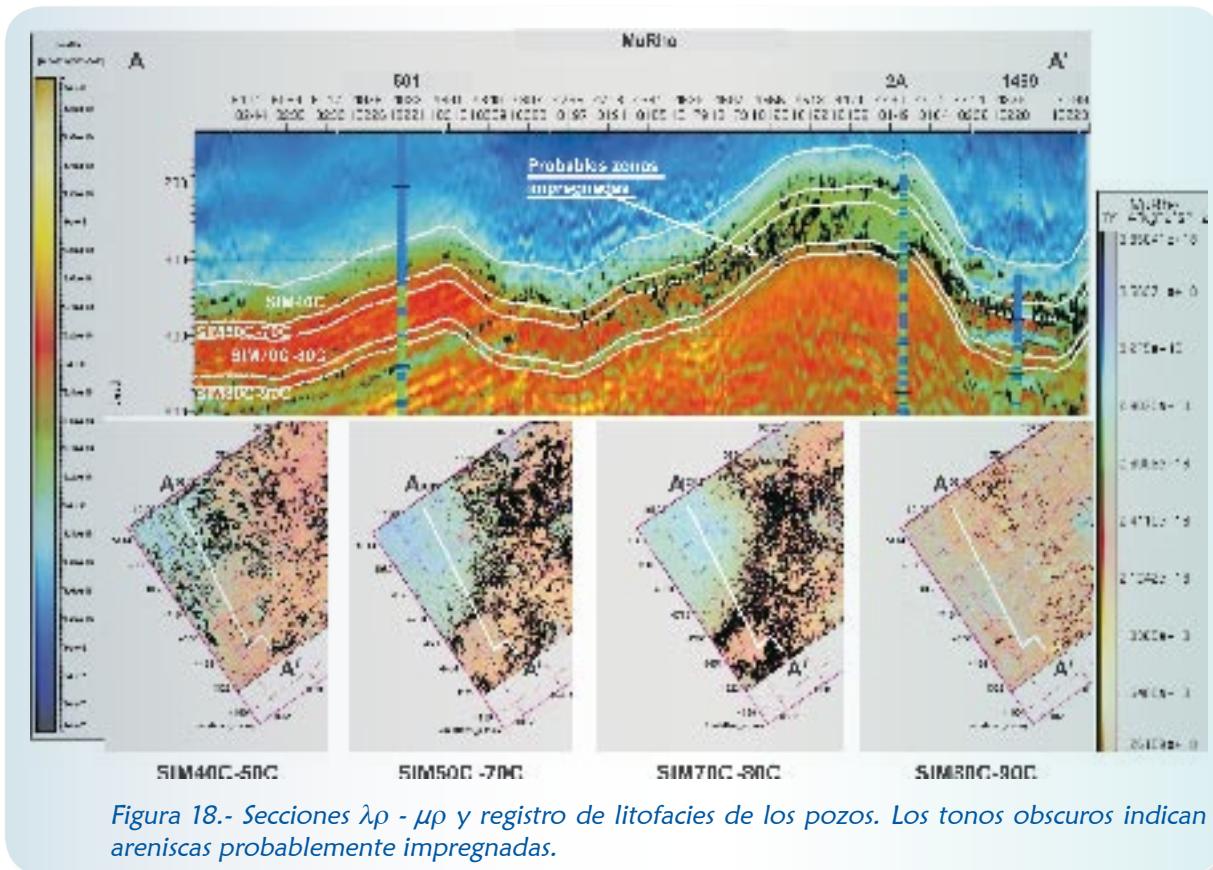
HORIZONTE	TIPO DE ATRIBUTO (RMS)	INTERVALO (mseg)
SIM40C-SIM50C	$\lambda\rho - \mu\rho$	25
SIM50C-60B-SIM70C	$\lambda\rho - \mu\rho$	15
SIM70C-SIM80C	$\lambda\rho - \mu\rho$	25
SIM80C-SIM90C	$\lambda\rho - \mu\rho$	25

Los atributos de $\lambda\rho-\mu\rho$ están relacionados a los crossplots de las mismas propiedades para cada una de las areniscas impregnadas e identificadas como SIM50C-SIM60C a la SIM90C. Esta extrapolación de propiedades de los crossplots a los atributos se utiliza para obtener la respuesta de la distribución y geometría de las trampas estratigráficas en términos de $\lambda\rho$ y $\mu\rho$, así como la distribución de las probables impregnaciones mostradas en cada uno de los intervalos productores de los pozos.

Por sí mismos, los atributos de traza sísmica convencional con banda limitada de frecuencias incrementan el riesgo de obtener una correlación espuria (Kalkomey, 1997).

Los atributos aquí obtenidos están en propiedades de impedancias, utilizan la banda completa de frecuencias obtenidas del merge (combinación), tanto de ultra bajas frecuencias (ULF) obtenida de velocidades de migración suavizadas PreSTM como las frecuencias que involucran el modelo terrestre de pozos y sísmica. Los atributos extraídos de los cubos de impedancia proporcionan mayor certidumbre en la interpretación del modelo geológico. Oldenburg (1982) resaltó la importancia de recuperar dentro del proceso de inversión las reflectividades asociadas a las bajas frecuencias, paso crucial para obtener una interpretación geológica razonable.

En las imágenes de las figuras 18 a la 20 se observan secciones arbitrarias con cada uno de los atributos extraídos de la combinación de cubos $\lambda\rho-\mu\rho$ en las cimas de los horizontes mencionados en la tabla 4. Las secciones arbitrarias y horizontes muestran la distribución de las zonas de areniscas probablemente impregnadas en tonos oscuros (provenientes de los intervalos productores de los pozos). En las secciones mencionadas, los colores rojo-naranja-amarillo indican la tendencia de las areniscas húmedas o compactas, los colores verde-azul indican arcillas mientras que los tonos oscuros indican areniscas probablemente impregnadas.



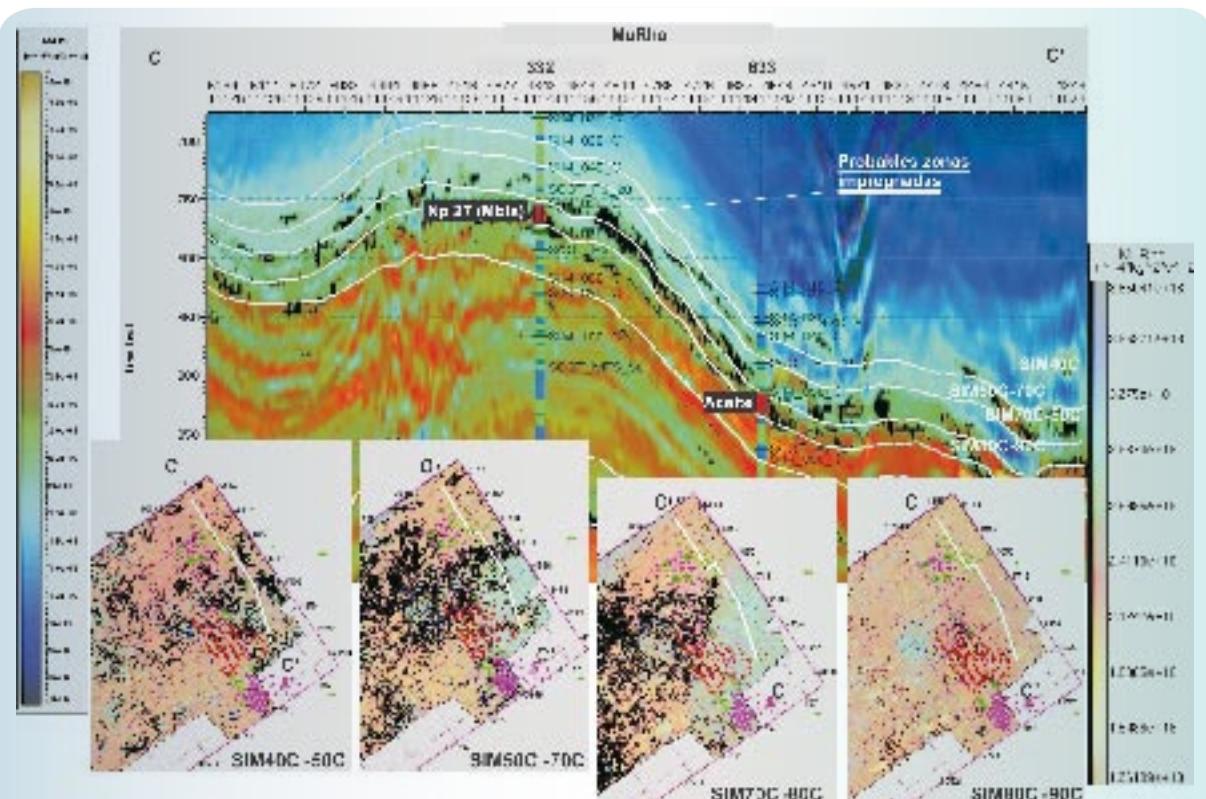


Figura 20.- Secciones $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y registro de litofacies de los pozos. Los tonos oscuros indican areniscas probablemente impregnadas.

Los valores de impedancias asociadas a arenas impregnadas han sido extrapolados directamente de los pozos de los intervalos productores a los productos de inversión $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ que tienen frecuencias de 1-60 Hz.

En los atributos de cada uno de los horizontes (recuadros inferiores de las figuras 21 a la 24) los colores amarillo-naranja-rojo indican la tendencia de las arenas mientras que los tonos verde-azul indican arenas muy compactas y los tonos oscuros indican nuevamente la tendencia probable de las arenas impregnadas, cuya barra de color de atributos aparece a la derecha de cada figura.

La primera zona que incluye al Pozo 501 resulta demasiado compacta con probables arenas impregnadas muy dispersas (baja porosidad-permeabilidad) de la figura 18.

De la misma manera, en esta sección (Fig. 18) se muestran los pozos 1469 y 2A indicando que la respuesta de la roca es altamente compacta dado que el efecto del fluido en el armazón de la roca disminuye en la zona de impregnación y al mismo tiempo las probables arenas impregnadas bordean la zona mencionada para cada uno de los atributos extraídos. Por el contrario, en el Pozo 1469 se observan arenas impregnadas rodeando en parte al Pozo 2A.

La zona que abarca los pozos 169, 19 y 203 muestra zonas de impregnación calibradas con registros geofísicos (Fig. 19), las producciones de estos campos coinciden con la tendencia de las probables impregnaciones.

La tercera y última zona mostrada en la figura 20 que incluye nuevamente al Pozo 19 y a los pozos 332 y 633 muestra paquetes de arenas con impregnaciones aparentemente más dispersas que se confirman en la producción de los campos actuales.



Durante el análisis de los atributos se observaron algunas de las tendencias de los cuerpos impregnados como partes de abanicos y canalizaciones con alto contenido de arcillas asociados a areniscas, en los cuales se tienen producciones.

Este criterio obedece al modelo sedimentológico planteado de Amatitlán, en el cual el régimen de depósito de abanicos submarinos está gobernado en buena medida por grandes volúmenes de arcillas que los hacen laminares, de los cuales algunos son productores.

En términos generales para el horizonte SIM40C los paquetes de areniscas (Fig. 21) tienen distribuciones de impregnación en tonos oscuros en las áreas de los campos que son productoras aunque las probables areniscas impregnadas se presentan, en términos generales, dispersas.

El atributo sobre el paquete de areniscas SIM50C-SIM60B de los campos productores muestra una amplia distribución de areniscas probablemente impregnadas excepto en la zona del Pozo 501 en donde la compactación es muy alta (Fig. 22).

Esta distribución abarca todos los campos de los pozos productores en el intervalo mencionado y las areniscas impregnadas se distribuyen en la parte norte del campo donde se encuentra el Pozo 169 en donde se tienen pozos como el 67 que produce en los intervalos SIM50C-SIM70C (Fig. 23).

Algunas zonas de impregnación aparentemente no se observan a la escala de los mapas y secciones de opacidad mostradas en los campos productores, sin embargo, en diversos análisis se observan como dispersas (con porosidades-permeabilidades aisladas), lo que probablemente explica que las producciones entre los pozos sean distintas a pesar de la cercanía entre uno y otro.

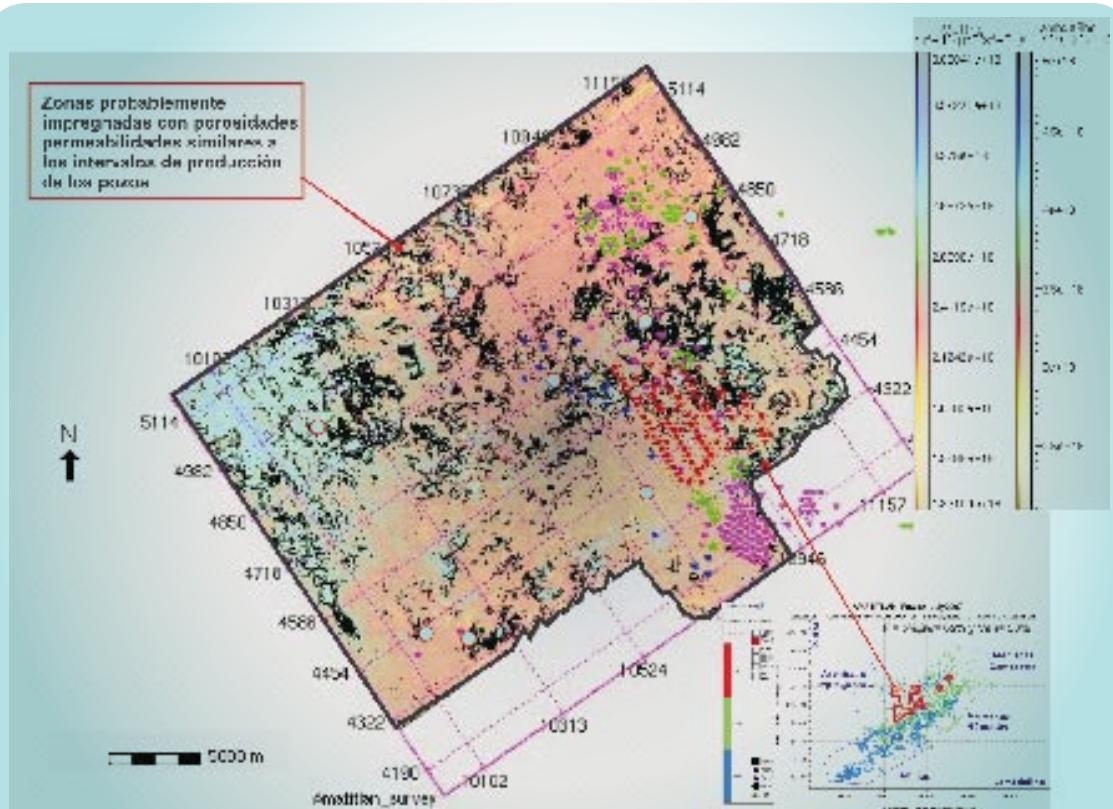


Figura 21.- Atributos extraídos sobre la SIM40C y la probable distribución de arenas impregnadas

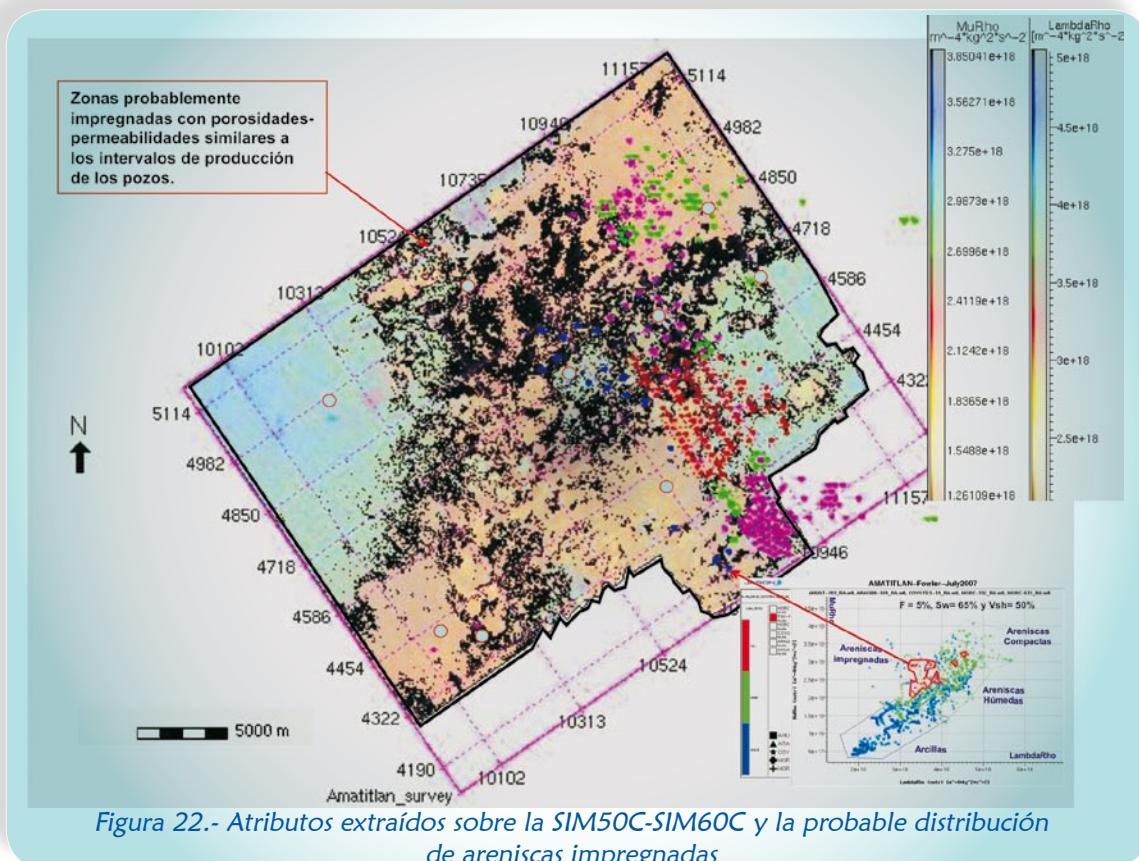


Figura 22.- Atributos extraídos sobre la SIM50C-SIM60C y la probable distribución de areniscas impregnadas

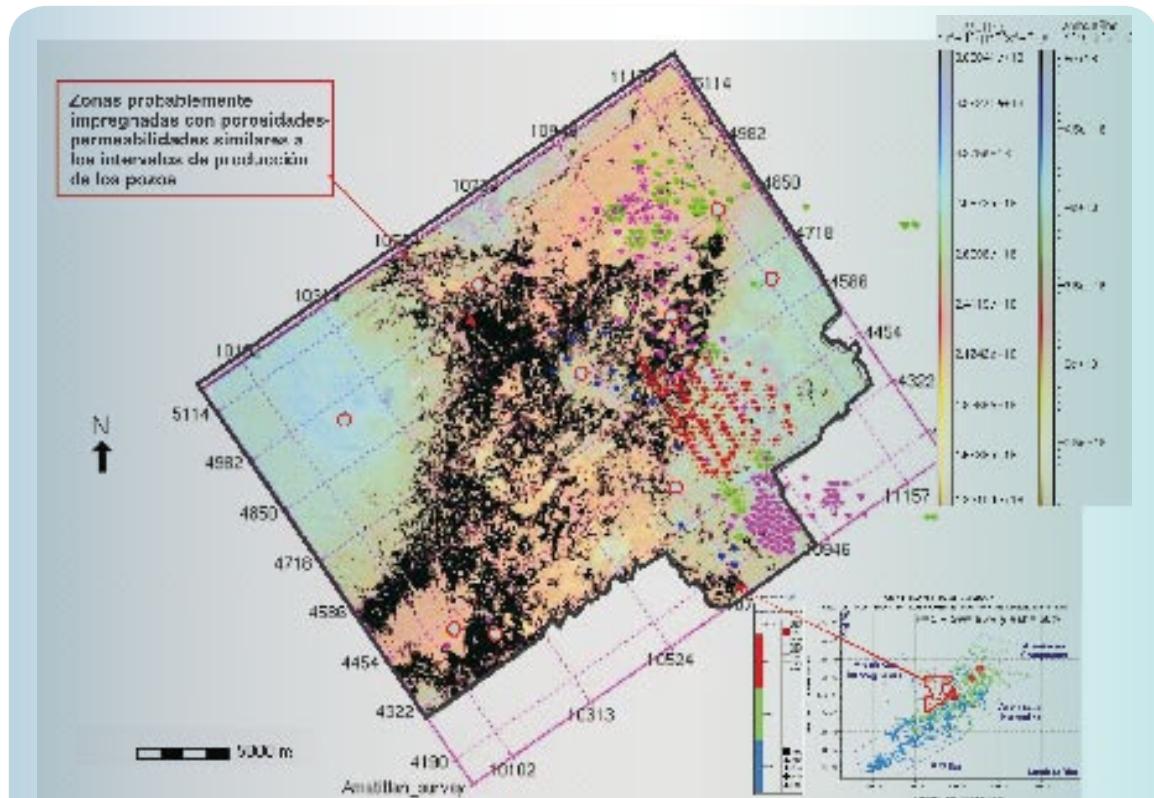


Figura 23.- Atributos extraídos sobre la SIM70C-SIM80C y la probable distribución de areniscas impregnadas



La distribución de la arenisca SIM70C-SIM80 (Fig. 23) muestra una tendencia similar a la SIM50C-SIM60B con la diferencia de que se extiende principalmente en los campos productores hasta la zona inmediata noroeste cercano al Pozo 1. Esto incluye los pozos 203 y 19 que tiene parte de su producción en este intervalo y la distribución de los cuerpos impregnados responde de manera similar al análisis previo efectuado con $\lambda\rho$ - V_p/V_s .

La distribución de litologías y su respuesta (Figs. 21 a la 24) tiene en respuesta un patrón similar al mapa de la figura 10, es producto del análisis efectuado con los crossplots $\lambda\rho$ - V_p/V_s .

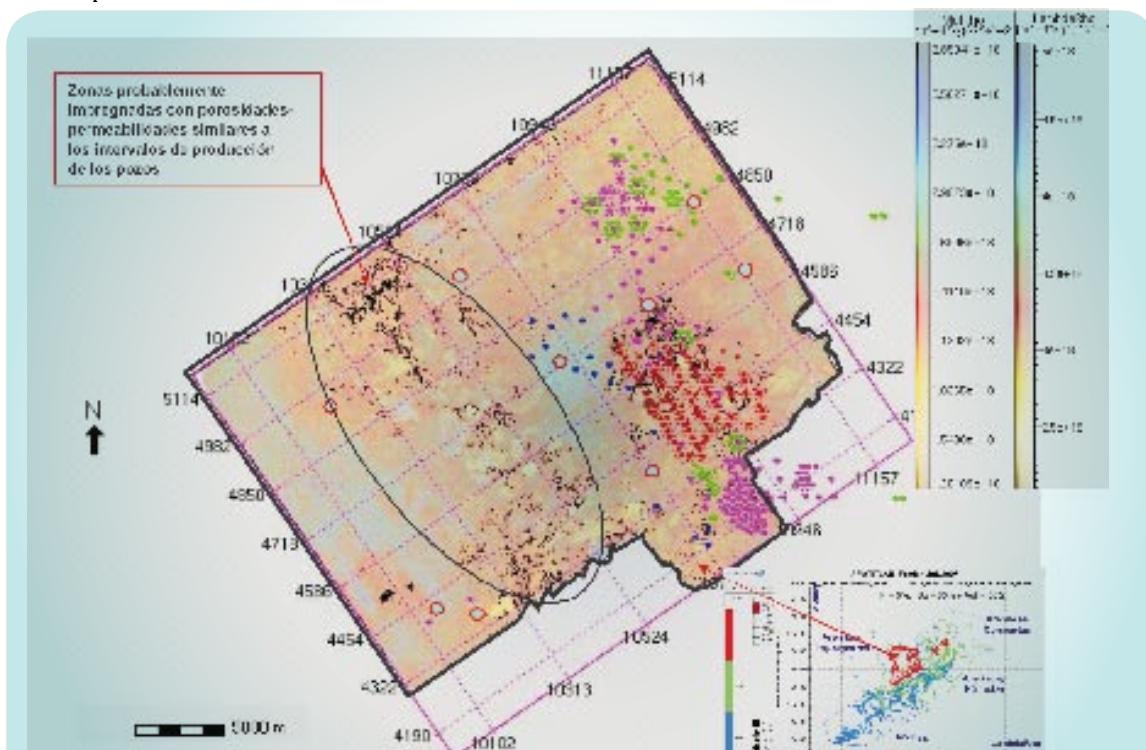


Figura 24.- Atributos extraídos sobre la SIM80C-SIM90C y la probable distribución de arenas impregnadas.

Finalmente, el atributo extraído de paquetes de arenas SIM80C-SIM90C muestra en términos generales zonas de baja impregnación probable entre los pozos 19, 169 y 203, y de manera muy dispersa al noreste entre los pozos 1469, 2A, 203 y 169. En términos geológicos se tiene considerada a la SIM80 como altamente arcillosa y no es de las mejores productoras para los campos en esta parte del Paleocanal.

CONCLUSIONES

Los productos de la Inversión Sísmica Simultánea $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ están en términos de impedancias que integran las bajas frecuencias del modelo terrestre de los pozos modelados e incluye la banda de frecuencias de la sísmica, lo que permite una mejor interpretación geológica sobre métodos que utilizan únicamente banda limitada de frecuencias. A partir de la calibración de pozos modelados y los crossplots $\lambda\rho$ - V_p/V_s y $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ utilizados se establece la respuesta de la roca impregnada en los intervalos interpretados de interés.



Los *crossplots* $\lambda\rho$ - V_p/V_s permiten inferir espesores rocosos con probabilidad de contener areniscas impregnadas (que en términos generales son principalmente areniscas laminares) y los discrimina de aquellas areniscas que son compactas o húmedas.

Con los registros de litofacies utilizados en los *crossplots* $\lambda\rho$ - V_p/V_s y $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ utilizados como discriminantes litológicos es posible identificar la respuesta de las areniscas impregnadas del resto de las litologías, en este caso el efecto es asociado al de los fluidos en la estructura porosa de la roca (umbral) con características $\Phi = 5\%$, $S_w = 65\%$ y $V_{sh} = 50\%$. A partir de estas respuestas se hizo una caracterización litológica por sectores en función de su respuesta para cada una de las áreas.

Los umbrales de las propiedades de los *crossplots* $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ -litofacies extrapolados a los cubos con las mismas propiedades, reflejan las propiedades de probable roca impregnada mostrada en horizontes.

La respuesta del umbral de los *crossplots* $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ -litofacies en los cubos $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ permiten inferir la extensión de las areniscas al ser extrapolado a los atributos de impedancias que han sido extraídos de los horizontes interpretados en las areniscas SIM50C a la SIM90C. Las areniscas con porosidad pobre y preferentemente laminares indican producciones e impregnaciones de manera selectiva entre las arenas SIM50C-SIM60C a la SIM90C. Es importante señalar que por debajo de la arenisca SIM90B prácticamente no se observan impregnaciones extensas ni continuas y por el contrario se observan mucho más dispersas, esto se debe posiblemente a la calidad de la roca-almacén y al efecto de la compactación de las areniscas por efecto de la diagénesis. Este resultado sería de suma importancia para establecer prioridades en la explotación del yacimiento al proponer localizaciones de pozos y seleccionar los intervalos en esta área del Paleocanal.

El Paleocanal de Chicantepec tiene características geológicas y litológicas complejas, sin embargo, con los resultados de los *crossplots*-cubos de impedancia de propiedades elásticas $\lambda\rho$ - V_p/V_s y $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ sería posible continuar en trabajos futuros (dadas las condiciones) la caracterización litológica en campos del área y en otras cuencas que presentan geologías y litologías con características similares.



REFERENCIAS

- Aki, K. and Richards, P.G., 1980. Quantitative Seismology-Theory and Methods, 1 W.H. Freeman and Co. San Francisco.
- Brie, A. et al., 1995. Shear Sonic Interpretation in Gas-Bearing Sands. Society of Petroleum Engineers 30595, pp. 701-710.
- Garotta, R. and Michon, D., 1982. Comparison Between P - S_V - S_H and Converted Waves Expanded Abstracts, pp. 61-63.
- Hilterman, F.J., 2002. Interpretación de Amplitudes Sísmicas Instructor Distinguido 2001-Curso Corto, Serie de Instructores Distinguidos, núm. 3, SEG vol. XLII, núm. 2.
- Kalkomey, C.T., Potential Risk when Using Seismic Attributes as Predictors of Reservoir Properties 1997, The Leading Edge, pp. 247-251.
- Krief, M. et al., 1990. A Petrophysical Interpretation Using the Velocities of P and S Waves (Full-Waveform Sonic), CGG Logging.
- Mavko, G. et al., 1998. The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis in Porous Media, Cambridge University Press.
- Mavko, G. and Mukerji, T., 1995. Seismic Pore Space Compressibility and Gassmann's Relation. Geophysics, vol. LX, pp. 1743-1749.
- Mavko, G., 2002. The Rock Physics Behind the Seismic Amplitude; notes from the course. Rock Solid Images (The Rock Physics Company).
- Ostrander, D.W. and Levy, S., 1982. Recovery of Acoustic Impedance from Reflection Seismograms, Expanded Abstracts, pp. 202-204.
- Rutherford, S.R. et al., 1989. Amplitude vs Offset Variations in Gas Sands Geophysics, vol. 54, num. 6, pp. 680-688.
- Russell, B.H. et al., 2003. Tutorial Fluid-Property Discrimination with AVO: A Biot-Gassmann Perspective. Geophysics, vol. LXVIII, pp. 29-39.



- Stewart, R.R. and Gaiser, J.E., 1998. Converted Waves in Seismic Exploration SEG Calgary Alberta, Notes from the Course.
- Tayler, N. *et al.*, 2002. Estudio de Caracterización Estática y Dinámica del Campo Coyotes. Reporte interno no publicado I.V. 1373 Petróleos Mexicanos.
- Uden, R. *et al.*, 2003. Rock Physics Diagnostic in Sand/Shale Sequence, Expanded Abstracts, pp. 202-204.
- Wang, Z.Z. Y2K Tutorial, 2001. Fundaments of the Seismic Rock Physics. Geophysics, vol. LXVI, pp. 398-412.

Aplicación de una Nueva Técnica de Anti-Múltiple 3D SRME en un Proyecto de Aguas Profundas de México con Objetivos Subsalinos

SYLVAIN LE ROY⁽¹⁾, GERARDO CLEMENTE MARTÍNEZ⁽²⁾, MIGUEL ESQUIVEL LÓPEZ⁽²⁾,
ARNE SAESTRANG⁽¹⁾, DOMINIQUE GEHANT⁽¹⁾, BERNARD DAVID⁽³⁾, ANTONIO PICA⁽³⁾,
GUILLAUME POULAIN⁽³⁾ y PHILIPPE HERRMANN⁽³⁾

RESUMEN

Durante el último congreso de la Society of Exploration Geophysicist (SEG), Pica et al. (2005) presentaron una novedosa técnica para realizar el Modelado de Múltiples Relacionados con Superficie (SRME) basada en la utilización de un modelo de reflectividad. Esta metodología no tiene restricciones relacionadas con las posiciones de tiro o con su distribución y puede ser aplicada incluso a datos provenientes de levantamientos OBC. Es una alternativa razonablemente económica en comparación con métodos de 3D SRME utilizando la técnica de auto-convolución de acuerdo con la superficie, la cual requiere idealmente una posición de tiro por cada posición de receptor.

A lo largo de esta presentación, después de una breve descripción de la metodología aplicada, presentaremos los resultados obtenidos en un sub-volumen del mega Proyecto Holok Alvarado (10,000 km²) adquirido en aguas profundas mexicanas. Los datos se caracterizan por la presencia de una fuerte energía de las reflexiones múltiples relacionadas con el Lecho Marino (WB) y con la cima de las formaciones de sal (TOS). La técnica 3D SRME utilizando el modelado de forma de onda es muy eficaz en comparación con la técnica anti-múltiple basada en el Uso de la Descomposición de Radón de Alta Resolución en lo que concierne a las tentativas de eliminar los múltiples generados por un piso marino inclinado. De la misma manera se obtuvieron también resultados exitosos en la labor de atenuación de los múltiples difractados ocasionados por la cima de las formaciones de sal.

INTRODUCCIÓN

Hara eliminar correctamente las reflexiones múltiples en los casos en que las técnicas convencionales no funcionen (deconvoluciones y métodos fundados sobre un moveout residual), es necesario usar técnicas de SRME que permitan predecir determinísticamente los múltiples en 3D.

(1) Compañía Mexicana de Geofísica.

(2) CNPS-PEMEX, Villahermosa, México.

(3) CGG, Massy, Francia.



Por eso CGG ha desarrollado un método donde la predicción del múltiple está basada sobre un modelo: es una buena alternativa al método original de 3D SRME descrito por Vershuur y Berkhouwt (1997), así como Bierkester *et al.* (2001) y que requiere una posición de tiro por cada posición de receptor. En nuestro caso usamos los datos existentes sin necesitar una interpolación entre fuentes: si los datos lo requieren podemos interpolar entre los cables, así como extrapolar los puntos de tiros por cable de modo a obtener un tendido de receptores simétrico (“*split spread*”), basándose en las propiedades de reciprocidad fuente-receptor. El otro elemento fundamental de nuestra metodología radica en la utilización de un modelo de reflectividad que puede ser obtenido realizando una migración para la cual a menudo bastará usar los *offsets* cercanos. Con estos elementos calculamos el modelo de múltiples en 3D y enseguida, sustraer los puntos de tiros de entrada.

Esta metodología funciona bastante bien en los casos donde los otros métodos no consiguieron eliminar los múltiples: presencia de un cañón sobre el fondo del agua, fondo marino inclinado o múltiples difractados por ejemplo. A continuación, algunos resultados son presentados sobre CMP y apilado de *offsets* cercanos procedentes del proyecto en agua profunda Holok Alvarado ($10,000 \text{ km}^2$) adquirido en 2004.

MODELADO 3D DE MÚLTIPLES RELACIONADOS CON LA SUPERFICIE (3D SRME)



Para calcular el modelo de múltiples necesitamos 2 entradas: los puntos de tiros brutos y el modelo de reflectividad. Los puntos de tiros procedentes de un levantamiento marino se presentan inicialmente bajo la forma de un tendido unilateral (tipo “*end spread*”). En la etapa de propagación las grabaciones del conjunto de hidrófonos serán usadas como una fuente esparsa a la superficie, requiriendo entonces la constitución de levantamientos simétricos (tipo “*split-spread*”). Asimismo, la primera etapa del proceso de 3D SRME consiste en extrapolar los puntos de tiros por cable (Fig. 1). Al momento de calcular el modelo de múltiples una interpolación entre cables será también realizada.

En paralelo, calculamos el modelo de reflectividad que corresponde a la migración de los *offsets* cercanos (Fig. 2). Con los puntos de tiros extrapolados y el modelo de reflectividad modelamos las ondas que viajan entre los reflectores y la superficie libre. El campo de onda es extrapolado usando la ecuación de onda en el dominio F-K. Al final, el modelo de múltiples es sustraído de los puntos de tiros de entrada tras una adaptación multicanal utilizando operadores obtenidos por optimización del criterio de cuadrados mínimos.

EJEMPLOS SOBRE EL PRO- YECTO HOLOK ALVARADO



Este proyecto fue adquirido entre enero y septiembre de 2004 con los siguientes parámetros:

Adquisición este-oeste con 2 fuentes, 6 cables, 1 “bin” de levantamiento de 12.5 por 37.5 m y una cobertura de 52. Está ubicado en el Golfo de México al oeste de la Bahía de Campeche. Los ejemplos presentados más adelante corresponden a una línea de navegación del levantamiento conteniendo numerosos múltiples relacionados con el

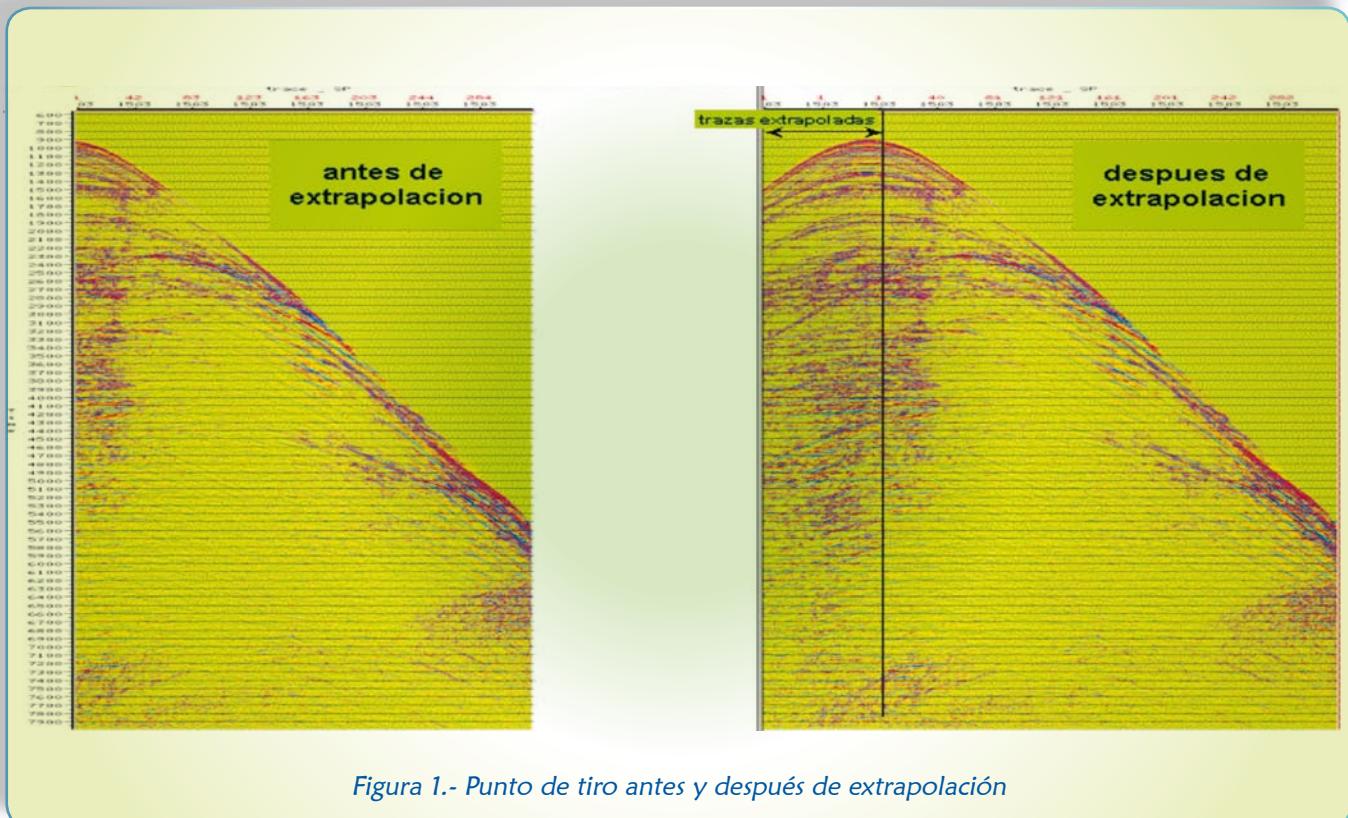


Figura 1.- Punto de tiro antes y después de extrapolación

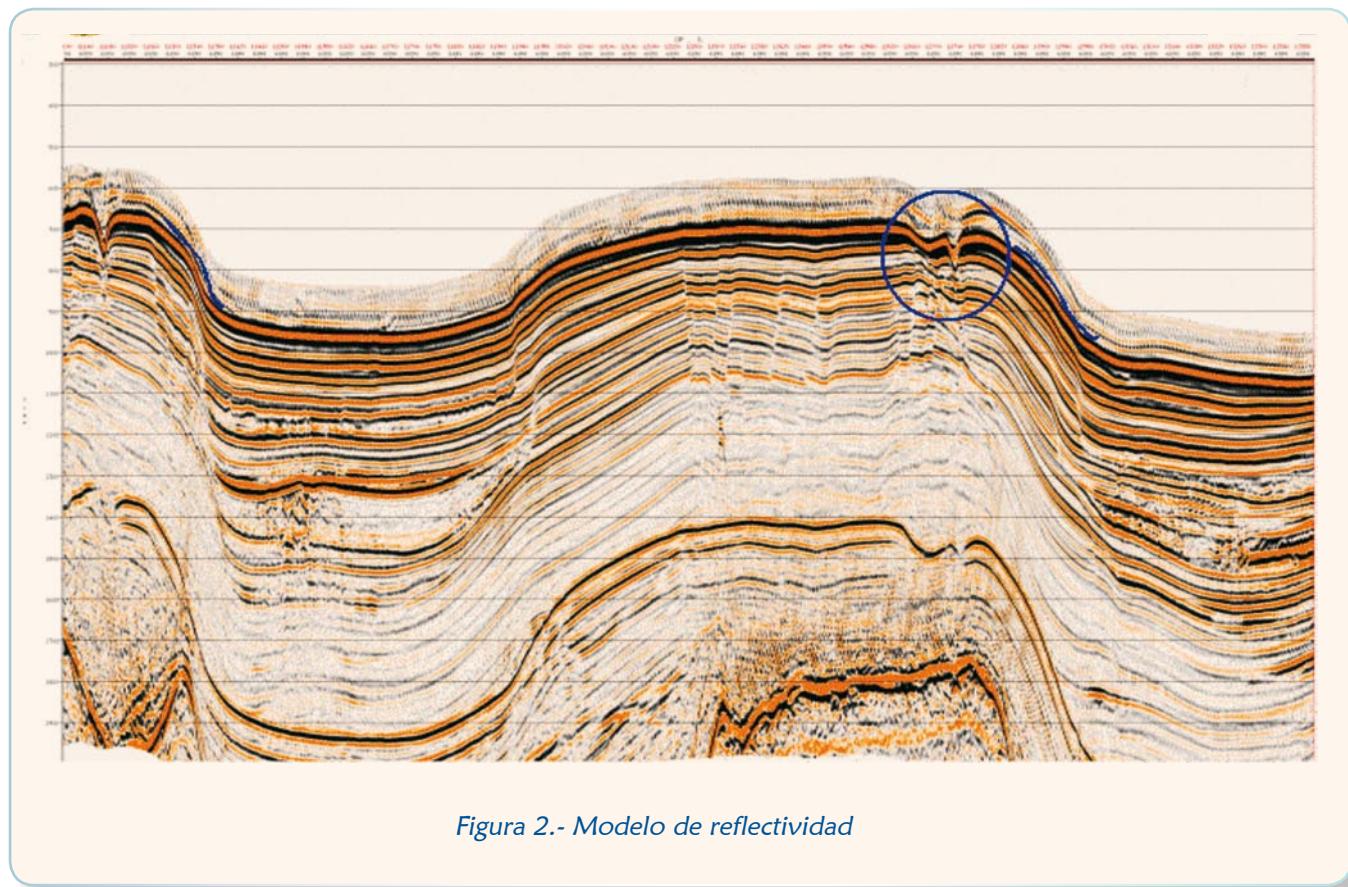


Figura 2.- Modelo de reflectividad



fondo del mar, así como con la cima de las formaciones de sal. Podemos observar en la figura 3 la presencia de un pequeño cañón sobre el piso marino y partes inclinadas de éste. Será también interesante observar la eliminación de los múltiples al límite entre el cuerpo de sal y la cuenca sedimentaria. Evidentemente, el resultado de nuestro método 3D SRME será comparado con los resultados del anti-múltiple Radon particularmente al nivel de los múltiples relacionados con la sal.

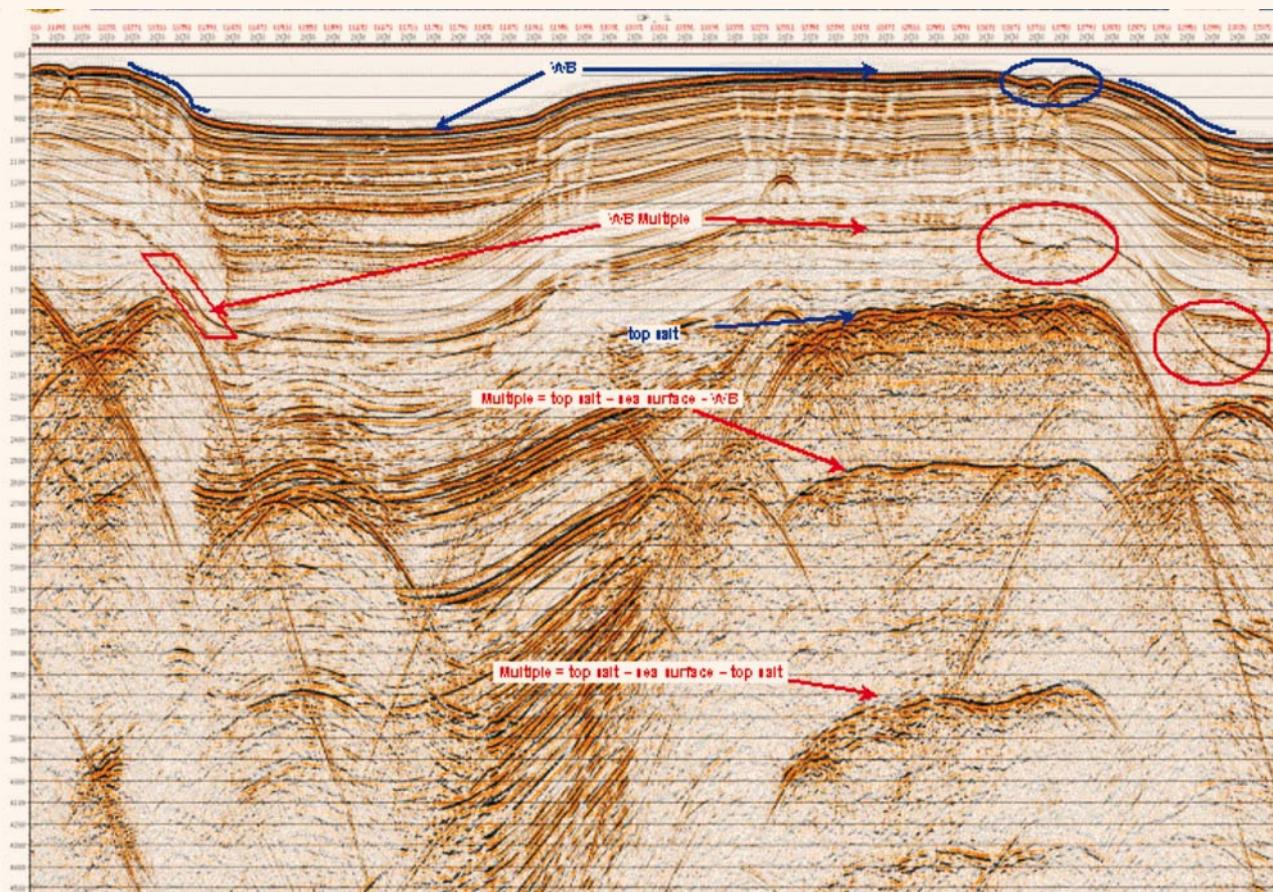


Figura 3.- 3D SRME: Datos de entrada

La figura 4 presenta el resultado después de la aplicación de nuestra metodología 3D SRME: el múltiple del fondo del agua acaba por ser perfectamente eliminado en todo lugar al mismo tiempo se puede apreciar la preservación perfecta de los primarios. Si comparamos estos resultados con un método de supresión de múltiples de alta resolución en el dominio Tau-P parabólico (Fig. 5) podemos observar la mejoría resultando del uso de la técnica 3D SRME por ecuación de ondas, tanto al nivel del piso marino inclinado como al nivel del cañón. En este último caso si estudiamos los CMP al nivel de este cañón (Fig. 6) observamos que el ápex de la hipérbola del múltiple no corresponde al offset cercano: así, el Método de Radon de múltiple no consigue sustraer satisfactoriamente el múltiple mientras que la tarea es perfectamente realizada por la 3D SRME por modelado.

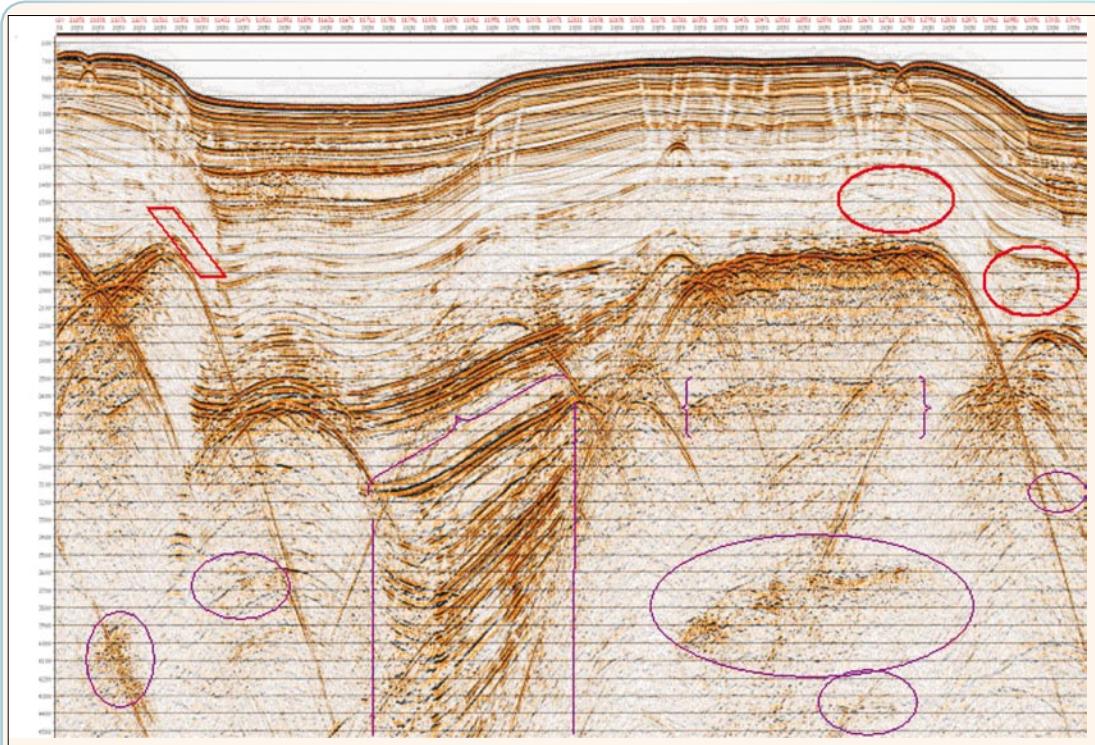


Figura 4.- Despues de la secuencia 3D SRME

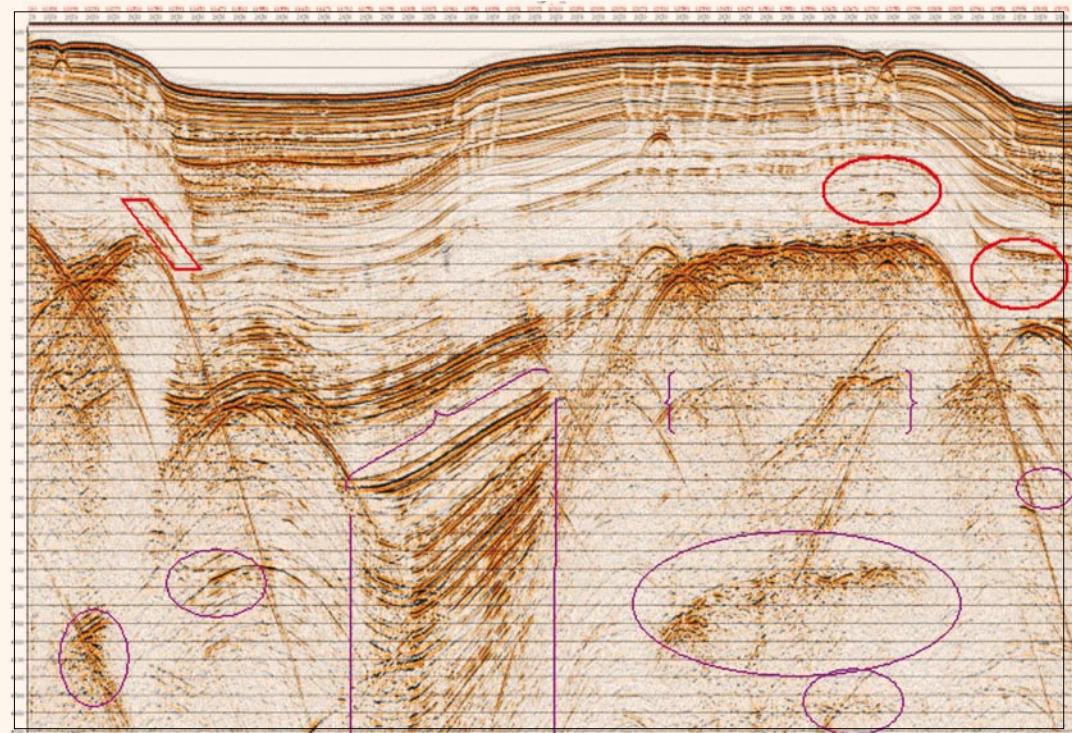


Figura 5.- Despues de Radon de múltiple alta resolución

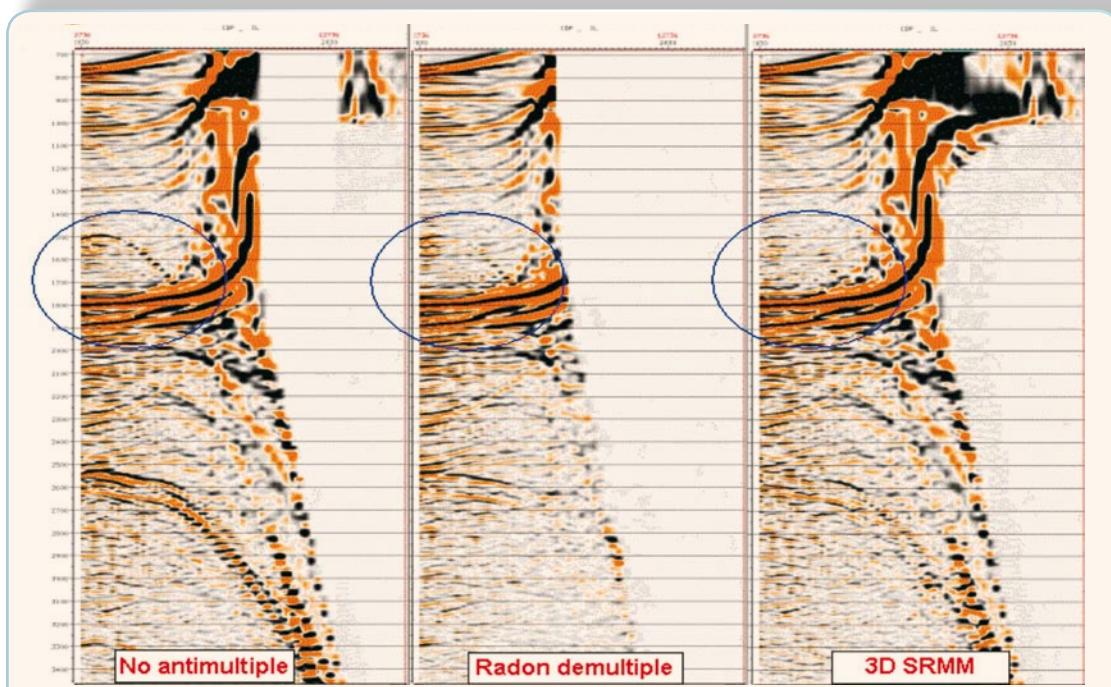


Figura 6.- CMP 12736 al nivel del cañón del piso marino

Otro lugar interesante se ubica al límite entre la cuenca sedimentaria y la sal (área 2 sobre la figura 4): nuevamente a este nivel (Fig. 7) se observa el mejor trabajo realizado por nuestro método 3D SRME por modelado comparativamente al Radon demúltiple.

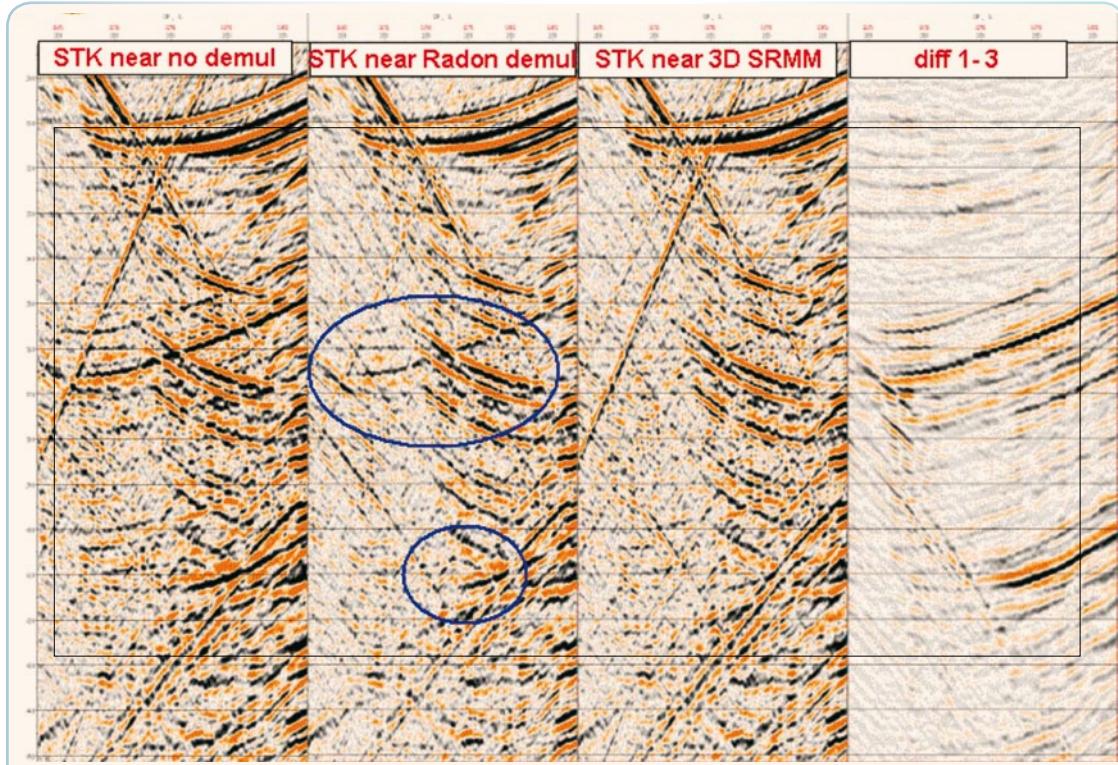


Figura 7.- Comparación de los métodos área 2



Los ejemplos más espectaculares de eliminación demúltiples con la técnica 3D SRME por modelado se pueden observar sobre los CMP que tienen múltiples generados por la sal, en la figura 8 se observan sobre el CMP, sin antimúltiple, algunos múltiples bastante fuertes con un ápex, situado a medio camino del offset máximo. En este caso, los métodos de antimúltiple por Radon no pueden dar buenos resultados, sino por lo contrario se puede observar que con el método de 3D SRME por modelado este tipo demúltiple también acaba por ser eliminado.

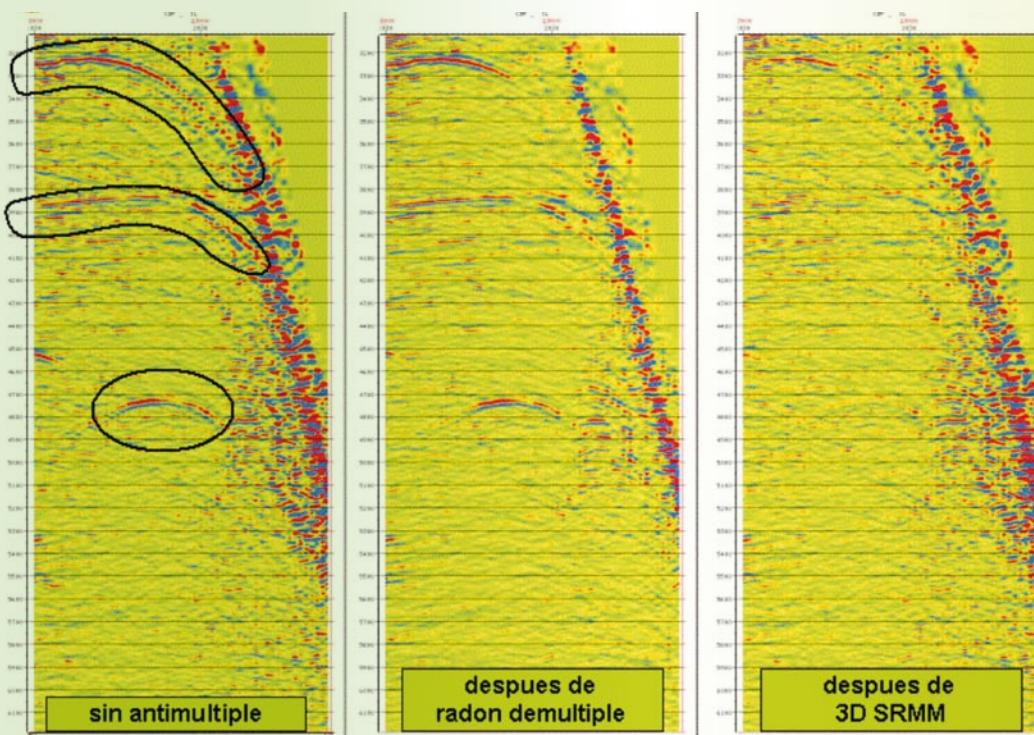


Figura 8.- CMP y múltiples de la sal

CONCLUSIONES

Una nueva tecnología para eliminar los múltiples ahí donde los otros métodos son ineficaces (piso marino con cañón o pendiente, múltiples difractados con un ápex que no está al nivel de los offsets cercanos) ha sido desarrollada y comercializada. Las primeras pruebas dan muy buenos resultados sobre un proyecto de aguas profundas mexicanas del Golfo. Su gran ventaja, es que el método puede ser utilizado con cualquier tipo de levantamiento (incluyendo los datos OBC), sólo se requiere un modelo de reflejividad adecuado.

Evidentemente, esta tecnología requiere un gran consumo de tiempo de cálculo, pero está bien adaptada para funcionar sobre “clusters” de PCS, y así, producciones voluminosas pueden ser realizadas en intervalos de tiempo muy asequibles.



REFERENCIAS

- 
- Biersteker, J., 2001. Magic: Shell's Surface Multiple Attenuation Technique, 71st Ann. Internat. Mtg. Soc. of Expl. Geophys., Expanded Abstracts, pp. 1301-1304.
- Pica, A.; Poulaing, G.; David, B.; Magesan, M.; Baldock, S.; Weisser, T.; Hugonnet, P. and Herrmann, Ph., 2005. 3D Surface-Related Multiple Modelling, Principles and Results. 75th Ann. Internat. Mtg. SEG, Exp. Abstract.
- Verschuur, D.J. and Berkhout, A.J., 1997. Estimation of Multiple Scattering by Iterative Inversion, Part II Practical Aspects and Examples: *Geophysics*, vol. 62, pp. 1596-1611.



RESUMEN

DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

La Sísmica Pasiva de Baja Frecuencia es una de las tecnologías más nuevas e innovadoras en la prospección de hidrocarburos. PEMEX, en su búsqueda de mejoramiento de procesos exploratorios ha utilizado esta tecnología en el Campo Corindón, Cuenca de Burgos, adquiriendo datos en más de 700 estaciones, procesándolos, analizándolos e interpretándolos para evaluar extensiones de los yacimientos en explotación dentro de la zona de estudio. Los resultados del análisis mostraron una buena correlación con los objetivos del proyecto. Posterior al estudio se han perforado pozos en más de veinte localidades en el área de interés, corroborando la buena correlación con los resultados del proyecto.



LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DEL ESTUDIO

La zona de estudio se encuentra en la parte Noreste de México, en la Cuenca de Burgos, conteniendo varios yacimientos productores pertenecientes al Play Lobo (Paleoceno Wilcox); en uno de los campos productores denominado Campo Oasis-Corindón-Pandura, ubicado en la frontera con EE.UU (Texas) al sur de Nuevo Laredo, Tamaulipas (Fig. 1).

(1) PEMEX Exploración y Producción

(2) Spectraseis

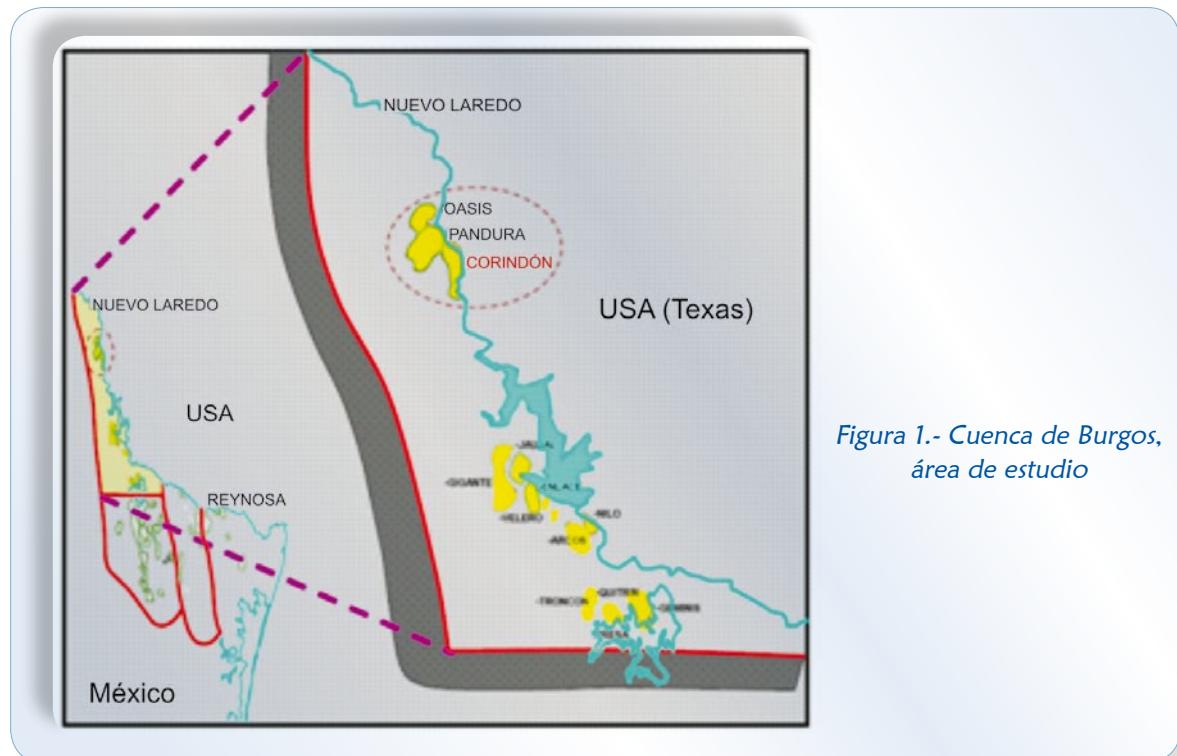


Figura 1.- Cuenca de Burgos, área de estudio

CONTEXTO GEOLÓGICO



El origen de la Cuenca de Burgos está asociado con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico, y con el inicio de la sedimentación evaporítica en el Calloviano. Las condiciones de sedimentación cambiaron durante el Cenozoico cuando ocurrió una mayor regresión. En la zona de estudio se tiene una acumulación de sedimentos terciarios que van de los 2,400 a los 3,000 m de espesor con edades desde el Eoceno *Reklaw* hasta el Paleoceno *Midway*. Sus principales arenas productoras se encuentran en el *Play Lobo* perteneciente al Paleoceno *Wilcox*. Una secuencia aproximadamente de 8,000 m fue acumulada presentando un potencial importante en cuanto a la presencia de gas (rocas madres con Kerógeno de Tipo III).

El sistema complejo de fallas en la zona se caracteriza por una alternancia de altos y bajos estructurales (*horsts* y *grabens*) pertenecientes a un sistema de medio-*graben* de dimensiones mayores. Los principales rastros estructurales son 4 fallas lístricas profundas que dividen el área en 4 zonas (Fig. 2) (Saenger *et al.*).

- ✓ **Zona 1.-** Graben Norte con producción en los bloques más someros.
- ✓ **Zona 2.-** Horst Norte estructura mayor en cuanto a producción. Se encuentra un campo de gas seco bastante desarrollado (maduro) con un reservorio arenoso alrededor de 2,000 m de profundidad. Esta zona fue intensamente drenada durante los últimos 25 años, y ofreció una buena oportunidad para comprobar, utilizando la Sísmica Pasiva de Baja Frecuencia, la existencia de micro-tremores, debidos a la presencia de hidrocarburos en esa ubicación específica.
- ✓ **Zona 3.-** Graben Sur donde se encuentran los bloques más profundos del área. No obstante, existen estructuras de *horst* de tamaño reducido, sobresaliendo en el medio del bajo, con pozos productores.

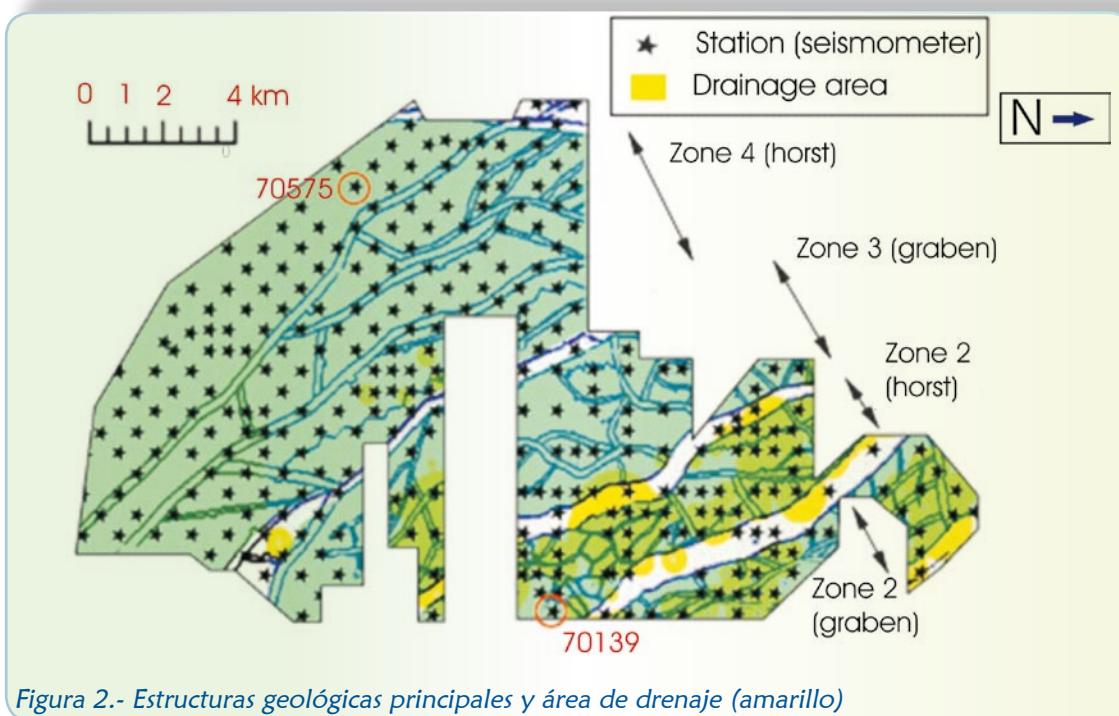


Figura 2.- Estructuras geológicas principales y área de drenaje (amarillo)

- ✓ Zona 4.- Horst Sur constituye el prospecto más interesante para exploración adicional en el área. Algunos pozos fueron perforados en las partes más someras del bloque y con anterioridad ya se habían adquirido algunos perfiles de sísmica 2D, pero la mayor parte de esta zona continúa inexplorada.

Existe un “trend” secundario de fallas menores compartimentalizando el sistema en bloques pequeños con variable tamaño, volumen, profundidad y espesor. El reservorio puede ser localmente reducido, debido a eventos estratigráficos erosionales (crestas ausentes) o a un fallamiento en varios niveles de la secuencia (base ausente) o a una variación sedimentológica (cambio de facies). Esto ocurre principalmente en las zonas 1 y 2, respectivamente.

El reservorio (Paleoceno Wilcox) se extiende aproximadamente desde los 1,800 hasta los 2,600 m (tope de las areniscas) y se constituye de 4 intervalos productores mayores con sus principales arenas productoras en el Play Lobo perteneciente al Paleoceno Wilcox, los cuales son depósitos fluviodeltaicos además de un sistema de canales perteneciente al Cretácico Navarro Taylor (Fig. 3). El espesor “gross sand thickness” promedio de la secuencia arenosa varía entre 30 y 120 m, mientras que para el de los canales va de los 2-10 m.

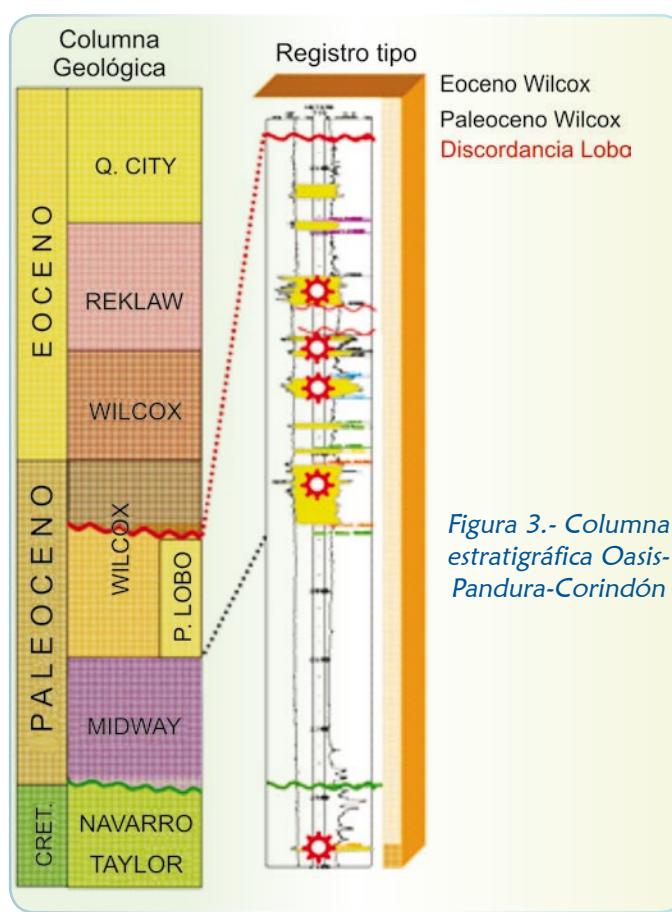


Figura 3.- Columna estratigráfica Oasis-Pandura-Corindón



ANTECEDENTES Y OBJETIVOS

REFERENCIAS ANTERIORES AL ESTUDIO



El primer artículo comprehensivo sobre el tema de la Sísmica Pasiva de Baja Frecuencia (LFPS: *Low-Frequency Passive Seismic*) fue publicado en el año 2003 (e.g. Dangel *et al.*), donde se presentan varios ejemplos de observaciones sobre campos de hidrocarburos con características muy diferentes (aceite-gas, profundo-somero, estructural-estratigráfico, reservorios detríticos-carbonáticos, desierto-zona poblada, etc.) y en diferentes localidades del mundo. Los resultados empíricos comprueban la existencia de anomalías positivas de energía (en las bajas frecuencias: 1-10 Hz) asociadas a la presencia de hidrocarburos en el subsuelo. Posteriormente a la creación de la empresa Spectraseis (2003) se continúa la investigación y publican otros artículos donde aparecen más ejemplos de empresas que han probado la tecnología, tales como Petrobras (e.g. Ditz *et al.*, Congreso de Geofísica Brasileño, SBGF, 2005). PEMEX, por su parte, estudia su aplicación inicialmente a través de entidades independientes (UNAM) y luego directamente, concluyendo que la tecnología amerita una prueba de campo en México.

OBJETIVO DEL ESTUDIO



El objetivo principal de este proyecto fue definir si la Sísmica Pasiva de Baja Frecuencia era una tecnología eficiente y útil para la detección de hidrocarburos, tales como en los campos de gas seco de la Cuenca de Burgos. El proyecto fue realizado como una prueba tecnológica sin información previa de ningún tipo (a ciegas) y los objetivos específicos incluyeron: a) determinar si la tecnología podía detectar un campo de gas existente y b) identificar posibles áreas de alto potencial al sur del mismo.

DESARROLLO DEL TEMA



La tecnología LFPS es un método netamente pasivo (no se utilizan fuentes artificiales como camiones vibroseis o explosivos) que se enfoca en el estudio de datos en el rango de (bajas) frecuencias entre 1 y 10 Hz adquiridos, utilizando sismógrafos de alta sensibilidad (en lugar de geófonos convencionales). La observación clave, repetida en un sinnúmero de proyectos anteriores, es que las modificaciones de espectro-sísmico son diferentes para interacciones con estructuras geológicas con rocas porosas que contienen hidrocarburos (reservorios) vs estructuras que sólo contienen agua. Estructuras del subsuelo, tales como yacimientos de hidrocarburos generan espectros característicos (mediados en la superficie) diferentes en una medición sobre el yacimiento que fuera del mismo (Fig. 4) (e.g. Walker *et al.*, 2007).

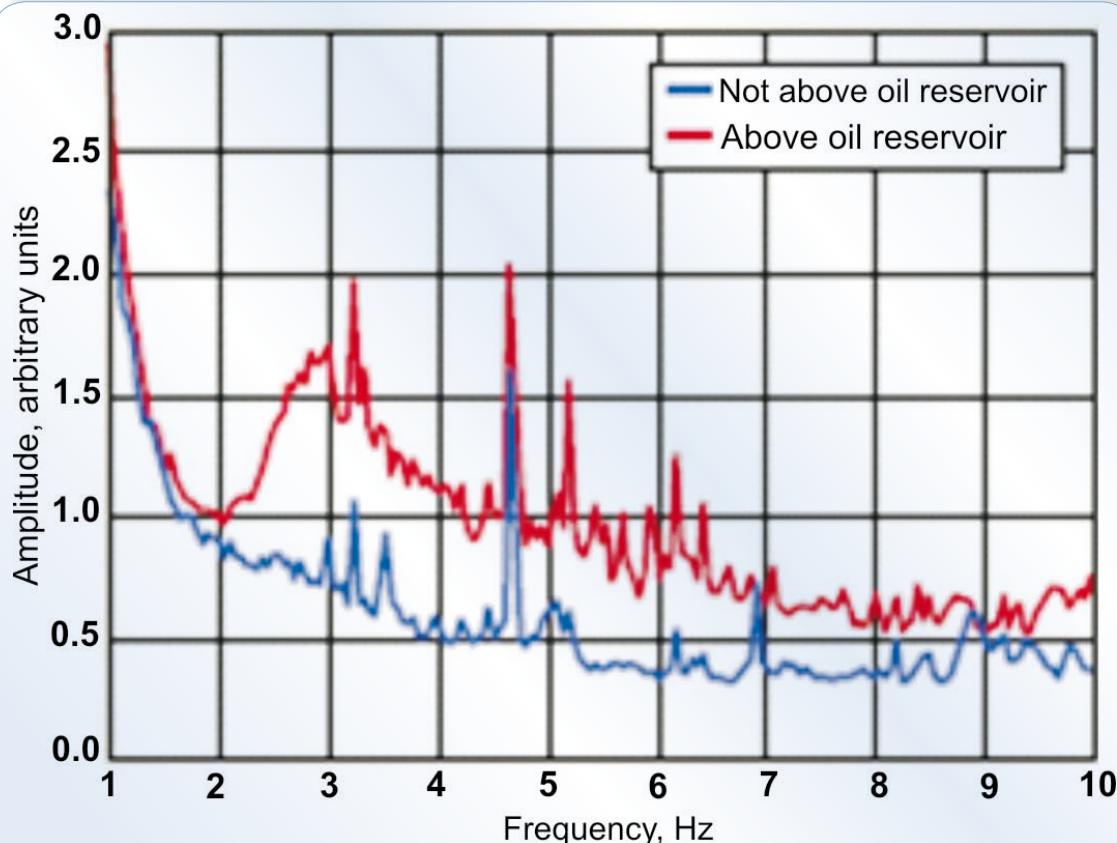


Figura 4.- Data de proyecto en Brasil que muestra anomalías en el Espectro de Fourier de las velocidades en superficie, medidas dentro y fuera de un campo petrolero.

Los beneficios y áreas de aplicación de la tecnología LFPS de Sísmica Pasiva se muestran en la tabla 1.

TABLA 1

BENEFICIOS Y ÁREAS DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA LFPS
DE SÍSMICA PASIVA

EXPLORACIÓN TERRESTRE	APLICACIONES	BENEFICIOS
	Exploración de Frontera	Poca instrumentación y poco personal de campo
	Exploración para Extensión de Campos	Bajo impacto al medio ambiente
	Jerarquización de prospectos	Bajo costo comparado con la sísmica tradicional (25%)
	Confirmación de prospectos	Rápida respuesta
	Áreas con restricciones del medio ambiente y/o sociales	Complementa datos geofísicos convencionales
	Áreas ciegas para la sísmica convencional	



ADQUISICIÓN:

MÉTODO Y ESTRATEGIA

Definida un área de estudio que comprendió aproximadamente de 200 km², el proceso de medición se llevó a cabo entre los meses de julio y noviembre de 2006, incluyendo movilización y desmovilización. Previamente a la adquisición de datos los autores trabajaron conjuntamente en la obtención de los permisos de entrada al área de interés, a modo de obtener acceso a una zona que es conocida como difícil. Durante la medición se utilizaron 18 sensores y se midieron aproximadamente 734 localidades puntuales (remediciones incluidas) con separación aproximadamente de 1 km entre puntos. El proyecto se llevó a cabo en dos fases separadas, a modo de enfocar la segunda fase en las aéreas más interesantes. También se utilizaron estaciones de referencia permanentes, las cuales midieron durante la total duración del proyecto y sirven para tener una base de datos constantes contra la cual comparar las mediciones diarias, entre otras funciones.

EQUIPOS Y MÉTODOS

Los equipos de trabajos son pequeños (4 a 5 personas) y la logística muy leve sin necesidad de maquinaria, modificación o daño alguno al medio ambiente. El equipo de medición utilizado se constituye por sismógrafos ultra-sensibles (aproximadamente 30 veces más sensitivos que los geófonos normales y con rango de frecuencia de 0.001 a 50 Hz), su sistema de grabación propio (digitalizador), batería seca y GPS (para posicionamiento satelital y sincronización de estaciones) (Fig. 5).



Figura 5.- equipo de adquisición de datos



Los sensores se instalan en un pequeño agujero de 0.5 x 0.5 m de profundidad cubiertos por una plancha de madera (para seguridad) y grabaron entre 4 y 8 hr por estación. La logística de campo es relativamente simple, utilizando personal y servicios locales, pero existe un enorme cuidado para evitar cualquier tipo de problemas con el medio ambiente y la comunidad. Los permisos de acceso al área fueron resueltos de manera óptima y el proyecto se llevó a cabo sin problema alguno durante la ejecución del trabajo.

Después de la adquisición se realizó un gran trabajo de procesamiento, análisis e interpretación de los datos, punto por punto, utilizando avanzadas herramientas de software, nuevos procesos y análisis innovador, todos ellos hechos especialmente para esta aplicación, y algunos de los cuales se describen en este documento.



DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Esta zona es extremadamente compleja y a pesar de estar siendo producida por más de 25 años, aún existe una gran incertidumbre a la hora de perforar. A su vez, el costo y la dificultad en la aplicación de la sísmica convencional son factores importantes a la hora de la exploración, especialmente en zonas difíciles como ésta. Por lo tanto, PEMEX quería utilizar una tecnología nueva, de bajo impacto ambiental y social, de rápida aplicación y alta relación costo-beneficio, de tal manera de poder enfocar futuros estudios de forma eficaz y efectiva. La estrategia fue primero estudiar la zona conocida y comprobar la presencia de una señal sobre un yacimiento de gas existente (en el norte) y buscar después la señal correspondiente a una zona prospectiva en el sur, en caso de existir alguna.



PROCEDIMIENTOS Y PROCESOS

A continuación se describirán algunos procedimientos utilizados en el trabajo dentro del área de estudio:



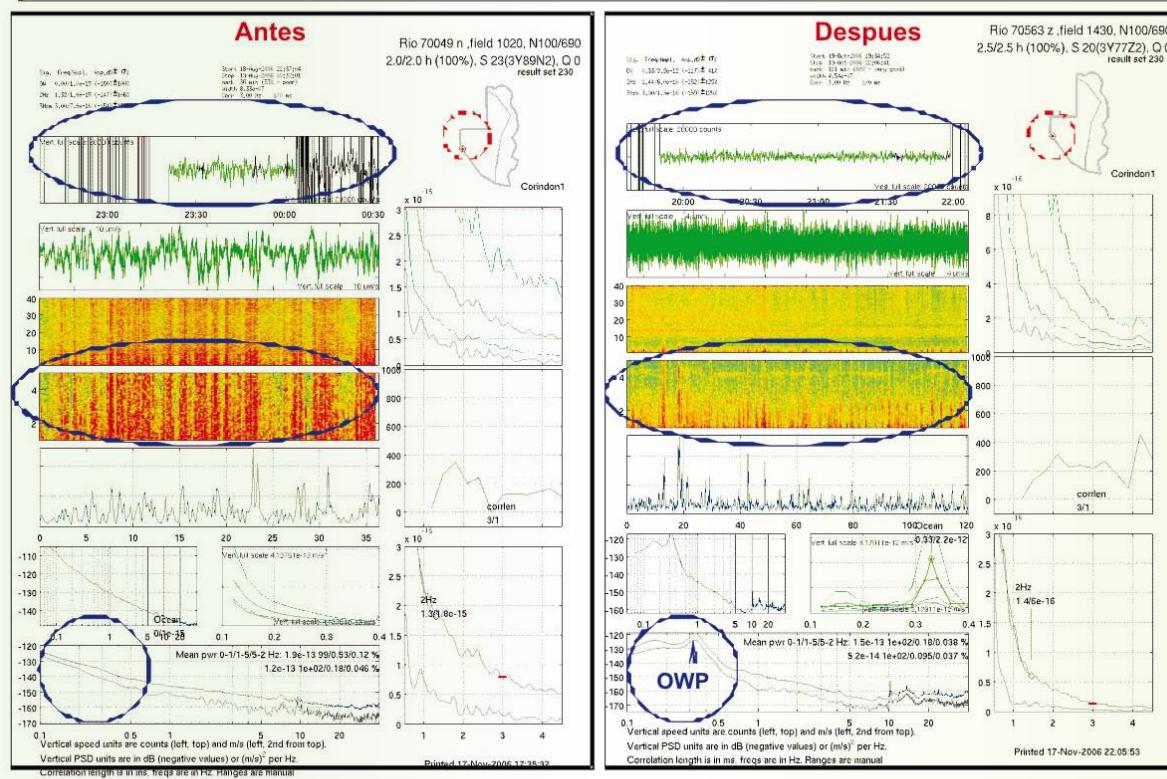
CONTROL DE CALIDAD DE DATOS ADQUIRIDOS

Existen 2 niveles principales de control de calidad: uno en el mismo campo (*Field Office*) y un segundo en el centro de procesamiento de Zurich. Una vez colectados los datos en el campo y antes de ser enviados a Suiza, el técnico de datos los analiza para ver la calidad del mismo y en caso de haber problemas de grabación (por ejemplo, componentes mal grabados o alto nivel de ruido) se procede de inmediato a remedir el punto, efectivamente teniendo su reemplazo antes de abandonar el área de estudio (Fig. 6). En caso de ser una medición de buena calidad se envía por vía Internet esa misma noche a la base de datos, en Suiza, donde es analizado más detalladamente al día siguiente.



PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS: CALIDAD DE DATOS

Mediciones y Remediciones



Medición defectuosa, alto nivel de ruido

Remedición correctamente gravada

Figura 6.- Control de calidad de registros (remedición de datos): medición ruidosa y desechada por alto nivel de ruido y ausencia de pico oceánico (figura izquierda); medida al día siguiente y aceptada (figura derecha).

IDENTIFICACIÓN DE LOS RUIDOS Y LIMPIEZA DE LA SEÑAL

Una vez que se cuenta con todos los datos en el centro de procesamiento en Suiza, la primera etapa corresponde a la identificación de las zonas ruidosas para estimar la repartición de los ruidos en el área y evaluar la calidad relativa de las mediciones. Para esto se prepara un mapa de energía total (Fig. 7), el cual también se utiliza durante la etapa de análisis como herramienta de confiabilidad de medición.

La segunda etapa es la eliminación de los datos contaminados por fuentes de ruido-natural, el viento o el cauce del río, y artificial o “antropogénico”, los cuales son debido a las actividades humanas: vehículos y maquinarias, principalmente. Esta etapa llamada “Range Setting” se realiza utilizando un software propio de Spectraseis, el cual permite la eliminación de ruidos momentáneos (en tiempo) y constantes (en frecuencia). El proceso de “Range Setting” se aplicó a los 3 componentes de la señal: 2 horizontales (norte-sur y este-oeste) y 1 vertical (Z) (Fig. 8).



Procesamiento y análisis: Mapa de Ruidos

"Mapa de Ruidos" - 10 a 20 Hz

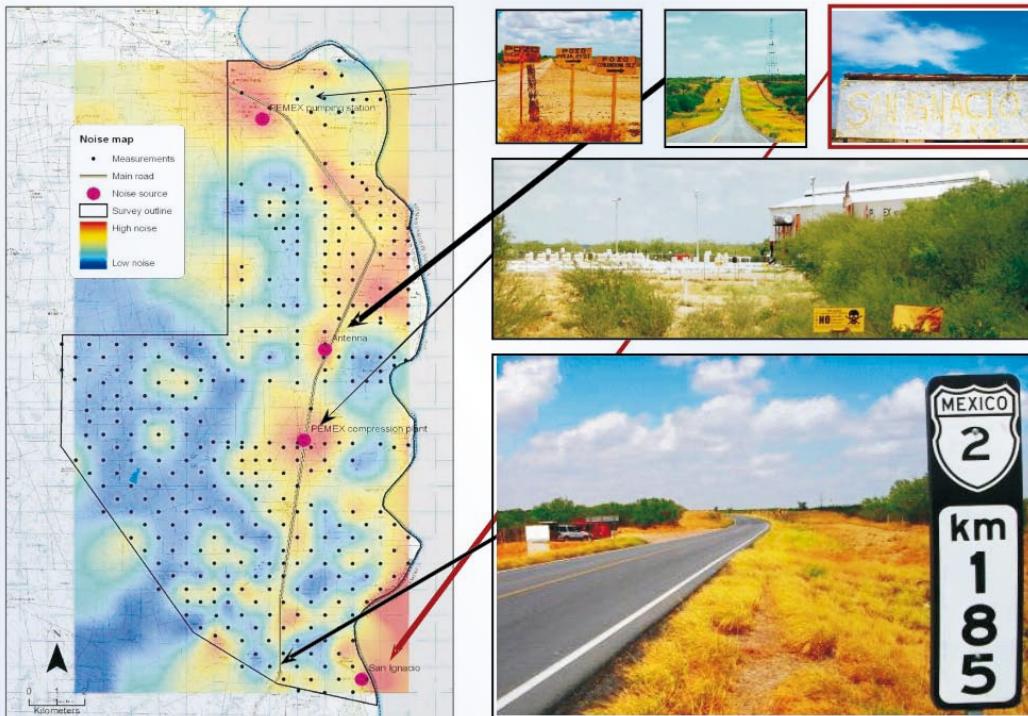


Figura 7.- Mapa de ruidos utilizado para caracterizar y localizar fuentes de ruido, y como apoyo durante la etapa de interpretación.

Fuentes de ruido: actividades industriales, áreas pobladas, etc

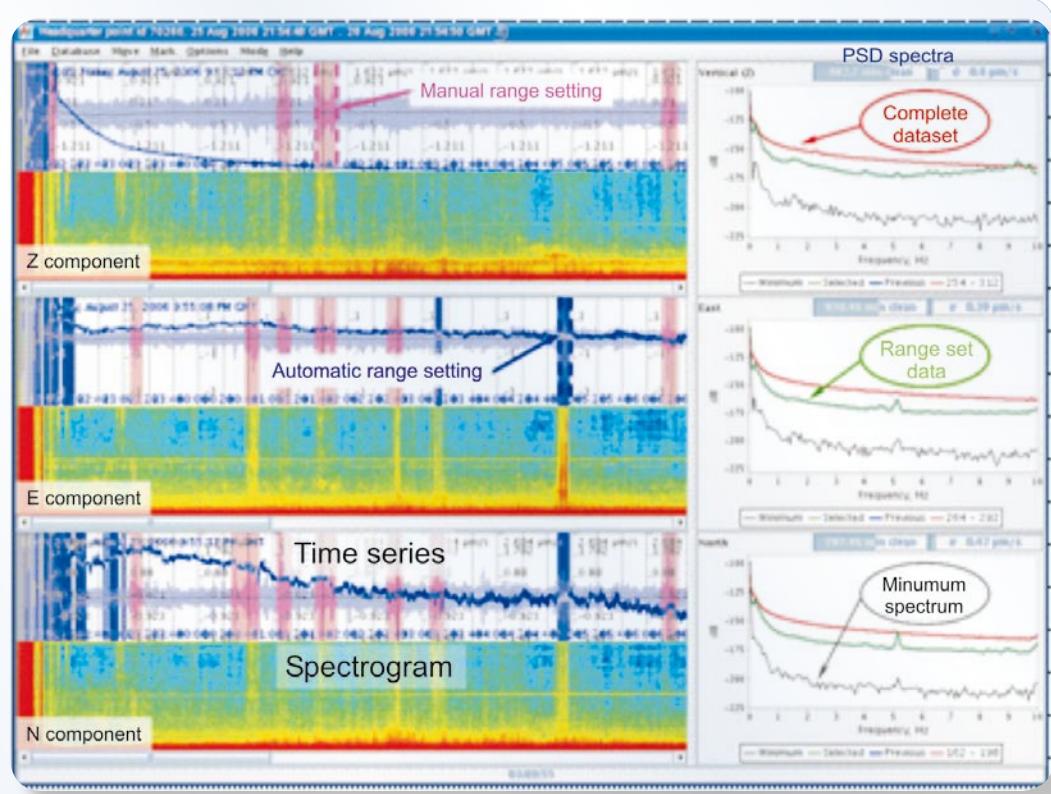


Figura 8.- Río Range™: Herramienta de "Range Setting" (limpieza de señal).



Remedaciones y reproductibilidad de las mediciones

Aproximadamente entre 15 y 20% de los puntos fueron remedidos de manera selectiva para obtener mejores resultados en algunas estaciones afectadas por ruido, y de manera aleatoria para evaluar la buena repetición de los valores adquiridos en un mismo punto unos días después de la primera medición.

Análisis de la estabilidad de la señal en el tiempo: distribución espectral de amplitudes

La fuente natural (OWP) de nuestra señal es variable en el tiempo y por lo tanto, conviene evaluar esta variabilidad con herramientas adecuadas para efectos de comparación entre los puntos de la misma campaña, pero adquiridos en días diferentes. El autor desarrolló un método que consiste en acumular los datos medidos y visualizarlos de manera independiente del tiempo para un mismo punto. Esta técnica se utiliza aplicando un método llamado Estudio de Distribución Espectral de Amplitudes (SDA), el cual calcula un sinnúmero de espectros de corta duración sobre períodos de duración de largo tiempo y crea un histograma de amplitudes en cada frecuencia. Una vez visualizados los resultados, en forma de “Plot” de colores, se hace más fácil el análisis de la estabilidad de las amplitudes en tiempo como función de la frecuencia, en las cuales se presentaron más abundantemente. Este formato provee una indicación de la estabilidad de las amplitudes a lo largo de la medición. Las partes más concentradas indican que el espectro no varió fuertemente a lo largo del tiempo mientras que las partes más difusas indican una gran variación de las amplitudes a lo largo de la medición. Una gráfica típica se muestra en la figura 9 para 2 estaciones de referencia: una posicionada sobre el área que contenía hidrocarburos y otra fuera o lejos de la misma. La presencia de la anomalía de energía es evidente y continua en la Estación RS04.

Plots de Estaciones de Referencia

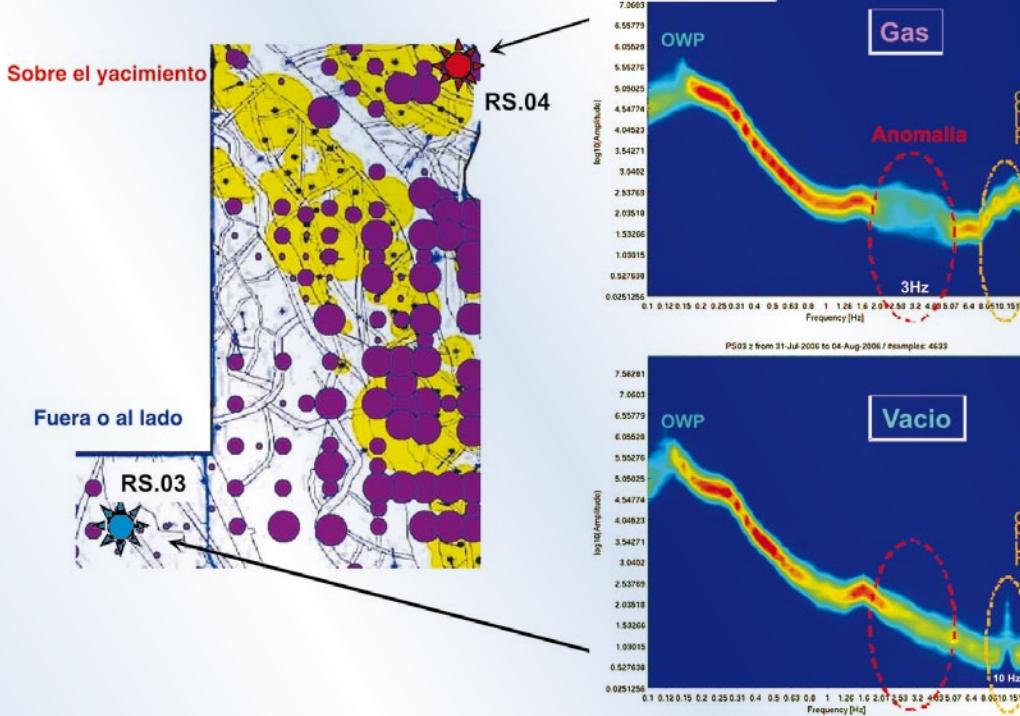
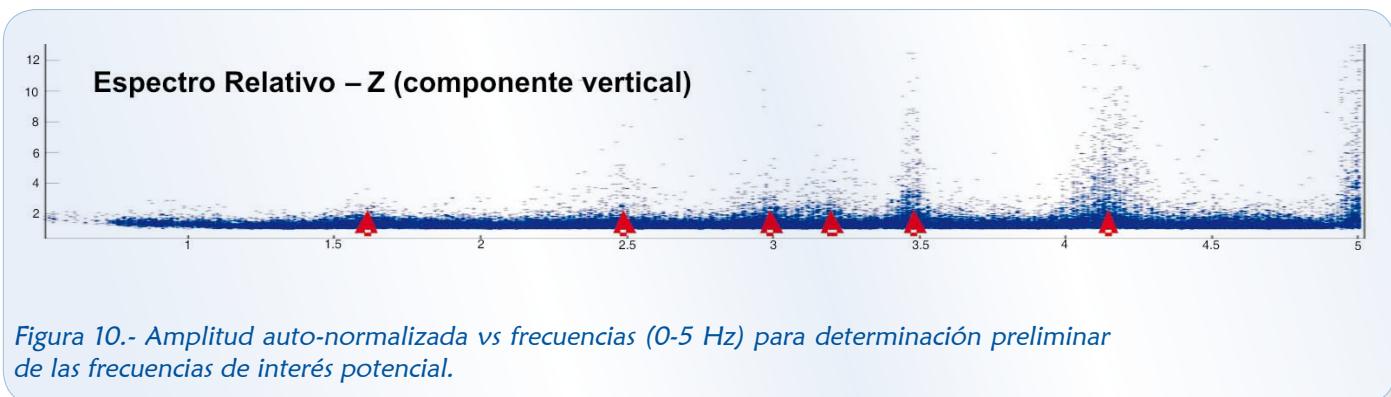


Figura 9.- Amplitudes (log) vs frecuencias (0-10 Hz): distribución espectral de amplitudes sobre estaciones de referencia RS03 (fuera del campo de gas) y RS04 (dentro del campo de gas) muestra características totalmente diferentes en la banda de frecuencia de interés (1-5 Hz).



Normalización de las mediciones

Los objetivos de esta etapa son: **1.-** Corregir los datos de las variaciones independientes de la señal natural “verdadera” y **2.-** Identificar los segmentos de frecuencias anomalías. Primero, se utilizaron los registros de las estaciones de referencia para estimar las variaciones diarias a lo largo del estudio. Posteriormente se aplicó un método desarrollado por el autor llamado SAP (“*Spectral Auto-Normalization Procedure*”) para compensar y reducir las variaciones diarias de la señal e identificar los rangos de frecuencias, en los cuales se podían sospechar la presencia de “buenos candidatos” en términos de anomalía de energía. Despues de haber determinado los rangos de frecuencias que presentaban anomalías se mapearon y se comparó su distribución con la repartición de las zonas de producción tratando de identificar “*trends*” o direcciones coherentes que se podían relacionar con la geología (Fig. 10).



Métodos de análisis integral: determinación de los atributos

El análisis final se efectuó sobre varios atributos, pero en el caso del Campo Co-rindón el enfoque se hizo sobre 2 de éstos en particular, en la cual dieron los resultados más coherentes:



PSD-I Z (amplitud de la anomalía de energía):

Este atributo corresponde a la superficie integrada de la anomalía entre aproximadamente 1 y 4 Hz (Fig. 11) (e.g. Saenger *et al.*, 2009). Estos valores se determinan de manera específica para cada estudio y dependen de las características locales de la fuente (pico oceánico) del yacimiento (espesor, profundidad, tipo de hidrocarburo, etc.) y del nivel de ruido regional. La primera frecuencia (F1) se determina con el valor mínimo de la anomalía alrededor de 1 Hz, y la frecuencia de corte (F2) depende del nivel de contaminación de ruido desde las frecuencias altas hacia la zona de interés. El valor integrado de la anomalía es calculado para cada punto y representado sobre un mapa con círculos de radio proporcionales a la energía presentada (área bajo la curva). Este valor de PSD-IZ es el principal indicador del potencial de hidrocarburos, pero también es el más afectado por el nivel de ruido presente en el área.



Atributo PSD-IZ

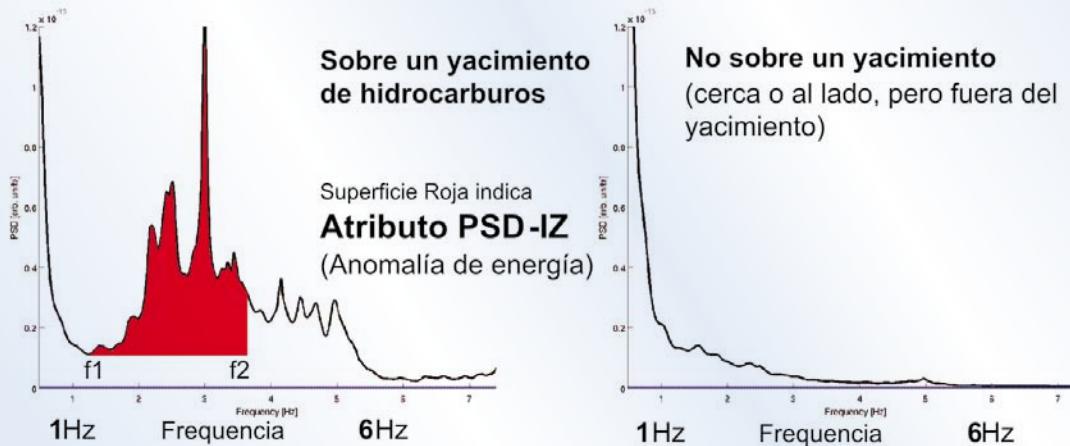


Figura 11.- Espectro del campo sísmico pasivo del componente vertical (velocidad vertical superficial) de 0.5 a 7.4 Hz, mostrando la diferencia entre mediciones dentro (derecha) y fuera (izquierda) del campo de gas.

V/H (relación de componentes vertical vs horizontal):

Este atributo corresponde a la relación entre la componente vertical (Z) y la mediana geométrica de las 2 componentes horizontales (N-S y E-O) (Fig. 12). El valor extraído es la superficie integrada arriba de 1 (donde $V=H$) porque nos interesan las anomalías verticales que provienen del reservorio (en profundidad) y no las horizontales, debido a que los ruidos se propagan mayormente en forma horizontal con las ondas superficiales. Otro aspecto interesante de la relación V/H es el efecto de normalización relativa que provee.

Atributo V/H

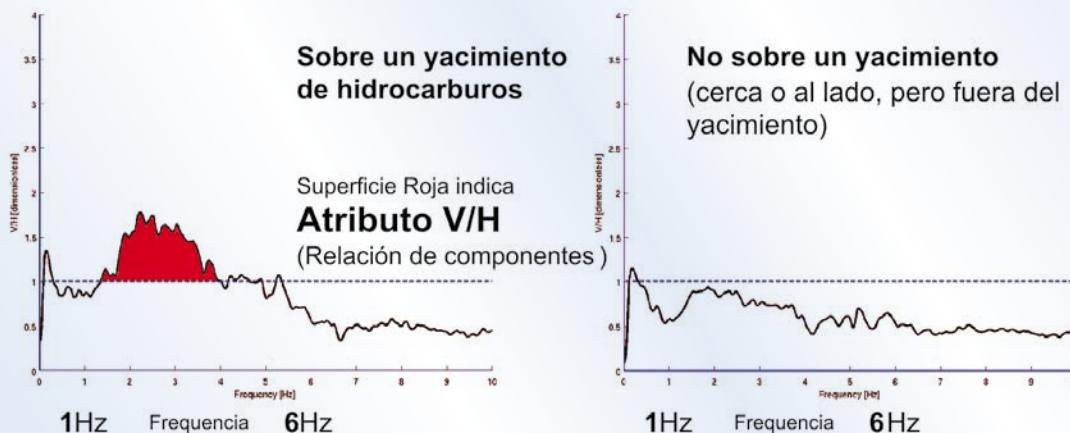


Figura 12.- Espectro del campo sísmico pasivo del componente vertical sobre los horizontales (velocidad vertical superficial), mostrando la diferencia entre mediciones dentro (derecha) y fuera (izquierda) del campo de gas. La línea horizontal denota $V/H = 1$.



DISCUSIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Comparando los mapas de atributos (PSD-IZ y V/H) entre sí, se pueden identificar varias zonas de altas anomalías: las zonas de producción en el norte y 2 zonas en el sur principalmente. A pesar que existen algunas diferencias en la distribución de los atributos, por experiencia empírica repetida, se postula que las zonas donde convergen los 2 indicadores corresponden normalmente a las zonas más prospectivas. Sin embargo, el atributo V/H puede ser afectado por variaciones superficiales como la composición o compactación del suelo, mientras que el atributo PSD-IZ, que es proporcional a la intensidad de la anomalía, es asimismo, el más sensible a la contaminación por el ruido y otras interferencias. Analizando el mapa de PSD-IZ donde los colores corresponden a una repartición estadística del valor de la anomalía en 3 niveles (azul: bajo, amarillo: promedio y rojo: alto) se observó que la concentración de valores altos se correlacionaba bastante bien con el mapa de las zonas drenadas: los valores de altas anomalías de energía aparecen en las zonas de producción conocidas y parcialmente drenadas, y se concentran también en la extremidad sur del prospecto (Fig. 13).

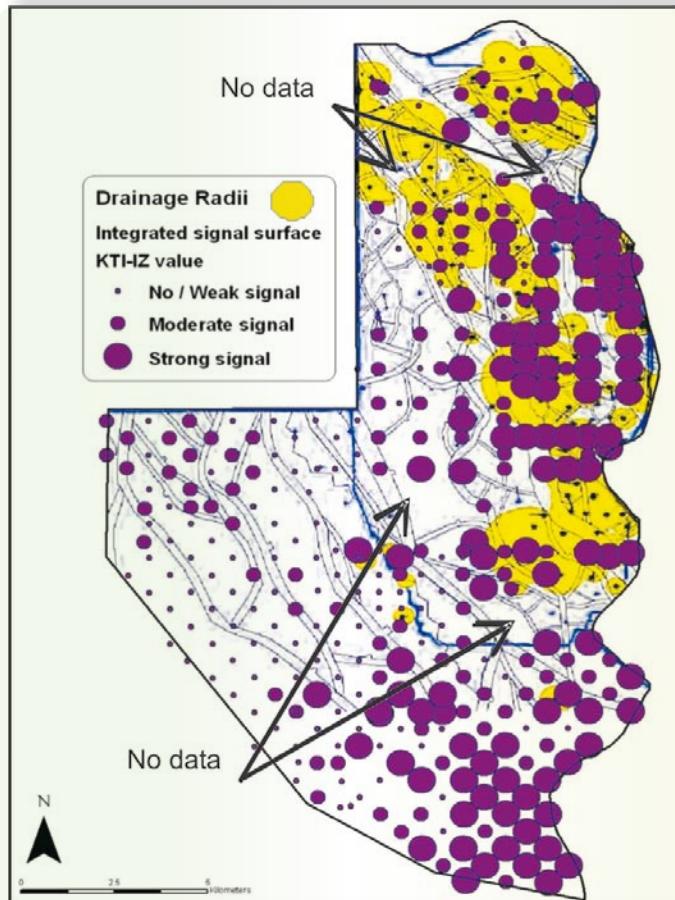


Figura 13.- mapa de Atributo PSD-IZ superpuesto sobre las zonas de drenaje del campo (zonas drenadas en amarillo), mostrando buena correlación entre el atributo y la ubicación del campo. El tamaño de los círculos es proporcional al valor de la anomalía en cada estación.

No obstante, considerando el modo de propagación de las ondas desde el reservorio hasta el diseño del proyecto (como reconocimiento regional) y tomando en cuenta la complejidad estructural de la zona, es importante recalcar que este estudio se debe considerar como un trabajo regional y cualitativo, y no como un estudio específico y/o cuantitativo. De hecho, el estilo particular de fallamiento en el Campo Corindón, el cual se caracteriza por bloques de tamaño más o menos kilométrico, con profundidades variables



del techo de la arena principal, implica que en la superficie no se puede medir la señal proveniente de un sólo bloque, sino que de varios de ellos de diferentes tamaños, espesores, profundidad, presión y contenido; por lo tanto, el valor que se mide en cada estación es una mezcla de las señales emitidas por diversos bloques, de la misma manera los límites trazados indican los contornos globales de las zonas con hidrocarburos. Igualmente, la coexistencia de puntos mayores al lado de otros menores (Fig. 14) es debida, tanto al tectonismo del campo, el cual genera una gran compartmentalización de bloques como a la variabilidad natural de la fuente. En zonas con tales problemáticas, un modo de disipar estas dificultades y reducir la incertidumbre en la nueva información es diseñando una malla de adquisición variable más densa, enfocada, y tomando en cuenta toda la información existente en lugar de una prueba “a ciegas” o sin información.

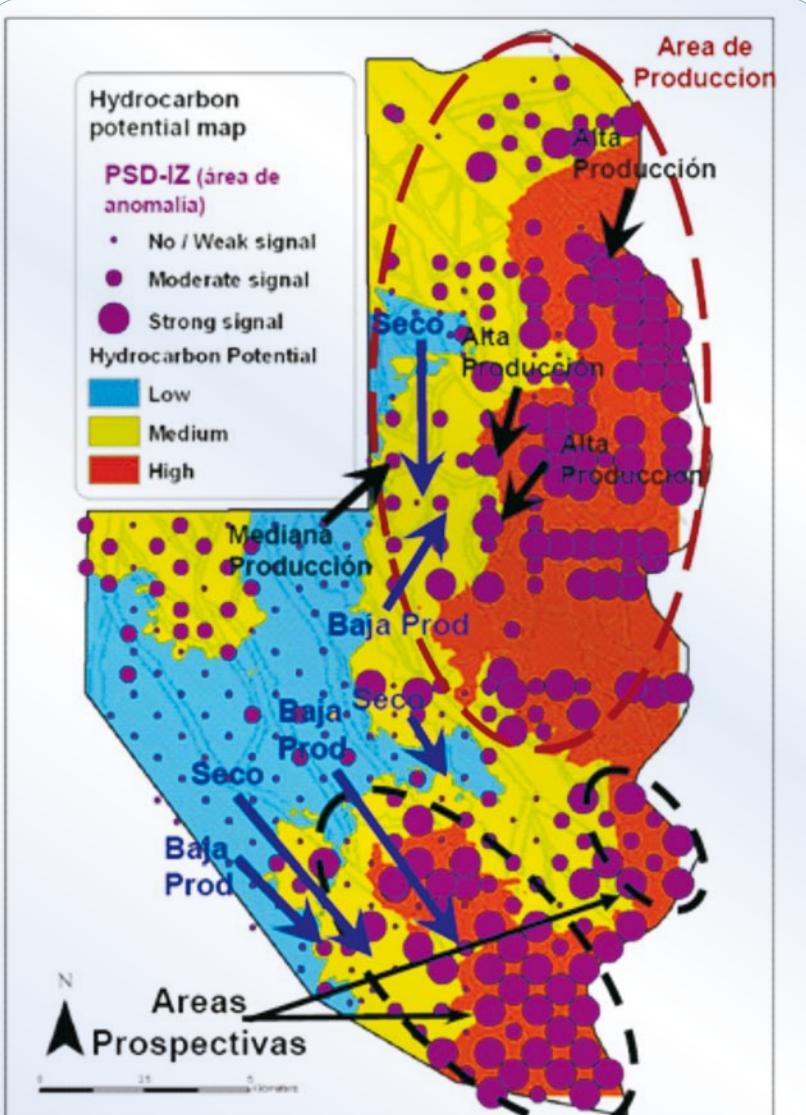


Figura 14.- Óvalo Superior: Campo Corindón; óvalos inferiores: Áreas prospectivas previamente no identificadas.

ros dentro del graben (ver Fig. 3).

Para efectos de simplicidad la figura 14 muestra algunos pozos recientes y antiguos, ubicados en la proximidad de las estaciones de medición, los cuales se correlacionan bien con los resultados del proyecto de Sísmica Pasiva de Baja Frecuencia llevado a cabo.

En el área de estudio y hasta la fecha se han perforado aproximadamente veintitres localidades, encontrándose la mayoría en la Zona 3 (área de mini-horst, bloques más some-



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La tecnología de Sísmica Pasiva de Baja Frecuencia puede ser aplicada en áreas nítamente exploratorias, campos maduros y/o zonas de producción, ya sea para definición de áreas de mayor potencial y/o para la corroboración de localidades antes de perforar. Entre sus ventajas tiene un impacto ambiental casi nulo, excelente relación, costo-beneficio, y es un complemento ideal para la sísmica convencional, proporcionando datos sobre el contenido de las trampas geológicas potenciales (presencia de hidrocarburos) y siendo especialmente aplicable en áreas de gran extensión que necesitan una herramienta de rápido desempeño que pueda enfocar la aplicación de otras tecnologías de mayor detalle, más costosas y/o de mayor tiempo de ciclo.

Los resultados del análisis mostraron claramente la ubicación del campo en la Zona Norte del proyecto (Campo Corindón) y 2 zonas de alto potencial en la Zona Sur, áreas donde existe poca información de sísmica convencional 2D y de calidad limitada previamente no identificadas. Posteriormente, se han perforado aproximadamente veintitres pozos en la zona del Campo Corindón, además de otros antiguos ya existentes al sur del mismo con una buena correlación entre el potencial de hidrocarburos indicado por el método pasivo y el resultado de los pozos, especialmente teniendo en cuenta que el proyecto fue diseñado como un proyecto de reconocimiento regional de áreas y no con objetivos específicos de perforación, además de ser una zona de geología de extrema complejidad. El resultado final del proyecto ha sido positivo y los objetivos cumplidos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a PEMEX, y en especial a su Gerencia de Exploración por el apoyo y gentileza para hacer posible este proyecto y facilitar la información presentada.

REFERENCIAS

- Dangel, S.; Schaeppman, M.E.; Stoll, E.P.; Carniel, R.; Barzandji, O.; Rode, E.D. and Singer, J.M., 2003. "Phenomenology of Tremor-Like Signals Observed Over Hydrocarbon Reservoirs": Journal of Volcanology and Geothermal Research, 128, pp. 135-158.
- Ditz, R.; Santos de Oliveira, A.; Holzner, R.; Macedo, I. and Graf, R. 2005. "Direct Hydrocarbon Detection Experiment in Potiguar Basin", Ninth International Congress of the Brazilian Geophysical Society, SBGF, expanded abstract

- Graf, R.; Schmalholtz, S.M.; Podlatchikov, Y. and Saenger, E.H., 2007. "Passive Low Frequency Spectral Analysis: Exploring a New Field in Geophysics", World Oil, January.
- Saenger, E.; Schmalholtz, S.; Lambert, M.A.; Nguyen, T.T.; Torres, A.; Metzger, S.; Habiger, R.M.; Rentsch, S. and Méndez-Hernández, E. "A passive Seismic Survey Over a Gas Field: Analysis of Low-Frequency Anomalies", -in printing-Geophysics 74(2), pp. 29-40.



Ing. Adrián Salas Zapata (asalasz@pep.pemex.com, +52 (899) 9217600x 54030).

Egresado de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí como Ingeniero Geólogo con especialización en Geología de Explotación. Tiene 28 años de experiencia en la exploración petrolera, incluyendo trabajos en operación geológica, interpretación, líder de área y coordinación de área, entre otras, al igual que un año de docencia (1991) en la Universidad Autónoma de Chihuahua. Su posición actual es la de Coordinador del área occidental en el activo Burgos.

ADRIÁN
SALAS ZAPATA

EFRAÍN
MÉNDEZ
HERNÁNDEZ

M. en I. Efraín Méndez Hernández (emendezh@pep.pemex.com, +52 (782) 8261000 x 34821).

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM como Ingeniero Geofísico, recibe con honores un grado de Maestría en Ingeniería de Recursos Energéticos del Subsuelo por parte de la DEPFI-UNAM en 1991, un segundo grado de Maestría en Geofísica por Colorado School of Mines en el año 2000, y es Candidato al grado de Doctorado en Geología por parte de la Universidad de Oklahoma (octubre de 2008). Ha laborado para el Instituto Mexicano del Petróleo y Petróleos Mexicanos donde actualmente es el Coordinador de Monitoreo y Transferencia Tecnológica de la Subdirección Técnica de Exploración.

Ing. Jorge Eduardo Jasso Martínez (jjassom@pep.pemex.com, +52 (899) 9217600 x 54032).

Egresado de la Universidad Autónoma de Nuevo León (1992) con Maestría en Ciencias Geológicas (1997) de la misma entidad. Se ha desempeñado como Ingeniero Geofísico para la empresa Compañía Peñoles, en el Instituto Mexicano del Petróleo, y desde 1999, en el Activo Integral Burgos como Geofísico intérprete de los campos Jaribu-Marabu, Oasis-Corindón-Pandura-Oveja.

JORGE
EDUARDO
JASSO
MARTÍNEZ

ARNAUD
TORRES

Ing. Arnaud Torres (arnaud.torres@neuf.fr, +33 674984177).

Egresado de la Universidad de Montpellier en Francia con el título de Ingeniero Geólogo con Maestría en la misma entidad, además título de Ingeniero en Geología de Exploración del Instituto Francés de Petróleo (Paris). Experiencia extensiva en geología de exploración, incluyendo periodos de residencia en Colombia, Brasil y Medio Oriente. Posteriormente ha trabajado como técnico de apoyo a CGG/Paradigm en aplicaciones de software y desde el año de 2006 en Spectraseis como líder de grupo, participando en las etapas de adquisición, análisis e interpretación de diversos proyectos de sísmica pasiva de baja frecuencia alrededor del mundo.

Ing. Kent Albert Johnson (kent.johnson@spectraseis.com, +1 713 294 5864).

Egresado de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Estatal de California, San Francisco (1991), y posteriormente con Maestrías en Negocios de las Universidades de Columbia (New York) y London Business School (Reino Unido, 2003). Desde su formación ha trabajado en el área del petróleo en diversas funciones técnicas alrededor del mundo, principalmente en exploración y perforación. En el año 2003 formó parte del equipo inicial que fundó la empresa Spectraseis en Suiza, en la cual labora como director.

KENT
ALBERT
JOHNSON



RESEÑA-CONCURSO LOGO AMGE 50 ANIVERSARIO

Dr. Efraín Méndez Hernández

La Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración con motivo de la celebración de su 50 Aniversario convocó durante el mes de julio de 2006 a sus socios e hijos de socios a participar en el CONCURSO DE DISEÑO DE LOGO: AMGE 50 ANIVERSARIO. Los logos ganadores formarían parte de la imagen e identidad de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C. (AMGE) en materiales de comunicación y difusión durante la organización y eventos de su 50 Aniversario.

El Jurado Calificador fue integrado por los expresidentes de la AMGE: Ingenieros Héctor Palafox Rayón, Raymundo Aguilera Ibarra y Arturo Pérez Aldana. Actuaron como facilitadores y observadores del proceso los ingenieros Rodolfo Marines Campos y Efraín Méndez Hernández, Presidente y Vice-Presidente de la AMGE, respectivamente.

Los resultados de la convocatoria sobrepasaron las expectativas. A nuestras delegaciones llegaron una nutrida cantidad de trabajos, buena parte de estos diseños de notable calidad.

La selección de los ganadores resultó una difícil tarea para los miembros del jurado. Los 3 trabajos citados a continuación fueron los ganadores del concurso y, a su vez una muestra del empeño y el talento de nuestros asociados e hijos de asociados interesados en el diseño gráfico y en participar de la celebración que conlleva nuestro 50 Aniversario:

MARCO DE HONOR



PRIMER LUGAR

Autor: Rogelio Sánchez Gómez
Seudónimo: Dosmiluno
Delegación: Reynosa
Edad: 48 años
Actividad: Cartografía y Geodesia



SEGUNDO LUGAR

Autor: José Gerardo Beltrán Vázquez
Seudónimo: Ixtoc 55
Delegación: Poza Rica
Edad: 51 años
Actividad: Ingeniero Topógrafo Fotogrametrista



TERCER LUGAR

Autor: Arely Gallardo García
Seudónimo: RLE
Delegación: Villahermosa
Edad: 21 años
Actividad: Estudiante



ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

**CON MOTIVO DE LA CELEBRACIÓN DE SU 50 ANIVERSARIO
EN EL AÑO DE 2008**

CONVOCA

a todos sus miembros e hijos de miembros a participar en el

CONCURSO DE DISEÑO DE LOGO: AMGE 50 ANIVERSARIO

Los logos ganadores formarán parte de la imagen e identidad de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C. (AMGE) en materiales de comunicación y difusión durante la organización y eventos de su 50 Aniversario.

BASES

1. Se premiará a los 3 mejores diseños del concurso.
2. El diseño de cada logo participante deberá plasmar gráficamente la imagen de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C. y el simbolismo que para el participante represente su 50 Aniversario, debiendo incluir como parte del mismo: a) un símbolo que represente a la Asociación (p.ej. emblema AMGE*, siglas AMGE, el nombre de la Asociación o imagen-dibujo relacionado); b) el número del Aniversario.
3. Los trabajos deberán ser obras inéditas, individuales y originales. Cada autor podrá participar con dos logos máximo
4. Cada logo participante se deberá presentar en impresión láser a color sobre papel fotográfico u opalina, montado en un soporte rígido de cartulina ilustración con una cubierta de papel albanene y en tamaño carta o máximo de 30 x 21.5 cm. Detrás de la impresión ya montada en el soporte rígido, cada obra deberá firmarse con un seudónimo.
5. Dicho seudónimo deberá también ser escrito en la parte externa de un sobre, cuyo interior deberá contener a) el logo impreso participante; b) CD con el logo grabado en formato de imagen digital .jpg o .tiff , así como el archivo fuente donde fue diseñado; c) hoja con exposición de motivos, así como una descripción de los elementos que componen el logo; y d) un sobre adicional cerrado con el mismo seudónimo escrito en la parte externa y contenido una hoja con los siguientes datos perfectamente

* El emblema AMGE consiste en la representación rectangular de "Quetzalcóatl" o "Serpiente Emplumada", iniciándose con la cabeza en la esquina superior izquierda y el resto de la serpiente formando el contorno del rectángulo. En la parte inferior central están las siglas de la Asociación y en el centro se muestra un péndulo y una onda sísmica. El emblema AMGE podrá ser descargado en formato .jpg de la página web www.amge.org.mx, lugar electrónico donde también podrán ser consultados los objetivos y principios rectores de la Asociación.



legibles: nombre completo del concursante y su relación con la Asociación (miembro o hijo de miembro); domicilio; teléfono; correo electrónico; edad; actividad profesional; seudónimo (igual al escrito en la parte exterior del sobre).

6. Los participantes aceptarán implícitamente las bases de este concurso y serán los únicos responsables de la veracidad y licitud de los trabajos, así como de los datos que proporcionen sobre sus obras.

7. Los trabajos que se reciban deberán estar libres de cualquier forma de registro de propiedad o registro de marca. Este requisito es inapelable y deberá cumplirse para que el participante y su obra puedan concursar.

8. El concursante acepta que: 1) los trabajos presentados serán propiedad de la Asociación Civil desde el momento en que son recibidos para el concurso; 2) los diseños son factibles de ser modificados si la Asociación lo estima pertinente; y 3) no podrá ni tendrá derecho alguno a reclamar la devolución de sus trabajos sea el resultado que fuere del mismo.

9. Cada trabajo será recibido por la Delegación AMGE a que pertenezca el participante. La Delegación correspondiente asignará a cada trabajo un código formado por un número consecutivo de 3 dígitos, iniciando en el 001, precedido por las siglas REY (Reynosa), TAM (Tampico), PR (Poza Rica), VER (Veracruz), COA (Coatzacoalcos), VHSA (Villahermosa), CDC (Ciudad del Carmen), D.F. (México DF), y MOR (Morelia), conforme a la Delegación que le corresponda.

10. La fecha límite para recepción de trabajos en cada Delegación será el 17 de noviembre de 2006 a las 18:00 horas. Cada Delegación entregará los trabajos recibidos a la Directiva Nacional a más tardar el 24 de noviembre, con un listado refiriendo el número de trabajos remitidos, así como el código y seudónimo de cada trabajo participante.

11. La decisión del jurado calificador se dará a conocer a las delegaciones AMGE y a través de su página web www.amge.org.mx el día 8 de diciembre de 2006, notificándose por escrito a los ganadores del lugar y fecha de entrega de reconocimientos.

12. El jurado calificador podrá declarar "desierto" cualquier premio, lo cual no obliga a la Asociación responsabilidad alguna para con los concursantes.

13. Cualquier situación no prevista en esta convocatoria será expresamente resuelta por el Consejo Directivo de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración.

JURADO CALIFICADOR

- Héctor Palafox Rayón
- Arturo Pérez Aldana
- Raymundo Aguilera Ibarra

PREMIOS

- Primer lugar: \$15,000 M.N. en efectivo y diploma
- Segundo lugar: \$10,000 M.N. en efectivo y diploma
- Tercer lugar: \$5,000 M.N. en efectivo y diploma

Se otorgarán menciones honoríficas a trabajos destacados

Mayores Informes

Efraín Méndez Hernández, emendezh@pep.pemex.com

Susana Ortiz López, sol_vhsa@yahoo.com; Ortiz@earthdecision.com

Humberto Salazar Soto, hsalazars@pep.pemex.com

Atentamente,

EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ
Vicepresidente AMGE

Comité AMGE 50 Aniversario



Foto 1.- Sobre la mesa, la convocatoria con las reglas del concurso y los trabajos participantes.



Foto 2.- El Jurado Calificador deliberando en lo que fue una extensa jornada de trabajo



COMO UNA MUESTRA DE RECONOCIMIENTO A TODOS LOS PARTICIPANTES DE ESTE CONCURSO,
A CONTINUACIÓN SE MUESTRAN LOS DISEÑOS CONCURSANTES



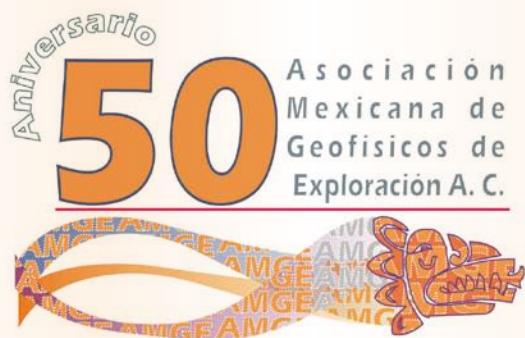
Javier Ivan Ramos López



Javier Ivan Ramos López



Luis Enrique Paniagua Morales



Licelda Escutia Téllez



Araceli Ponce Muñoz



Araceli Ponce Muñoz



Marco Antonio Gheno Juárez



María Josefina Hernández Díaz



Horacio Nava Molina



Araceli Nieto González



Carlos Chavarría del Río

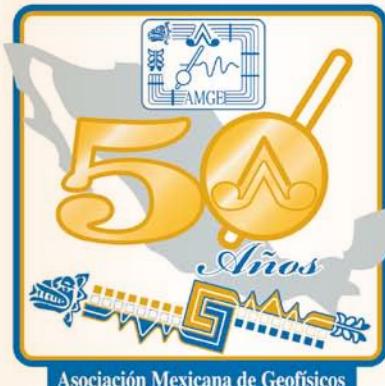


Carlos Chavarría del Río



Asociación Mexicana de
Geofísicos de Exploración A.C.

Rogelio Sánchez Gómez



Asociación Mexicana de Geofísicos
de Exploración A.C.



Asociación Mexicana de Geofísicos
de Exploración A.C.



Edgar Martínez Trevizo



Edgar Martínez Trevizo



Graciela Méndez Flores



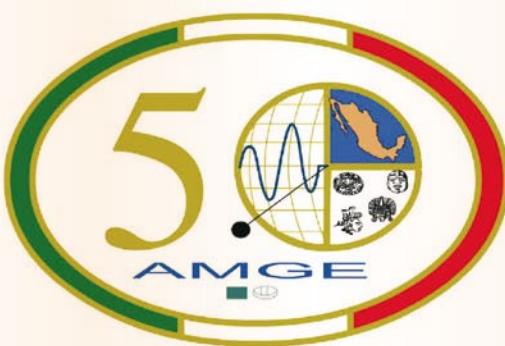
Rocio Negrete Cadena



Ramón Neri Cuervo



Luis Enrique Paniagua Morales



José Manuel Beltrán Santos



Luis Enrique Salomón Mora



Luis Enrique Salomón Mora



Ricardo Octavio Vázquez Romero



Ricardo Octavio Vázquez Romero



Leonardo Pineda Juárez



Gerardo Hernández Calderón



Héctor Hugo Vizcarra Martínez



Fernando López Juárez



Graciela Méndez Flores



Areli Gallardo García



Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración

Karina Gallardo García



Juan M. Gallardo Casas