

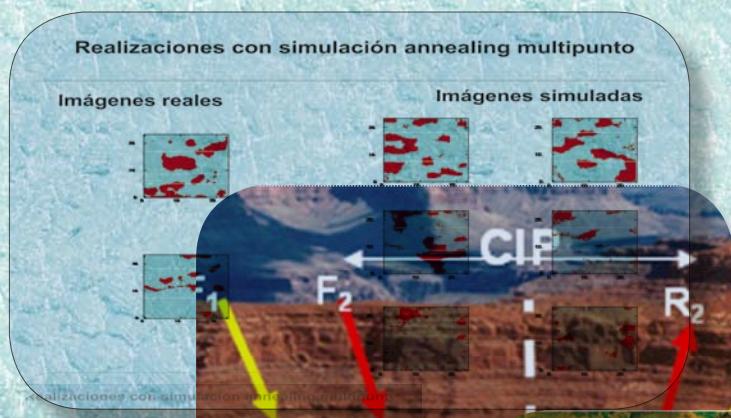


Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

VOLUMEN 48

NÚMERO 2

ABRIL-JUNIO, 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

Dr. COSME POLA ZIMUTA
UANL (Campus Linares)

Ing. EDUARDO AMADOR TERRAZAS
UNAM

Ing. JUAN PASILLAS RAMÍREZ
Instituto Tecnológico de Madero

Dr. JUAN GARCÍA ABSDELEM
CICESE



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



Hara aumentar la productividad de Chicontepec generalmente ha sido necesario fracturar hidráulicamente a los pozos en los intervalos de interés. G.G. Murillo et al. describen su trabajo sobre el monitoreo de un pozo multilateral horizontal con múltiples fracturas inducidas a partir del análisis de los micro sismos generados. El monitoreo es fundamental para evaluar la efectividad del fracturamiento, donde es necesario obtener parámetros como la altura, longitud y dirección de la fractura, en un contexto tridimensional, necesarios para definir el tipo óptimo de apuntalante y fluido de inyección necesarios para aumentar la productividad y para proyectar estos valores a los siguientes pozos por fracturar. El monitoreo sísmico se realiza en un pozo cercano y se describen los resultados obtenidos del fracturamiento hidráulico realizado a 4 intervalos en uno de los brazos horizontales del pozo estudiado.

Rubén Darío Martínez escribe sobre la búsqueda de optimizar la imagen sísmica del subsuelo en profundidad. Nos ilustra sobre la importancia de seleccionar el método correcto de acuerdo al objetivo y a la complejidad geológica del subsuelo. Para tectónica salina se deben tomar en cuenta factores, tales: como definir la cima y flancos del cuerpo salino, determinar los estratos debajo de la sal y calibración de pozos. Para eso, el autor propone una integración de métodos que tomen en cuenta, en su flujo de trabajo, varios elementos independientes y compartidos para obtener la mejor migración antes de apilar en profundidad. Se concluye que es fundamental entender el marco geológico-estructural para construir el modelo de velocidades. Entre las tecnologías recomendadas se citan: Tomografía 3D de alta densidad; Migración pre-apilado en profundidad para medios isótropos y anisótropos; Métodos de migración de Kirchhoff, BEAM, WEM y RTM. El autor muestra un trabajo ejemplar para ambientes en aguas profundas.

En el trabajo por Vinicio Suro P. y Ricardo Casar G. se expone el problema de cómo modelar la estructura porosa de la roca-almacén en yacimientos de la Sonda de Campeche, donde se ha reconocido alta porosidad secundaria por fracturas y cavidades de disolución. También se sabe que la porosidad primaria ha sido alterada por dolomitización, por lo que la estimación de permeabilidad es controlada por la heterogeneidad de los poros, que a su vez dificulta establecer las unidades de flujo. Los autores ejemplifican la importancia de la escala de los observables para seleccionar que se puede modelar. Se derivan las geometrías de los vúculos y se realiza una simulación estocástica de 2 puntos para generar imágenes modelo de la roca-almacén. De la misma manera se simula por medio del "Annealing" Multipunto, teniendo resultados semejantes. Una vez caracterizada la geometría se pueden utilizar las ecuaciones de flujo para determinar la permeabilidad.

El último de este número, es el discurso del programa de trabajo de la Directiva Nacional AMGE, Bienio 2007-2009 por el presidente entrante el maestro Efraín Méndez H. En este discurso se describe el programa bajo temas, tales como: Actualización de Estatutos; Control de Membresía; Regularización Contable y Fiscal; Eventos Técnicos; Editorial; Asuntos Académicos y nuestra Página electrónica (www.amge.org.mx).

Reciban un cordial saludo.

Dr. Raúl del Valle García
Editor

rvalleg@imp.mx



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

Contenido



PRIMER MONITOREO MICROSÍSMICO DE UN POZO HORIZONTAL MULTI-FRACTURADO EN MÉXICO

GUILLERMO GUTIÉRREZ, AUSTREBERTO RASCÓN, JUAN MANUEL RIANO
ADRIÁN SÁNCHEZ y TOMÁS BUSTOS

1

EN LA BÚSQUEDA DE LA IMAGEN SÍSMICA ÓPTIMA DEL SUELO EN PROFUNDIDAD

RUBÉN DARÍO MARTÍNEZ M.

11

CARACTERIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA POROSA DE LAS ROCAS CARBONATADAS DE LA SONDA DE CAMPECHE

VINICIO SURO-PÉREZ y RICARDO CASAR GONZÁLEZ

37

DISCURSO PROGRAMA DE TRABAJO DIRECTIVA NACIONAL AMGE

EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ

49

Primer Monitoreo Microsísmico de un Pozo Horizontal Multifracturado en México

GUILLERMO GUTIÉRREZ MURILLO⁽¹⁾, AUSTREBERTO RÍOS RASCÓN⁽¹⁾,
JUAN MANUEL RIAÑO CARAZA⁽¹⁾, ADRIÁN SÁNCHEZ⁽²⁾ y TOMÁS BUSTOS⁽²⁾

AREA ACTUAL

AREA ANTERIOR

CUBO SÍSMICO

CAMPOS PARCIALMENTE DESARROLLADOS

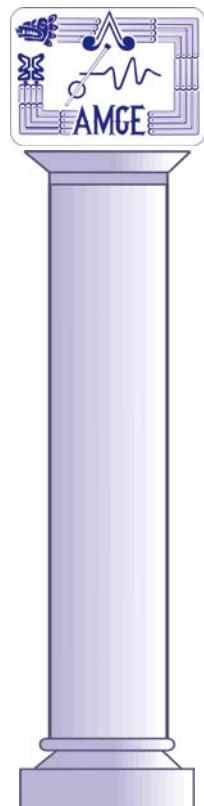
GOLFO DE
MÉXICO

RESUMEN

Fn el constante esfuerzo por incrementar la producción de Chicontepec, PEMEX perforó un pozo multilateral con 3 secciones laterales de trayectoria horizontal, con la intención de incrementar la producción en comparación con los pozos verticales. En el segundo brazo del pozo se identificaron 4 intervalos para ser fracturados, esto representó un nuevo enfoque, ya que fue la primera ocasión en que se planearon múltiples fracturas en un pozo horizontal.

Debido a la trascendencia de este proyecto se necesitaba evaluar la efectividad del fracturamiento hidráulico, y fue realizado a través de un monitoreo microsísmico durante la fractura. La tecnología permite detectar los eventos generados durante la inyección de fluido en el yacimiento con sensores sísmicos, ubicados en un pozo cercano. La interpretación de estos datos permite la identificación en el espacio 3D de las localizaciones de la fractura. Esta información posee gran valor para la optimización de tratamientos subsecuentes y para la planeación del desarrollo de un campo. Los datos son procesados en tiempo real y pueden ser utilizados para la toma de decisiones durante la operación de fractura en el campo.

En este trabajo se describen los resultados obtenidos del fracturamiento hidráulico realizado a los cuatro intervalos en uno de los brazos horizontales del pozo mostrando la geometría y dirección de cada una de las fracturas.



(1) Petróleos Mexicanos.

(2) Schlumberger.



INTRODUCCIÓN

Cl el área de Chicantepec está localizada cerca de la ciudad de Poza Rica en la provincia norte de Veracruz, México (Fig. 1) con una superficie de 3,815 km² en el área y un total de 29 campos productivos, cuya producción principal está asociada a los complejos turbidíticos de la Era Terciaria (Paleocénica-Eocénica).

El área de Chicantepec es un yacimiento altamente laminado compuesto por finas intercalaciones de areniscas y arcillas. La porosidad promedio para el campo es de 11% con un amplio rango de permeabilidades con rangos desde 0.1 hasta 15 md (promedio 0.4 md).

Los ingenieros en su constante esfuerzo por incrementar la producción están en busca de las últimas tecnologías disponibles para alcanzar esta meta. Como parte de esta estrategia han comenzado a perforar pozos multilaterales con brazos horizontales basados en los resultados de simulación, fueron seleccionados diferentes intervalos para ser producidos a lo largo de la sección horizontal del pozo y así poder maximizar la producción. Las formaciones en este campo son muy compactas y con baja permeabilidad, por lo tanto, es habitual realizar procedimientos de fracturas hidráulicas para iniciar la producción comercial del aceite. Debido a la relevancia de este nuevo diseño de pozo multilateral se decidió realizar un estudio para monitorear la respuesta de la roca durante la fractura y de esta manera, poder determinar con precisión la geometría de la misma, con el fin de entender mejor la respuesta del yacimiento.

Con la información obtenida en este estudio se pretenden mejorar los parámetros para futuros tratamientos en estos yacimientos y adicionalmente tener mayor conocimiento del área de drene y así ayudar en la localización de los pozos nuevos durante el desarrollo del campo.



Figura 1.- Campo Chicantepec mostrando las diferentes subdivisiones. Este estudio fue realizado en el área de Coapechaca.



FUNDAMENTOS TÉCNICOS

Técnicas existentes, tales como: inclinómetros, trazadores radioactivos, etc. pueden proveer información en relación a la geometría de la fractura. Estas técnicas frecuentemente tienen un alto grado de incertidumbre, debido a que son medidas indirectas, por lo tanto, la geometría de la fractura no puede ser determinada con suficiente exactitud para proveer la información necesaria y analizar la respuesta del yacimiento ante un determinado tratamiento de fractura aplicado.

Con los últimos avances en la tecnología de la sísmica de pozos se tiene disponible otra metodología que permite monitorear la propagación de la fractura basada en los principios microsísmicos empleados en la sismología de terremotos, ésta se fundamenta en el registro de la energía compresional (ondas P) y de corte (ondas S) generadas por un movimiento de placas tectónicas o fractura de la corteza. Si se escala el mismo principio al monitoreo del fracturamiento hidráulico se podrá realizar una grabación pasiva (sin usar ninguna fuente de energía en superficie o en el pozo) de la energía creada durante el proceso de fractura de la roca utilizando para ello múltiples estaciones multicomponentes ubicadas en un pozo monitor cercano al pozo a ser fracturado. La idea es poder localizar el epicentro del evento sísmico; para ello se crea un modelo de velocidades de ondas compresionales y de corte, y con las diferencias de los tiempos de llegada de las ondas P y S se puede calcular la distancia, en la cual se encuentra el evento. Una vez obtenida la distancia se procede a calcular el ángulo con el cual la energía arribó a los sensores, esto se efectúa a través de un análisis del movimiento de las partículas (hodograma) de la información registrada por cada uno de los sensores multicomponentes (Fig. 2). Habiendo conocido la distancia y el ángulo de llegada de la energía en los sensores utilizados se puede triangular y posicionar el epicentro del evento microsísmico en un mapa 3D. Esta aplicación es conocida como “Monitoreo de Fracturamiento Hidráulico” (HFM por sus

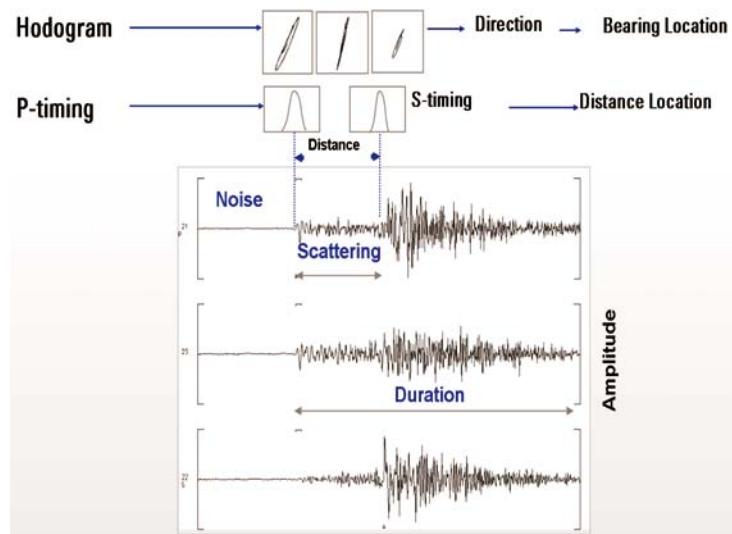
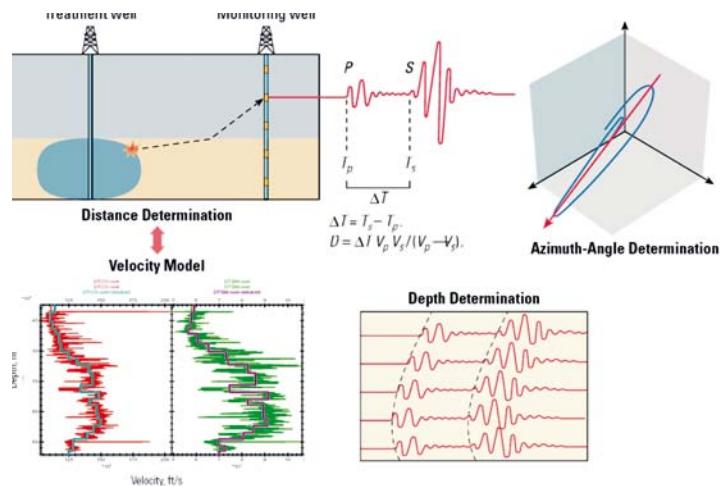


Figura 2.- Identificación de un evento (señales P y S), el ángulo y la distancia son calculados a partir de los datos registrados usando geófonos multicomponentes, y la distancia es calculada basada en los tiempos de llegada y un modelo de velocidades P y S.



siglas en inglés), es una tecnología de monitoreo de yacimiento que es capaz de detectar eventos microsísmicos inducidos durante las actividades de inyección en el yacimiento.

Los geófonos multicomponentes ubicados en un pozo monitor registran la actividad microsísmica inducida durante el proceso de inyección de fluido en el yacimiento, en el cual los cambios en la presión de poros y los esfuerzos dentro de la roca producen las fracturas y disparan la actividad microsísmica.

La información registrada permite la identificación de la posición en el subsuelo de las fracturas producidas durante el tratamiento de fractura, es posible sincronizar la aparición de los eventos microsísmicos en función del tiempo con los datos del tratamiento aplicado (presión, cantidad de apuntalante, etc.), con la finalidad de entender cómo el yacimiento responde al mismo. La importancia de esta información es la clave para futuras fracturas hidráulicas, ya que permite optimizar los parámetros del tratamiento en determinada área para obtener óptimos resultados del pozo. Adicionalmente, con la información obtenida sobre la geometría de las fracturas se puede mejorar la planeación de futuros pozos y localización de los mismos.

PLANEACIÓN DEL TRABAJO

Para este tipo de trabajo es necesario tener un pozo-monitor a una distancia corta del pozo a ser tratado, esto es debido a que las señales microsísmicas se atenúan fácilmente con la distancia y su amplitud puede llegar a estar por debajo del nivel de ruido de fondo, si los pozos se encuentran muy separados. Además, existen algunas restricciones para poder garantizar una excelente calidad de la señal a ser registrada, ya que están relacionadas a las condiciones del pozo en donde se desplegarán los sensores sísmicos. Basado en estas consideraciones y en los pozos disponibles en el área que fueron incluidos en el estudio se concluyó que el Pozo COA-536, localizado a menos de 600 m de distancia y ubicado perpendicularmente a la desviación del pozo a ser fracturado presentaba las mejores condiciones para realizar el trabajo (Fig. 3).

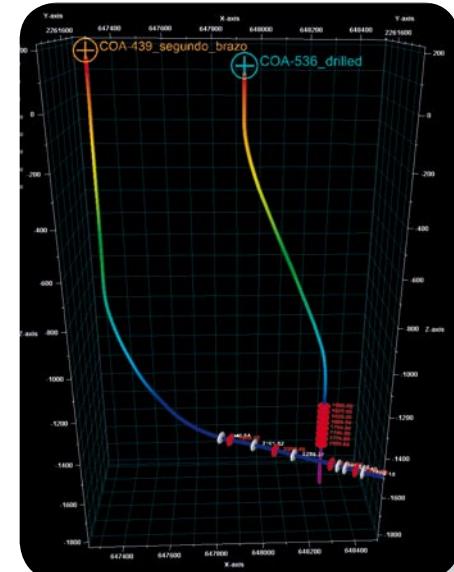
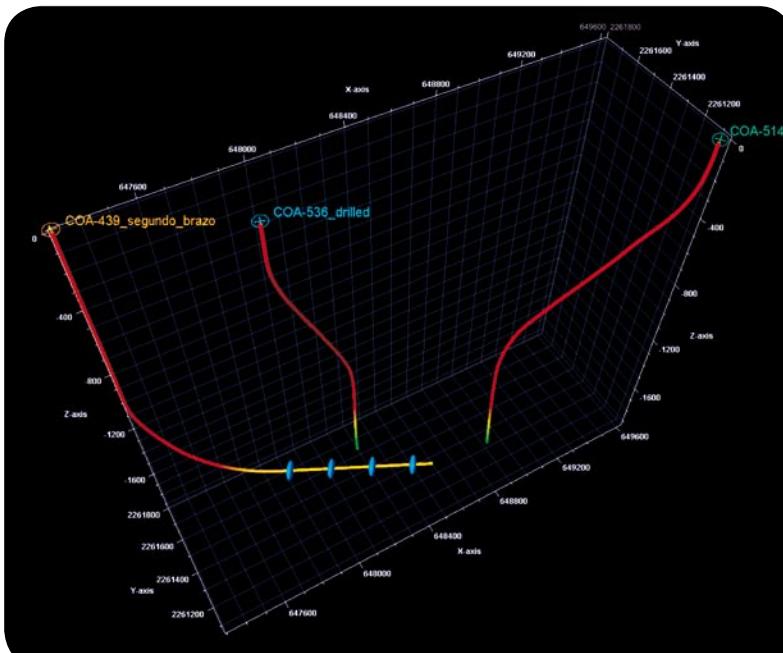


Figura 3.- Izquierda: Pozos candidatos para monitoreo usados en estudios de factibilidad COA-536 y COA-514. Derecha: Pozo horizontal mostrando los puertos de fractura (rojo) y los empacadores de aislamiento (blanco).



Como el pozo-monitor estaba siendo perforado durante la planeación de este proyecto fue necesario tener una coordinación perfecta entre las áreas de perforación, terminación y diseño para sincronizar las operaciones y así evitar cualquier pérdida de tiempo debido a cualquier retraso en el trabajo.

El pozo-monitor fue cementado en el intervalo donde los geófonos iban a ser desplegados para asegurar un mejor contacto entre la formación y los sensores afianzados contra la tubería de revestimiento. Se tomó registro de cementación para confirmar la hermeticidad de la cementación y así asegurar un buen acoplamiento acústico entre el sensor y la formación.



El equipo de fractura y la unidad de registro que fueron empleadas para este trabajo se movilizaron de manera simultánea con sus respectivos equipos de trabajo para cada uno de los pozos, estableciendo una comunicación excelente entre ellos, con el fin de poder sincronizar la información registrada para cada fractura (Fig. 4).

El despliegue de la herramienta en el pozo-monitor fue realizado con una grúa. Es importante destacar que no hay necesidad de tener un equipo en el pozo para llevar a cabo el monitoreo microsísmico. La separación entre los 8 receptores multicomponentes dentro del pozo fue de 30 m, con una longitud total para el arreglo



Figura 4.- Izquierda: La unidad de registro de Wireline en el Pozo Monitor COA-536. Derecha: Pozo a ser fracturado COA-439 con todas las conexiones y equipo listo para la fractura.



de 210 m. Una vez que las herramientas estuvieron dentro del pozo en la posición planeada fueron realizadas las pruebas para evaluar la calidad de la señal sísmica detrás del revestidor.

Durante la adquisición de datos un geofísico estuvo trabajando en la unidad de registros para realizar el control de calidad de la operación. Esto permitió ajustar los parámetros de procesamiento en tiempo real para asegurar la entrega de los mejores resultados durante la adquisición y permitir de esta manera tomar decisiones en tiempo real durante el proceso de fractura (Fig. 5).

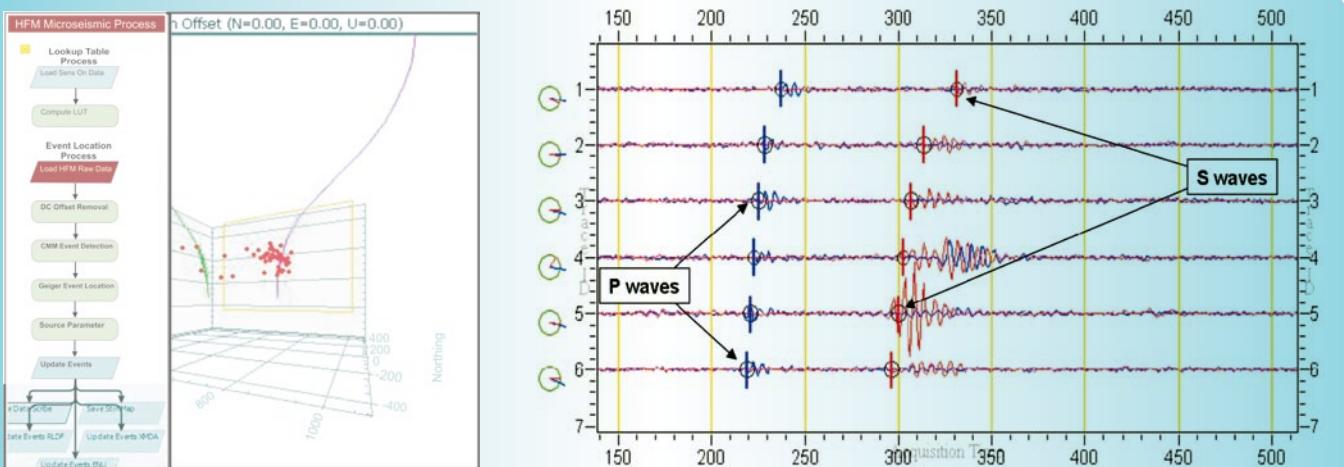


Figura 5.- Izquierda: Software de detección en tiempo real utilizado en campo. Derecha: Ejemplo de un evento registrado mostrando la llegada compresional en azul y de corte en rojo.

RESULTADOS DEL MONITOREO MICROSÍSMICO

Se detectaron un total de 466 eventos microsísmicos en todo el trabajo: 73.6% correspondió a la primera fractura, 5.1% a la segunda, 9.4% a la tercera y finalmente, 11.9% para la cuarta fractura. En el caso de la segunda y tercera fracturas, la mayoría de los eventos ocurrió frente a los puertos de fractura. Por otra parte, en la primera y cuarta fracturas las ocurrencias están más cerca del puerto de la fractura y del empacador. El azimut puede ser fácilmente determinado en el mapa de fracturas con excepción de la tercera fractura donde los eventos se dispersaron a través de todo el intervalo.

Las figuras 6, 7 y 8 muestran los eventos detectados por cada etapa usando dos ángulos diferentes; el primero corresponde a la vista en planta y el segundo a la vista lateral. El código de colores utilizado corresponde a la escala de tiempo con rojo-amarillo-verde-azul (rojo para apariencias tempranas y azul para las tardías). También se incluyó el programa de bombeo en la sección inferior para cada intervalo con su respectivo gasto, presión del tratamiento y la cantidad de apuntalante utilizado. Adicionalmente, en el lado derecho se visualiza una tabla con los valores obtenidos para la geometría de cada fractura.

Basado en el análisis de los resultados obtenidos se puede determinar que las fracturas tienden a ser asimétricas con un crecimiento preferencial en dirección SO del pozo (con excepción de la primera fractura).

PRI MERA Y SEGUNDA FRACTURAS

La primera fractura ubicada en la sección más profunda del pozo, es la que desarrolla la geometría con mayor longitud y altura, la geometría interpretada con la información registrada mostró el mayor número de eventos detectados. La diferencia en tamaño

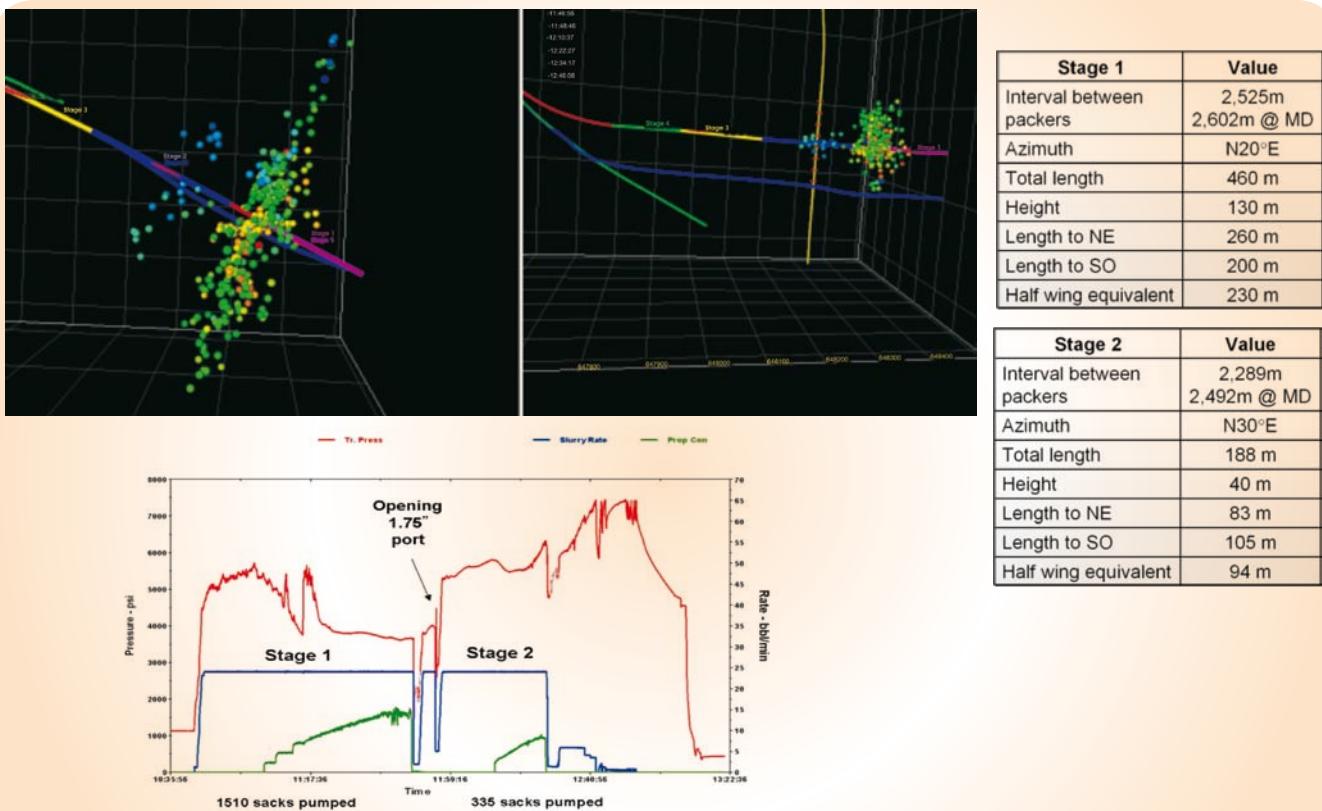


Figura 6.- Izquierda: Resultados de monitoreo de fractura para etapas 1 y 2, incluyendo en la parte inferior el programa de tratamiento aplicado. Derecha: Tablas con la geometría de la fractura obtenidas para cada etapa.

comparada con el resto de las fracturas hechas en el mismo pozo pueden estar relacionadas con las diferencias en las eficiencias del fluido para cada fractura (baja calidad de la roca para el intervalo de esta fractura) y un mayor volumen de fluido para esta etapa, debido a la presencia de fluido desplazado utilizado durante la inyección del colchón anterior.

Durante la segunda fractura ocurrió un problema de arenamiento. Los eventos observados al principio del tratamiento muestran un desarrollo inicial similar en orientación a la primera fractura, sin embargo, los problemas de arenamiento previnieron la ejecución normal del trabajo de fracturamiento. El menor número de eventos podría estar relacionado a lo angosto de la fractura; esto pudo haber sido causado por arenamiento prematuro. Es razonable concluir que la primera etapa estaba generando un incremento en los esfuerzos y una reducción en el espesor de fractura.



TERCERA FRACTURA

Se observaron eventos microsísmicos a lo largo de todo el intervalo aislado por los empacadores, por lo tanto, estos eventos no fueron confinados a la zona encerrada por los puertos de fractura. Este resultado sugiere la apertura de múltiples fracturas durante el trabajo, debido a la presencia de múltiples planos de debilidad en esta sección del pozo.



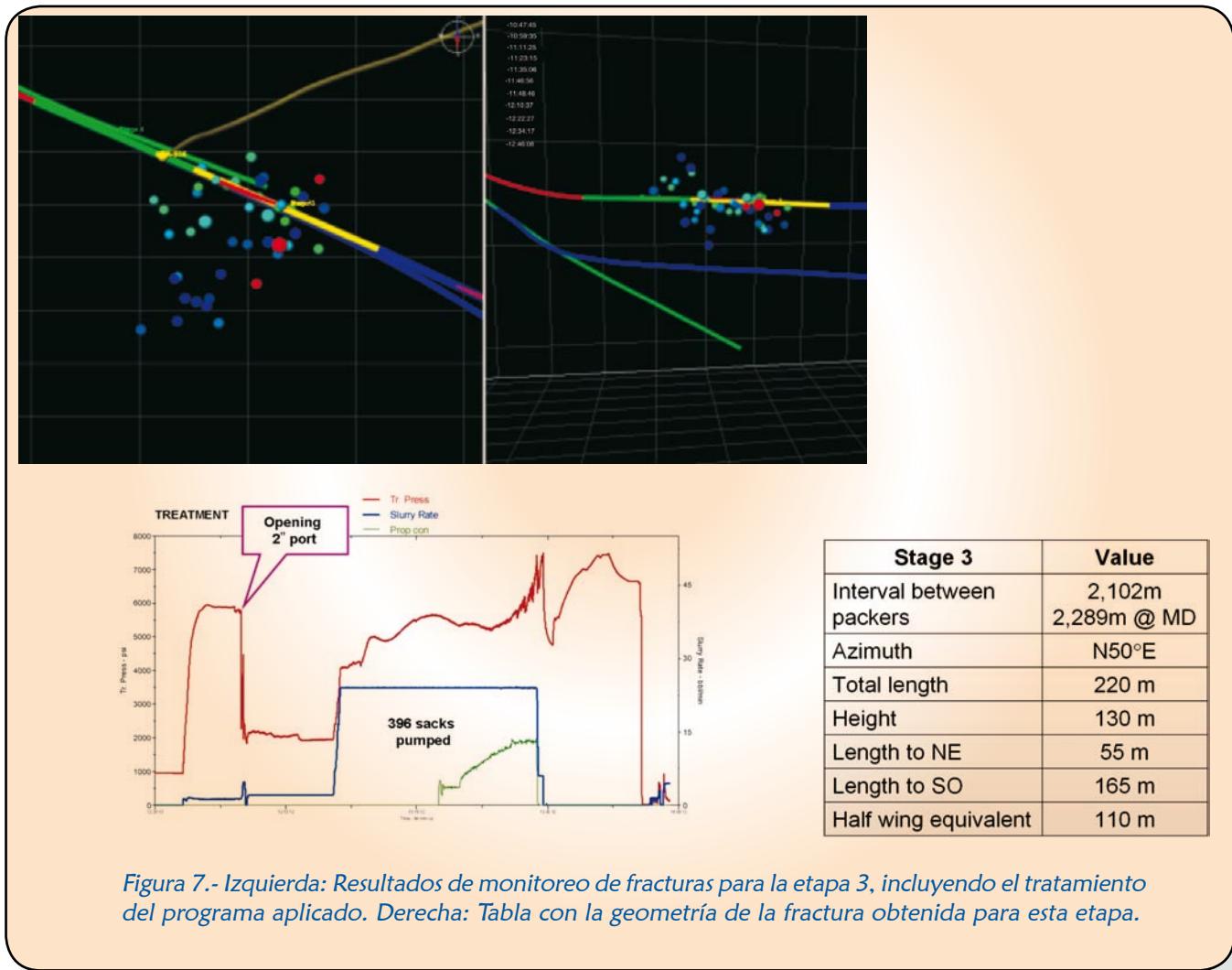
El arenamiento fue evidenciado en esta etapa. El registro de imagen resistiva adquirido en la sección abierta del pozo mostró múltiples arenas para esta sección, esto ayudó para apoyar la versión de múltiples planos de debilidad.

CUARTA FRACTURA



Se ajustaron algunos parámetros en base a los resultados obtenidos previamente; un incremento en el gasto de fractura de 30 bpm adicional, un incremento en el colchón de 25%, y un cambio en la inyección de fluido a la matriz y mayor viscosidad del fluido (el último elemento impactó directamente en la formación de la fractura dominante), empleando todos estos parámetros modificados se alcanzó una fractura exitosa sin evidencias de problemas de arenamiento, esta fue la etapa final del fracturamiento.

No obstante, un número inferior de eventos de menor tamaño fueron grabados en comparación con la primera etapa de la fractura, aun utilizando la misma cantidad de fluido. Esta observación indica que no es posible establecer una simple o directa relación entre la cantidad de fluido inyectado y el tamaño final de la fractura que será obtenido.



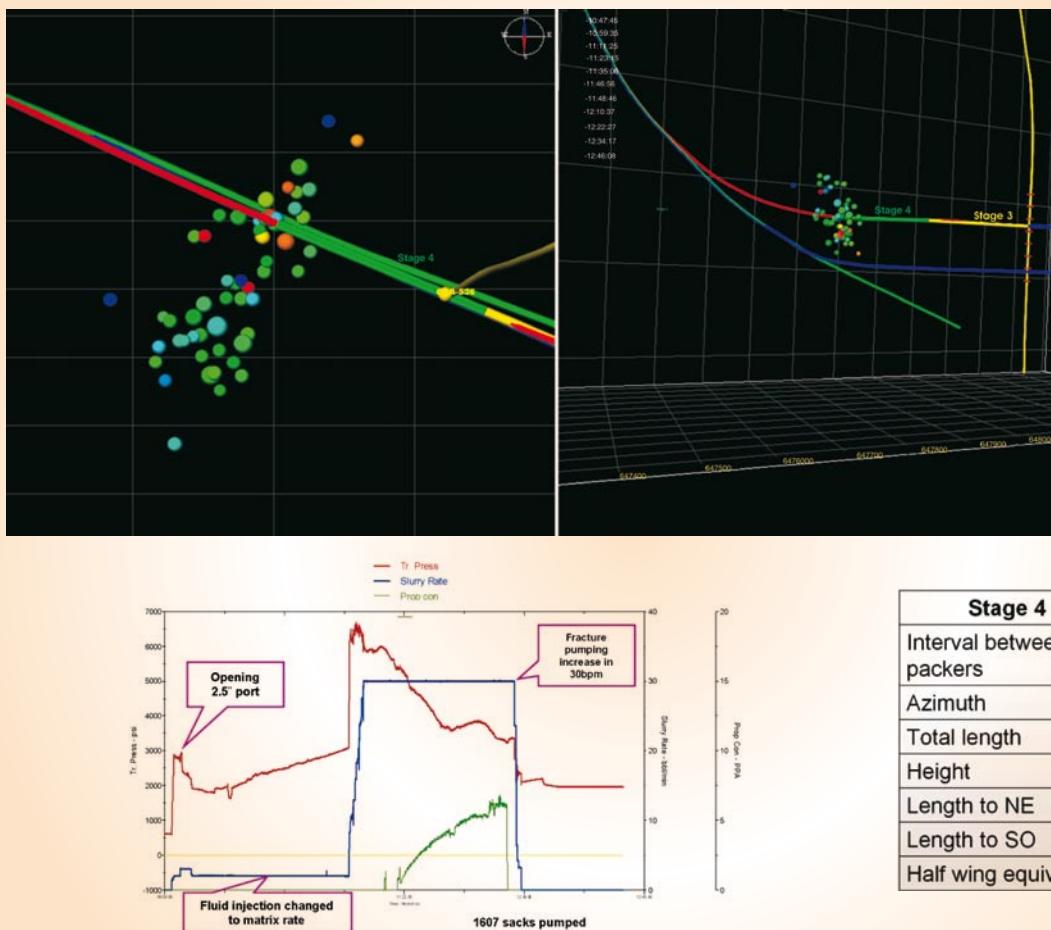


Figura 8.- Izquierda: Resultados de monitoreo de fracturas para la etapa 4, incluyendo el tratamiento del programa aplicado. Derecha: Tablas con la geometría de fractura obtenida para esta etapa.

CONCLUSIONES

Las fracturas hidráulicas obtenidas en el Pozo COA-439 tienen un azimut preferencial entre 20 y 30°, el cual coincide con la dirección horizontal principal de los esfuerzos en el campo (~30° del sónico dipolar e imágenes geológicas). Para la primera fractura, la cual tiene mayor extensión fue medido un azimut de 20° en promedio, mientras que para la segunda fractura corresponde a un azimut de 30°, esto en función de los eventos microsísmicos registrados. La tercera fractura no tuvo un azimut bien definido dado que los eventos observados a lo largo de todo el intervalo (entre empacadores) fueron muy dispersos. Finalmente, la cuarta fractura tuvo un azimut medio de 32°.

Una fractura optimizada y exitosa fue obtenida de la experiencia de las 3 anteriores, ajustando los parámetros en la operación final, tales como: gasto de bombeo, inyección de fluido, entre otras. El monitoreo de fracturamiento hidráulico ayudó a reducir la curva de aprendizaje y fue posible tomar decisiones en el campo basados en los resultados obtenidos en tiempo real, mejorando la eficiencia de la fractura.



Un aspecto a resaltar durante toda la operación fue el crecimiento vertical asociado a las fracturas observado en los eventos microsísmicos, algunos de los cuales crecieron más allá del valor esperado. Estos resultados y la experiencia obtenida ayudarán a apoyar el diseño de los próximos pozos horizontales definiendo las distancias óptimas entre los brazos a ser perforados, y así evitar la conexión del área de drene en el mismo pozo y establecer una distancia segura entre los brazos.

RECONOCIMIENTOS

A Petróleos Mexicanos por permitir publicar este documento y dar crédito al esfuerzo realizado en la elaboración del presente trabajo. Se aprecia enormemente la ayuda de todas las personas que trabajaron en la adquisición, particularmente a Mariana Pérez, Jonathan Resnik y José Bernechea, así como a Ismael Vera y Daniel Kalinin quienes trabajaron en el procesamiento e interpretación de la información.

REFERENCIAS

- Phillips, W.S. et al.: "Reservoir Fracture Mapping Using Microearthquakes: Two Oilfield Case Studies, Austin Chalk, Giddings Field, TX and 76 Field, Clinton Co., KY," paper SPE 36651 presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, pp. 6-9.
- Keck, R.G. and Withers, R.J.: "A Field Demonstration of Hydraulic Fracturing for Solid Waste Injection with Real-Time Passive Seismic Monitoring", paper SPE 28495 presented at the 1994 SPE Annual

- Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, pp. 25-28.
- Rutledge, J.T. and Phillips, W.S., 2002. "A Comparison of Microseismicity Induced by Gel-Proppant and Water-Injected Hydraulic Fractures, Carthage Cotton Valley Gas Field, East Texas", *Technical Program, Expanded Abstracts, Society of Exploration Geophysicists, International Exposition and 72nd Annual Meeting, SEG, Tulsa, OK*, pp. 2393-2396.

EN LA BÚSQUEDA DE LA IMAGEN SÍSMICA ÓPTIMA DEL SUELO EN PROFUNDIDAD

RUBÉN DARÍO MARTÍNEZ M.^(*)

RESUMEN

Los métodos empleados para la construcción de imágenes sísmicas en profundidad son variados en eficiencia, eficacia y precisión. La selección del método adecuado depende de la complejidad geológica a resolver. En áreas de tectónica salina compleja, los retos que se presentan para la construcción de imágenes sísmicas en profundidad óptimas son: 1) definir la cima y flancos de los cuerpos salinos, 2) localizar los sedimentos que se encuentran debajo de la sal, 3) determinar los sedimentos sísmicamente “invisibles” y 4) amarrar los pozos con precisión. Para enfrentar estos retos, propongo una metodología que integra sistemáticamente varios métodos para la construcción de modelos de velocidades de intervalo y migración pre-apilamiento en profundidad. Dicha metodología explota al máximo las fortalezas de los algoritmos empleados. En este trabajo, presento e ilustro la metodología propuesta empleando datos sísmicos adquiridos en áreas de tectónica salina compleja, y demuestro que las imágenes estructurales en profundidad obtenidas son óptimas. En consecuencia, estos resultados contribuyen a la reducción de riesgo y costos de exploración que son generalmente muy altos en ambientes de aguas profundas.



INTRODUCCIÓN

Hor algunos años, hemos visto que en ambientes de aguas profundas los pozos exploratorios son muy costosos. Por otro lado, el riesgo en la exploración de hidrocarburos es elevado, debido a la complejidad geológica que la mayoría de las áreas en este tipo de ambientes presenta. Esto, en particular, es cierto en áreas severamente afectadas por tectónica salina compleja. Por estas razones, es necesario utilizar herramientas de procesamiento e interpretación de datos sísmicos, eficientes, efectivas y precisas para la búsqueda de imágenes sísmicas del subsuelo en profundidad óptimas.

* Petroleum GeoServices (PGS)



En la última década, hemos presenciado avances significativos en la tecnología de procesamiento de datos sísmicos para la construcción de imágenes sísmicas en profundidad. Paralelamente, las herramientas de interpretación sismológica y geológica también han avanzado notablemente, sobre todo en el manejo rápido de volúmenes grandes de datos. Estas herramientas son necesarias para la construcción de modelos de velocidades de intervalo en profundidad, para lo cual se requieren interpretaciones geológicas y sismológicas precisas que puedan resultar en imágenes estructurales óptimas del subsuelo en profundidad.

Para la construcción de modelos de velocidades de intervalo, se requiere migrar los datos en profundidad iterativamente. Actualmente, existen varios métodos de migración en profundidad en la industria, tales como: Kirchhoff, *BEAM* (Sherwood *et al.*, 2008) y los métodos basados en la ecuación de onda en una (*Wavefield Extrapolation Migration (WEM)*) (Mittet, 2002) y dos (*Reverse Time Migration (RTM)*) (Karazincir *et al.*, 2006) direcciones. Todos los métodos mencionados son efectivos, pero algunas veces es difícil escoger el más adecuado para un problema geológico complejo específico. En realidad, los métodos de migración en profundidad disponibles en la actualidad tienen ventajas y desventajas y su elección depende de lo complejo que sea construir el modelo de velocidades de intervalo y la imagen sísmica tridimensional en profundidad. Desafortunadamente, no hay un método que por sí solo resuelva completamente el problema de la construcción de imágenes en profundidad. Esta realidad nos obliga a integrar los métodos de migración en profundidad en una forma sistemática para definir el “mejor” modelo de velocidad de intervalo que pueda producir la “mejor” definición de la imagen sísmica estructural en profundidad del subsuelo y que amarre los pozos óptimamente.

En este trabajo, propongo una metodología que permite explotar las mejores características de los métodos de migración en profundidad para resolver problemas estructurales asociados a geología compleja, tales como los que se encuentran en áreas sumamente afectadas por tectónica salina. En este contexto defino como la “mejor” imagen estructural obtenida en profundidad, cuando la información de los pozos disponibles en el área de estudio se ajustan con los datos sísmicos en profundidad. Si no existen pozos en el área de estudio, entonces una imagen estructural plausible de acuerdo al modelo geológico-estructural y régimen tectónico dictará el éxito de los resultados.

La metodología que presento a continuación se puede aplicar a datos sísmicos adquiridos con técnicas de azimut ancho (*WATS*) (Fromyr *et al.*, 2008), azimut angosto (*NATS*) y azimut múltiple (*MAZ*). Los ejemplos presentados provienen de áreas, cuyos marcos geológicos son diferentes y complejos.

METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE IMÁGENES ESTRUCTURALES ÓPTIMOS EN PROFUNDIDAD



Para poder tener éxito en la construcción de imágenes sísmicas en profundidad con objetivos sub-salinos, es necesario entender los retos que se tienen que enfrentar. La figura 1 ilustra éstos en forma esquemática y son:

- A. Definir la cima y flancos de los cuerpos salinos.
- B. Localizar los sedimentos que se encuentran debajo de la sal.
- C. Determinar los sedimentos sísmicamente “invisibles”.
- D. Amarrar los pozos y la información sísmica con precisión.



Es vital abordar cada uno de estos puntos en forma sistemática para lograr imágenes estructurales óptimas del subsuelo.

Para resolver los problemas asociados a estos retos, se necesita aplicar un flujo de trabajo iterativo para la construcción de imágenes sísmicas en profundidad (Fig. 1). Este flujo contiene dos fases principales, la construcción del modelo de velocidades de intervalo en profundidad y la migración pre-apilamiento en profundidad. Uno depende del otro. A continuación describo la aplicación del flujo de trabajo propuesto.

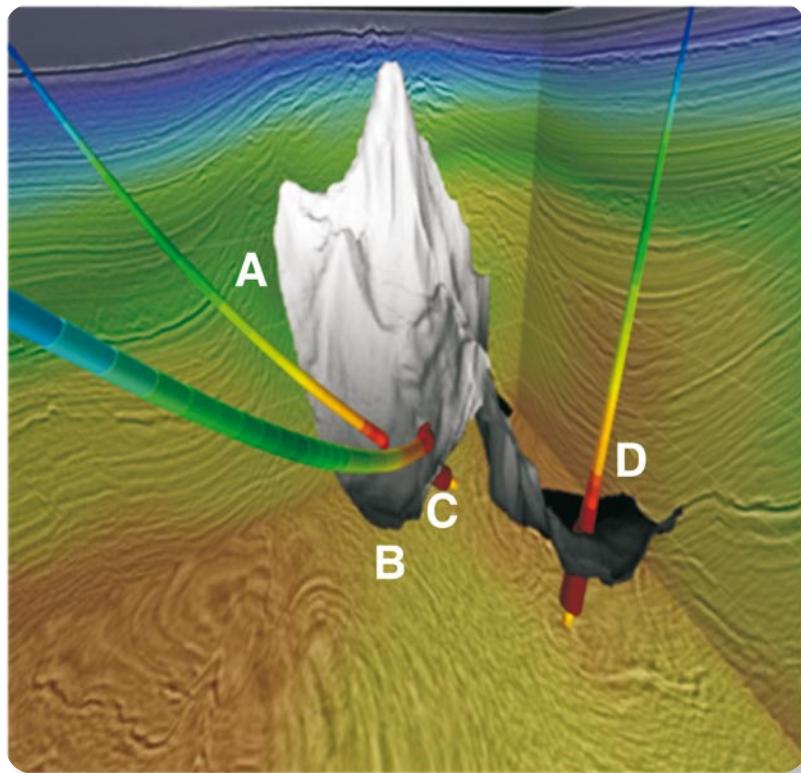


Figura 1.- Retos que se enfrentan en la búsqueda de la imagen estructural óptima en profundidad. A. Definir la cima y flancos de los cuerpos salinos; B. Localizar los sedimentos que se encuentran debajo de la sal; C. Determinar los sedimentos sísmicamente “invisibles” y D. Amarrar los pozos y la información sísmica con precisión.

A. Definición de la cima y flancos de los cuerpos salinos

Para lograr estos dos objetivos se requieren varios pasos que son: a) la construcción del modelo inicial de velocidades de intervalo en profundidad; b) el cálculo de tiempos de viaje y migración pre-apilamiento en profundidad; c) inundación con las velocidades de los sedimentos e interpretación de la cima de los cuerpos de sal; d) inundación con la velocidad de la sal; y e) modelado de los flancos de los cuerpos salinos.

a) Construcción del modelo inicial de velocidades de intervalo en profundidad

Para la realización de este paso es necesario establecer un modelo inicial de velocidades de intervalo en función de la profundidad (Fig. 2). Para esto, la interpretación sísmica estructural existente se utiliza e igualmente la información de velocidades proveniente de los pozos (si existen), como las velocidades derivadas de los tiros de pozo o registros sónicos. Adicionalmente, se deben integrar las velocidades raíz cuadrática media (V_{rms}) que generalmente se optimizan empleando la migración pre-apilamiento.



en tiempo (Sun y Martínez, 2001). Estas velocidades V_{rms} que son función del tiempo de reflexión se transforman a velocidades de intervalo en función de la profundidad y se calibran posteriormente con las velocidades medidas en los pozos. Para la ejecución de este paso muy importante, es necesario contar con una herramienta versátil que permita al intérprete mover y visualizar la información relacionada a grandes volúmenes de datos en una forma rápida. De esta manera, el intérprete dedicará más tiempo a la toma de decisiones exploratorias. Un ejemplo del uso de este tipo de herramientas se ilustra en la figura 3.

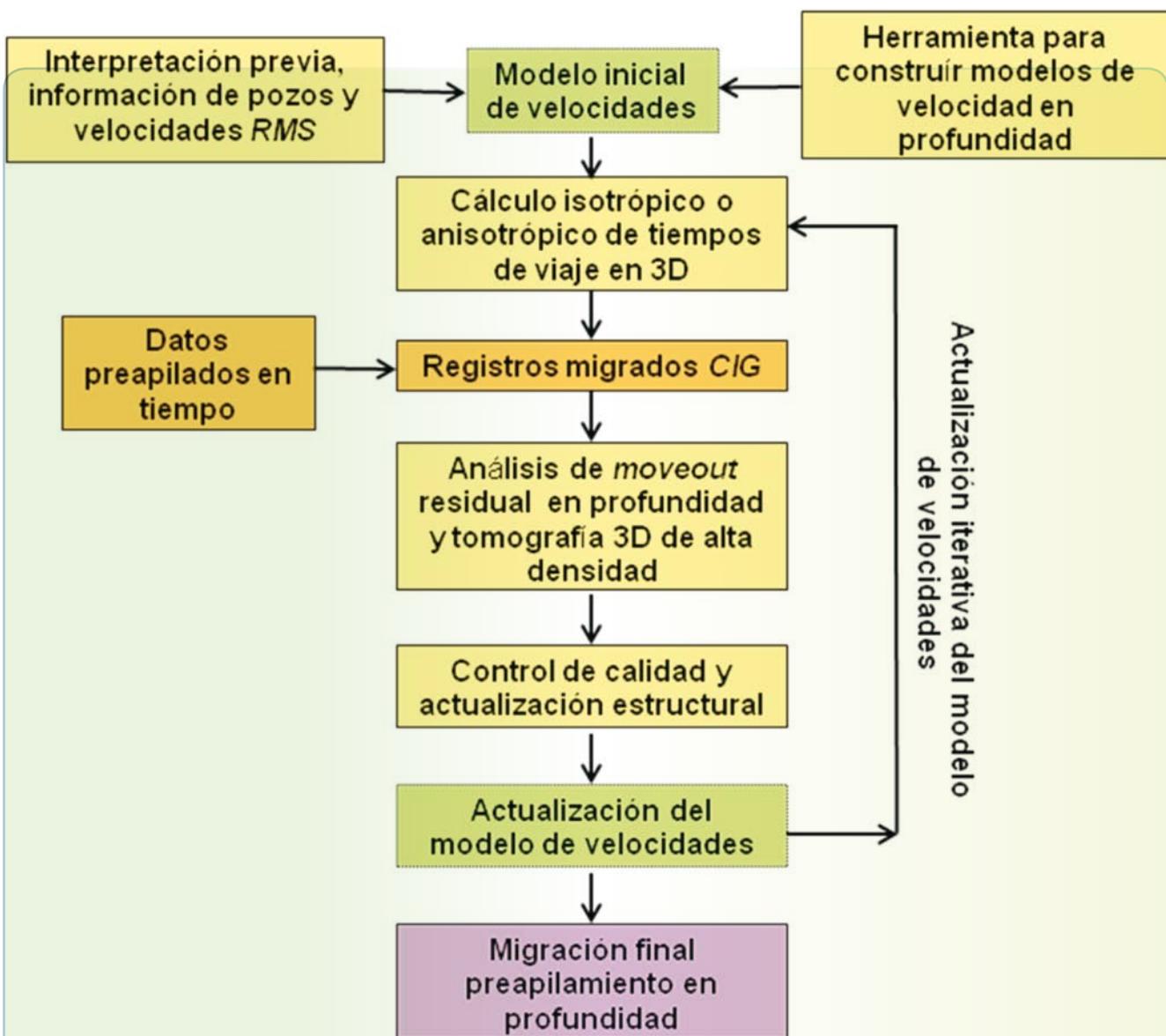


Figura 2.- Diagrama de flujo generalizado para la construcción de imágenes sísmicas en profundidad

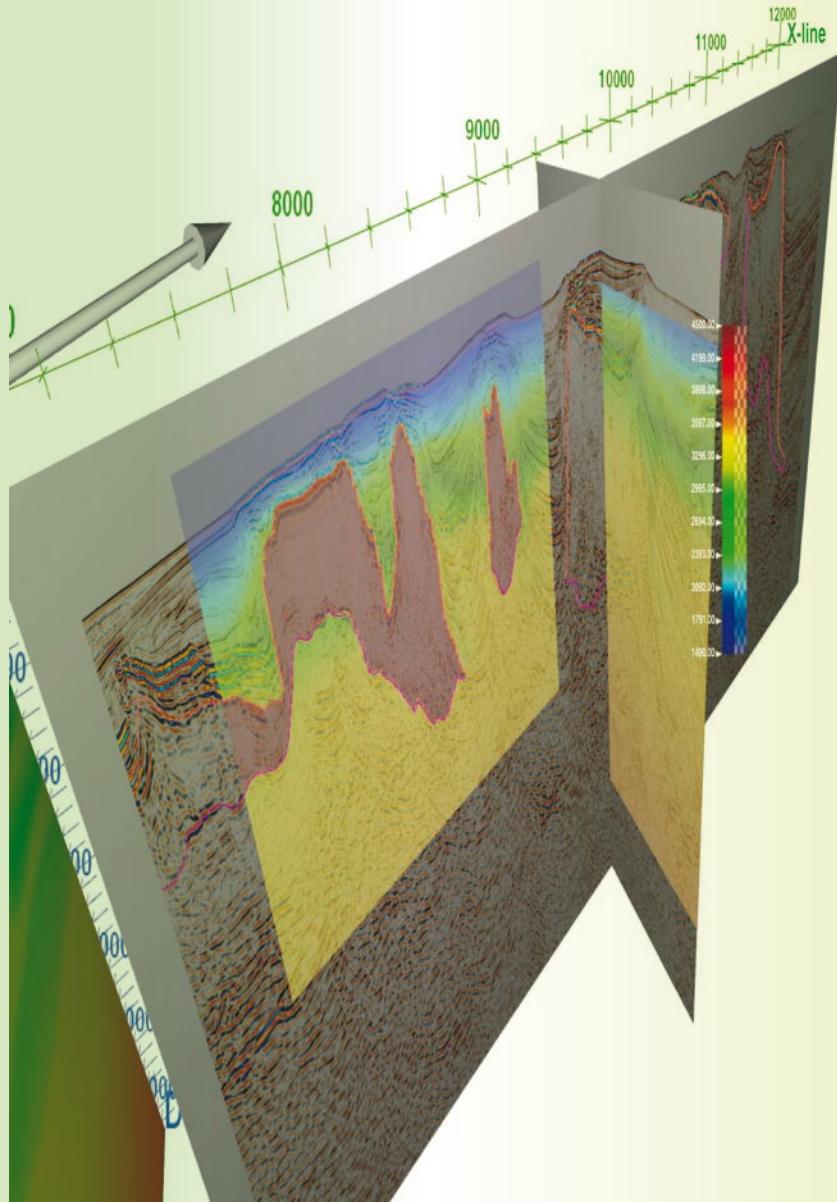


Figura 3.- Vista que ilustra el uso de un sistema de visualización para la construcción de modelos de velocidades de intervalo en profundidad.

b) *Cálculo de tiempos de viaje y migración pre-apilamiento en profundidad*

Una vez que el modelo inicial de velocidades está definido, se efectúa el primer paso de migración pre-apilamiento en profundidad. Si se usan métodos de migración, tales como el de Kirchhoff, entonces un trazador de rayos se emplea para calcular los tiempos de viaje en 3D a través del modelo inicial de velocidades (Fig. 4). Otros métodos de migración pre-apilamiento en profundidad, tales como el de BEAM, también requieren del cálculo de tiempos de viaje en 3D con un trazador de rayos. Actualmente, el método de BEAM es el más usado por su precisión, eficiencia y efectividad en la construcción de modelos de velocidades de intervalo en profundidad.

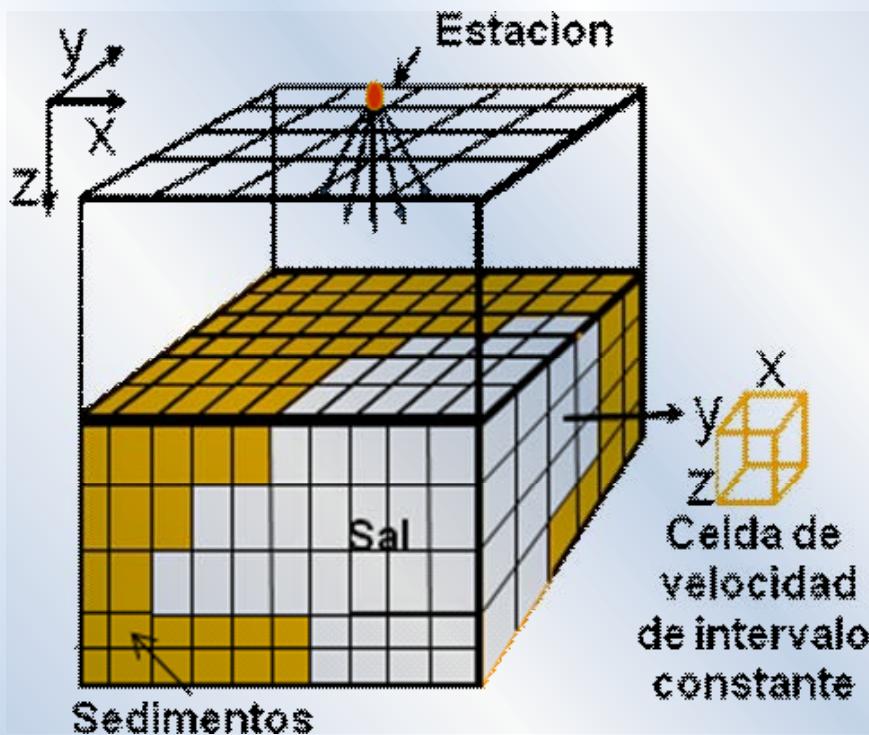


Figura 4.- Descripción esquemática del trazador de rayos comúnmente usado en la migración Kirchhoff y como éste funciona en un modelo de velocidades caracterizado.

c) *Inundación con las velocidades de los sedimentos e interpretación de la cima de los cuerpos de sal.*

La inundación de velocidades de los sedimentos consiste en ignorar temporalmente las estructuras salinas y asignar velocidades de los sedimentos en las zonas donde se encuentran los cuerpos salinos, para así interpretar con precisión la cima de dichos cuerpos salinos. Sin embargo, antes de hacer dicha inundación con las velocidades de los sedimentos, el modelo inicial de velocidades de intervalo de éstos se actualiza, empleando el método tridimensional de tomografía de tiempos de viaje de alta densidad. El término “alta densidad” se refiere a que las velocidades se actualizan en cada localidad de registros de imagen común (*CIG = Common Image Gather*), es decir, se genera una alta densidad de velocidades originando un modelo detallado.

El método de tomografía 3D funciona como se ilustra en la figura 5. El proceso comienza con los registros *CIG* generados con la migración en profundidad, ya sea Kirchhoff o *BEAM*. Estos registros *CIG* van a mostrar residuales de sobre-profundidad normal (*RMO=Residual Moveout*) (Fig. 5). Usando el mejor apilado en profundidad posible, generado con estos registros *CIG*, una interpretación estructural se hace para generar un campo de buzamientos geológicos en 3D. Con el modelo de velocidades previo (inicial en la primera iteración), las medidas de los residuales de sobre-profundidad normal y el campo de buzamientos en 3D, el método de tomografía se ejecuta para producir una actualización del modelo previo de velocidades de intervalo. Se espera que estas velocidades van a ser más precisas a medida que las iteraciones avanzan Fig. 2).

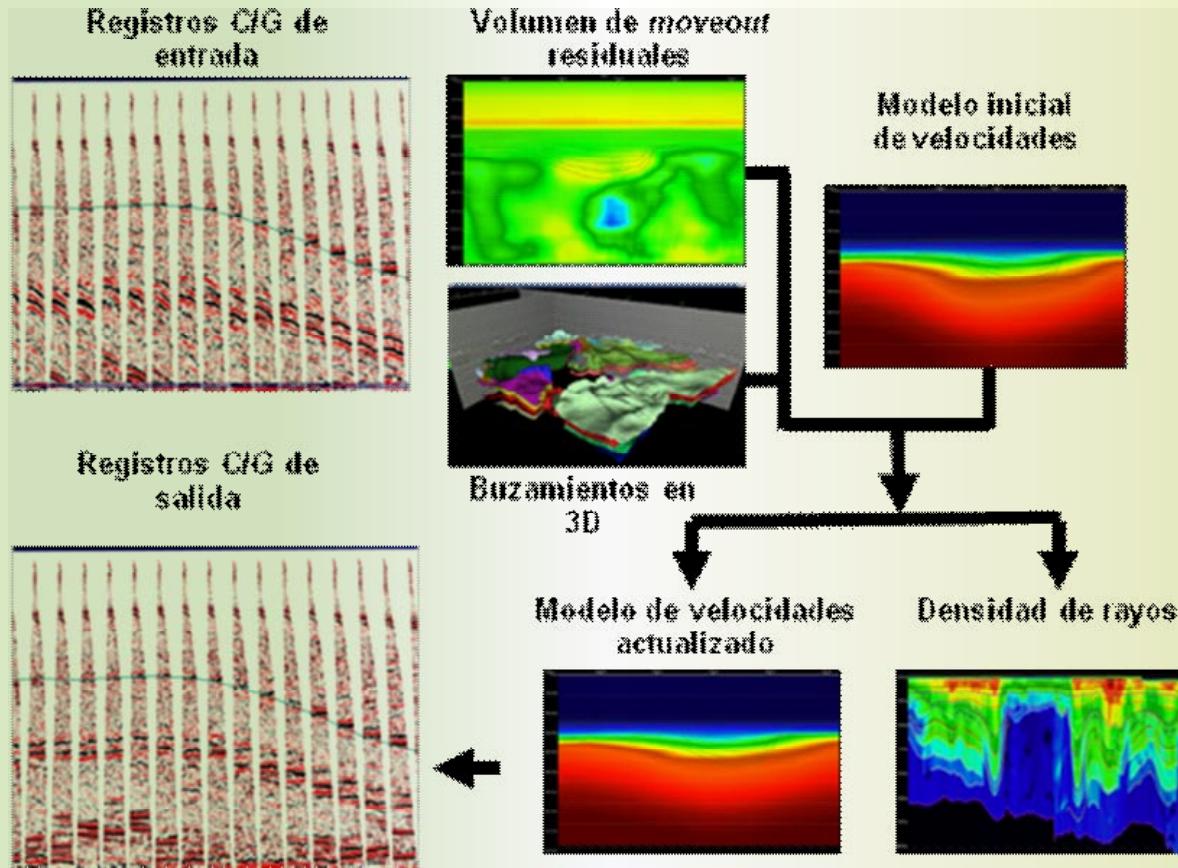


Figura 5.- Diagrama de flujo que ilustra el funcionamiento del método de tomografía tridimensional de alta densidad

Antes de realizar la siguiente migración en profundidad, se tiene que hacer un control de calidad muy estricto. La medida de la densidad de los rayos que cruzaron el modelo de velocidades de intervalo es un buen diagnóstico (ver Fig. 5). A medida que la densidad de los rayos aumenta en un punto del subsuelo, mayor certidumbre se tiene en las velocidades estimadas.

Con el modelo de velocidades actualizado, la migración en profundidad (Kirchhoff o BEAM) se vuelve a realizar para obtener nuevos registros CIG (ver Fig. 5). Se espera que estos registros muestren eventos más planos variando con el offset. A medida que los eventos sean más planos en los registros CIG, se puede deducir que las velocidades estimadas con la tomografía son más precisas que las de la iteración previa.

Para hacer un buen control de calidad de los resultados del proceso de tomografía, es necesario contar con un sistema de visualización que pueda manejar rápidamente volúmenes de datos grandes.

La figura 6 muestra un mapa de residuales de sobre-profundidad normal (colores rojos y verdes) medidos antes del paso de tomografía. Los colores rojos implican residuales de sobre-profundidad normal grandes comparados con los colores verdes en una área de aproximadamente 10,000 km². Al hacer un clic en un punto de este mapa, el registro CIG correspondiente a esa posición aparece. En el registro CIG aparecen los datos sísmi



cos variando con *offset* y profundidad después de la migración en profundidad utilizando el modelo de velocidades actualizado con la tomografía. La curva verde en el registro *CIG* muestra los residuales de sobre-profundidad normal que fueron medidas en el mismo registro *CIG* antes de la actualización del modelo de velocidades con la tomografía. En este ejemplo se ve una clara convergencia hacia velocidades de intervalo más precisas después de la tomografía.

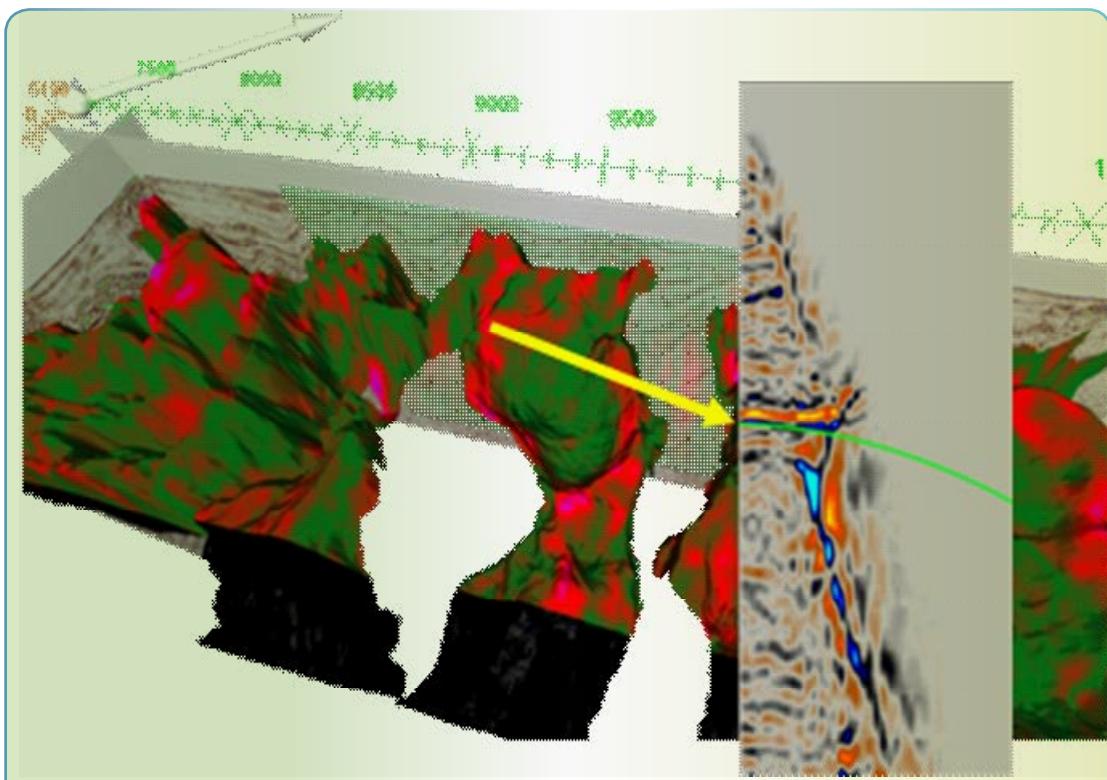


Figura 6.- Ejemplo de residuales de sobre-profundidad normal (RMO) para un horizonte y un registro CIG mostrando la corrección obtenida con tomografía en los datos sísmicos.

La figura 7 muestra unos registros *CIG* antes y después de una iteración de tomografía 3D. Los registros *CIG* correspondientes a la iteración de tomografía previa aparecen sobre-corregidos, mientras que después de la iteración de tomografía los mismos registros *CIG* aparecen casi planos. Esto es un buen indicador de que las velocidades han sido mejoradas en su precisión. Estos datos fueron adquiridos empleando la geometría de azimut ancho (*WATS = Wide Azimuth Towed Streamer*). Cabe mencionar que la tomografía 3D, en este caso, se hizo utilizando la componente de azimut y *offset* simultáneamente. En la parte baja de la figura 7 se muestran los 2 modelos de velocidades de intervalo en profundidad correspondiente a la iteración de tomografía previa (a) y posterior (b). El modelo de la derecha muestra más detalles en la variación de velocidades que el de la izquierda.

La figura 8 muestra un ejemplo de interpretación de la cima de la sal en un sistema de visualización. En la porción izquierda de la figura se puede observar el modelo de velocidades de los sedimentos estimado con tomografía.

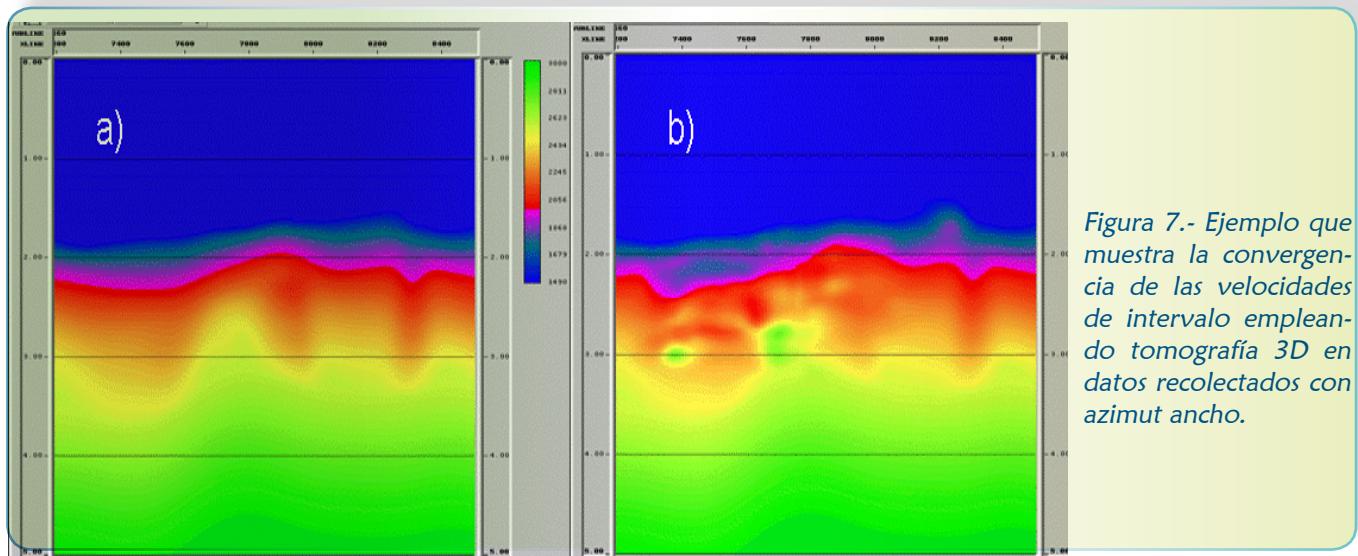
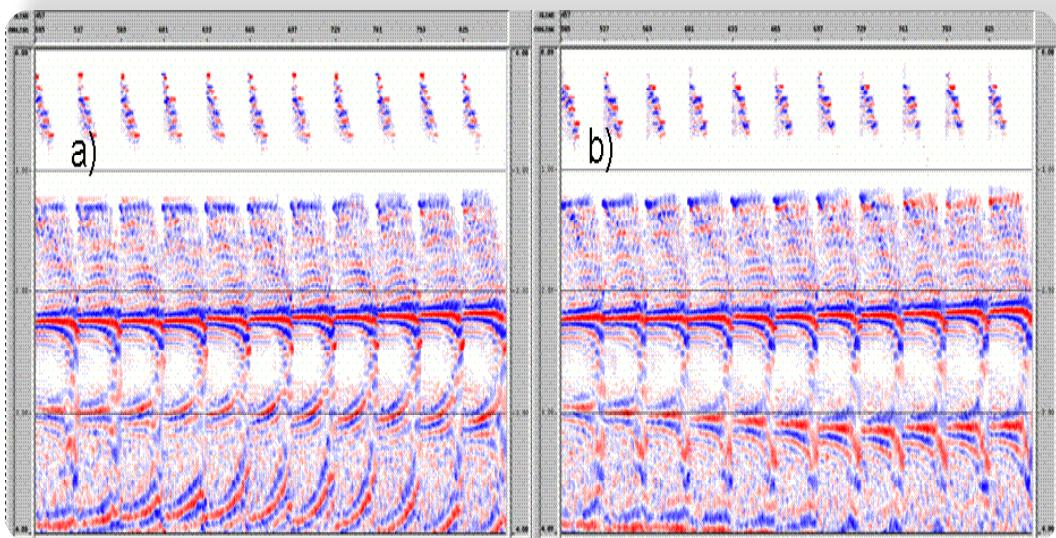
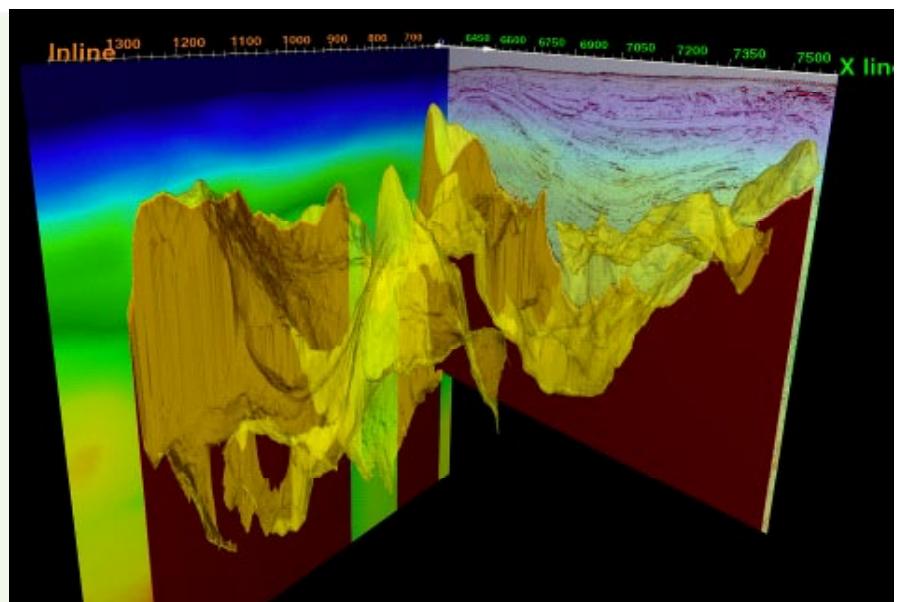


Figura 7.- Ejemplo que muestra la convergencia de las velocidades de intervalo empleando tomografía 3D en datos recolectados con azimut ancho.

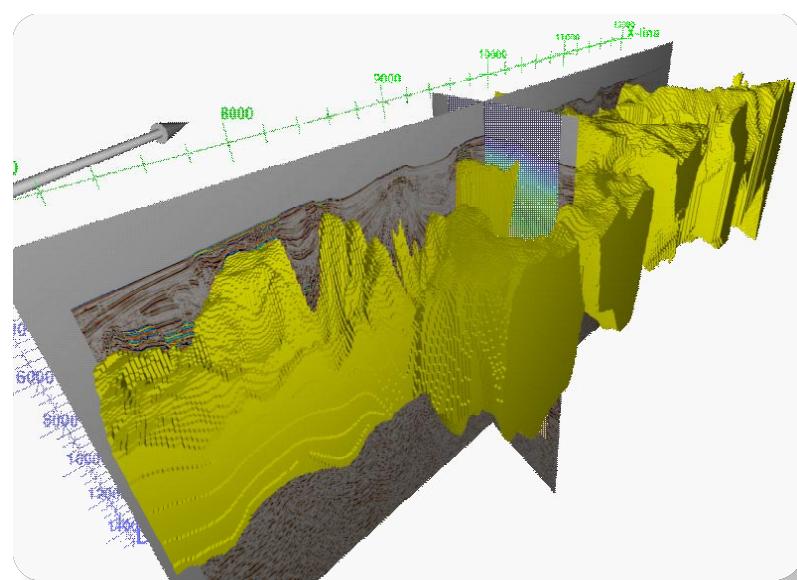
Figura 8.- Ejemplo que muestra el horizonte correspondiente a la cima de la sal





d) Inundación con la velocidad de la sal

Una vez que la cima de los cuerpos salinos está adecuadamente interpretada en profundidad y las velocidades de los sedimentos son precisas, como se explicó en el inciso (c), se procede a inundar verticalmente con la velocidad de intervalo de la sal a partir de la cima de la sal ya interpretada. Este paso es con el fin de interpretar los flancos y base de los cuerpos salinos. La figura 9 muestra un ejemplo de un área en aguas profundas del Golfo de México. El cuerpo color amarillo ilustra la inundación con la velocidad de la sal. A partir de la cima de la sal hacia abajo se asigna la velocidad de la sal para complementar el modelo de velocidades de los sedimentos. *Figura 9.- Ejemplo que muestra la inundación vertical con la velocidad de la sal.*



Este paso interpretativo tiene 2 aspectos; uno positivo y otro negativo. El aspecto positivo está relacionado con la inundación, que empleando la velocidad de la sal y migrando en profundidad de nuevo las reflexiones provenientes de la base de los cuerpos salinos empiezan aparecer. El aspecto negativo está relacionado a la degradación de las reflexiones correspondientes a los flancos de los cuerpos salinos enfocadas con las velocidades de los sedimentos como se explicó en la sección c). Es decir, lo que se ganó en el proceso realizado en c) se perdió con el objetivo de interpretar la base de los cuerpos de sal. Esto crea un dilema que sigue vigente en la actualidad. ¿Cómo obtener imágenes nítidas de los flancos y base de los cuerpos de sal? Una manera es haciendo el modelado de los flancos de los cuerpos salinos. Esto se describe en la siguiente sección.

e) Modelado de los flancos de los cuerpos salinos

Una manera de resolver la ambigüedad presentada en la sección anterior, es utilizando las ventajas que otorga la migración en profundidad BEAM. La migración BEAM tiene la virtud de ser precisa, eficiente y efectiva, por lo tanto, es una buena alternativa que se puede combinar con la tomografía para estimar velocidades precisas en presencia de flancos y base de cuerpos salinos muy complejos. La migración BEAM enfoca la energía sísmica en una zona específica del substituto (flancos, cimas o bases de cuerpos salinos), ya que usa ondas planas estimadas de los datos pre-apilados y pre-migrados y las dirige hacia un sector reducido del substituto. Esto hace que la imagen obtenida contenga menos ruido y por consecuencia, las velocidades son estimadas en forma más precisa. Este concepto se ilustra en la figura 10.

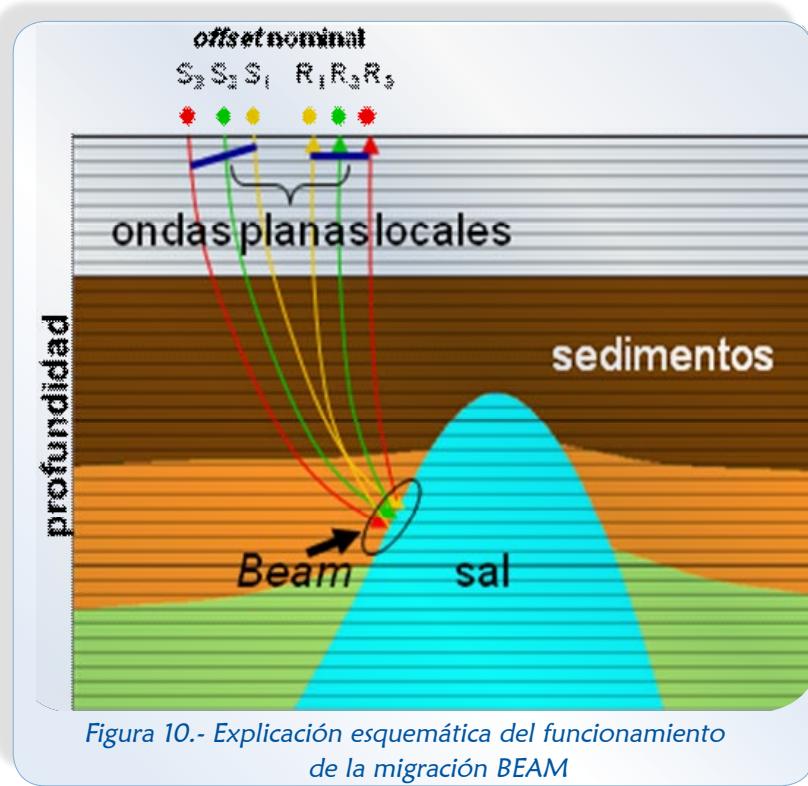


Figura 10.- Explicación esquemática del funcionamiento de la migración BEAM

Dadas las ventajas mencionadas de la migración BEAM, la energía de reflexión de los flancos y base de los cuerpos salinos se puede enfocar en forma simultánea. Esto es posible debido a que la onda plana representativa de un BEAM (ver Fig. 10) puede viajar, ya sea a través de la sal con la velocidad de la sal o a través de los sedimentos con las velocidades de los sedimentos optimizadas con la tomografía.

La figura 11 muestra esquemáticamente 3 tipos de flancos de sal típicos. Las flechas indican cómo las diferentes ondas planas viajan para producir la imagen que definiría los flancos de la sal. Las curvas de color verde serían esas porciones del flanco enfocadas con ondas planas que viajan a la velocidad de la sal. Las curvas de color rojo representan las porciones del flanco enfocadas con las velocidades de los sedimentos.

La selección de imágenes en función de las velocidades y en presencia de flancos complejos, es posible sólo con la migración BEAM. Durante el trazado de rayos para el cálculo de los tiempos de viaje en la migración BEAM, algunos rayos viajarán a través de la sal con la velocidad de la sal para producir una imagen parcial

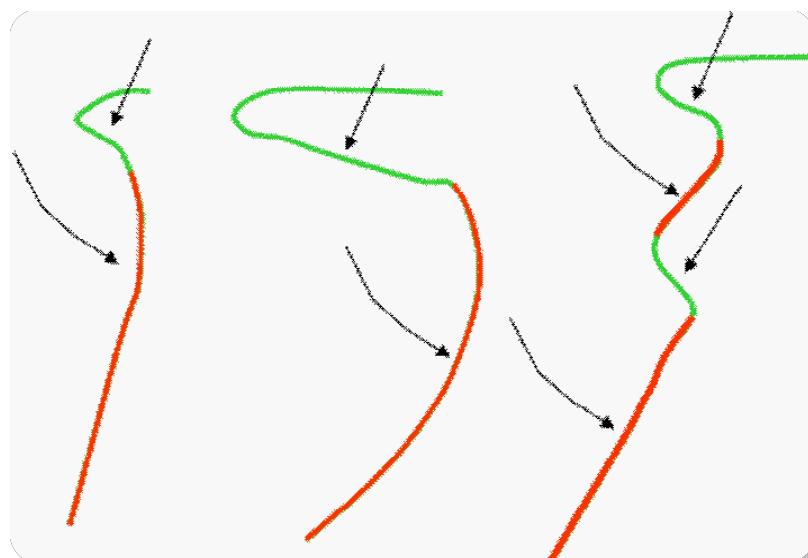


Figura 11.- Explicación esquemática de la inundación combinada de las velocidades de la sal y sedimentos para la construcción de la imagen de los flancos de la sal.

del flanco y/o la base de la sal. Algunos otros rayos viajarán a través de los sedimentos con las velocidades de éstos produciendo también una imagen parcial de los flancos. La



imagen completa se obtiene combinando las imágenes creadas con la velocidad de la sal y velocidades de los sedimentos. Este procedimiento proporciona, sin duda, un resultado más preciso que el resultado obtenido con la inundación clásica vertical, empleando la velocidad de la sal, removiendo la necesidad de tener que realizarlo como fue descrito en el inciso d) de esta sección.

Para ilustrar este concepto con datos reales hago uso de datos provenientes de un área del Golfo Profundo del Sur de México que está severamente afectada por tectónica salina. Cabe aclarar que en este caso, las velocidades de intervalo de los sedimentos no son todavía las óptimas. Sin embargo, este ejemplo ilustra claramente el procedimiento aquí descrito.

En el panel izquierdo de la figura 12 se presenta la imagen sísmica obtenida haciendo la inundación con las velocidades de los sedimentos únicamente. La flecha (A) apunta hacia una zona del subsuelo donde la imagen del flanco estructural se empieza a definir bien. En el panel del centro de la figura 12 vemos el resultado obte-

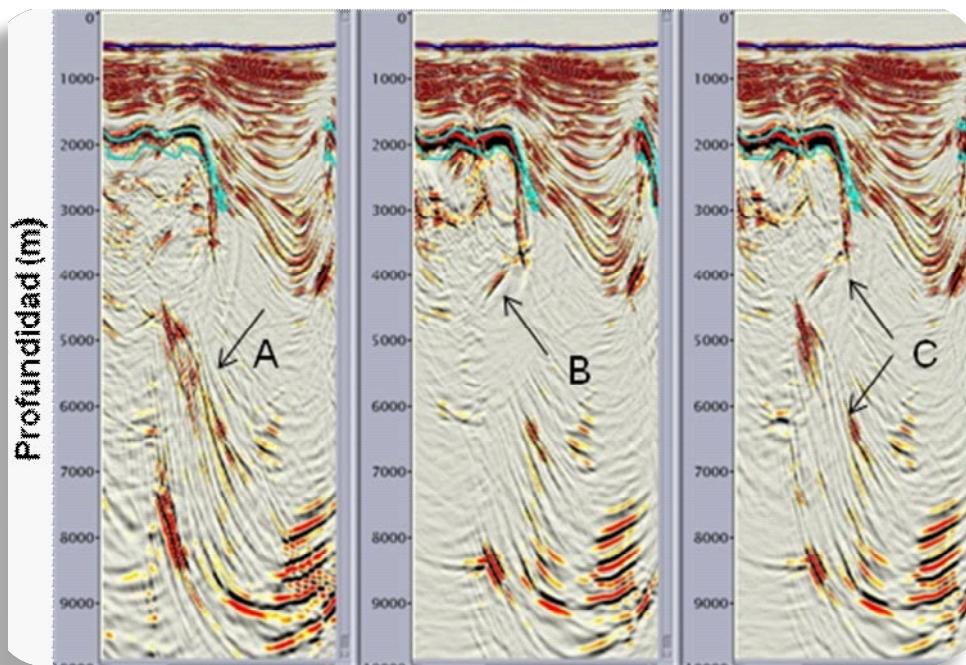


Figura 12.- Ejemplo de una inundación con las velocidades de la sal y sedimentos combinadas, ilustrada con datos reales.

nido haciendo la inundación clásica con la velocidad de la sal. En este caso, observamos que la imagen lograda en el paso anterior (A) se degrada, pero se empieza a definir mejor la base de la sal (B). En el panel de la derecha de la figura 12 observamos que la inundación selectiva descrita anteriormente proporciona un resultado bueno, tanto para los flancos con buzamientos (muy) grandes como para los reflejos provenientes de la base de la sal (C).

B. Localización de los sedimentos que se encuentran debajo de la sal

Uno de los objetivos más importantes en la exploración de hidrocarburos en áreas afectadas por tectónica salina, es la definición de estructuras sedimentarias debajo de la sal. Desde el punto de vista sismológico, este reto es de los más complicados que enfrentamos. Las razones son muchas; el ruido domina la señal sísmica útil, los efectos de transmisión creados por la sal, las distorsiones del campo de ondas cuando éstas atraviesan las partes rugosas de la cima y base de la sal, sólo por mencionar algunos.

Generalmente, la clave en la definición estructural de los sedimentos debajo de la sal, es estimar velocidades de intervalo precisas que permitan migrar los datos pre-apilados en profundidad. La estimación de las velocidades usando la tomografía tridi-



sional, como se hizo en las regiones de los sedimentos contiguos y arriba de la sal, no funciona en muchos de los casos. La razón es que la tomografía emplea tiempos de viaje en 3D calculados con trazado de rayos. Los rayos sísmicos se distorsionan severamente debido a la complejidad de los cuerpos salinos supra-yacentes.

Un método que funciona adecuadamente para estimar las velocidades sub-sal, es el de escanear las velocidades de intervalo empleando varias migraciones pre-apilamiento en profundidad con la ecuación de onda en una dirección (WEM) (Fig. 13). El procedimiento asume que la distribución de las velocidades de intervalo de los sedimentos localizados arriba y contiguos a los cuerpos de sal y la de los cuerpos de sal son conocidas y optimizadas. Se asume también que los flancos, cima y base de los cuerpos salinos han sido ya interpretados. Los horizontes correspondientes a la base de los cuerpos salinos se extienden lateralmente a través de los sedimentos para definir una superficie en el área. Esta superficie define la profundidad de referencia a partir de la cual se escanean las velocidades de intervalo.

Empleando el modelo de velocidades de intervalo actual, se realiza la migración pre-apilamiento con la ecuación de onda (WEM) en todo el volumen. Sin embargo, a partir de la profundidad definida por la superficie de referencia y hacia profundidades más grandes, las velocidades de intervalo actuales se escalan en porcentajes para generar un número de velocidades que se utilizan para migrar los datos en ocasiones múltiples (Fig. 13). Este procedimiento va a producir tantos apilados migrados en profundidad como el número de porcentajes utilizados para perturbar las velocidades en las zonas sub-sal. Empleando estos apilados migrados, se seleccionan (pican) aquellas respuestas de apilamiento altas que definirán la velocidad de intervalo en un punto del subsuelo en profundidad y en espacio X y Y (parte derecha de la figura 13). Como las velocidades seleccionadas son de intervalo y pueden pertenecer a diferentes porcentajes, tanto vertical como lateralmente, es necesario hacer un modelado inverso para encontrar las funciones de velocidades en cada punto de imagen común (CIG) (Jiao *et al.*, 2008).

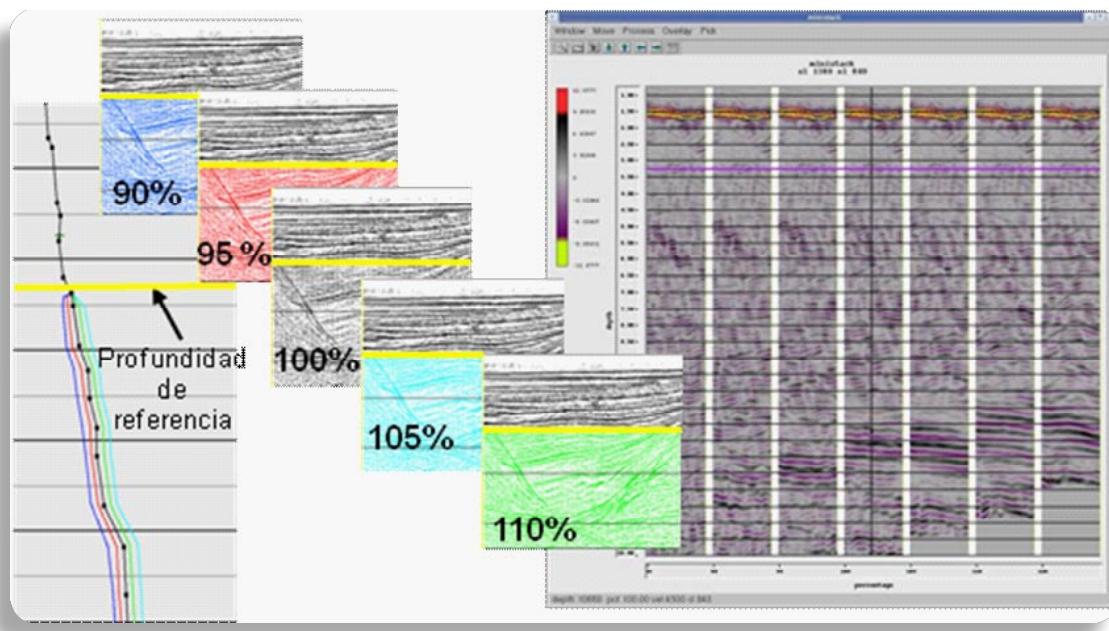


Figura 13.- Método para el escaneo de velocidades de intervalo en profundidad sub-sal a partir de un nivel de referencia en profundidad.



La figura 14 muestra un resultado obtenido con el procedimiento descrito anteriormente. En esta figura se muestra una línea extraída de un volumen 3D de datos pertenecientes a un ambiente de aguas profundas. En color se codifican las velocidades de intervalo optimizadas con el método descrito anteriormente. La respuesta sísmica en profundidad define muy bien el comportamiento de los sedimentos sub-sal, lo cual demuestra la efectividad del método.

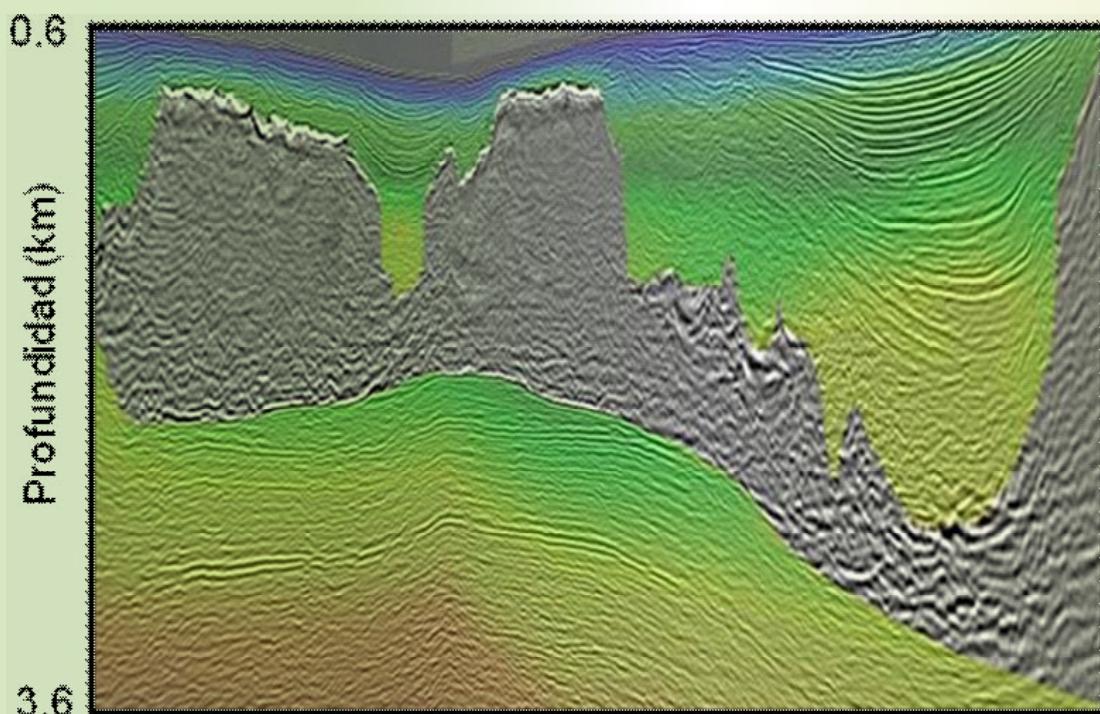


Figura 14.- Imagen de un área del Golfo de México. Las velocidades sub-sal fueron obtenidas con el método de escaneo de velocidades empleando la migración WEM. La definición de los sedimentos sub-sal es muy buena.

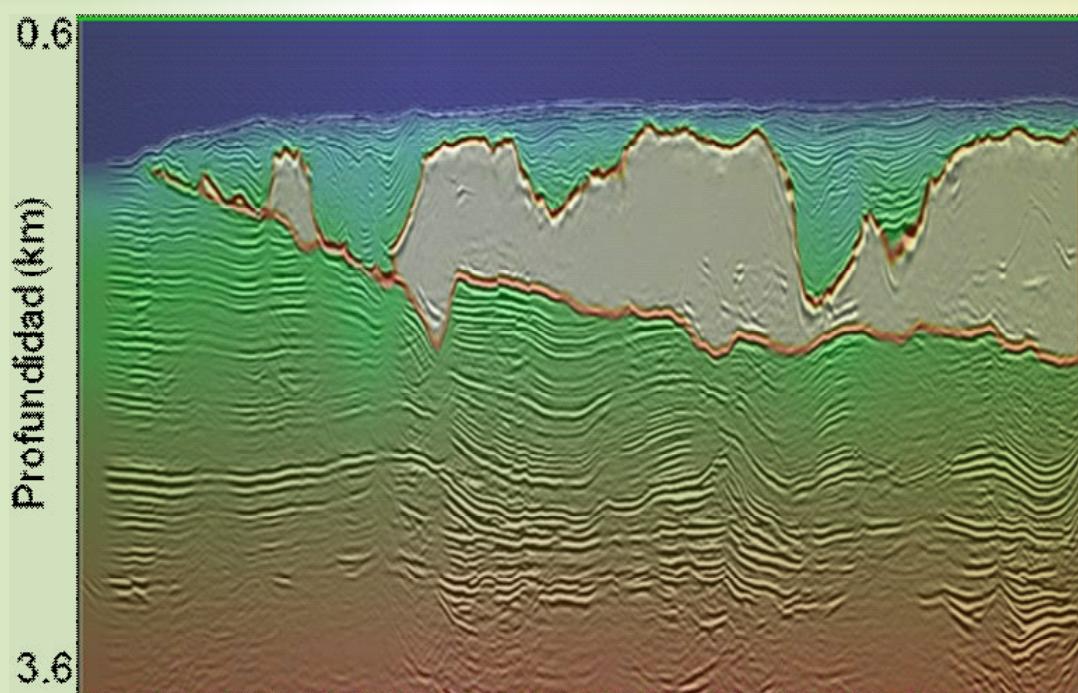


Figura 15.- Imagen de un área del Golfo de México obtenida con la migración BEAM después de optimizar las velocidades sub-sal.



Otro método que se puede emplear para definir los sedimentos sub-sal, es haciendo uso de la migración *BEAM*. La eficiencia, eficacia y precisión de esta migración hace posible realizar migraciones en ocasiones múltiples rápidamente. El procedimiento podría aplicarse directamente como en el método basado en la migración *WEM* descrito anteriormente. Un ejemplo usando la migración *BEAM*, es el que se muestra en la figura 15. En este caso se han definido muy bien eventos relacionados con los sedimentos sub-sal, lo que demuestra la efectividad del método. Los colores denotan las velocidades de intervalo. Las velocidades se incrementan desde la parte somera hacia la parte profunda.

C. Determinación de los sedimentos sísmicamente "invisibles"



En muchas áreas de geología compleja, los campos de ondas son distorsionados por las complejidades de la columna geológica somera. Los sedimentos plegados y los cuerpos salinos enfocan y desenfocan la energía sísmica dando lugar a imágenes sísmicas con zonas sin respuesta sísmica a profundidad, especialmente sub-sal. Este fenómeno en general, se explica como una ausencia de iluminación sísmica adecuada. Al no tener respuesta sísmica en ciertas zonas del subsuelo, la estimación de velocidades es prácticamente imposible y por consecuencia no se logra construir la imagen sísmica en profundidad, pero existen alternativas en adquisición de datos que permiten mitigar el problema de la falta de iluminación del subsuelo.

El problema de iluminación está generalmente ligado a la manera en cómo los datos sísmicos 3D fueron adquiridos. Los datos adquiridos con geometrías convencionales o de azimut angosto son las que presentan más limitaciones y en ocasiones no iluminan el subsuelo óptimamente. Las soluciones que se han encontrado están relacionadas a la adquisición de datos con azimut anchos (*WATS*) o multi-azimuts (*MAZ*) (Fromyr *et al.*, 2008) (Fig. 16).

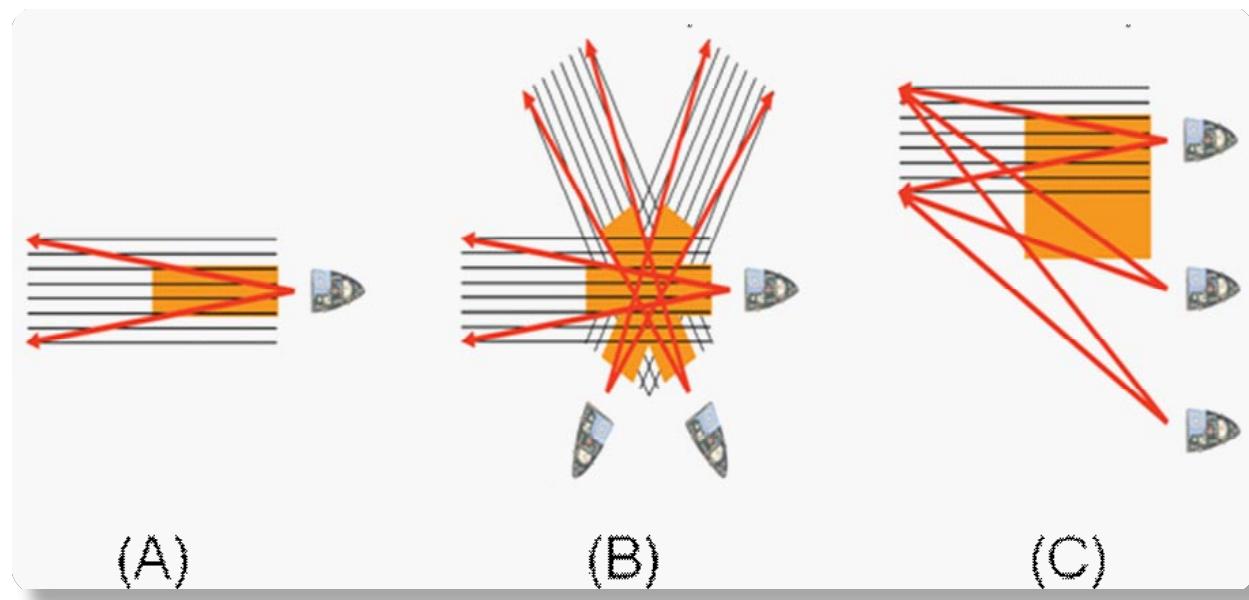


Figura 16.- Ilustración esquemática de las configuraciones de adquisición de datos 3D con: (A) Azimut angosto (*NATS*), (B) Azimut múltiple (*MAZ*), y (C) Azimut ancho (*WATS*).



Los azimuts anchos (C) se logran con geometrías muy variadas. Una muy popular es la que se muestra en la figura 16 (C). Dos barcos-fuente y un barco jalando los cables son necesarios. Este tipo de geometría genera una cubierta de subsuelo de azimuts anchos. Otro tipo de configuración es ubicando los dos barcos-fuente lateralmente a los cables, un barco-fuente atrás en la posición del *offset* máximo y el otro adelante en la posición del *offset* mínimo.

Un levantamiento multi-azimut (*MAZ*) (B) consiste de varios levantamientos de azimut angosto (*NATS*). Esto permite cubrir el subsuelo en diferentes direcciones de azimut como se ilustra en la figura 16 (B).

En áreas de aguas profundas del Golfo de México, las geometrías de recolección de datos más populares son las de azimuts anchos (*WATS*). Muy buenos resultados han sido obtenidos después de la migración pre-apilamiento en profundidad en varias de estas áreas. La figura 17 (A y C) muestra una línea extraída de 2 volúmenes de datos de diferentes épocas; uno adquirido con azimuts angostos (A) y otro con azimuts anchos (B). Estas imágenes están migradas en profundidad. En la figura 17 (A) se puede observar que la geometría de azimuts angostos da como resultado una imagen con mucho ruido y poca claridad.

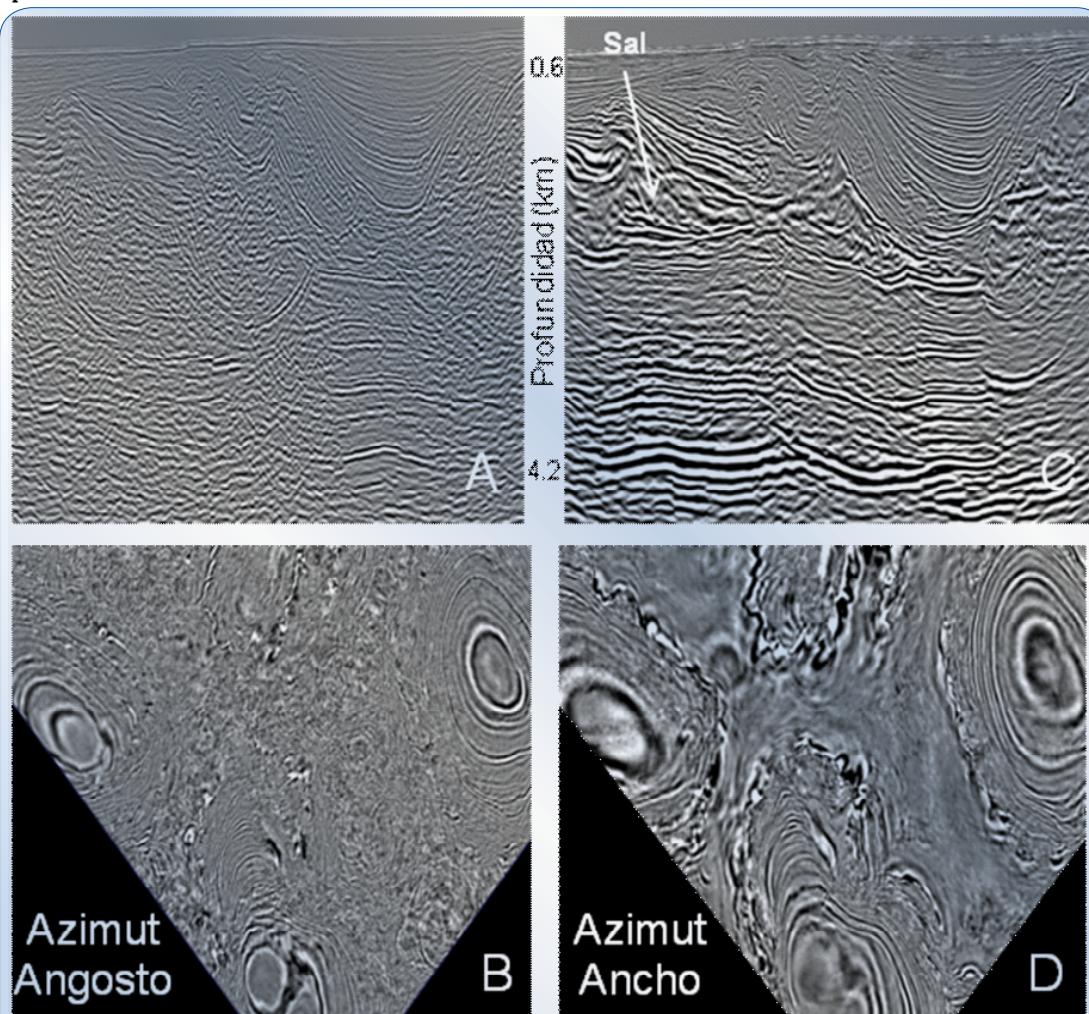


Figura 17.- Ejemplo que muestra una línea extraída de un volumen de datos 3D y una sección horizontal en profundidad (5,100 m aproximadamente) migrados en profundidad recolectados con las configuraciones de azimuts angostos (*NATS*) (A y B) y azimuts anchos (*WATS*) (C y D).



En la figura 17 (C) se muestra la imagen sísmica obtenida con datos recolectados con azimuts anchos. La calidad de esta imagen es muy superior y muestra una alta recuperación de información sísmica sub-sal y la imagen del cuerpo salino presenta una buena definición. En la parte inferior de la figura 17 (B) y (D) se muestran 2 secciones horizontales migradas en profundidad. La profundidad aproximada de estas secciones es de 4,100 m. El panel (B) de la figura 17 muestra el resultado obtenido con datos adquiridos empleando azimuts angostos (NATS), mientras que el panel (D) de la misma figura muestra la sección horizontal equivalente, pero empleando datos adquiridos con azimuts anchos (WATS).



D. Amarrando los pozos y la información sísmica con precisión

Cuando existen pozos en el área de estudio, los datos sísmicos migrados en profundidad se tienen que ajustar con los datos de pozo, tales como registros sónicos, mediciones verticales de velocidades (“check shots”) o perfiles sísmicos verticales (VSP). Los desajustes entre la información sísmica y la de los pozos se explican generalmente con los efectos de anisotropía en las velocidades (Grechka, 2001). Estos efectos causan imprecisiones en el posicionamiento de los eventos sísmicos en el espacio tridimensional (**X**, **Y** y **Z**), donde **X** y **Y** son las coordenadas espaciales y **Z** es la profundidad.

La mayor parte de la anisotropía en las velocidades es causada por las capas del-

gadas que sobreyacen a los sedimentos profundos y casi siempre de interés, siempre y cuando el espesor de estas capas sea más delgado que la longitud de onda sísmica. En la figura 18 se ilustra el concepto de anisotropía del tipo “anisotropía transversal con eje vertical simétrico” (VTI; *vertically transverse isotropy*). Supongamos que las capas delgadas en el afloramiento mostrado en la foto de la figura 18 son homogéneas, horizontales y más delgadas que la longitud de onda sísmica. Subsecuentemente, medimos las velocidades empleando las trayectorias dibujadas con los rayos. Estas velocidades van a ser diferentes a la velocidad vertical en la posición del punto de imagen común (Common Image Point, CIP). Si se hace la migración en profundidad ignorando estas diferencias en velocidades, las profundidades resultantes van a ser incorrectas; las cimas de la formación van a aparecer más profundas que las que marcan los pozos.

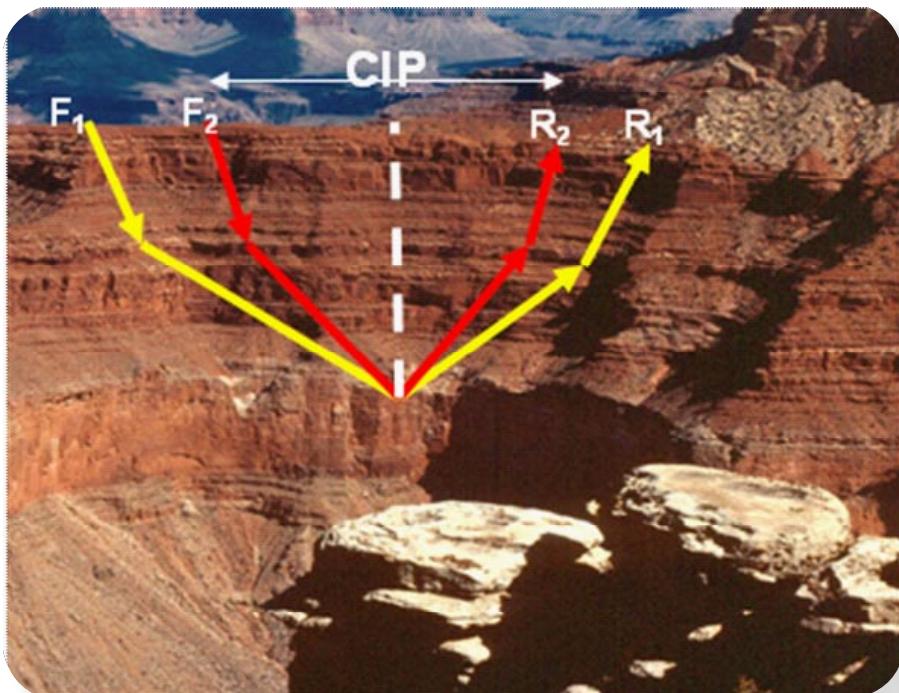


Figura 18.- Explicación esquemática de la anisotropía del tipo VTI en las velocidades.



La anisotropía en las velocidades puede ser muy variada (Martínez, 2003). Los tipos de anisotropía en las velocidades que comúnmente se consideran en la construcción de imágenes sísmicas en profundidad son los basados en ejes simétricos verticales e inclinados. Los primeros están relacionados a la isotropía transversal vertical (*VTI*; *Vertically Transverse Isotropy*) y los segundos están relacionados a la isotropía transversal inclinada (*TTI*; *Tilted Transverse Isotropy*). Para una descripción detallada en relación a los parámetros que controlan la anisotropía de los tipos *VTI* y *TTI* en las velocidades, el lector es referido al Apéndice A de este artículo.

La estimación precisa de los parámetros que gobiernan la anisotropía en las velocidades da como resultado un amarre preciso entre la información de los pozos (cima de formaciones) y los datos sísmicos migrados en profundidad (Martínez y Lee, 2002).

En la figura 19 presento un ejemplo realizado con la migración pre-apilamiento en profundidad del tipo Kirchhoff (Cegani *et al.*, 2003). En los paneles (a) y (b) se muestra una porción de la línea A, extraída de un volumen tridimensional de datos. En estos 2 paneles se compara la migración isotrópica (a) y la anisotrópica (b). Para poder comparar estos resultados, la migración isotrópica se desplazó 1,100 pies (unos 331 m aproximadamente) hacia arriba dado que estos resultados aparecen más profundos que las profundidades medidas en los pozos, como es de esperarse, cuando las velocidades se ven afectadas por la anisotropía. Esto es debido a que las velocidades *NMO* son más rápidas que las verticales (pozos). Los paneles (c) y (d) mostrados en la figura 18 pertenecen a la línea B, y se compara la migración isotrópica (c) con la anisotrópica (d). Al igual que en los paneles (a) y (b), los resultados de la migración isotrópica (c) aparecen más profundos que las profundidades de los pozos.

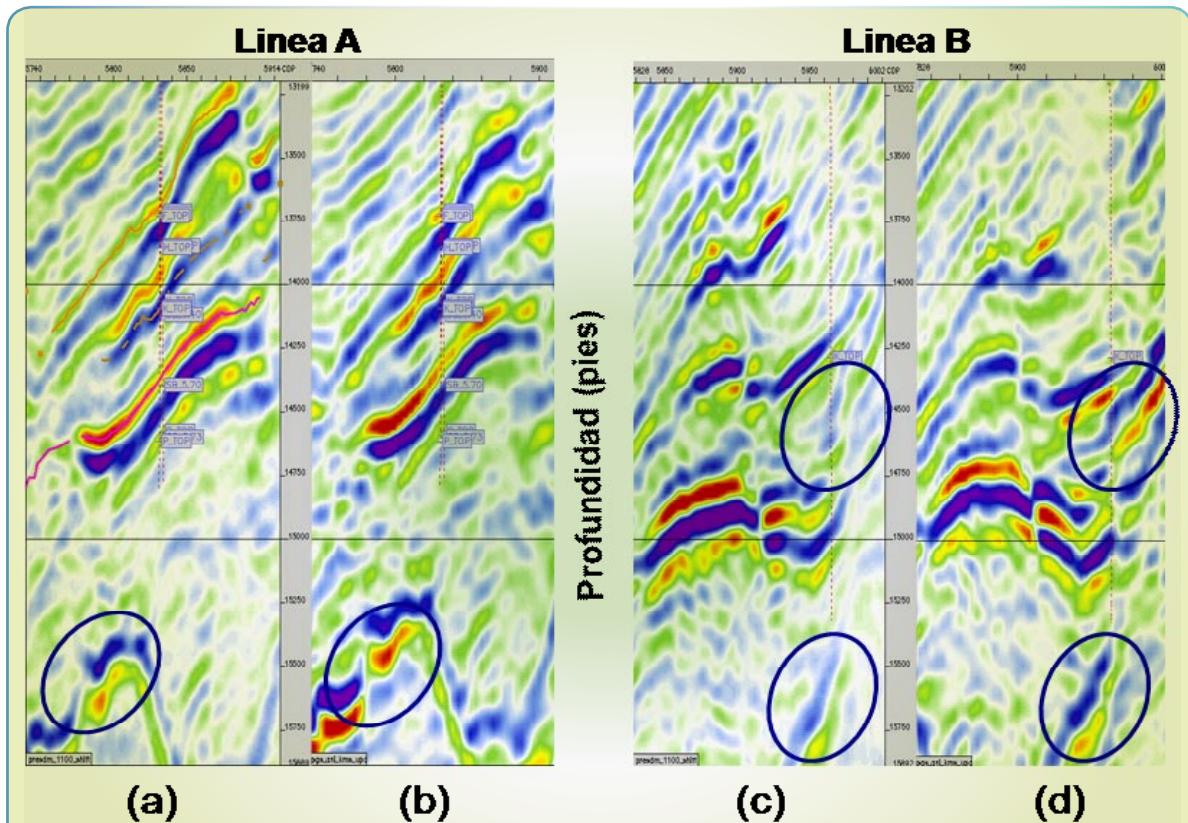


Figura 19.- Dos líneas (A y B) extraídas de un volumen de datos tridimensional migradas en profundidad con (b y d) y sin (a y c) tomar en cuenta la anisotropía del tipo *VTI* en las velocidades.



Cuando comparamos los resultados de las migraciones isotrópicas y anisotrópicas podemos observar consistentemente que el enfoque de la energía, el posicionamiento de los eventos espacialmente en **X**, **Y** y **Z** y la definición de los planos de las fallas (ver círculos en la figura 19) son mejores en los datos migrados considerando la anisotropía en las velocidades.

En la figura 20 muestro la evaluación cuantitativa de los amarres de 8 pozos con los datos sísmicos migrados en profundidad. Los 8 pozos atravesaron en forma variada las arenas objetivo denominadas **G**, **K** y **P**. Podemos observar en estos histogramas que la diferencia entre las profundidades medidas en los pozos y las obtenidas con la migración en profundidad en el caso isotrópico, son consistentes y del orden de 331 m en promedio. Cuando las profundidades de los pozos se comparan con los resultados de la migración en profundidad anisotrópica, las diferencias en los amarres son menores y dentro del 1% de error o del orden de 30 m promedio, lo cual es más aceptable, pero sujeto a mejorías futuras mediante el refinamiento de las velocidades y los parámetros que gobiernan la anisotropía en las velocidades. De este resultado se deduce que las velocidades están afectadas por la anisotropía en las velocidades del tipo *VTI* principalmente.

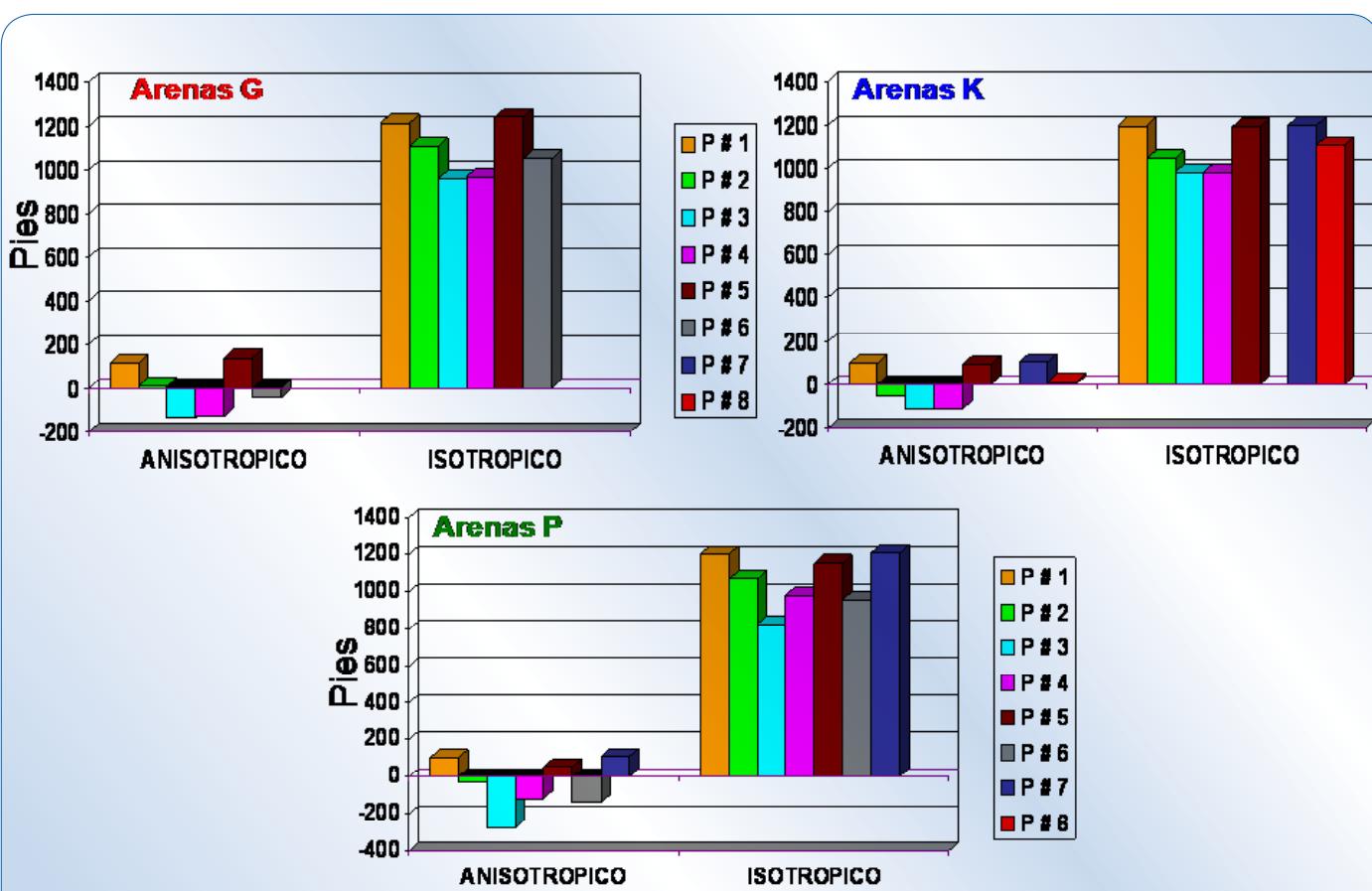
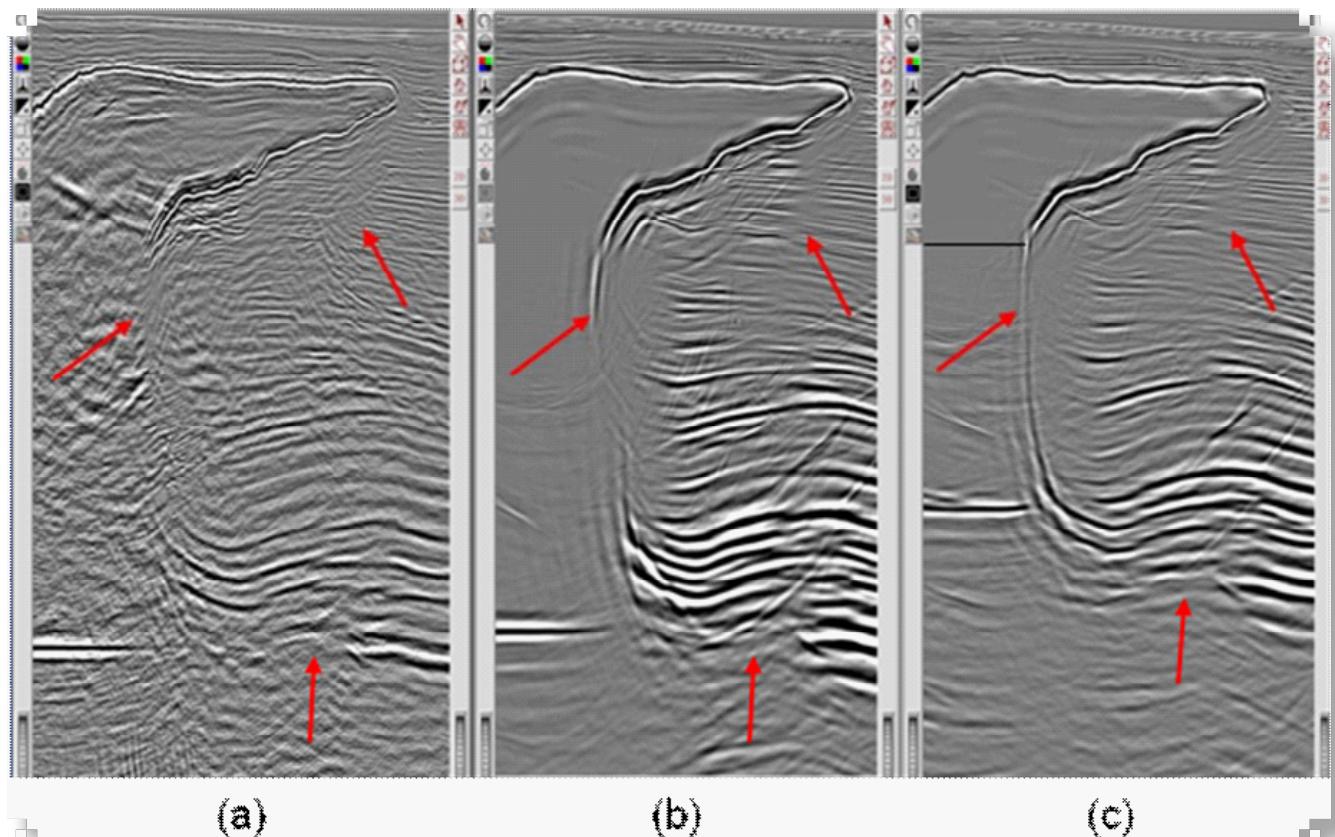


Figura 20.- Evaluación cuantitativa de los amarres de 8 pozos con los datos sísmicos migrados en profundidad para las arenas **G**, **K** y **P** que son el objetivo exploratorio de este estudio.



Al igual que en el caso isotrópico, la migración en profundidad *BEAM* aparece como una alternativa eficiente, eficaz y precisa para la construcción de modelos de velocidades en medios anisotrópicos. Este algoritmo es muy efectivo para producir imágenes con buzamientos de 90° o más grandes en presencia de anisotropía en las velocidades. La figura 21 muestra un ejemplo del flanco de un cuerpo de sal obtenido con los métodos de migración en profundidad del tipo *WEM* y *BEAM* isotrópico y anisotrópico.



*Figura 21.- Imágenes en profundidad obtenidas con los métodos de migración en profundidad *WEM* (a) y *BEAM* isotrópico (b) y anisotrópico (c).*

Como se esperaba, la migración *WEM* (Fig. 21 (a)) no produce la imagen del flanco de la sal debido a sus limitaciones intrínsecas en los buzamientos que alcanza (no más de 80°). Alternativamente, la migración *BEAM* isotrópica (Fig. 21 (b)) enfoca mejor la energía del flanco de la sal y la de los sedimentos pero obteniendo profundidades imprecisas. La mejor imagen se obtiene con la migración *BEAM* anisótropa (Fig. 21 (c)). Observamos que el flanco de la sal aparece bien definido al igual que los sedimentos, pero más importante aún es que las profundidades de los eventos son más precisas. Sin duda, el efecto de la anisotropía en las velocidades, en este caso, es muy importante.

En la figura 22 presento otro ejemplo que ilustra los resultados obtenidos con la migración en profundidad realizada con la ecuación de onda en una dirección (*WEM*) (Ren *et al.*, 2005). El método de migración *WEM* es aplicable a casos donde los buzamientos no exceden los 80° como en este caso. En este ejemplo se observa claramente el efecto de la anisotropía en las velocidades y como éste impacta la calidad de la imagen sísmica en profundidad obtenida después de la migración.

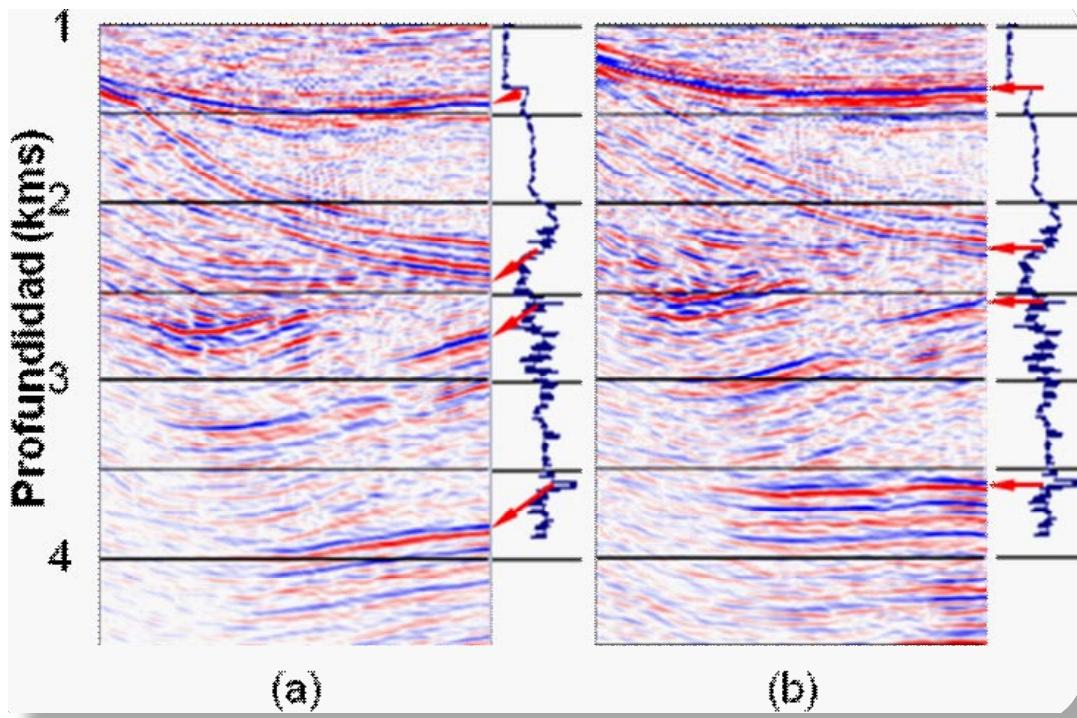


Figura 22.- Amarre de un pozo con los resultados de la migración en profundidad WEM isotrópica (a) y anisotrópica (b).

En los paneles de la izquierda y derecha se muestran los resultados de la migración WEM isotrópica y anisotrópica, respectivamente. El resultado de la migración isotrópica se compara con el registro sónico de un pozo existente en esta línea sísmica. Como se aprecia, el ajuste de las profundidades medidas en el pozo para los marcadores identificados con las flechas rojas no es bueno. Cuando se realiza la migración en profundidad anisotrópica, el resultado es óptimo; las profundidades de los marcadores en la sección sísmica en profundidad amarran muy bien las medidas en el pozo. Las flechas rojas aparecen casi horizontales indicando con esto un amarre preciso.

Un aspecto a resaltar de este ejemplo es que la calidad de la imagen sísmica producida con la migración anisotrópica es superior; la energía de los eventos aparece más enfocada produciendo una mejor imagen y las profundidades de los eventos son más precisas como lo confirman los datos del pozo. Otro aspecto a comentar es que la estructura geológica a la profundidad de 4 km muestra un buzamiento hacia la izquierda, mientras que después de la migración anisotrópica este horizonte aparece casi horizontal. Con esto trato de puntualizar que la estimación de las velocidades y los parámetros que describen la anisotropía (en este ejemplo del tipo VTI) tienen que ser lo más preciso posible para no inducir estructuras falsas.

Los ejemplos anteriores indican que la conversión a profundidad tradicional, como se practica en la interpretación sísmica, puede dar resultados erróneos si las velocidades NMO no son corregidas por los efectos de la anisotropía. Pero más aún, si las velocidades corregidas por anisotropía (velocidades verticales equivalentes a la de los pozos) son utilizadas en la migración isotrópica, las profundidades obtenidas después de la migración amarrarían los pozos, sin embargo, el enfoque de la energía sísmica no sería óptimo, produciendo como consecuencia una imagen degradada. La imagen óptima



se obtendría únicamente con la migración en profundidad anisotrópica empleando las velocidades NMO , las velocidades verticales y el parámetro de enfoque de energía η (ver Apéndice A).

Para ilustrar lo anterior, en la figura 23 muestro un apilado obtenido con la migración pre-apilamiento en profundidad WEM . El panel (a) corresponde al resultado de la migración isotrópica WEM realizada con las velocidades NMO , mientras que el panel (b) muestra el resultado migrado con las velocidades verticales (equivalentes a las velocidades de pozo). El panel (c) es el resultado correspondiente a la migración anisotrópica WEM utilizando las velocidades NMO , velocidades verticales y η . En este caso, estoy asumiendo la presencia de la anisotropía del tipo VTI .

La imagen sísmica obtenida con la migración isotrópica (panel (a)) es de buena calidad. Sin embargo, las profundidades en la sección migrada aparecen más profundas de lo esperado, lo cual indicaría que éstas son incorrectas. Veamos la imagen señalada con el círculo y la flecha roja. En ambos casos la calidad de la imagen es buena cuando se construye la misma imagen, pero empleando velocidades verticales (Fig. 23, panel (b)), las profundidades obtenidas después de la migración son ahora óptimas. Sin embargo, la imagen en el círculo y el evento señalado con la flecha roja se distorsionan en forma importante. Esto implica que aunque las velocidades verticales sean óptimas, ignorar el parámetro η que controla el enfoque de la energía, tiene como consecuencia la degradación de la imagen. Cuando la migración se hace considerando la anisotropía VTI en las velocidades con los parámetros V_{nmo} , V_{vert} y η , los resultados son óptimos; las profundidades son óptimas y las imágenes en el círculo y el evento señalado por la flecha aparecen muy bien enfocados.

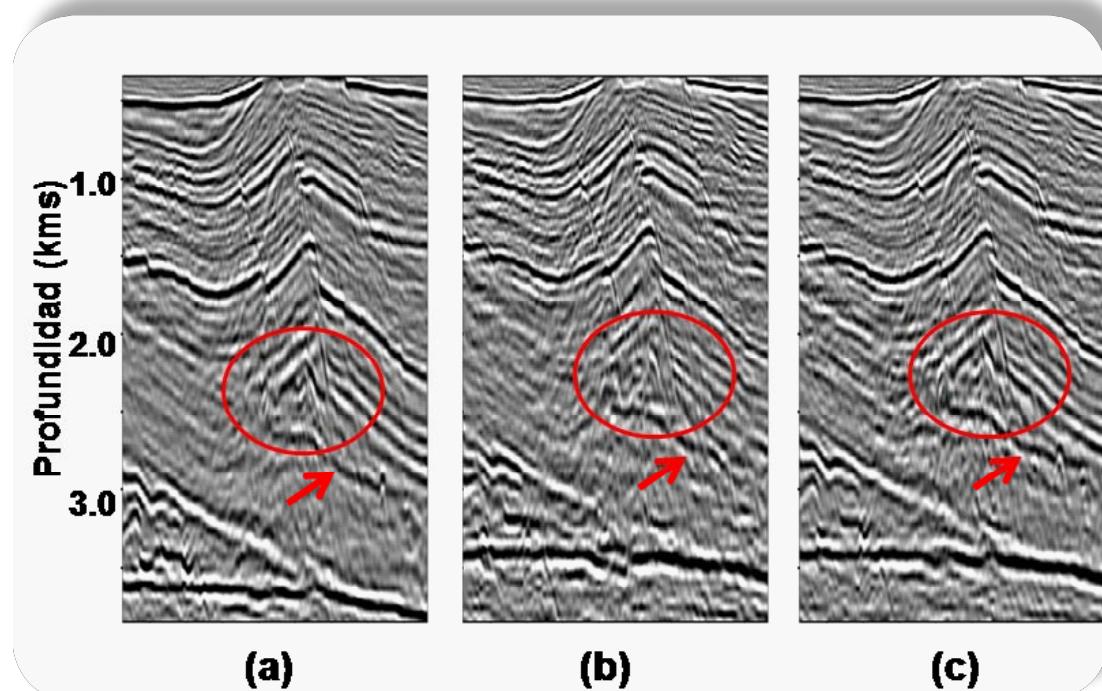
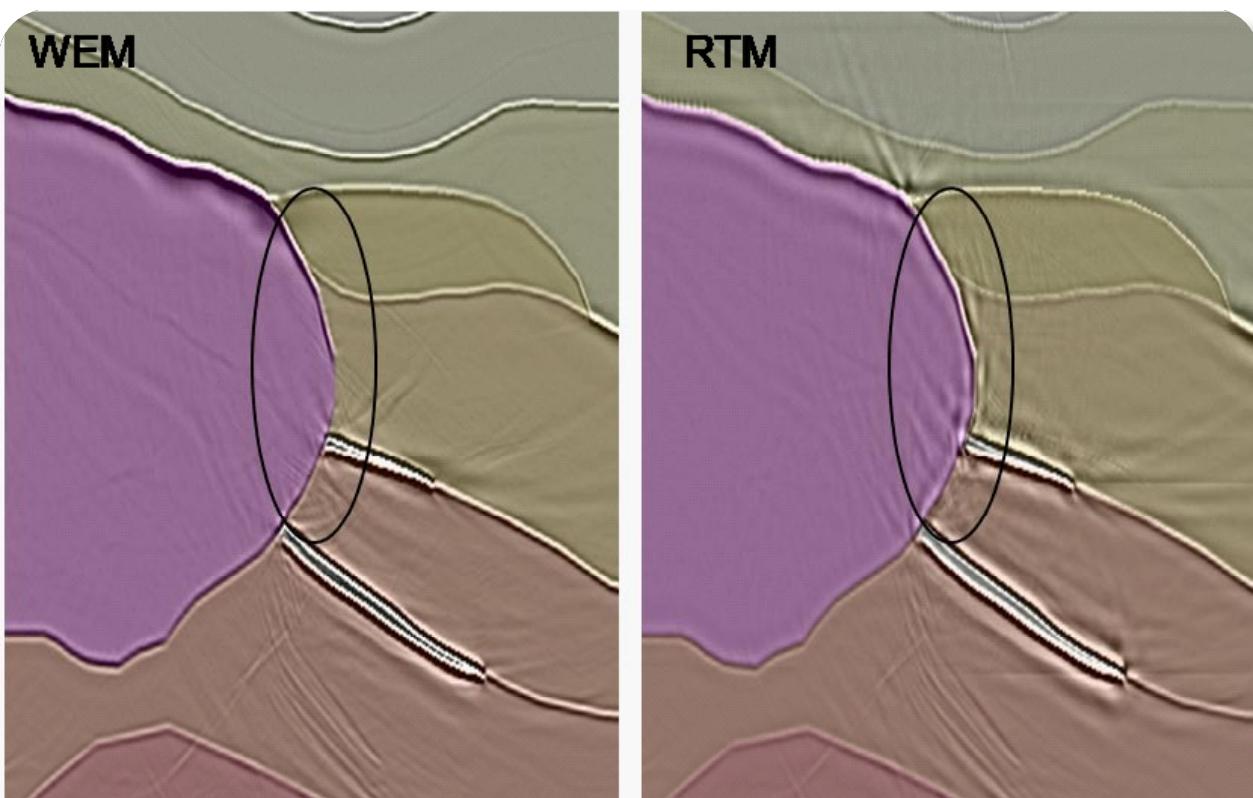


Figure 23.- Comparación de la migración pre-apilamiento en profundidad WEM isotrópica y anisotrópica. Las secciones (a) y (b) son los resultados de la migración isotrópica con las velocidades NMO y velocidades verticales, respectivamente. El panel (c) es el resultado de la migración anisotrópica con las velocidades NMO , velocidades verticales y η .



Para el caso donde los buzamientos son de 90° o más, la migración en profundidad del tipo *RTM* anisotrópica es la adecuada. La razón es que la *RTM* emplea la ecuación de onda en dos direcciones y permite manejar los campos de ondas descendentes y ascendentes sin suposiciones básicas.

Un ejemplo de la resolución que se puede obtener con la *RTM* en presencia de anisotropía del tipo *VTI*, es el que se muestra en la figura 24. La imagen en profundidad presentada en la figura 24 corresponde a un modelo sintético complejo. Los colores definen las velocidades de intervalo del modelo y los datos sintéticos fueron simulados con los efectos de anisotropía del tipo *VTI*.



Data courtesy of Hess

Figura 24.- Comparación de las imágenes obtenidas con las migraciones en profundidad *WEM* y *RTM* en un medio anisotrópico del tipo *VTI*. Los colores definen las velocidades de intervalo.

El posicionamiento de los eventos en espacio en este resultado es preciso. Sin embargo, los buzamientos grandes del orden de 90° o más los define bien la migración *RTM*, como se espera, no así la migración *WEM*. Esto implica que para estructuras muy complejas con buzamientos grandes, la migración final se debería hacer con el método *RTM* anisotrópico cuando el amarre con los pozos se requiere que sea muy preciso.

En el caso en que el eje de simetría de la anisotropía deje de ser vertical (tipo *VTI*) para ser inclinado (tipo *TTI*), todos los algoritmos de migración en profundidad descritos deben adaptarse para incluir los parámetros que permitan describir un medio *TTI* (Apéndice A).



CONCLUSIONES

La construcción exitosa de imágenes sísmicas en profundidad óptimas en áreas de geología compleja, depende de varios factores que se enuncian a continuación:

- 1) Entender el marco geológico-estructural que presenta el área de estudio antes de proceder a la construcción de modelos de velocidades y la migración de los datos. La ejecución de muchos proyectos nos ha ayudado a entender que los retos geológico-estructurales se tienen que abordar en forma sistemática como se explicó en este trabajo. En exploración sub-salina los retos principales son:
 - a) Definir la cima y flancos de los cuerpos salinos;
 - b) Localizar los sedimentos que se encuentran debajo de la sal;
 - c) Determinar los sedimentos sísmicamente “invisibles”;
 - d) Amarrar los pozos y la información sísmica con precisión.
- 2) Tener disponible un portafolio tecnológico amplio para la construcción de imágenes sísmicas en profundidad y poder manejar rápidamente grandes volúmenes de datos tridimensionales. Asimismo, contar con la(s) herramienta(s) idónea(as) para la integración de datos, por ejemplo: para incorporar eficientemente y eficazmente los datos de pozos durante la construcción de modelos de velocidades. Las herramientas tecnológicas más importantes a las que me refiero son:
 - a) Tomografía tridimensional de alta densidad;
 - b) Migración pre-apilamiento en profundidad para medios isotrópicos y anisotrópicos (*VTI* y *TTI*) en sus variadas implementaciones como son:
 - i. Kirchhoff;
 - ii. BEAM;
 - iii. Ecuación de onda en una dirección (*WEM*);
 - iv. Ecuación de onda en dos direcciones (*RTM*).
 - c) Sistema de visualización e interpretación sísmica.

Sin embargo, lo más importante es la aplicación sistemática de estas tecnologías en forma iterativa e interactiva de acuerdo al problema a resolver.



REFERENCIAS

- Cegani, D.; Berendson, E.; Hurst, C. y Martínez, R.D., 2003. Anisotropic Pre-Stack Depth Migration Improves the Well-Ties at the Ewing Bank Oil Field, Gulf of Mexico: 73th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts.
- Fromyr, E.; Wijnen, P.; Van Borselen, R.; Aarón, P. and Comeaux, L., 2008. An Exploration-Scale Wide Azimuth Towed Streamer Case Study: SEG Expanded Abstracts 27, 1008.
- Grechka, V., 2001. Seismic Anisotropy: Yesterday, Today and Tomorrow: CSEG Recorder, 9, September, 2001.
- Jiao, J.; Lowrey, D.R.; Willis, J.F. and Martínez, R.D., 2008. Practical Approaches for Subsalt Velocity Model Building: *Geophysics* 73, VE183.
- Karazincir, M.H. and Gerrard, C., 2006. Explicit High-Order Reverse Time Pre-Stack Depth Migration: SEG Expanded Abstracts 25, 2353.
- Martínez, R.D., 2003. ¿Por qué los Pozos no Amarran los Datos Sísmicos en Profundidad?: *Boletín de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Explora-*ción (AMGE), vol. 43, núm. 4, octubre-diciembre, 2003.
- Martínez, R.D. y Lee, S., 2002. A Strategy for Anisotropic P-Wave Pre-Stack Imaging, 72nd Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, pp. 149-152.
- Mittet, R., 2002. Explicit 3D Depth Migration with a Constrained Poperator: SEG Expanded Abstracts 21, 1148.
- Sherwood, J.; Sherwood, K.; Tieman, H. and Schleicher, K., 2008. 3D Beam Pre-Stack Depth Migration with Examples from Around the World: SEG Expanded Abstracts 27, 438.
- Ren, J.; Gerrard, C.; McClean, J. and Orlovich, M., 2005. Pre-Stack Wave-Equation Depth Migration in VTI Media: The Leading Edge 24, 618.
- Sun, Ch. and Martínez, R.D., 2001. Amplitude Preserving V(z) Pre-Stack Kirchhoff Time Migration for VTI Media: First Break, 19, pp. 618-624.
- Thomsen, L., 1986. Weak Elastic Anisotropy: *Geophysics*, 51, pp. 1954-1966.



APÉNDICE "A"

Los medios con isotropía transversal vertical (VTI) están caracterizados por varios parámetros de intervalo; la velocidad NMO (V_{nmo}), la velocidad vertical (V_o) y el parámetro η que se define como:

$$\eta = \frac{\varepsilon - \delta}{1 + 2\delta} \quad (1)$$

donde: ε y δ son los parámetros de Thomsen (Thomsen, 1986).

La velocidad NMO (V_{nmo}), velocidad vertical (V_o) y el parámetro δ se enlazan con la siguiente relación:

$$V_{nmo} = V_o \sqrt{1 + 2\delta} \quad (2)$$

La velocidad vertical es equivalente a las velocidades de intervalo medidas en los pozos verticales (Martínez, 2003). El parámetro δ controla la profundidad de las interfaces geológicas.

Por otro lado, el enfoque óptimo de la energía sísmica está controlado por el parámetro η que está relacionado a las velocidades de la siguiente forma:



$$V_{horiz} = V_{nmo} \sqrt{1+2\eta} \quad (3)$$

donde: V_{horiz} es la velocidad horizontal.

En la migración pre-apilamiento en profundidad para medios anisotrópicos del tipo *VTI*, los parámetros V_o y η controlan la precisión del posicionamiento en espacio de un evento sísmico y el enfoque de la energía sísmica, respectivamente. Estos parámetros se usan en el cálculo de los tiempos de viaje con los trazadores de rayos para las migraciones del tipo Kirchhoff y *BEAM*. En las migraciones basadas en la extrapolación de campos de ondas (*WEM* y *RTM*), la inclusión de los parámetros que describen un medio *VTI* se hace explícitamente.

Para extender la migración pre-apilamiento en profundidad a medios donde la anisotropía presenta un eje de simetría inclinado, se requieren 2 parámetros más para describir un medio isotrópico transversal inclinado (*TTI*). Estos 2 parámetros son: 1) el ángulo de la inclinación del eje de simetría que se aproxima como la normal al ángulo del buzamiento (θ), y 2) el ángulo del azimut que presenta el eje de simetría (ϕ). Así, los parámetros que describen un medio anisotrópico del tipo *TTI* son: V_{nmo} , ϵ , δ , θ , ϕ .



Caracterización de la Estructura Porosa de las Rocas Carbonatadas de la Sonda de Campeche(*)

Dr. Vinicio Suro-Pérez, Pemex Exploración y Producción
Dr. Ricardo Casar González, Instituto Mexicano del Petróleo

Mayo 30, 2008

Contenido

- **Introducción**
- **Heterogeneidades y su escala**
- **Caracterización estadística**
- **Simulación**
- **Comentarios finales**

1

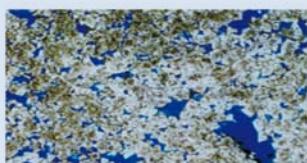
(*) Artículo Técnico presentado en la SESIÓN AMGE 50 ANIVERSARIO. Congreso Mexicano del Petróleo, Monterrey, N.L, mayo de 2008.



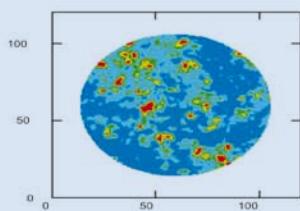
Introducción

- Uno de los problemas fundamentales encontrados en los yacimientos localizados en la Sonda de Campeche es cómo modelar la estructura porosa de la roca-almacén de estos yacimientos.
- Por ejemplo, se han identificado fracturas y cavidades (vúgulos) producidos por disolución, los cuales constituyen un sistema de alta porosidad secundaria.
- Y también se ha observado que la porosidad primaria está controlada por procesos de dolomitización que han alterado la porosidad original de estas calizas.
- Asimismo, la permeabilidad por la presencia de heterogeneidades como los vúgulos dependerán fuertemente del volumen de roca donde ésta se mida.
- Por ello, uno de los problemas a resolver en este tipo de yacimientos es identificar los principales elementos que controlan el flujo.

Dos escalas de observación: láminas delgadas y núcleos



- La presencia de porosidad intercristalina y vúgulos en la menor escala revela varios eventos diagenéticos y disolución de la roca.

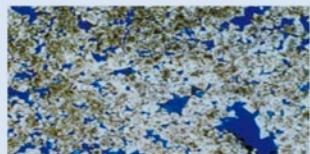


- La tomografía del núcleo muestra una historia intensa de disolución, y un patrón observable de este proceso.
- Sin embargo, de la estructura observada en la escala menor es imposible derivar la estructura observada a una escala mayor.

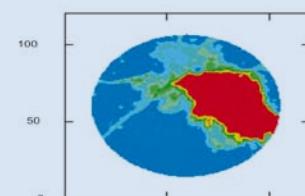
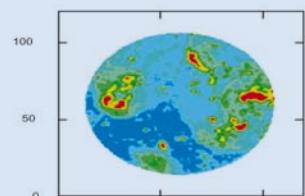


En este caso, la estructura vugular se presenta a diferentes escalas

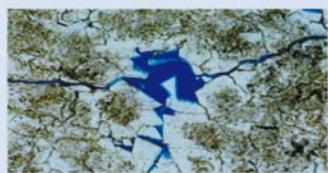
Tomografía de núcleo



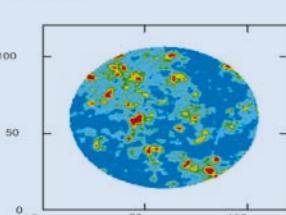
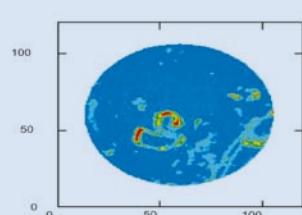
1 mm



50 mm

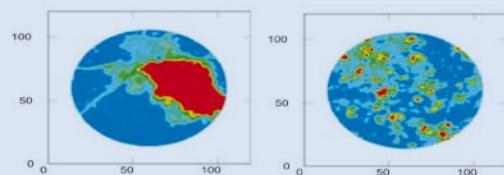
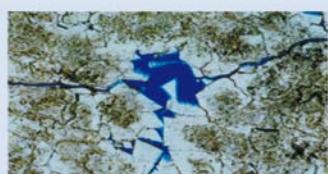


0.24 mm

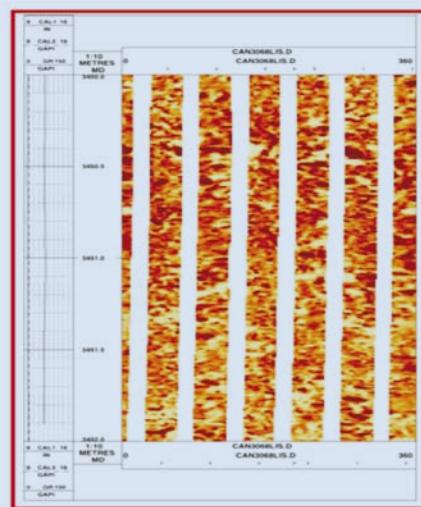


La escala de observación es clave para seleccionar qué modelar

0.24 mm



50 mm



**Vúrgulo: 120 x 60 mm
escala 1:10**



La consideración principal es que los vúgulos controlan el flujo y el almacenamiento

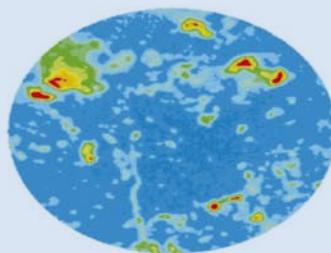
- Esta consideración supone la modelación, en primera instancia, de los vúgulos.
- El problema, en consecuencia, es separar el medio entre aquel con vúgulos y aquel donde no existe la presencia de éstos.
- Para ello, un función indicador puede ser establecida de la siguiente manera.

$$I(u) = \begin{cases} 1 & \text{si } Z(u) \leq \text{valor umbral} \\ 0 & \text{otros} \end{cases}$$

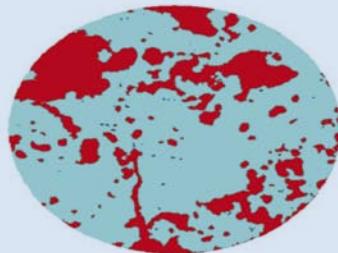
- Siendo $Z(u)$ una variable asociada a la propiedad física medida por la tomografía, o por el registro de imágenes.

La variación del umbral determina la conectividad y la geometría de los pseudovúgulos a modelar

Porosidad



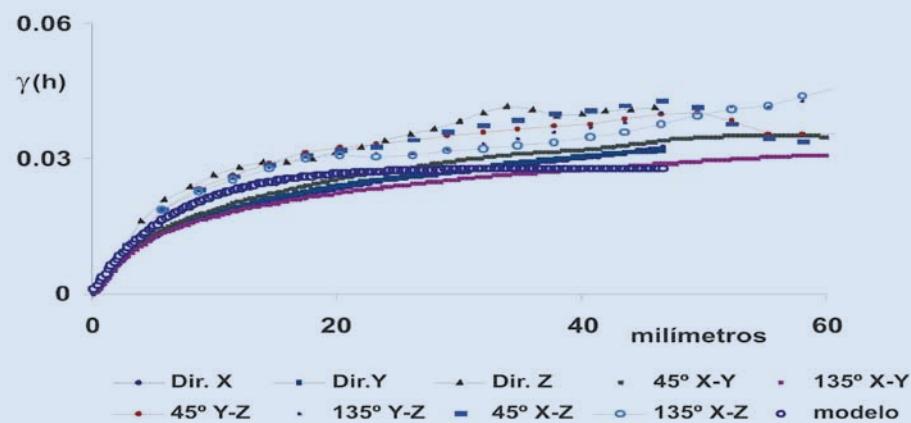
Segmentación



- La decisión es elegir el octavo decil como el umbral arriba del cual se establecen pseudovúgulos.
- Por debajo de este decil, una pseudomatriz es establecida.
- Esta consideración establece en su concepción un medio equivalente.



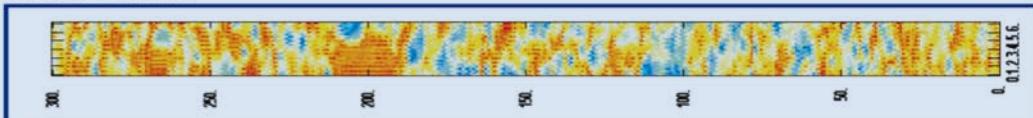
Funciones variograma han sido empleados para caracterizar la geometría de los pseudovúgulos



- El problema es caracterizar la geometría de los pseudovúgulos con una estadística de dos puntos.

Similarmente, las imágenes de resistividad son empleadas para derivar la geometría de los pseudovúgulos

Resistividad



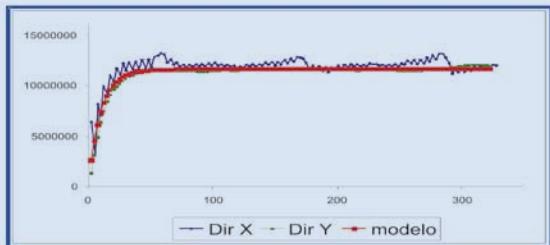
Indicador (segmentación)



- Un análisis estadístico permitió emplear el octavo decil, como el umbral para decidir a partir de dónde se define un pseudovúgulo.
- Sin embargo, recuerde que el umbral es una decisión asociada a reconocer conectividad y almacenamiento.

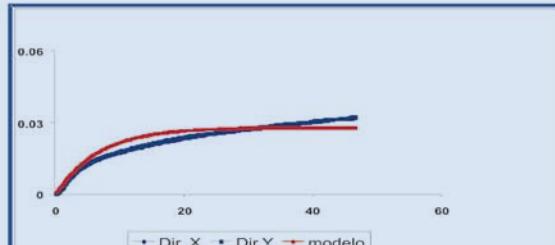


Variogramas exhaustivos de resistividad en imagen de pared de pozo comparados con variogramas obtenidos para porosidad a escala de núcleo



$$\gamma(h) = 11,580,000 \text{ Exp} \quad 30(h)$$

Rango de correlación: 30 mm



$$\gamma(h) = 0.28 \text{ Exp} \quad 20(h)$$

Rango de correlación: 20 mm

11

Simulación estocástica

- Un algoritmo de simulación secuencial de indicadores será empleado para crear imágenes de la roca-almacén con sus características estadísticas.
- Estas características estadísticas están orientadas a reproducir la geometría de los pseudovúgulos.
- El uso de indicadores permite la evaluación directa de funciones de distribución acumulada (fda), tal que:

$$E \{ I(x) \} = \text{Prob} \{ z(x) \leq z \}$$

12



Simulación secuencial de indicadores

- La simulación se realiza secuencial y aleatoriamente en todo el dominio a través de una secuencia aleatoria, y determinando:

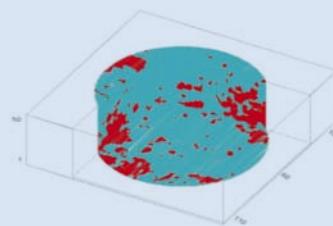
$$I^*(x,z) = p + \sum \lambda_\alpha (I(x,) - p)$$

- Para cada x se determina $\text{Prob}(I(x,z) < z)$, y a través de un proceso MonteCarlo se determina la presencia o ausencia de un pseudovúgulo.
- La iteración termina una vez que se hayan visitado todos los nodos, habiendo reproducido:
 - La proporción de espacio ocupado por pseudovúgulos.
 - La estadística de dos puntos, o variograma.

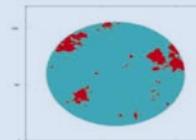
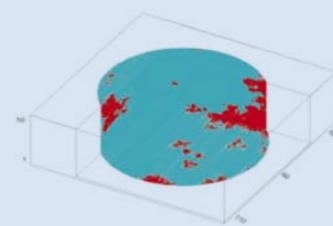
13

Simulación de un medio poroso vugular mediante simulación secuencial de indicadores

Imágenes reales



Imágenes simuladas

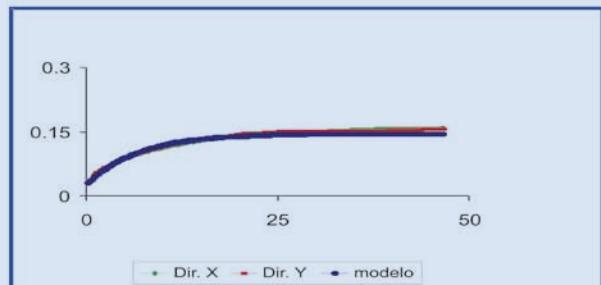


14



Resultados de la simulación de un medio poroso vugular mediante simulación secuencial de indicadores

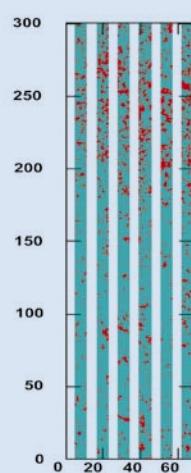
- Aceptable reproducción de la geometría vugular.
- Aceptable reproducción de estadística y variabilidad espacial.



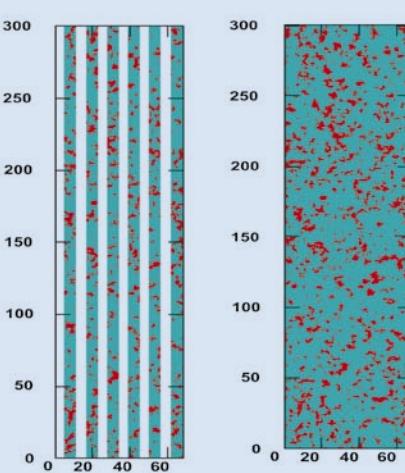
15

Simulación de imágenes de pared de pozo mediante simulación secuencial de indicadores

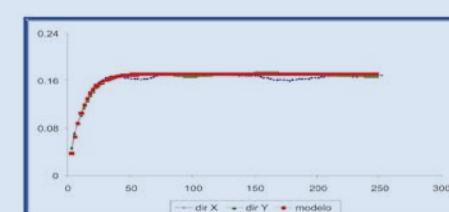
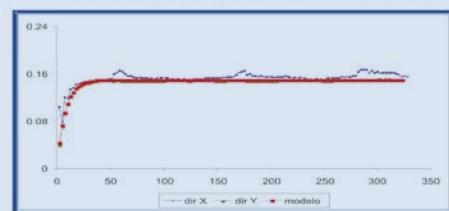
Información



Simulación



Variograma información real

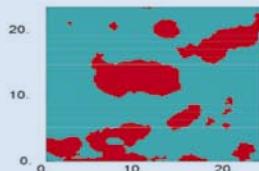


$$\gamma(h) = 0.0015 + 0.17 \text{ Exp} 32$$



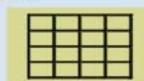
Otro método para simular medios porosos vugulares: simulación annealing multipunto

Imagen real de
un medio poroso
vugular

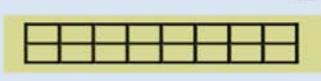


Malla de 100 x 100

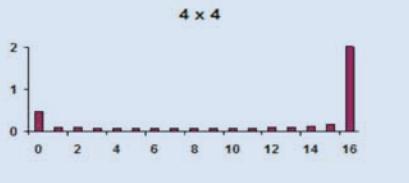
4 x 4



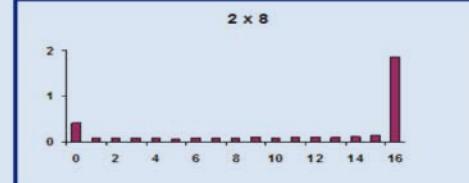
2 x 8



Arreglos de configuración



Estadística
multipunto



Metodología de la simulación annealing multipunto

$$\text{Función objetivo: } E = [P^T_{ij} - P^I_{ij}]^2$$

P^T_{ij} y P^I_{ij} son las proporciones de la j -ésima clase del histograma para el i -ésimo arreglo de configuración para la imagen de entrenamiento P^T y para la imagen inicial P^I .

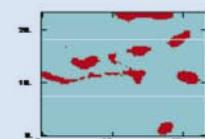
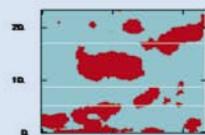
Se realizan cambios en la configuración del sistema, alterando el valor de la energía. La energía pasa de una energía E_{anterior} a una energía E_{nueva} . Si $E_{\text{nueva}} < E_{\text{anterior}}$ se acepta el cambio, sino, el cambio se acepta con una probabilidad $P_{\text{aceptación}}$ igual a:

$$P_{\text{aceptación}} = e^{(E_{\text{nueva}} - E_{\text{anterior}}) / t}$$

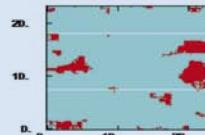
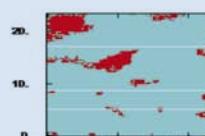
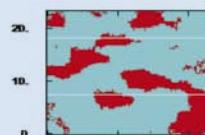
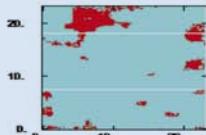
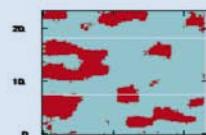


Realizaciones con simulación annealing multipunto

Imágenes reales



Imágenes simuladas

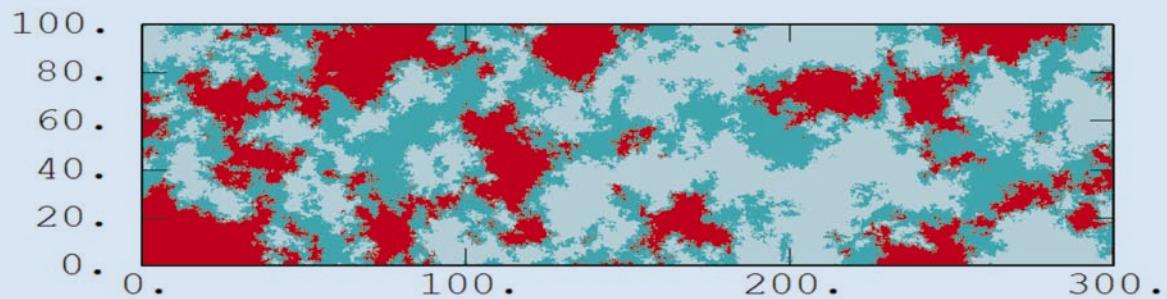


Comentarios finales

- La simulación estocástica basada en una estadística de 2 puntos y de multipuntos es capaz de generar imágenes realistas de un medio altamente heterogéneo como el correspondiente a la roca-almacén de los yacimientos de la Sonda de Campeche.
- Una vez establecidas las zonas pseudovugulares, un proceso similar puede ser establecido para poblar con propiedades petrofísicas ambos medios.
- Por ejemplo, las zonas pseudovugulares se identifican con 100 por ciento de porosidad, y la pseudomatríz con la estadística observada en las imágenes de tomografía y tapones.
- Similarmente, a fin de retener la conectividad establecida por la misma disolución, la simulación de varios indicadores provee de esta conectividad y permite retener, canales y obstáculos al flujo, para su simulación



Comentarios finales





HONORABLES MIEMBROS DEL PRESIDIUM
DISTINGUIDOS INVITADOS ESPECIALES
COMPAÑEROS ASOCIADOS
DAMAS Y CABALLEROS

Esta noche da inicio para esta Directiva Nacional, una importante etapa en nuestra vida gremial al permitírsenos conducir los destinos de nuestra querida Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración durante el Bienio 2007-2009. En lo particular, es motivo de gran satisfacción y a la vez una gran responsabilidad, el guiar los intereses de este grupo de entusiastas agremiados dedicados o interesados en esta productiva rama de las geociencias: *La Geofísica de Exploración*.

Quiero, antes de dar a conocer el Programa de Trabajo que esta Mesa Directiva desarrollará durante el siguiente bienio, establecer un marco de referencia que considere la relevancia de la Geofísica de Exploración en la Industria Energética, así como citar algunos pormenores en relación al 50 Aniversario de la fundación de nuestra querida Asociación a celebrarse durante el 2008.

H pocas disciplinas pueden ser tan eficientes tecnológicamente y tan productivas en su taza de retorno como la Geofísica de Exploración. Algunas de las tecnologías más sofisticadas desarrolladas por los especialistas de este campo del conocimiento se aplican rutinariamente en el proceso de encontrar, caracterizar y desarrollar yacimientos de aceite y gas. Basta decir que no se presenta propuesta alguna para la localización de pozos Exploratorios, Delimitadores o de Desarrollo sin el apoyo de Métodos Geofísicos, ya sea de superficie o de pozo, interpretados en términos de un sólido marco geológico conceptual.

Más aún, con el avanzado estado de la Geofísica de Exploración, la innovación continúa ocurriendo a un paso rápido y continuo a través de todas las áreas del dominio geofísico y a lo largo de la cadena de valor de la industria petrolera. Citemos algunos ejemplos:

- Los levantamientos sísmicos marinos tridimensionales de amplia cobertura azimutal para la obtención de imágenes bajo la sal.



- *El desarrollo de la siguiente generación de sensores sísmicos terrestres sin cable para capturar el campo ondulatorio total.*
- *El advenimiento de nuevos algoritmos de migración computacionalmente ultra rápidos para facilitar el modelado interactivo.*
- *La nueva generación de métodos sísmicos de exploración sin fuente artificial, también llamada (Sísmica Pasiva).*
- *Las técnicas fast-track de visualización e inmersión.*
- *Metodologías para la caracterización estática y dinámica de yacimientos como la sismología 4D, la inversión sísmica en sus variantes post-apilado, pre-apilado, técnicas estocásticas, redes neuronales y más recientemente algoritmos genéticos, lógica difusa e inversión de onda completa, a los cuales se han agregado los atributos sísmicos texturales para la interpretación estratigráfica, por citar algunos de los más de 200 atributos sísmicos existentes en la industria actual,*
- *O bien, las aplicaciones de métodos electromagnéticos de baja frecuencia, la microgravimetría y otras variantes en técnicas de campo potencial.*

Nuestro país y el resto del mundo han incrementado dramáticamente sus reservas de hidrocarburos a partir de brincos cuánticos en el desarrollo de tecnologías geofísicas, las cuales han realmente impactado a la industria petrolera. Citemos como ejemplo la revolución en el paso de la grabación analógica a digital, la redundancia en la cubierta sísmica mediante el punto de reflejo común en la década de los 60's, la sismología tridimensional a finales de los 70's, la interpretación sísmica interactiva y la migración en profundidad para la obtención de imágenes sísmicas bajo la sal de los 80's, la sismología multicomponente y 4D de los 90's, a los esquemas logging while drilling también de la última década.

A la par de este vertiginoso desarrollo tecnológico, los Ingenieros Geofísicos Mexicanos se han visto también envueltos en un desarrollo progresivo de habilidades que les ha permitido participar de manera significativa en el propio desarrollo tecnológico y en el fortalecimiento de la industria petrolera nacional.

Hoy día, a medida que la demanda mundial de energía se incrementa, el petróleo fácil ya fue encontrado. Como resultado, la futura generación de energía enfrenta grandes desafíos producto del continuo incremento de la población mundial y de los precios del petróleo, demandas por mejores niveles de vida, menores niveles de contaminación y el ya aceptado fin de los combustibles fósiles. En contraparte, es predecible que este escenario será altamente favorable para el desarrollo de nueva tecnología en geofísica, útil para incrementar el factor de recuperación en campos maduros, acelerar la exploración y producción en aguas profundas, incentivar la exploración y/o caracterización en áreas donde el costo de extracción no era favorable, permitiendo girar la mirada hacia los yacimientos no convencionales y hacia nuevas fuentes de energía que nos exigirán a los diversos sectores involucrados una visión a largo plazo.

Las Asociaciones y Colegios de Ingenieros debemos estar sumamente conscientes de este tipo de retos que una sociedad en crecimiento nos impone y, en el sano ejercicio de nuestras funciones, mantener una visión propositiva hacia las habilidades requeridas por nuestros asociados para cumplir cabalmente las responsabilidades que la sociedad les demandará en los siguientes años. La AMGE, no es la excepción, y en nuestro 50 Aniversario, queremos continuar desarrollando una visión compartida entre los retos energéticos actuales manteniendo una visión hacia la Geofísica del nuevo milenio en términos de yacimientos no convencionales y la prospección por nuevas fuentes de energía.



Arenas compactas (*tight sands*), Metano derivado del carbón (*coalbed methane*), Lutitas bituminosas (*oil-shales*), Lutitas gasíferas (*shale gas*), o bien, los Hidratos de Metano, son recursos del subsuelo a partir de los cuales los países más industrializados están ya generando energía y que pronto, muy pronto deberán formar parte, tanto de la preparación académica de nuestros estudiantes en geociencias como del desarrollo profesional de nuestros ingenieros para la prospección, extracción, refinación y sana administración de estos recursos en México.

En esta proyección, quiero puntualizar que el Geofísico de Exploración es el individuo capaz de detectar cualquier recurso del subsuelo mediante la identificación de las propiedades físicas que hagan distingible a este recurso del medio que lo rodea. Para ello, requiere de una sólida preparación en Matemáticas, Física, Electrónica, Geología y Ciencias Computacionales.

Agua, minerales, hidrocarburos o algún nuevo recurso por descubrir en ambientes terrestres, aguas profundas, la montaña, la selva, el desierto, el pantano o en las zonas árticas, nada escapa a la detección somera o profunda de los métodos geofísicos, una disciplina por demás apasionante.

Aún manteniendo el futuro un cierto grado de incertidumbre, el carácter creativo, innovador, con un enfoque sistemático y multidisciplinario del Geofísico de Exploración siempre le garantizará una fuente de trabajo aún en industrias no relacionadas con el sector energético.

Como segundo punto de este marco de referencia permítanme mencionar que la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE) fue fundada el 9 de noviembre de 1958 por un grupo de entusiastas profesionales dedicados a la geofísica de exploración en la industria petrolera, encabezados por el Ing. Antonio García Rojas, constituyendo la primera Asociación de Exploración Geofísica de Latinoamérica.

La Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración cumplirá en el 2008, 50 Años de haber sido fundada, con una Mesa Directiva encabezada por los ingenieros:

ANTONIO GARCÍA ROJAS <i>Presidente</i>
RICARDO MONGES LÓPEZ <i>Vicepresidente</i>
GUILLERMO HERNÁNDEZ MOEDANO <i>Secretario</i>
JESÚS BASURTO GARCÍA <i>Tesorero</i>
SANTOS FIGUEROA HUERTA <i>Vocal de Petróleo</i>
CARLOS ACOSTA DEL CAMPO <i>Vocal de Minas</i>
GUSTAVO BELLO ORTA <i>Vocal de Ing. Civil</i>
VLADIMIR A. OLHOVICH <i>Editor</i>

Los invito a rendir, a este grupo de hombres visionarios, nuestro más profundo reconocimiento por sentar las bases para la fundación y desarrollo de nuestra querida Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración.



A lo largo de sus primeros 50 años de existencia, la AMGE ha obtenido logros no sólo en el ámbito nacional, sino también en el internacional. Vaya también nuestro reconocimiento a las directivas nacionales y delegacionales que nos precedieron, cuyo ejercicio fortaleció nuestro espíritu de pertenencia como asociados y coadyuvaron a fortalecer nuestro gremio, así como por haber contribuido al reconocimiento internacional de nuestra Asociación, siendo actualmente una Sociedad afiliada a la Society of Exploration Geophysicists, máximo organismo normativo y de difusión técnica de estas actividades, formando además parte de la Unión Latinoamericana de Geofísica, cuya Presidencia también nos corresponde en este periodo encabezar y que incluye a las Asociaciones Hermanas de Venezuela, Brasil, Argentina, Cuba, Trinidad Tobago, y Colombia.



Dicho sea lo anterior, y teniendo ya el citado marco de referencia paso a exponer el Programa de Trabajo, que alineado a los objetivos de nuestra querida Asociación, esta Mesa Directiva que dignamente me ha correspondido encabezar, se compromete a desarrollar durante el Bienio 2007-2009. Dicho programa puede ser dividido en los siguientes grandes rubros:

1. ACTUALIZACION DE ESTATUTOS

Iniciamos una campaña en el 2006 para la revisión y actualización de nuestros estatutos, la cual continuaremos durante el presente ejercicio. La revisión de estatutos nos permitirá adecuar nuestro marco legal para conducir y reorientar nuestras actividades gremiales conforme a los tiempos y retos actuales, permitiéndonos, asimismo, asumir con la debida responsabilidad los retos que afrontaremos en los siguientes años.

2. CONTROL DE MEMBRESÍA

Hemos iniciado un programa piloto en la Delegación Villahermosa, con la finalidad de conformar una base electrónica de datos para controles estadísticos de membresía.

El que denominaremos *"Sistema de Control de Membresía AMGE"* nos permitirá mantener un código y una cédula de identificación general por socio a nivel nacional con una cédula de identificación gremial con fotografía, que podrá ser accesada desde nuestra página web.

El sistema deberá quedar concluido en 6 meses para su posterior liga con el sistema de pago de cuotas y control de envío de material editorial a los socios. Para cumplimentar este propósito, se ha integrado a la Directiva Nacional un Comité de Membresía, el cual se encargará de recopilar la información de las delegaciones, alimentar y actualizar la base de datos periódicamente.

3. REGULARIZACIÓN CONTABLE Y FISCAL

Con el apoyo profesional requerido y el consenso de nuestras delegaciones revisaremos y normaremos nuestras actividades contables y fiscales para permitirnos una mejor interacción y control de nuestro ejercicio conforme a los tiempos actuales, brindando mayor certidumbre a nuestras actividades, en el marco de nuestros principios, y buscando siempre la equidad entre las delegaciones y su Directiva Nacional. Hoy dimos



inicio a este proceso mediante la celebración de un taller de principios fiscales y contables para Asociaciones.

4. EVENTOS TÉCNICOS NACIONALES E INTERNACIONALES

- 2º Congreso Internacional del Petróleo; junio 27-30 de 2007 en Veracruz, Ver.
- Distinguished Instructor Short Course (DISC) – SEG, septiembre 7 de 2007 en Reynosa, Tam.
- International Showcase de la SEG, dedicado este año a Latinoamérica y organizado por la Unión Latinoamericana de Geofísica; 23-28 de Septiembre de 2007, San Antonio, Texas
- Evento conjunto SPE-AMGE sobre la Aplicación de las Geociencias en la Caracterización de Yacimientos; Noviembre 27-28 de 2007 en Villahermosa, Tab.
- Evento conjunto AMGE-Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros sobre Tectónica Salina; Marzo de 2008 en Villahermosa, Tab.
- Participación de AMGE en el 3er. Congreso Internacional del Petróleo durante el 2008, en Monterrey, NL, fecha por definirse.
- Simposium Técnico del 50 Aniversario de AMGE sobre Yacimientos no Convencionales, con el respaldo de la Secretaría de Energía, PEMEX, la Unión Latinoamericana de Geofísica y la SEG, con fecha y lugar por ser anunciado.
- Sesiones especiales (oral y póster) sobre Avances y Desarrollos Recientes de la Geofísica en México durante el Congreso SEG de las Vegas en el 2008, en forma similar a las que encabezamos en los Congresos SEG de Dallas del 2003 y Denver en el 2004.

5. EDITORIAL

Una de las áreas de oportunidad en que estamos concientes podemos y debemos mejorar.

- Reeditaremos nuestra popular Gaceta, ahora bajo un formato electrónico trimestral, la cual presentamos también impresa para ustedes esta noche
- Continuaremos con la impresión de nuestro Boletín AMGE con la oportunidad y calidad que nuestros Asociados merecen y, una vez desarrollado nuestro Sistema Electrónico de Membresía, se analizará la viabilidad de elaborar el Boletín Electrónico para los socios activos, manteniéndose el boletín impreso para los compañeros jubilados.
- Se formalizará el acuerdo para el intercambio de artículos técnicos formales en los boletines técnicos de los países integrantes de la Unión Latinoamericana de Geofísica.
- Participación en la Gaceta Electrónica de la Unión Latinoamericana de Geofísica.
- Se elaborarán 2 boletines especiales con el Colegio de Ingenieros Geofísicos de México bajo las siguientes temáticas:
 - Hidratos de Metano.
 - Avances recientes en el estudio de Chicxulub.
- Mediante acuerdo con la SEG, se publicará una Sesión Especial sobre Desarrollo Tecnológico en México en The Leading Edge en el 2008.



Mención aparte merece la edición de los 4 volúmenes especiales del 50 Aniversario de la AMGE con la siguiente temática:

- I. La Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (1958-2008).
- II. La Exploración Geofísica en la Industria Petrolera Mexicana.
- III. La Exploración Geofísica en México. Aplicaciones no petroleras.
- IV. Estudios profesionales y en posgrado para la educación geofísica en México.

En forma adicional se encuentra en elaboración un Anecdotalio y un Archivo Gráfico que documentarán momentos y aconteceres importantes de la industria petrolera y la aplicación de las geociencias en México.

6. APOYO ACADÉMICO Y RECONOCIMIENTOS

- Revisión de planes de estudio con entidades profesionales de la enseñanza de la Geofísica y la industria energética para su adecuación conforme a las necesidades actuales y sus perspectivas al mediano plazo
- Se instituye la Medalla de Plata "Ing. Antonio García Rojas" al profesional de la Geofísica que por sus logros sobresalientes en las áreas de educación o desarrollo profesional en México merezca el más alto reconocimiento de esta Asociación. Este reconocimiento será entregado anualmente durante el Congreso Anual del Petróleo correspondiendo este año su entrega al Ing. Enrique del Valle Toledo y al Dr. Felipe Neri España, fundadores de la carrera de Ingeniería Geofísica en nuestro país casi de manera simultánea en la Universidad Nacional Autónoma de México y el Instituto Politécnico Nacional en el año de 1970.
- Se establecerán 2 becas anuales para estudiantes sobresalientes y de bajos recursos de las carreras de Ingeniería Geofísica en México.
- Hemos iniciado pláticas con las sociedades afiliadas a la ULG y bajo el respaldo de la SEC para la elaboración de kits de material vocacional sobre geociencias y particularmente sobre geofísica para su distribución en los países afiliados de la ULG.
- Esto es acorde con la idea planteada en foros de la ULG sobre la Escuela Latinoamericana de Geociencias y la definición de un grupo de Expositores y Profesores Latinoamericanos Distinguidos en Geofísica.

7. DIFUSIÓN ELECTRÓNICA

Realizaremos una amplia difusión en medios impresos y electrónicos, tanto en México como en el exterior del 50 Aniversario de nuestra Asociación, destacando la importancia de las actividades de la Exploración Geofísica Mexicana.

PAGINA web

- Se muestra a ustedes esta noche el nuevo diseño de nuestra página web: (www.amge.org.mx). Se les invita a que conozcan su estructura básica y funcionalidades actuales. La hoja irá evolucionando y mostrando cada vez más bondades como: el acceso a datos de membresía, bolsa de trabajo y el acceso a publicaciones técnicas con acceso controlado. Para tal efecto, hemos



profesionalizado su manejo, control y diseño con personal profesional 100% dedicado a esta actividad

Basado en este programa de trabajo, en la cual esta Directiva Entrante desarrollará su gestión durante el siguiente bienio. El marco de nuestro 50 Aniversario nos motiva a mirar con orgullo nuestro pasado gremial y a mirar con optimismo hacia un futuro por demás prometedor. En nombre de la Directiva que hoy me corresponde encabezar quiero agradecer la confianza depositada en guiar los destinos de nuestra muy querida Asociación y permitirnos contribuir, tanto al fortalecimiento de nuestro gremio como también al engrandecimiento de nuestra sociedad. Estaremos gustosos de volver a reunirnos en 2 años más con la frente en alto y deseosos de mostrar buenos resultados.

Muchas gracias, los invito a festejar juntos nuestro 50 Aniversario.