

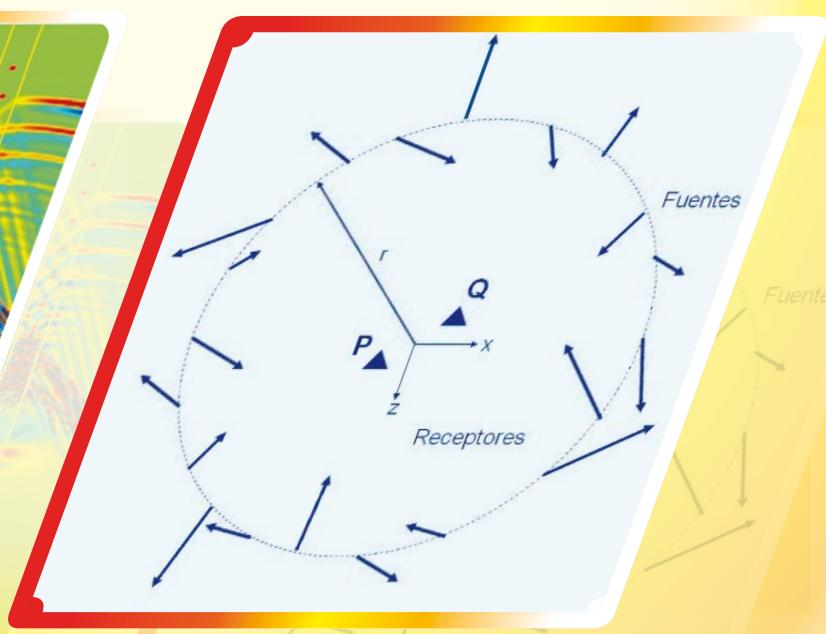
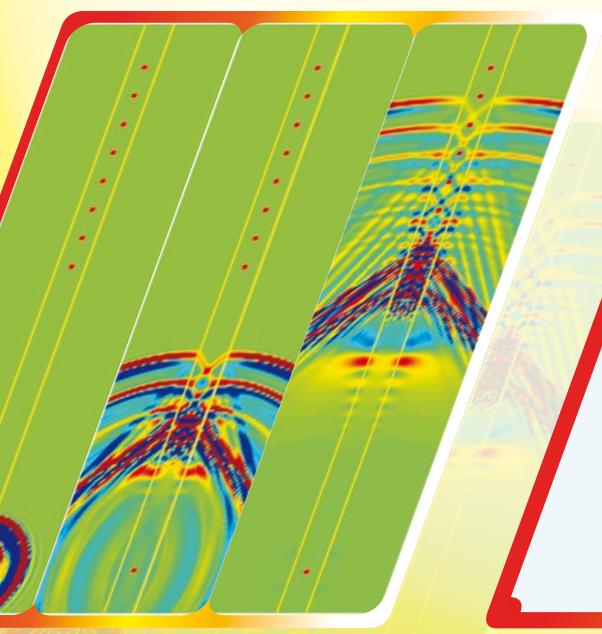
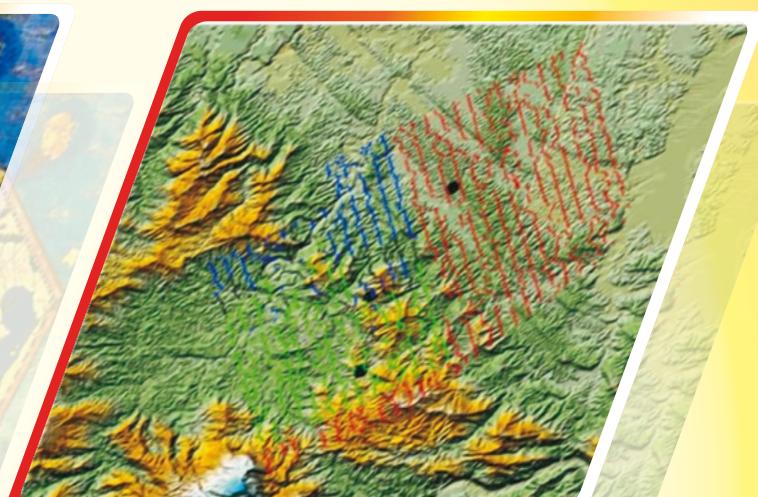


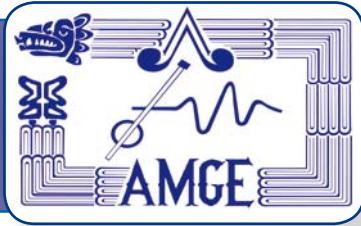
Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

VOLUMEN 47

NÚMERO 2

ABRIL-JUNIO, 2007





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 HIDOBRO 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.

Ing. FRANCISCO J. MURGUÍA SANDRIA
Poza Rica, Ver.

Dr. RAÚL DEL VALLE GARCÍA
Cd. de México

Ing. CLAUDIO NIETO GARCÍA
Reynosa, Tamps.

Ing. JOSÉ GPE. GONZÁLEZ ZÚÑIGA
Coatzacoalcos, Ver.

Ing. EDUARDO MACÍAS ZAMORA
Tampico, Tamps.

Dr. RUBÉN DARÍO MARTÍNEZ
Houston, Tx.

Ing. NOÉ LOYO HERNÁNDEZ
Veracruz, Ver.

Ing. JESÚS ARREDONDO FRAGOSO
Morelia, Mich.

Ing. GERARDO CLEMENTE MARTÍNEZ
Villahermosa, Tab.

VOCALÍAS

Dr. OSCAR CAMPOS HENRÍQUEZ
Instituto de Geofísica

Ing. EDUARDO AMADOR TERRAZAS
UNAM

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

Ing. JUAN PASILLAS RAMÍREZ
Instituto Tecnológico de Madero

Ing. FRANCISCO RUBÉN ROCHA
IPN

Dr. JUAN GARCÍA ABSDELEM
CICESE

Dr. COSME POLA ZIMUTA
UANL (Campus Linares)



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



MENSAJE DEL EDITOR

Estimados Colegas:

Este es el primer volumen de forma realmente electrónica! Nos hemos modernizado en todos los aspectos pertinentes a nuestra editorial, acorde a los mejores estándares internacionales y al fácil acceso que los socios de la AMGE tendrán de los artículos técnicos a través de nuestra página web (www.amge.org.mx), permitiendo con esto consultar los volúmenes desde cualquier parte del planeta. Se ha conseguido una notable mejoría en la calidad y en el manejo de los escritos, símbolos matemáticos, tablas y figuras de los artículos, tratando de hacer más placentera la lectura de los mismos. Esta iniciativa fue motivada por aspectos ecológicos y por los altos costos que la edición impresa representaban, tratando con esto optimizar los esfuerzos económicos en bien de nuestra asociación y con la filosofía de crear bases electrónicas, tanto de datos para control estadístico de la membresía como de publicaciones en el boletín, resúmenes de congresos y otros pertinentes documentos gremiales asequibles en nuestra web.

El primer artículo trata de un levantamiento sísmico 3D en áreas de alta complejidad topográfica y su subsiguiente procesamiento, siendo éste un verdadero reto técnico y operativo. Así lo describe Guillermo Pardo, presentando los problemas asociados a la adquisición de datos, su factible solución y al control de calidad. Muestra además que la inversión por tomografía es la técnica más viable para el cálculo de las estáticas de refracción, y sugiere realizar varias iteraciones guiadas del picado de velocidades y de estáticas residuales para este tipo de topografía compleja dadas las fuertes variaciones de velocidad lateral y horizontal. Finalmente, esto asegura bajo un control de calidad basado en suficientes pruebas, obtener una mejor corrección por echados (DMO) de los datos y generar una representación óptima de la imagen sísmica del subsuelo (migración sísmica) después de apilar en tiempo (PSTM).

Motivados por la utilidad del registro sónico monopolar para obtener las velocidades elásticas, y la porosidad aún en complicadas intercalaciones de estratos delgados de lutita y arenisca, Pérez Gavilán et al. presentan la simulación de la Propagación de Ondas Sónicas en 2D, con el propósito de comprender la física e interpretar los observables adecuadamente de la sonda monopolar en pozo. Desarrollan para esto un algoritmo de malla alternada (pseudo-espectral) donde la integración de las ecuaciones correspondientes se realiza, por un lado, con diferencias finitas de las derivadas temporales, y por otro lado, utilizando la Transformada Rápida de Fourier, se calculan las derivadas espaciales en el dominio del espectro. Las condiciones de frontera se resuelven con el método clásico de Kosloff, adaptado para esta formulación numérica. Se presentan 2 ejemplos de la utilidad del método clarificando la física del fenómeno y aportando una herramienta útil para la interpretación y análisis de los datos sónicos monopolares.

Beltrán, V.J.G. y Nava, M.H. describen los riesgos inherentes del manejo inadecuado de las modernas herramientas informáticas de geodesia, topografía y cartografía en la industria petrolera. Por lo tanto, se dan a la tarea de describir las mejores prácticas para el uso adecuado de los Sistemas de Información Geográfico (SIG). Establecen el contexto histórico, técnico y económico, mostrando ejemplos pertinentes a la geofísica de exploración.

El estudio de la propagación de ondas elásticas en medios de fuerte difracción múltiple (campos difusos) es de enorme interés en la liza científica y técnica. El hecho de que se pueda recuperar la Función de Green de las correlaciones cruzadas del ruido y de la coda sísmica, representa la pasmosa capacidad de caracterizar con gran exactitud la heterogeneidad del subsuelo. Esto permitiría tener mejores esquemas de inversión sísmica, donde el "ruido" se utilizaría también para caracterizar el medio. Sánchez Sesma et al. derivan analíticamente la relación entre la correlación del movimiento en 2 puntos de un campo difuso y la Función de Green, mostrando un ejemplo de su utilidad y de las repercusiones que esta teoría tiene en el futuro de la geofísica.

Reciban un cordial saludo.

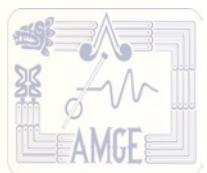
Dr. Raúl del Valle García
Editor

rvalleg@imp.mx



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

Contenido



PROCESAMIENTO 3D EN ÁREAS DE TOPOGRAFÍA COMPLEJA AL SURESTE DE MÉXICO

GUILLERMO PARDO CASTRO

1

PROPAGACIÓN DE ONDAS SÓNICAS EN POZOS PETROLEROS: MODELACIÓN CON DIFERENCIAS FINITAS PSEUDO-ESPECTRALES CON FINES EDUCATIVOS

J.J. PÉREZ GAVILÁN E., ESTEBAN FLORES
y FRANCISCO J. SÁNCHEZ-SESMA

21

USO Y ABUSO DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA

JOSÉ GERARDO BELTRÁN y HORACIO NAVA MEDINA

37

RECUPERACIÓN DE LA FUNCIÓN DE GREEN ELASTODINÁMICA A PARTIR DE CORRELACIONES DE RUIDO

F.J. SÁNCHEZ-SESMA, A. RODRÍGUEZ-CASTELLANOS, M. SUÁREZ
y J.J. PÉREZ GAVILÁN E.

53



PROCESAMIENTO 3D EN ÁREAS DE TOPOGRAFÍA COMPLEJA AL SURESTE DE MÉXICO

GUILLERMO PARDO CASTRO



PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La adquisición de datos de reflexión sísmica en zonas montañosas representa un gran reto debido a la complejidad geográfica y logística de estas áreas, asimismo, el posterior procesamiento de los datos, ya sea en tiempo o en profundidad es muy complicado debido, en primera instancia, a la baja relación señal-ruido de los datos, se complica el procesado y el cálculo de estáticas de refracción por la topografía y la presencia de ruido en los primeros arribos debido a capas someras de muy alta velocidad.

En este estudio se presentan los problemas logísticos superados durante la adquisición de un estudio en zona montañosa y la secuencia de procesamiento de migración post-stack del mismo estudio para exploración de hidrocarburos.



OBJETIVOS

- ✓ Aplicar un método de estáticas de refracción lo bastante robusto que permita obtener estáticas confiables y precisas, y por la complejidad estructural del área se debe tener especial cuidado en el picado de velocidades.
- ✓ El esmero llevado a cabo para tener un mapa de apilamiento muy aproximado a lo diseñado, la metodología empleada en la secuencia de proceso aunada con la precisión en el cálculo de estáticas de refracción por tomografía, el excelente control del campo de velocidades y modelo geológico del área de estudio ayuda a alcanzar los objetivos, y que a su vez da como resultado una muy buena imagen sísmica migrada que permite definir probables estructuras contenedoras de hidrocarburos.



UBICACIÓN GEOGRÁFICA

LEl levantamiento sismológico se ubica en la parte sureste del estado de Veracruz, muy cercano al estado de Tabasco. En la figura 1 se puede observar los fuertes cambios en el relieve topográfico.

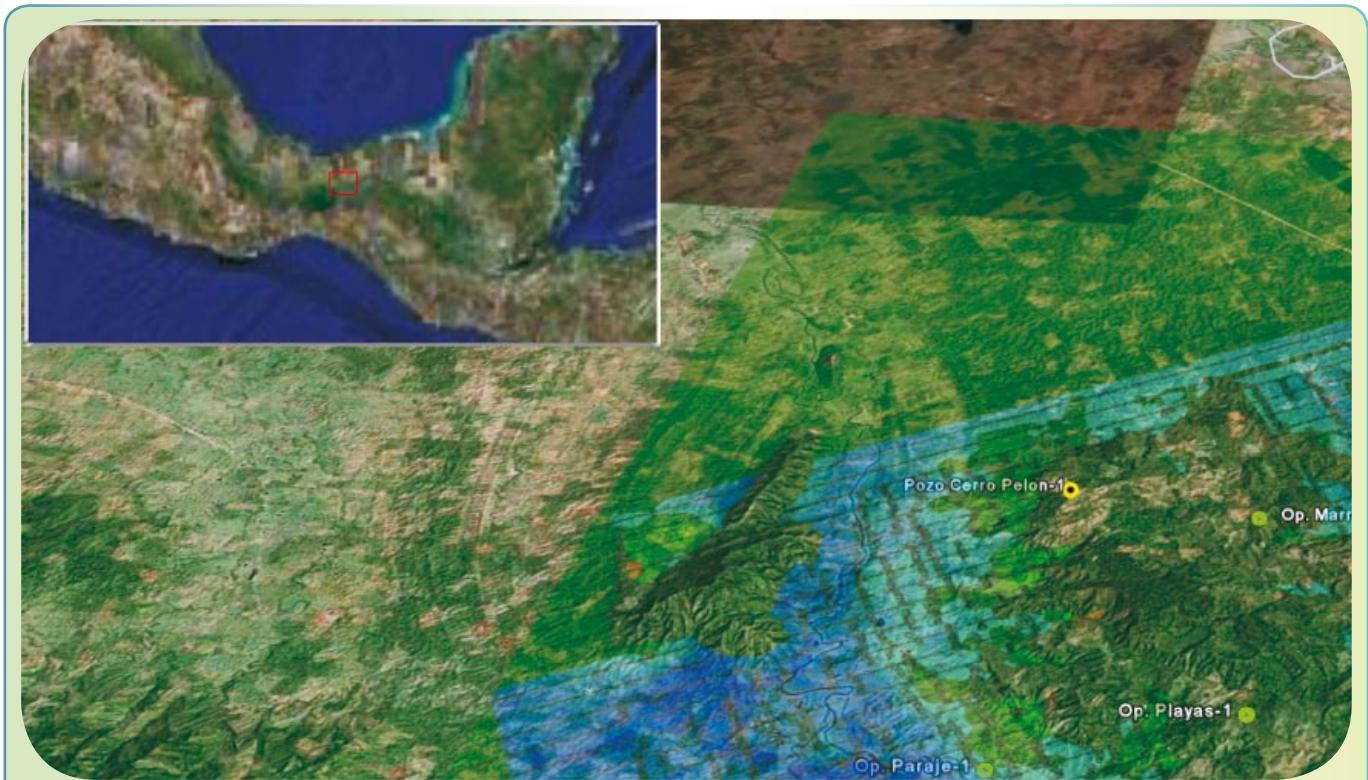


Figura 1.- Relieve topográfico (levantamiento sismológico en áreas montañosas)

RETOS DURANTE LA ADQUISICIÓN

LEl equipo utilizado para el posicionamiento durante la adquisición en estas zonas montañosas es el Sistema de Posicionamiento Global que conjugado con los sistemas de navegación satelital en tiempo real permiten tener sólo un rango de error de algunos centímetros. Esto garantiza no sólo la precisión del posicionamiento de estaciones-fuentes y receptores, sino también el uso de los criterios de desplazamiento con respecto a distancias mínimas de seguridad.

En la figura 2 se puede observar la diversidad topográfica durante la adquisición.

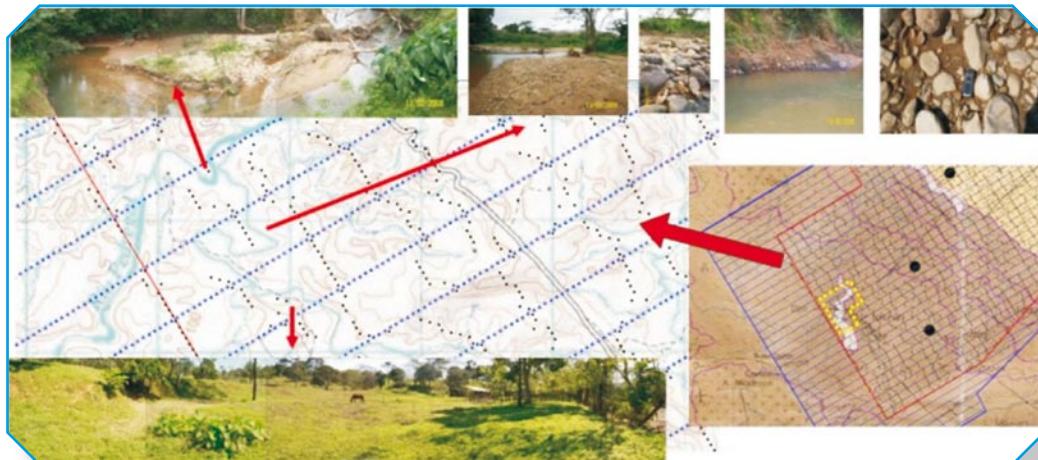


Figura 2.- Imágenes y equipos de adquisición

ZONAS DE DIFICULTAD OPERATIVA

Durante los levantamientos en zonas montañosas se ha encontrado presencia de grava en algunos lugares; sin embargo, se ha logrado la perforación a la profundidad especificada en los parámetros según pruebas de campo, logrando atravesar las capas de grava y depositar la carga en un recorte litológico que pueden garantizar una mayor penetración de la energía. En la figura 3 se observan los diferentes tipos de terreno en donde se llevó a cabo la perforación para hacer las pruebas respectivas.

Figura 3.- Pruebas de campo en zonas montañosas





En estas zonas donde el rango de cobertura de la base del Sistema de Posicionamiento Global es insuficiente debido a la topografía tan cambiante por terreno quebrado, es necesario utilizar antenas repetidoras, ya que la señal se ve obstruida frecuentemente por los altos topográficos y por zonas de depresión muy fuerte, así como por vegetación muy alta. En la figura 4 se puede ver un ejemplo de la colocación de antenas repetidoras para evitar problemas de comunicación. En muchos casos es necesario la utilización de varios radio-repetidores.

ALTERNATIVAS TÉCNICAS

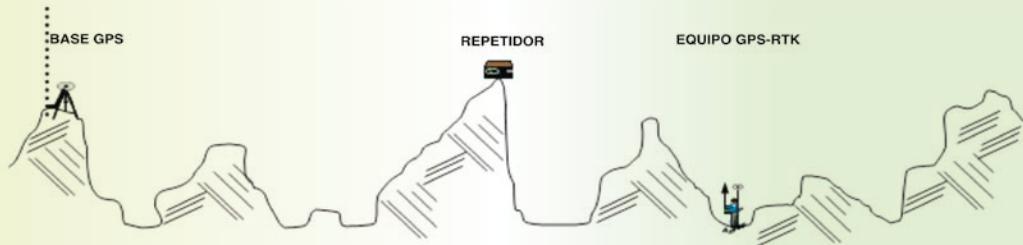


Figura 4.- Diagrama de sistema de posicionamiento global y repetidor

En algunos casos cuando ocurren problemas de recepción de señal de radio debido a lo alto y espeso de la vegetación (zona boscosa), el topógrafo de campo mide los últimos 2 puntos en modo fino (con la máxima precisión) para que el tramo que no se pudo posicionar con GPS posteriormente fuera medido con estación total (Fig. 5).

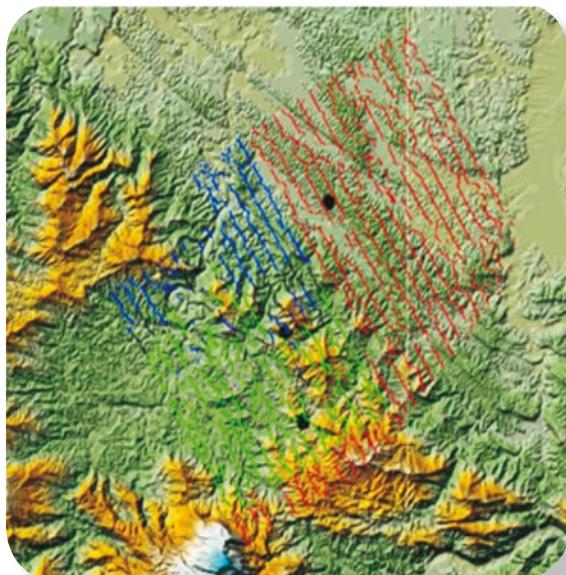


Figura 5.- Diagrama de GPS y repetidor

CONTROL DE CALIDAD

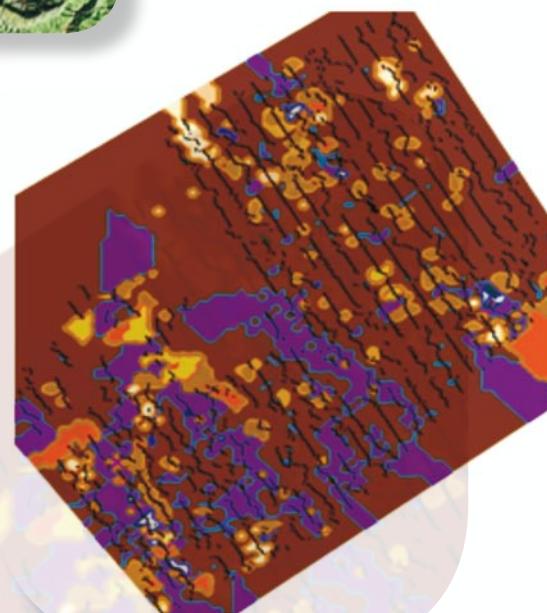
Durante todo el proceso de adquisición se lleva a cabo un registro del tipo de material que se va encontrando durante las perforaciones, con el fin de tener un mapa litológico que sirva en etapas posteriores del procesado final e interpretación (Figs. 6 y 7).

Asimismo, se monitorean los niveles de energía de cada “shot”, y se generan mapas, tanto de la energía del “shot” como de la respuesta sísmica de cada uno de ellos (Figs. 8 y 9).



- PERFORADO
- CARGADO
- OBSERVADO

Figura 6.- Supervisión de recorte de perforación
y relieve topográfico



Arena-Grava
Arena
Conglomerado-Arena
Conglomerado-Grava
Conglomerado
Lutita-Grava
Lutita-Arcilla
Lutita
Arenisca-Conglomerado
Arenisca-Lutita
Arenisca
Grava-Conglomerado
Grava
Arcilla-Grava
Arcilla-Lutita
Arcilla

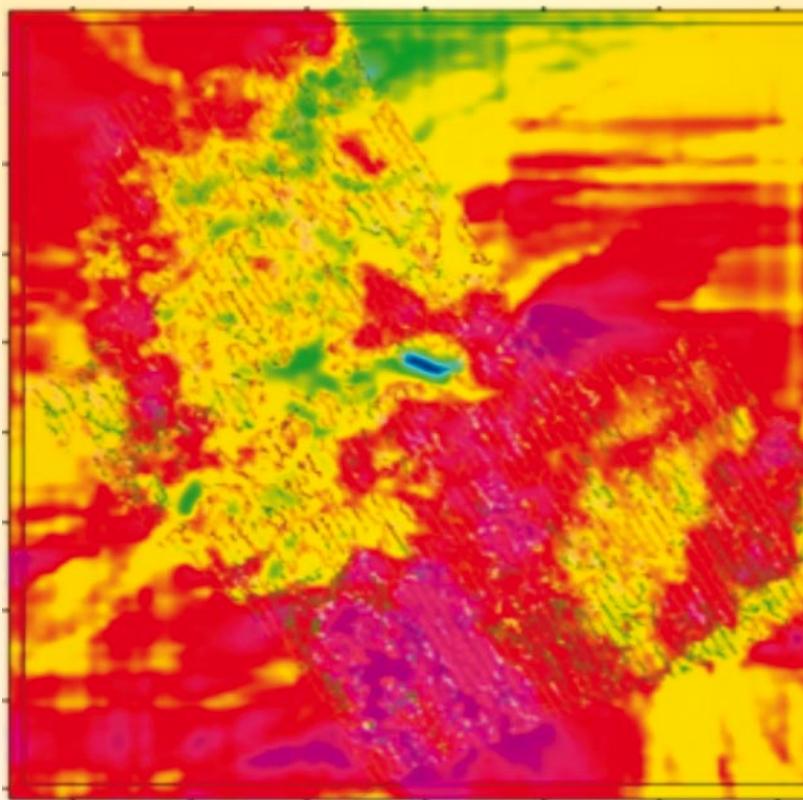


Figura 8.- Mapa de energía de SHOT's



Figura 9.- Plano de respuesta de sismica visual



Los datos adquiridos en las zonas montañosas presentan ruidos muy fuertes, tanto coherentes como aleatorios. Éstos fueron tratados, de tal manera que no se dañara la poca señal que aparece en este nivel del procesado. En la figura 10 se observa una de las pruebas que se realizan a los tiros de campo. En el panel de la izquierda se tiene el tiro de campo con recuperación de amplitudes por divergencia esférica, en el panel central se observa el tiro con los filtros aplicados, y en el panel del lado inferior se puede observar el ruido que ha sido removido del tiro de campo.





CÁLCULO DE ESTÁTICAS DE REFRACCIÓN



El Cálculo de las Estáticas de Refracción por tomografía es un paso crucial en la obtención de un buen modelo. El método es bastante robusto y permite hacer las correcciones en estas zonas donde los cambios de elevaciones laterales van de 0 hasta 500 m. En las figuras 11 a 14 se pueden ver las correcciones calculadas, tanto de elevación por el Método de Inversión Lineal Generalizada (GLI) como por inversión tomográfica, y por último se puede observar el relieve topográfico. En todas las figuras se ve la similitud con la topografía, pero el método de inversión tomográfica proporciona la mejor solución.

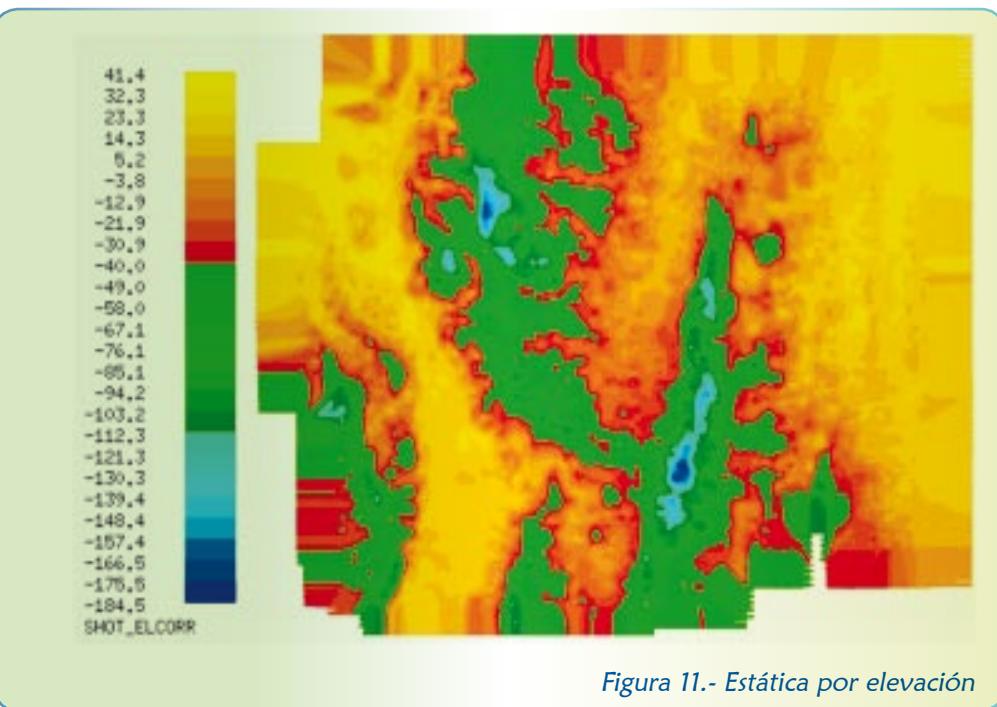


Figura 11.- Estática por elevación

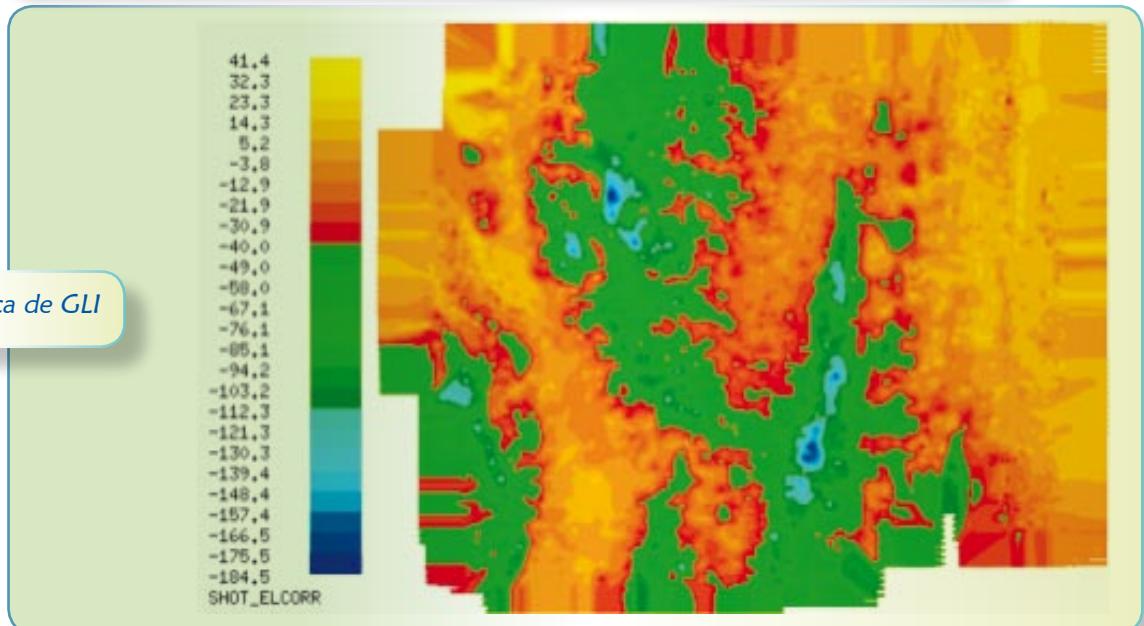


Figura 12.- Estática de GLI

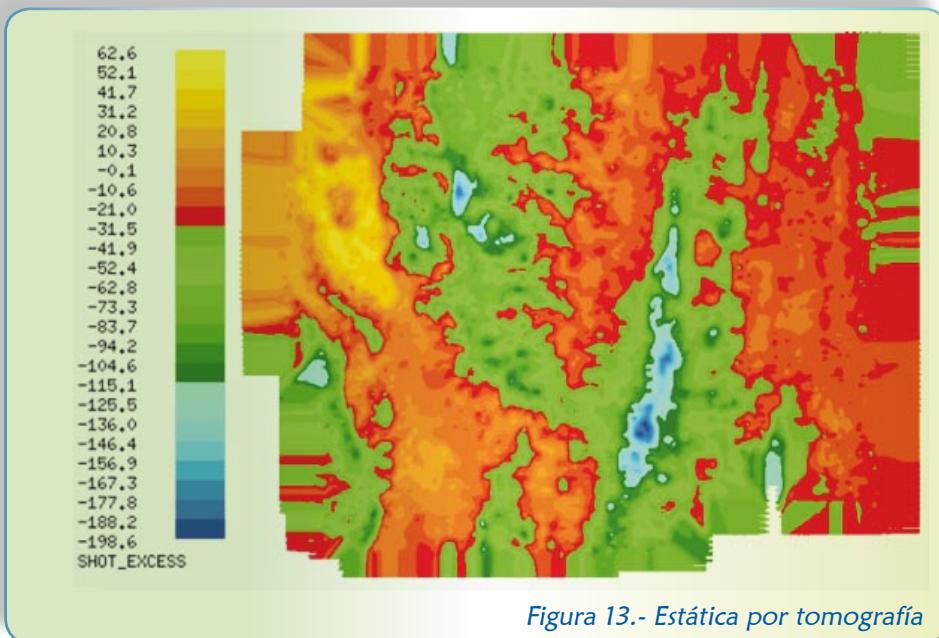


Figura 13.- Estática por tomografía

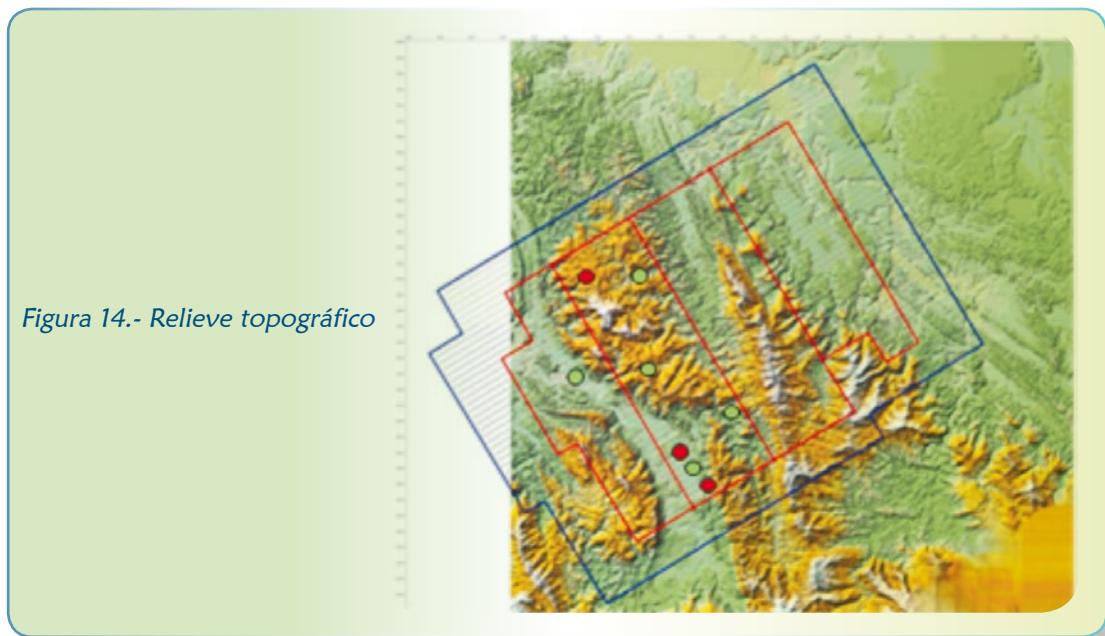
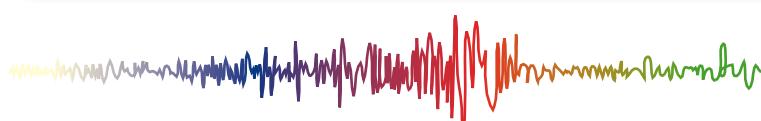


Figura 14.- Relieve topográfico



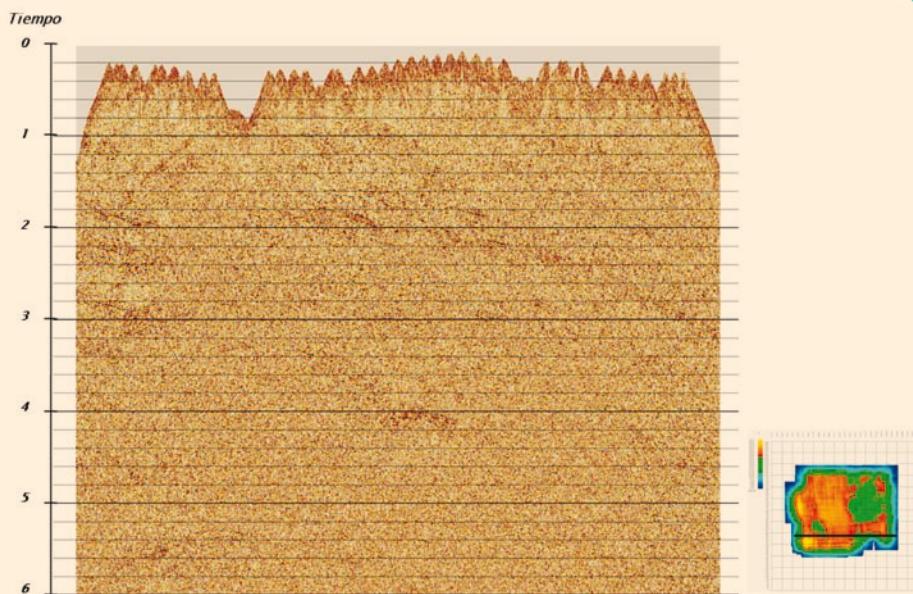
CÁLCULO DE ESTÁTICAS RESIDUALES

La aplicación de las estáticas residuales fue de gran ayuda, ya que permiten hacer un picado de velocidades mucho más preciso que la refracción. En la figura 15 se puede observar un apilado de la *Inline* 480 sólo con estáticas de refracción; en la figura 16 se puede ver el apilado de la misma *Inline*, pero con la aplicación de estáticas residuales. Comparando ambos apilados se puede observar fácilmente la mejora de un paso a otro.

En este tipo de estudios, en ocasiones es necesario llevar a cabo varias iteraciones de picado de velocidades y de estáticas residuales para poder obtener la mayor información posible de los datos.



Figura 15.- Refracción
Inline 480.



Tiempo

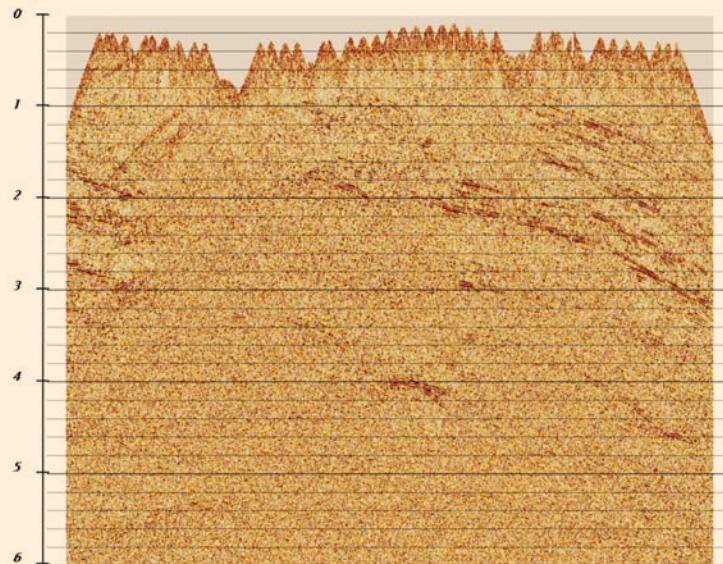


Figura 16.- Residual 1 Inline 480

PICADO DE VELOCIDADES

ANALISIS DE
VELOCIDAD DE
DMO INLINE 100



El Picado de Velocidades es un proceso muy importante, en éste se debe llevar a cabo un control de calidad muy extensivo para asegurarse que todos los eventos tienen la velocidad correcta que les permita apilar óptimamente, ya que si no se tiene un campo de velocidades óptimo, es probable que se pierdan eventos en procesos posteriores. En las figuras 17 y 18 se pueden ver imágenes mostrando el picado de velocidades de la *Inline 1000* del estudio.

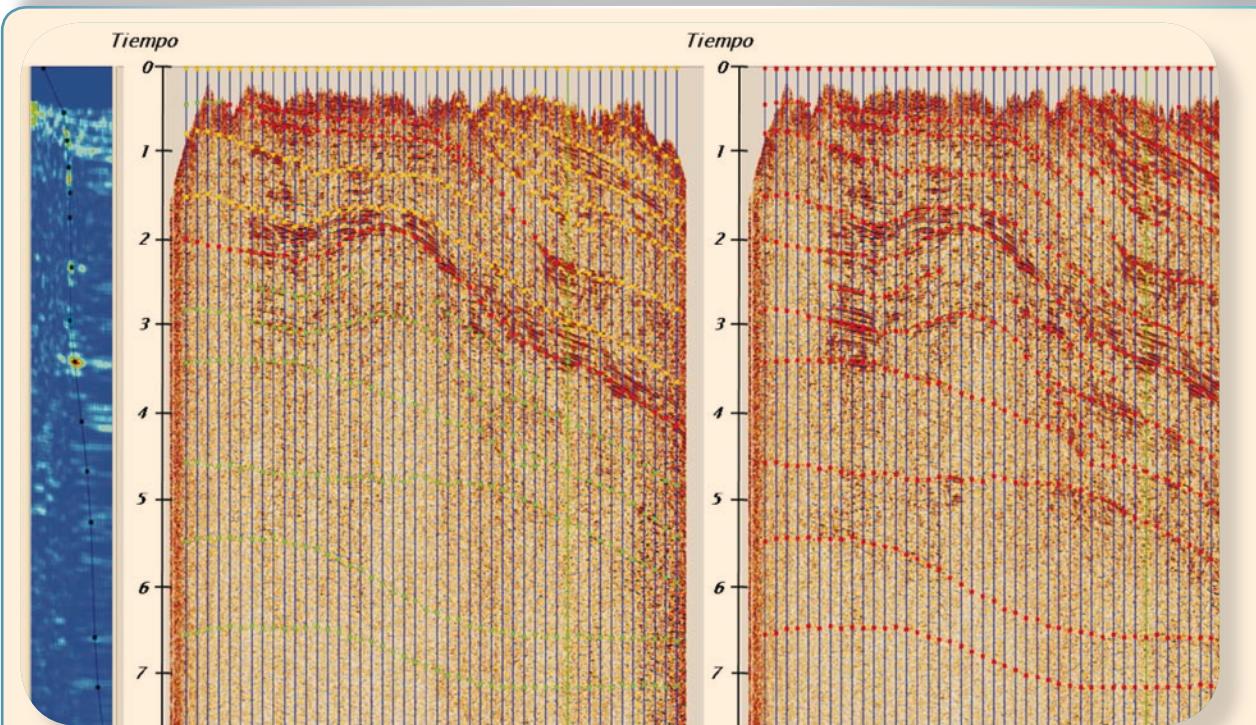


Figura 17.- Picado de velocidad de DMO Inline 1000

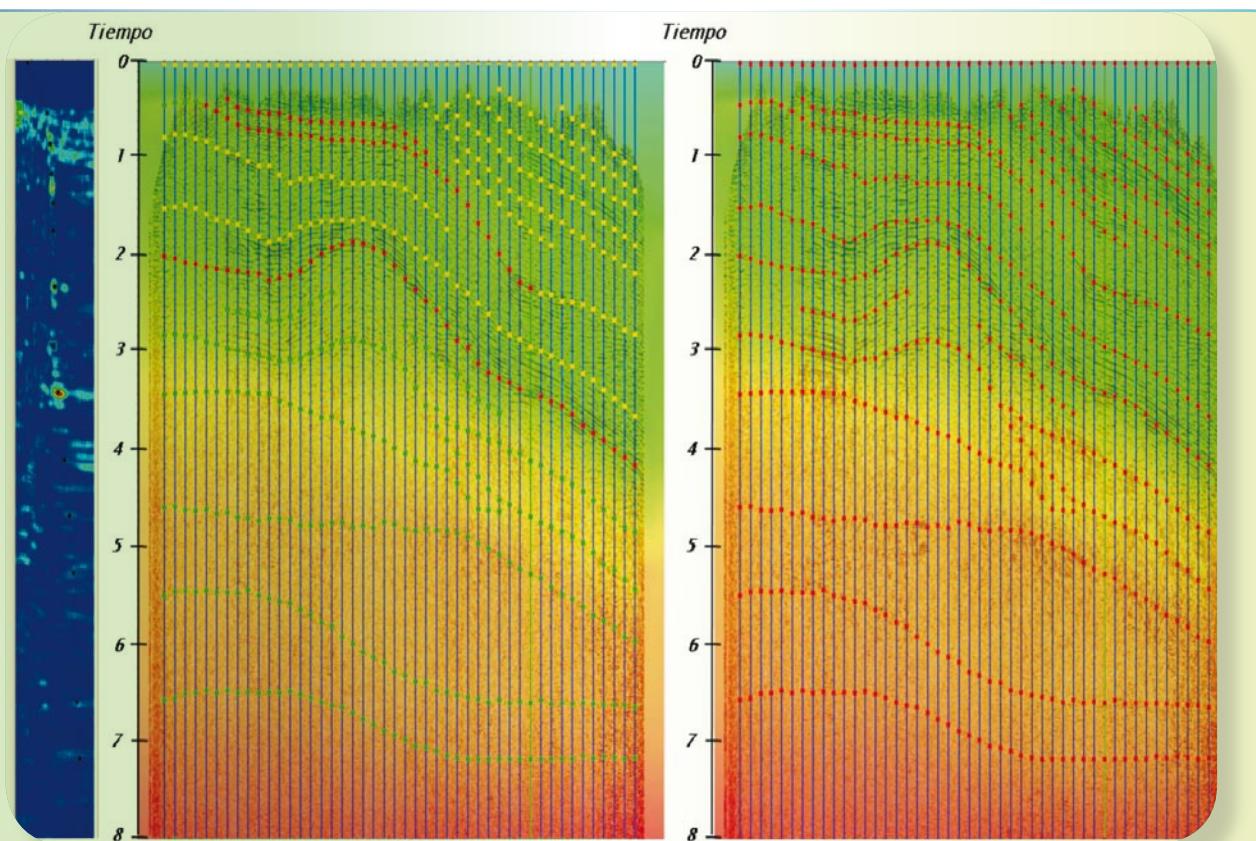


Figura 18.- Campo de velocidad de DMO Inline 1000



Es necesario generar un campo de velocidades para poder hacer un control de calidad y asegurarse que no se tienen valores anómalos que puedan afectar la corrección por echados (DMO) o la migración. En las figuras 19, 20 y 21 se puede ver el campo de velocidades generado a partir del picado, y se observa que tiene un comportamiento geológico satisfactorio.

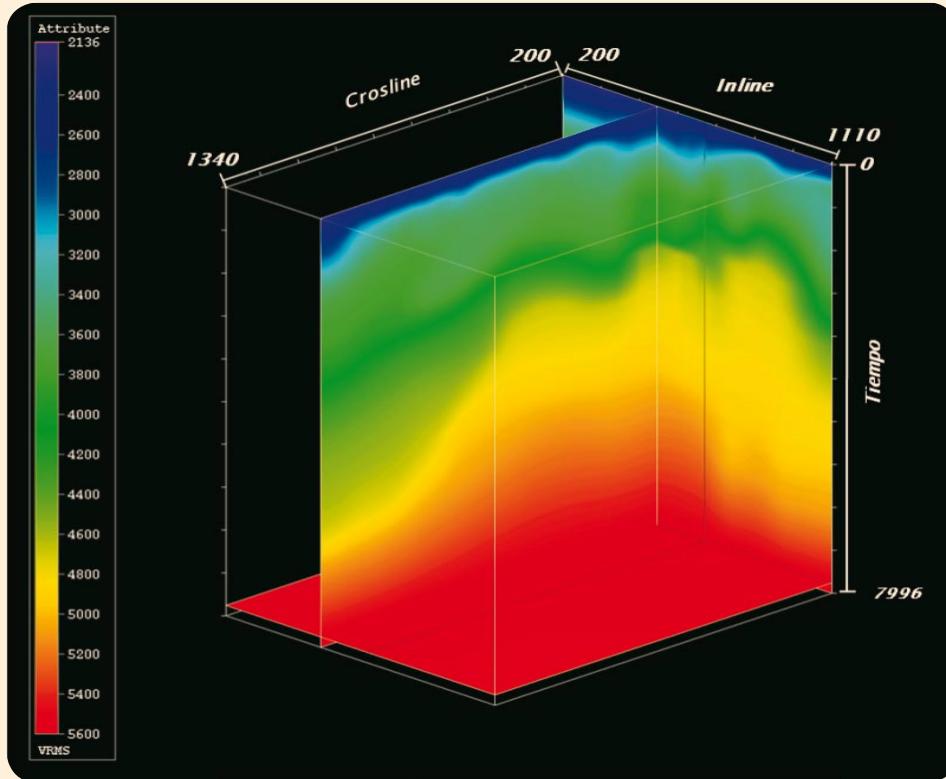


Figura 19.- Cubo de velocidad de DMO Inline 520.

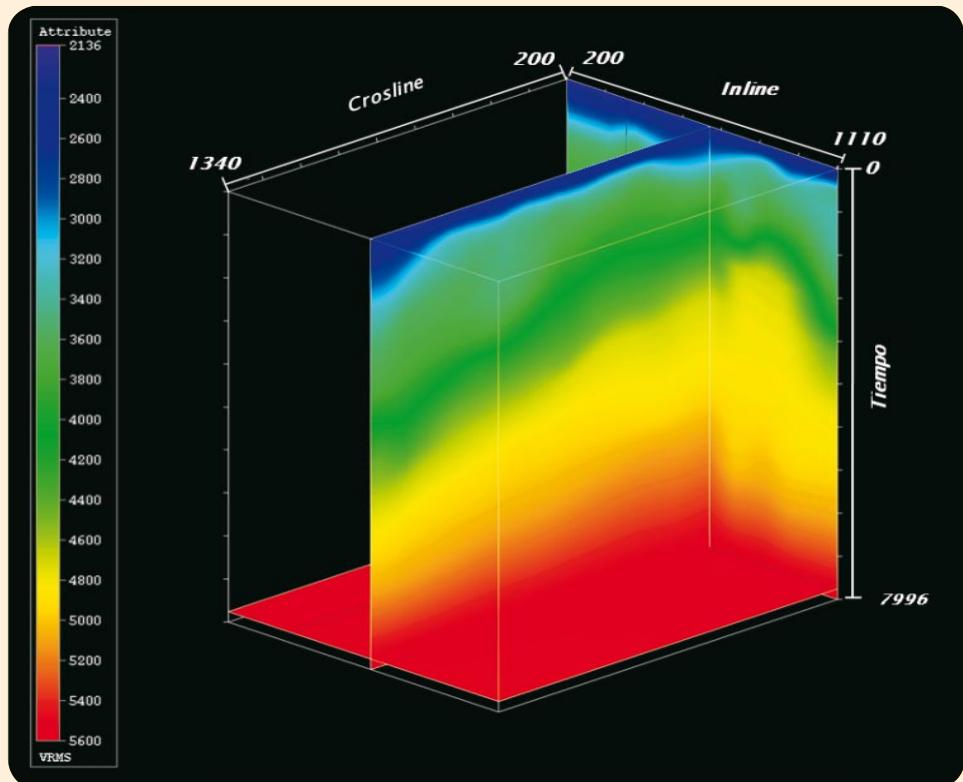
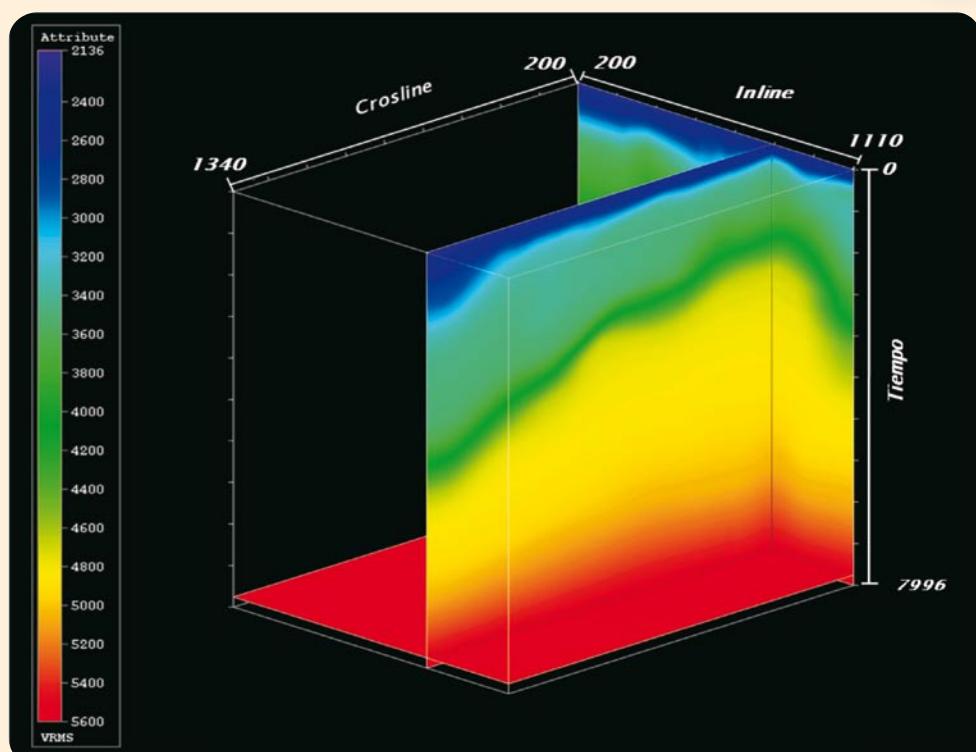


Figura 20.- Cubo de velocidad de DMO Inline 680.



Una vez obtenido el campo de velocidades de DMO se lleva a cabo la corrección por echados y el apilado de los datos (Fig. 22). A partir de este apilado se hacen las pruebas de migración correspondientes utilizando el campo de velocidades de DMO original que se considera como el 100%, y a partir de este campo se van generando migraciones con diferentes velocidades desde 60 hasta 110% del mismo (Figs. 23, 24 y 25).

Figura 21.- Cubo de velocidad de DMO Inline 840.



Tiempo

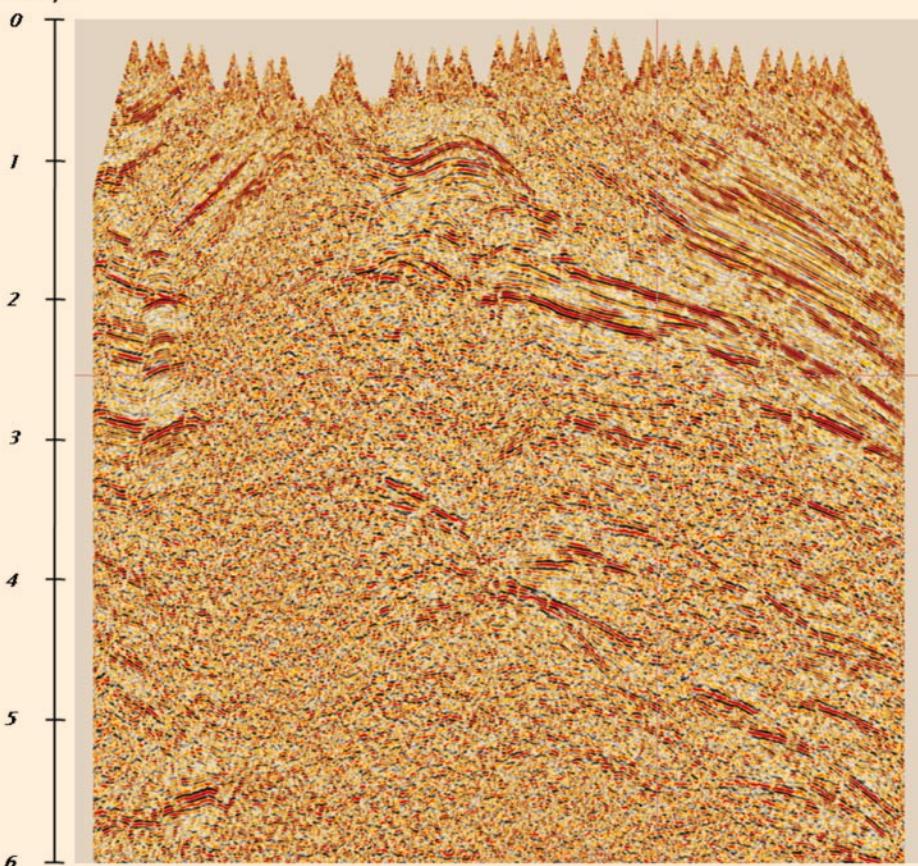
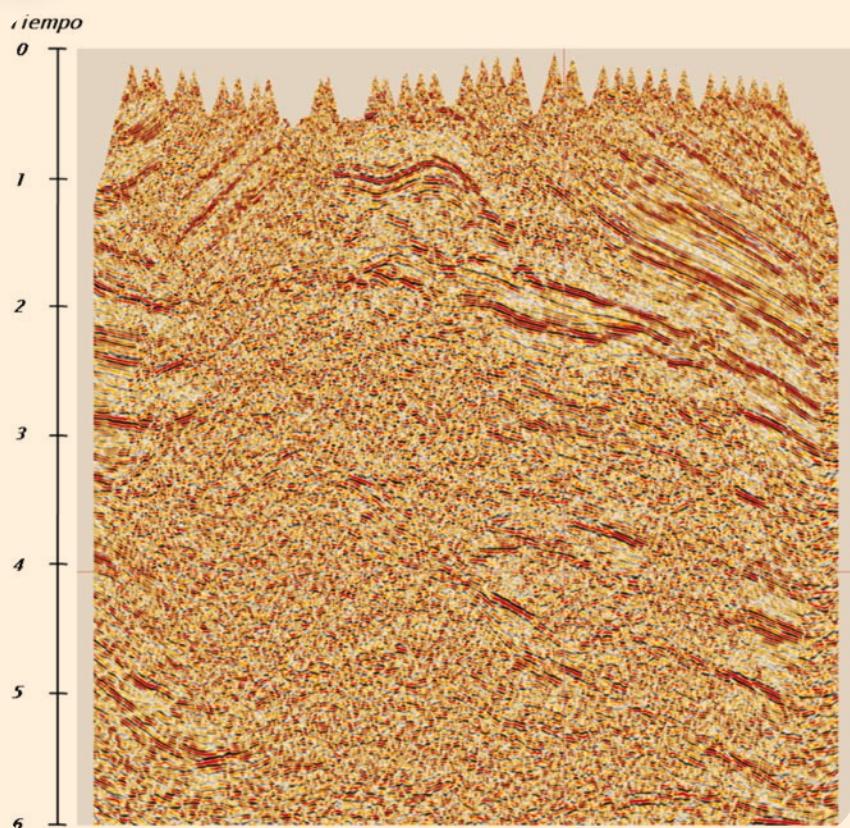


Figura 22.- Apilado de DMO Inline 500.



Estas pruebas se revisan con los intérpretes para decidir cuál es el mejor porcentaje de velocidad de migración por ventanas, estableciendo una función de porcentajes de velocidad de migración para todo el cubo (Fig. 26). Esta función de velocidades de migración se prueba en otras líneas, tanto en sentido *Inline* como *Crossline* para verificar el comportamiento de la migración con dicho campo de velocidades (Fig. 27).

Figura 23.- Migración con 60%
Inline 500.

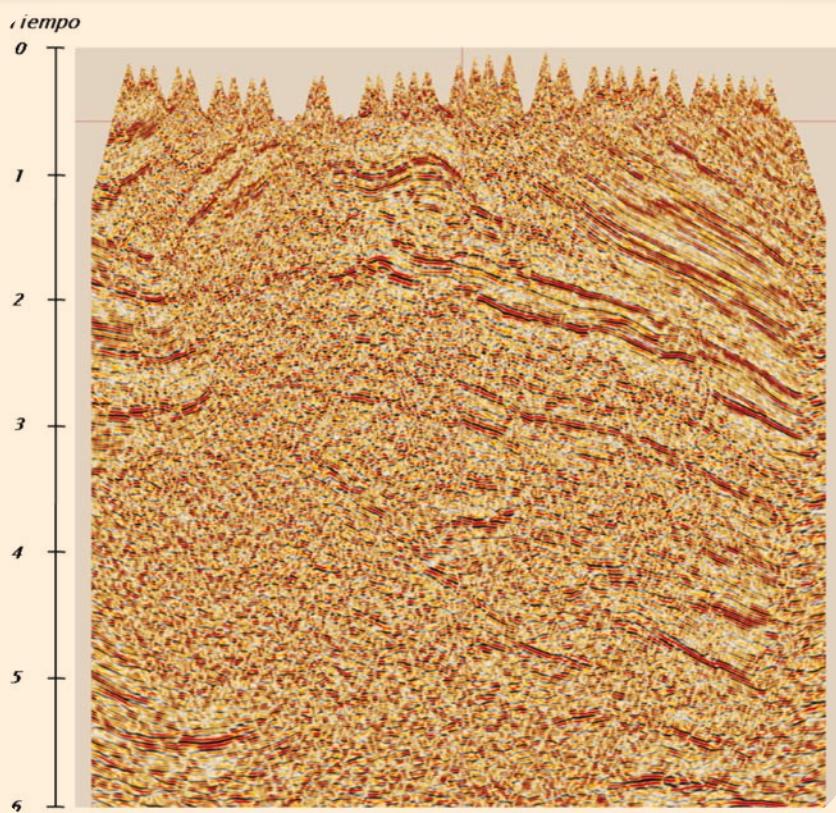


Figura 24.- Migración con 80% Inline
500.

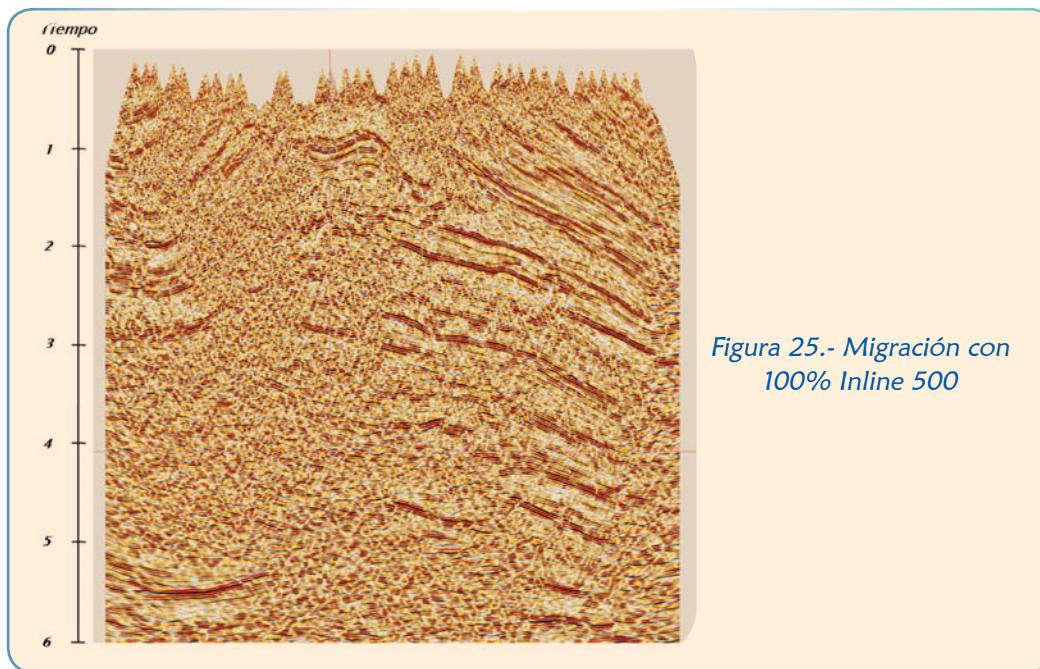


Figura 25.- Migración con 100% Inline 500

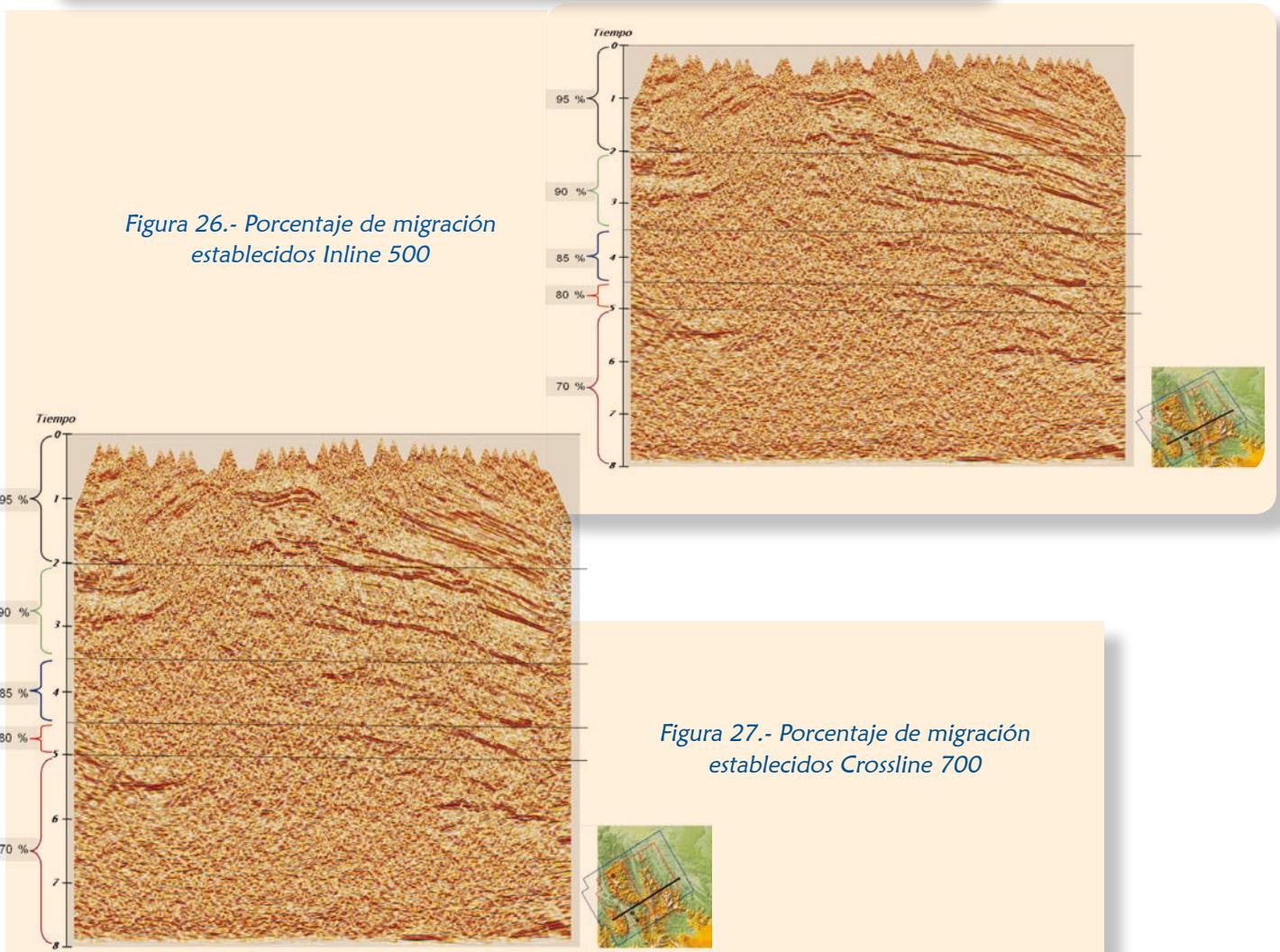


Figura 26.- Porcentaje de migración establecidos Inline 500

Figura 27.- Porcentaje de migración establecidos Crossline 700



MIGRACIÓN FINAL POST-STACK

Hna vez que se lleva a cabo el control de calidad del campo de velocidades de la migración, se migra todo el cubo, se hace una visualización general, tanto en sentido *Inline* como *Crossline* y en tiempo (*Time-Slice*) (Figs. 29, 30 y 31), y se compara con el proceso anterior que es el apilado de DMO (Fig. 28).

Figura 28.- Apilado de DMO *Inline* 1000.

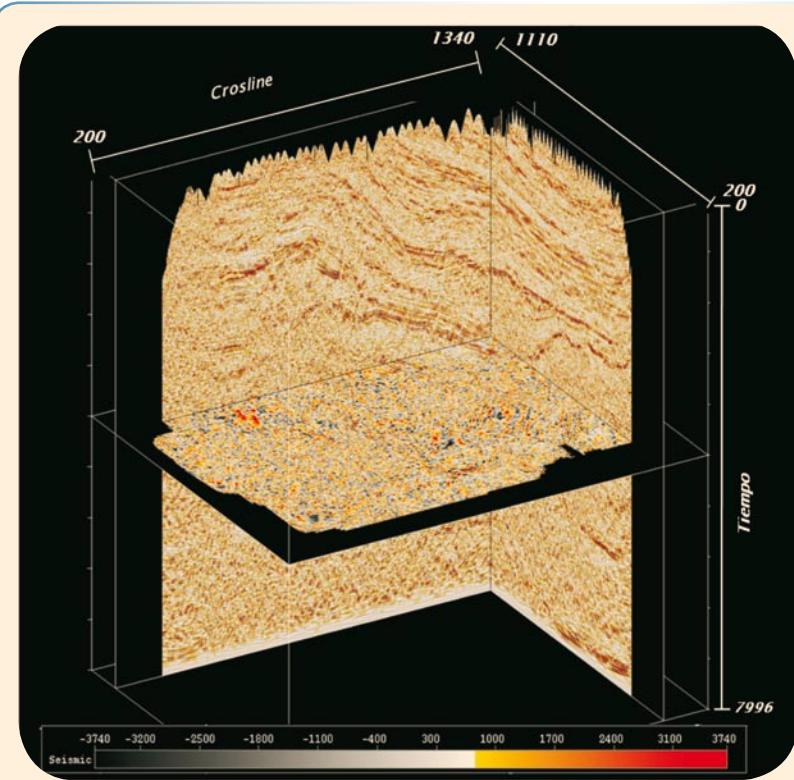
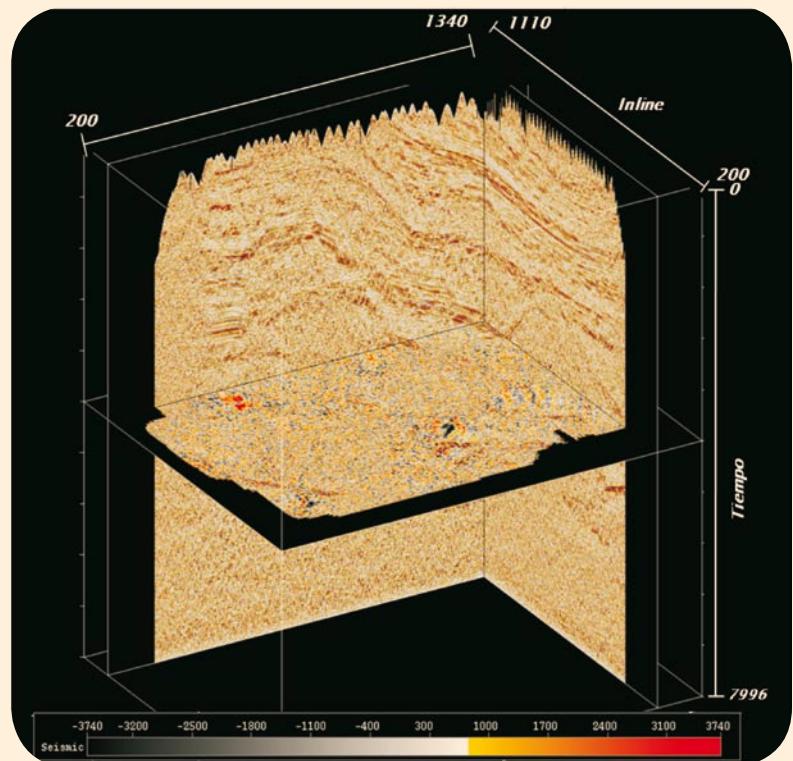


Figura 29.- Migración *Inline* 1000.

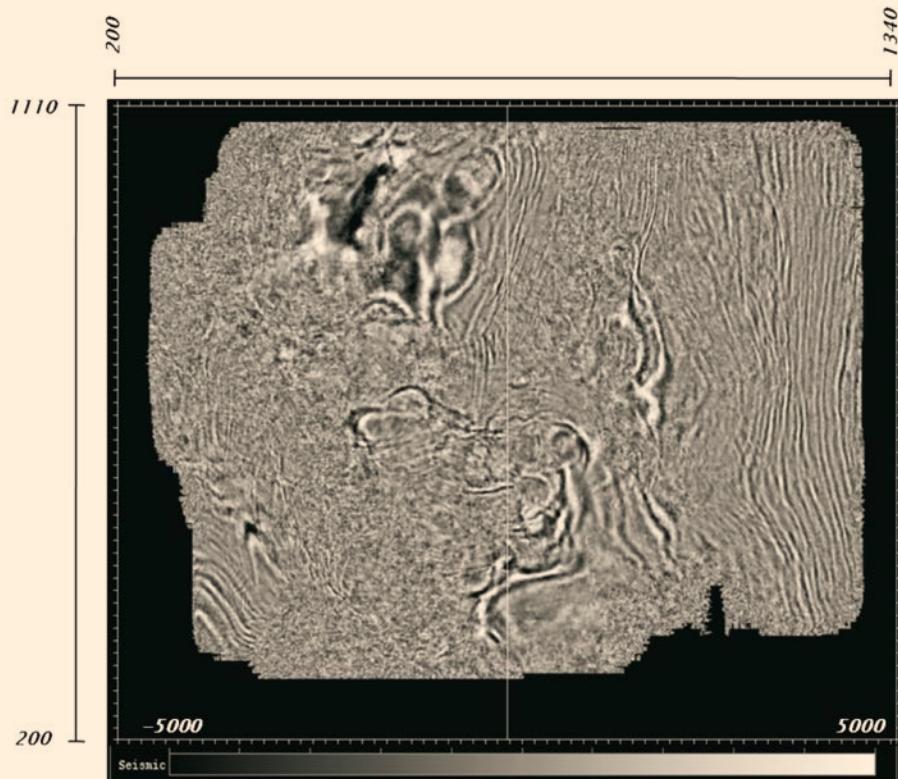


Figura 30.- Apilado de DMO Time-Slice 2 seg.

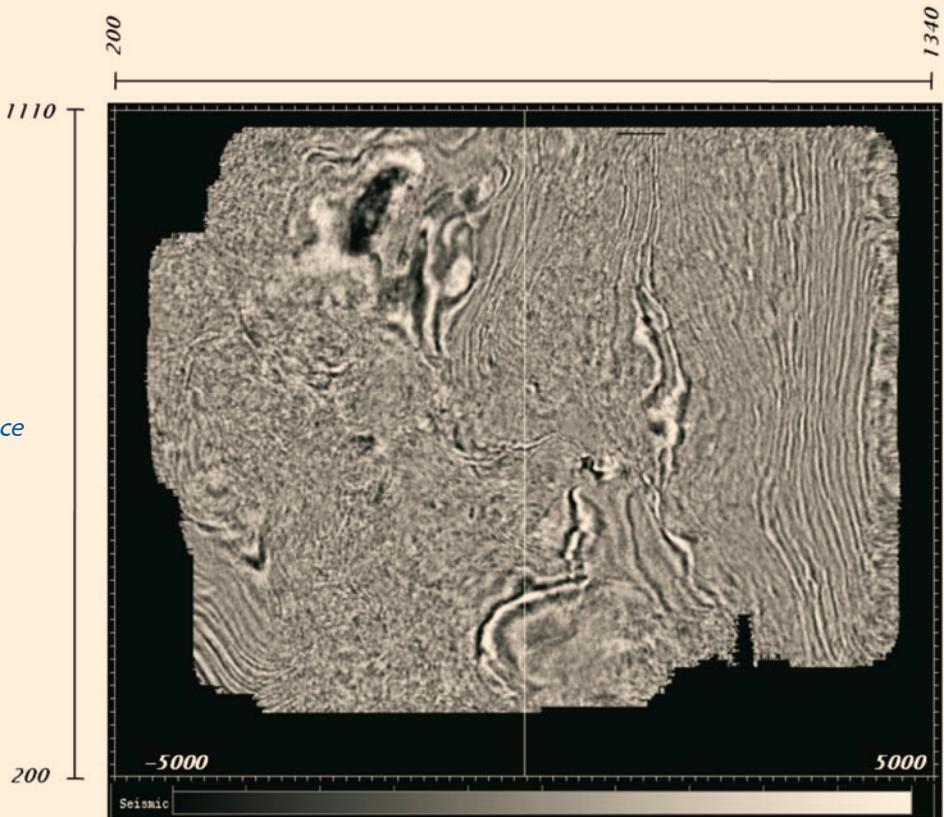


Figura 31.- Migración Time-Slice 2 seg.



MIGRACIÓN FINAL POST-STACK EN TIME-SLICE

API LADO DE REFERENCIA



Una vez terminada la migración se hace la comparación con procesos anteriores, en este caso con el apilado de campo (Figs. 32, 33 y 34).

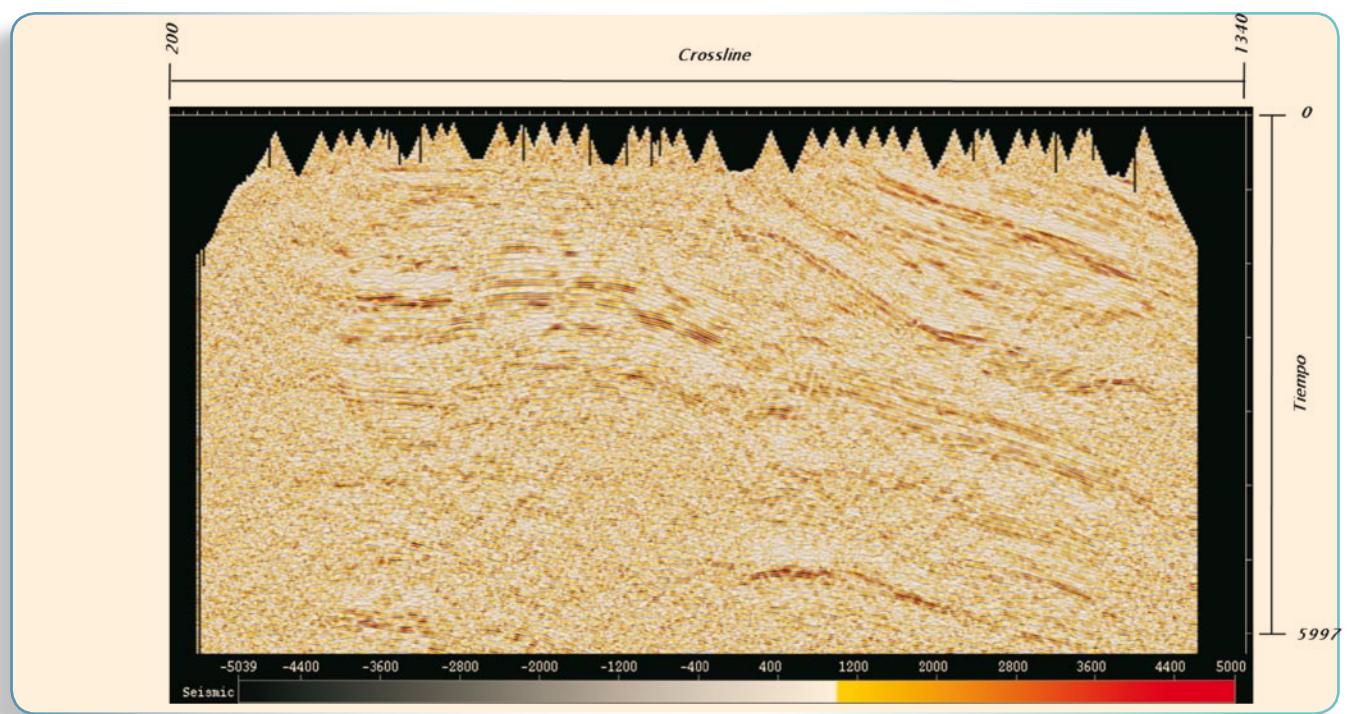
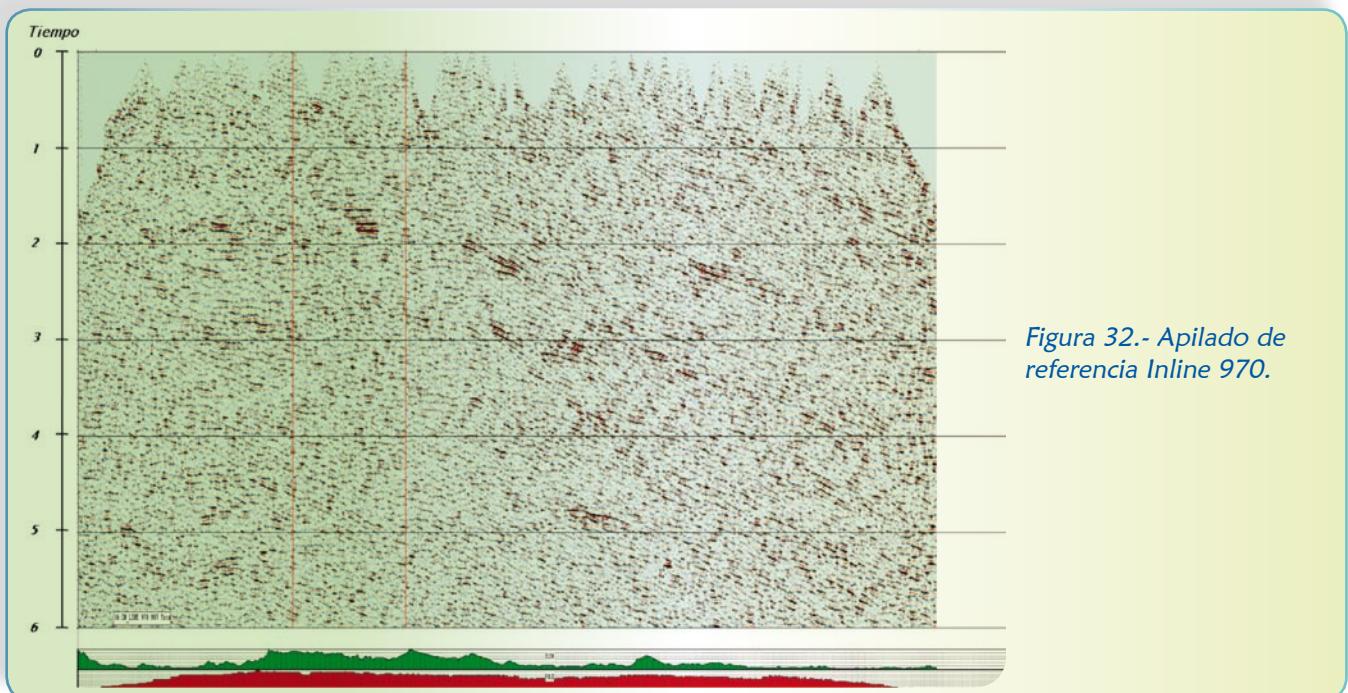


Figura 33.- Apilado de DMO final Inline 970

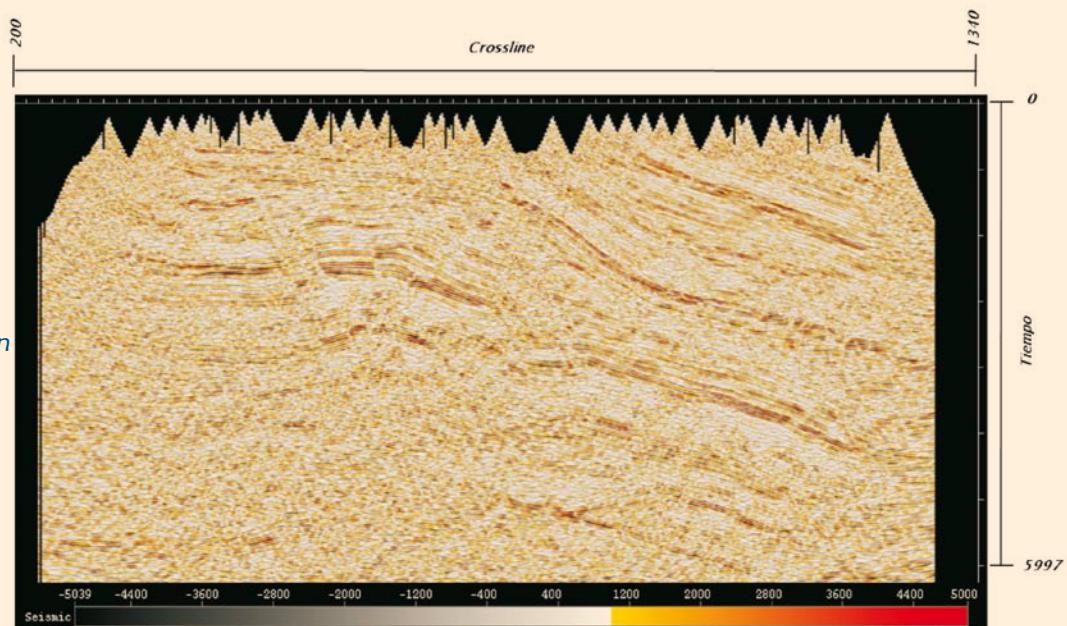


Figura 34.- Migración final Inline 970.



PRODUCTOS FINALES

Como resultado de elegir los parámetros óptimos durante toda la secuencia de proceso se obtiene una migración confiable y de buena calidad para el intérprete (Figs. 35 y 36).

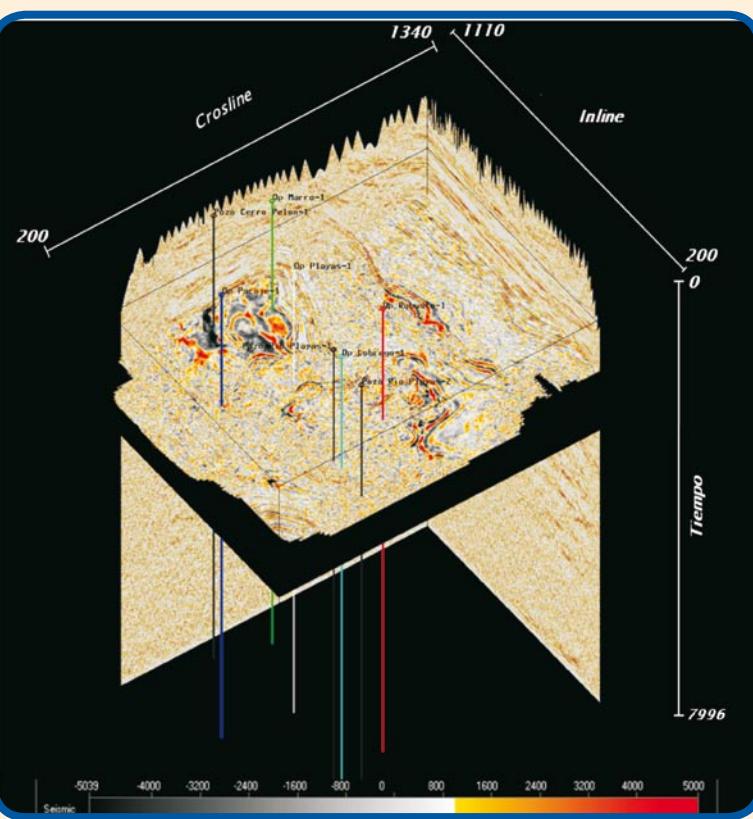
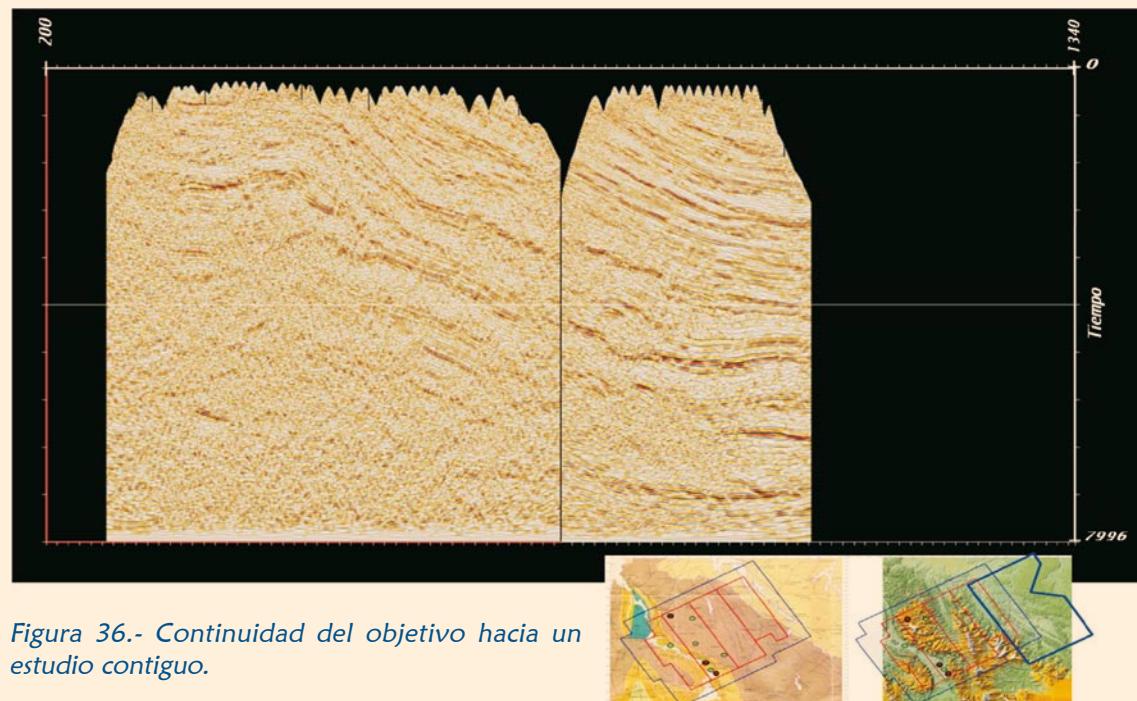


Figura 35.- Ubicación de pozos y oportunidades del proyecto.



CONCLUSIONES

- ✓ Es de suma importancia el trabajo que se lleva a cabo en campo durante la adquisición de datos sísmicos. Las brigadas de COMESA hacen un gran esfuerzo para que los datos se adquieran donde se planearon y los mapas de *pre-plot* y *post-plot* sean lo más parecido posible y al final se tengan datos de campo de buena calidad.
- ✓ El cálculo de las estáticas de refracción por tomografía son un paso crucial en el procesado, ya que son de gran ayuda en la secuencia de proceso.
- ✓ El control que se tiene en el picado de velocidades es muy importante en este tipo de estudios, debido a la complejidad estructural en estas áreas y a la variación lateral de velocidades.
- ✓ Es necesario hacer pruebas suficientes para determinar los parámetros óptimos y extraer el máximo de información de este tipo de datos, y de ser necesario hacer varias iteraciones.
- ✓ Actualmente se está llevando a cabo la migración PSTM de este cubo con la Unión de Estudios Aledaños, por lo que se espera obtener aún un mejor resultado.

Propagación de Ondas Sónicas en Pozos Petroleros: Modelación con Diferencias Finitas Pseudo-Espectrales con Fines Educativos

J.J. PÉREZ GAVILÁN E.⁽¹⁾, ESTEBAN FLORES⁽²⁾, y FRANCISCO J. SÁNCHEZ-SESMA⁽¹⁾

RESUMEN

El uso de herramientas sónicas durante la exploración de yacimientos petroleros es cada vez más común en México. El estudio de los registros de propagación de las ondas sónicas en el fluido permite determinar las lentitudes de las ondas compresionales y de corte y cuando se usan fuentes dipolares cruzadas propiedades como anisotropía y otras características de la formación. El fenómeno de propagación es complejo, se requiere de entrenamiento para comprender los distintos tipos de ondas que se propagan, tanto en el fluido de perforación como en la formación y para visualizar qué es lo que mide la herramienta. Con el propósito de comprender la física del problema se simuló la propagación de ondas sónicas monopolares en 2D utilizando diferencias finitas pseudo-espectrales. Aunque el modelo es simplificado toda la física del problema está representada en forma adecuada y a un costo computacional moderado, se proporcionan detalles de la formulación del modelo de diferencias finitas y el esquema de frontera absorbente utilizado; se presentan 2 ejemplos: una formación lenta y una rápida, respectivamente.



INTRODUCCIÓN

Las herramientas sónicas son cada vez más utilizadas en México para la exploración de yacimientos. En regiones como Chicantepec donde la formación presenta estratos muy delgados de lutitas intercalados con estratos de arenas, la herramienta sónica es

⁽¹⁾ Investigador del Instituto de Ingeniería de la UNAM.

⁽²⁾ Investigador del Instituto Politécnico Nacional. Unidad Zacatenco.



capaz de resolver éstos, operando en modo de alta resolución, lo que permite hacer valoraciones petrofísicas más precisas.

Las herramientas sónicas generan pulsos piezoelectricos que se propagan en el fluido de perforación hasta encontrar la formación donde una parte de la energía se refleja y otra se refracta al interior del medio sólido. La propagación de estas ondas en la formación tiene a su vez efecto sobre el fluido. Estos efectos se miden por receptores en la herramienta y con la interpretación de estas mediciones se conocen importantes características del medio para la industria de extracción. Propiedades, tales como: las velocidades de propagación de las ondas de corte y compresionales, la porosidad, etc. (Fig. 1).

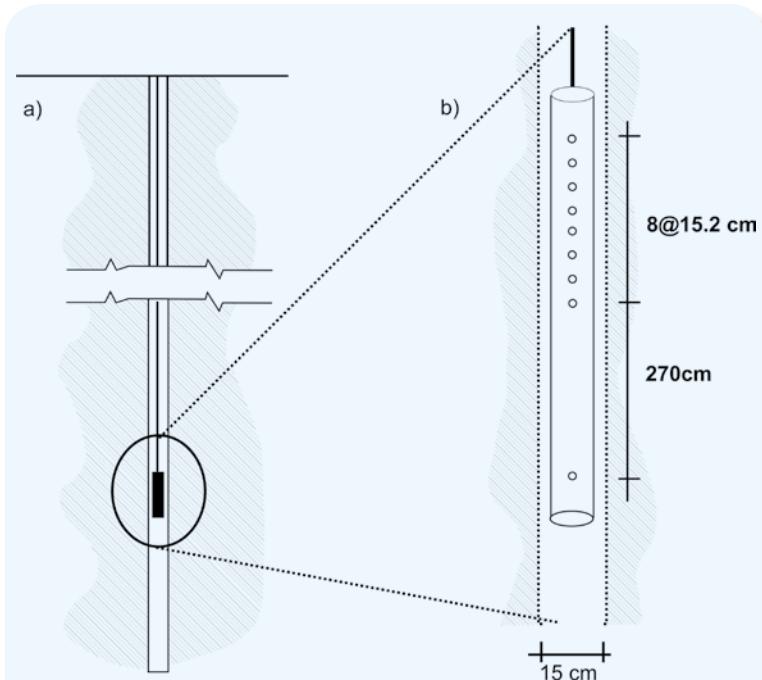


Figura 1.- Herramienta sónica. a) Pozo con herramienta sónica suspendida por un cable, b) Herramienta sónica mostrando la fuente (punto inferior), los receptores y la geometría del arreglo.

La simulación de estos procesos juega un papel determinante en la interpretación de los registros. La simulación permite generar distintos escenarios que sirven como patrones de comparación en el intento de hacer una interpretación de las características de la formación. Casos como la propagación de ondas en medios con estratos, agrietamientos o porosidades con o sin la inclusión de fluido, casos de formaciones con anisotropía, etc.

Pero la simulación permite al ingeniero familiarizarse con la física del problema, visualizar los distintos tipos de ondas que se propagan dependiendo del tipo de formación y propiedades del fluido de perforación. Estas simulaciones proveen de información invaluable al ingeniero geofísico cuando se enfrenta a los registros de pozo para su interpretación.

Para representar la física del problema de propagación a que nos hemos referido se seleccionó un modelo en 2D con diferencias finitas pseudo-espectrales. Aun con lo simplificado del modelo, ejemplos hechos con simulaciones en 2.5 D y en 3D permitieron corroborar que toda la física del problema es representada en forma adecuada por el modelo en 2D. Por otro lado, el costo computacional del modelo en 2D es moderado



(del orden de 2 h en una PC en las simulaciones que se presentan), lo cual lo hace muy adecuado para la generación de distintos escenarios en forma económica y rápida.

En el Método Pseudo-Espectral (Ávila Carrera, R. *et al.*, 1995) de diferencias finitas, las derivadas espaciales se realizan utilizando el formalismo de la Transformada Rápida de Fourier. Esto es equivalente a un esquema de orden infinito de diferencias finitas (Begnt, F., 1986), lo que en la práctica se traduce en simulaciones poco ruidosas y estables aun en largos tiempos de simulación. Las derivadas temporales se realizan con un esquema de primer orden, tanto las derivadas espaciales como las temporales se realizan en un esquema de malla alternada que permite obtener las derivadas en forma óptima.

La verificación de la implementación de la formulación en diferencias finitas se hizo usando una solución analítica obtenida con el método del número de una discreto (Bouchon, M. *et al.*, 1977) que a su vez fue corroborada con soluciones de la literatura (Tang, X.M. *et al.*, 2004).



FORMULACIÓN PSEUDO-ESPECTRAL

Ecuaciones de equilibrio en términos de velocidades:

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + f_x = \rho \frac{\partial}{\partial t} \dot{u} \quad (1)$$

$$\frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + f_y = \rho \frac{\partial}{\partial t} \dot{v} \quad (2)$$

Tomando la derivada con respecto al tiempo de la Ley de Hooke se tiene la relación constitutiva en términos de velocidades y esfuerzos.

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial t} = (\lambda + 2\mu) \frac{\partial \dot{u}}{\partial x} + \lambda \frac{\partial \dot{v}}{\partial y} + m_{xx} \quad (3)$$

$$\frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial t} = (\lambda + 2\mu) \frac{\partial \dot{v}}{\partial y} + \lambda \frac{\partial \dot{u}}{\partial x} + m_{yy} \quad (4)$$



$$\frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial t} = \mu \frac{\partial \dot{u}}{\partial y} + \mu \frac{\partial \dot{v}}{\partial x} + m_{xy} \quad (5)$$

donde: m_{xx} , m_{yy} y m_{xy} son derivadas de esfuerzo con respecto al tiempo y que pueden utilizarse para representar a la fuente.

Las derivadas en el tiempo pueden escribirse en un esquema centrado de diferencias finitas como:

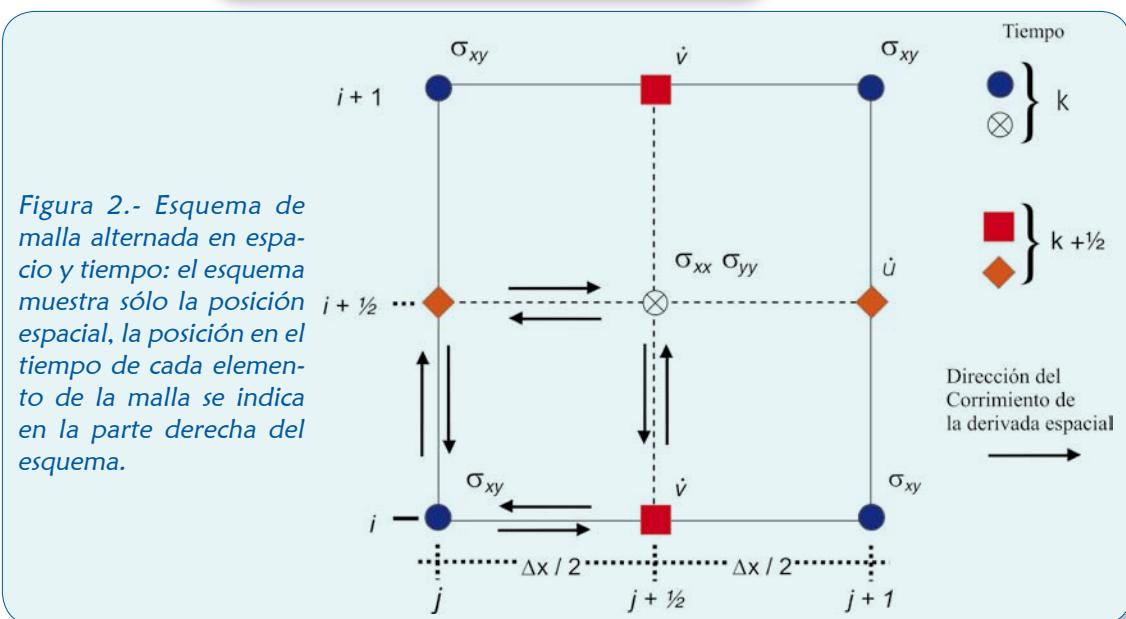
$$\left(\frac{\partial \dot{u}}{\partial t} \right)^k = \frac{\dot{u}^{k+\frac{1}{2}} - \dot{u}^{k-\frac{1}{2}}}{\Delta_t} \quad (6)$$

$$\left(\frac{\partial \dot{v}}{\partial t} \right)^k = \frac{\dot{v}^{k+\frac{1}{2}} - \dot{v}^{k-\frac{1}{2}}}{\Delta_t} \quad (7)$$

$$\left(\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial t} \right)^{k+\frac{1}{2}} = \frac{\sigma_{xx}^{k+1} - \sigma_{xx}^k}{\Delta_t} \quad (8)$$

$$\left(\frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial t} \right)^{k+\frac{1}{2}} = \frac{\sigma_{yy}^{k+1} - \sigma_{yy}^k}{\Delta_t} \quad (9)$$

$$\left(\frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial t} \right)^{k+\frac{1}{2}} = \frac{\sigma_{xy}^{k+1} - \sigma_{xy}^k}{\Delta_t} \quad (10)$$





Sustituyendo las ecuaciones 6 y 7 en 1 y 2 respectivamente, planteadas estas últimas en el tiempo k , pueden expresarse *explícitamente* las velocidades en el tiempo $k+1/2$ en términos de cantidades y en tiempos anteriores. Se indica la posición en el espacio sólo en el símbolo a la izquierda de cada ecuación, debe entenderse que todas las cantidades de la ecuación se plantean en el mismo punto en el espacio, incluyendo el material.

$$\dot{u}_{i+\frac{1}{2},j}^{k+\frac{1}{2}} = \frac{\Delta_t}{\rho} \left(\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} \right)_\leftarrow^k + \frac{\Delta_t}{\rho} \left(\frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} \uparrow \right)^k + \frac{\Delta_t}{\rho} (f_x)^k + \dot{u}^{k-\frac{1}{2}} \quad (11)$$

$$\dot{v}_{i,j+\frac{1}{2}}^{k+\frac{1}{2}} = \frac{\Delta_t}{\rho} \left(\frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial x} \right)_\rightarrow^k + \frac{\Delta_t}{\rho} \left(\frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} \downarrow \right)^k + \frac{\Delta_t}{\rho} (f_y)^k + \dot{v}^{k-\frac{1}{2}} \quad (12)$$

En forma similar sustituyendo las ecuaciones 8, 9 y 10 en 3, 4 y 5, las 3 últimas planteadas, esta vez, en el tiempo $k+1/2$ se pueden obtener ecuaciones explícitas para los esfuerzos en el tiempo $k+1$ en términos de cantidades y en tiempos previos así:

$$(\sigma_{xx})_{i+\frac{1}{2},j+\frac{1}{2}}^{k+1} = \Delta_t \rho \alpha^2 \left(\frac{\partial \dot{u}}{\partial x} \right)_\rightarrow^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \rho (\alpha^2 - 2\beta^2) \left(\frac{\partial \dot{v}}{\partial y} \uparrow \right)^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \dot{m}_{xx} + (\sigma_{xx})^k \quad (13)$$

$$(\sigma_{yy})_{i+\frac{1}{2},j+\frac{1}{2}}^{k+1} = \Delta_t \rho \alpha^2 \left(\frac{\partial \dot{v}}{\partial y} \uparrow \right)^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \rho (\alpha^2 - 2\beta^2) \left(\frac{\partial \dot{u}}{\partial x} \right)_\rightarrow^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \dot{m}_{yy} + (\sigma_{yy})^k \quad (14)$$

$$(\sigma_{xy})_{i,j}^{k+1} = \Delta_t \rho \beta^2 \left(\frac{\partial \dot{u}}{\partial y} \downarrow \right)^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \rho \beta^2 \left(\frac{\partial \dot{v}}{\partial x} \right)_\leftarrow^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \dot{m}_{xy} + (\sigma_{xy})^k \quad (15)$$

Para obtener las derivadas espaciales se utiliza el formalismo de la Transformada de Fourier:

$$\frac{\partial f}{\partial t} \left(x \pm \frac{\Delta x}{2} \right) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} F(k) i k e^{ik(x \pm \Delta x / 2)} dk \quad (16)$$

donde:

$$F(k) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) e^{-ikx} dx \quad (17)$$



Las flechas que aparecen en las ecuaciones indican la dirección del corrimiento de las derivadas. Por ejemplo, \leftarrow [ver la parte inferior del esquema (Fig. 2)] indica que la cantidad que aparece junto a la cola de la flecha, \dot{v} se deriva con respecto a x y se valúa en $x - \Delta x/2$.

FRONTERA ABSORBENTE



Para evitar las reflexiones debidas a fronteras ficticias se utiliza el Método de Kosloff (Kosloff, D. and Baysal, E., 1982). En este método se busca que la solución al problema sea de la forma $u = f(t-x/\beta)e^{-\gamma t}$ donde γ es un parámetro que determina qué tan rápido se disipa la respuesta. No es difícil ver que la expresión anterior es solución a la ecuación diferencial:

$$\beta^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + 2\gamma \frac{\partial u}{\partial t} - \gamma^2 u \quad (18)$$

equivale a que, en la ecuación de onda, la derivada con respecto al tiempo se reemplace por un nuevo operador de la forma:

$$\frac{\tilde{\partial}}{\partial t} \leftarrow \frac{\partial}{\partial t} + \gamma \quad \text{i.e.} \quad \beta^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \frac{\tilde{\partial}^2 u}{\partial t^2} \quad (19)$$

Si tomamos esta nueva definición de derivada, la ecuación 6 queda:

$$\frac{\tilde{\partial}}{\partial t} \dot{u} = \frac{\partial}{\partial t} \dot{u} + \gamma \dot{u} \quad (20)$$

en diferencias finitas:

$$\left(\frac{\tilde{\partial}}{\partial t} \dot{u} \right)^k = \frac{\dot{u}^{k+\gamma/2} - \dot{u}^{k-\gamma/2}}{\Delta t} + \gamma \frac{\dot{u}^{k+\gamma/2} + \dot{u}^{k-\gamma/2}}{2} = \frac{Q^+ \dot{u}^{k+\gamma/2} - Q^- \dot{u}^{k-\gamma/2}}{\Delta t} \quad (21)$$

donde:

$$Q^+ = (1 + \Delta_t \gamma / 2)$$

$$Q^- = (1 - \Delta_t \gamma / 2)$$

En forma similar se pueden representar el resto de las derivadas. Es evidente que si $\gamma = 0$ no habrá ningún efecto de atenuación. Sustituyendo las nuevas definiciones de derivadas en las ecuaciones 6-10 como anteriormente se obtienen las ecuaciones finales:

$$\dot{u}_{i,j}^{k+\gamma/2} = \frac{1}{Q^+} \left(\frac{\Delta_t}{\rho} \left(\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} \right)^k + \frac{\Delta_t}{\rho} \left(\frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} \downarrow \right)^k + \frac{\Delta_t}{\rho} (f_x)^k + Q^- \dot{u}^{k-\gamma/2} \right) \quad (22)$$



$$v_{i+\frac{1}{2}, j+\frac{1}{2}}^{k+\frac{1}{2}} = \frac{1}{Q^+} \left(\frac{\Delta_t}{\rho} \left(\frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} \right)^k + \frac{\Delta_t}{\rho} \left(\frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} \uparrow \right)^k + \frac{\Delta_t}{\rho} (f_y) + Q^- v^{k-\frac{1}{2}} \right) \quad (23)$$

$$(\sigma_{xx})_{i,j+1}^{k+1} = \frac{1}{Q^+} \left(\Delta_t \rho \alpha^2 \left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \rho (\alpha^2 - 2\beta^2) \left(\frac{\partial v}{\partial y} \downarrow \right)^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t m_{xx} + Q^- \sigma_{xx}^{k-1} \right) \quad (24)$$

$$(\sigma_{yy})_{i,j+1}^{k+1} = \frac{1}{Q^+} \left(\Delta_t \rho \alpha^2 \left(\frac{\partial v}{\partial y} \right)^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \rho (\alpha^2 - 2\beta^2) \left(\frac{\partial u}{\partial x} \downarrow \right)^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t m_{yy} + Q^- \sigma_{yy}^{k-1} \right) \quad (25)$$

$$(\sigma_{xy})_{i+1,j}^{k+1} = \frac{1}{Q^+} \left(\Delta_t \rho \beta^2 \left(\frac{\partial u}{\partial y} \uparrow \right)^{k+\frac{1}{2}} + \Delta_t \rho \beta^2 \left(\frac{\partial v}{\partial x} \right)^{k+\frac{1}{2}} \Delta_t m_{xy} + Q^- \sigma_{xy}^{k-1} \right) \quad (26)$$

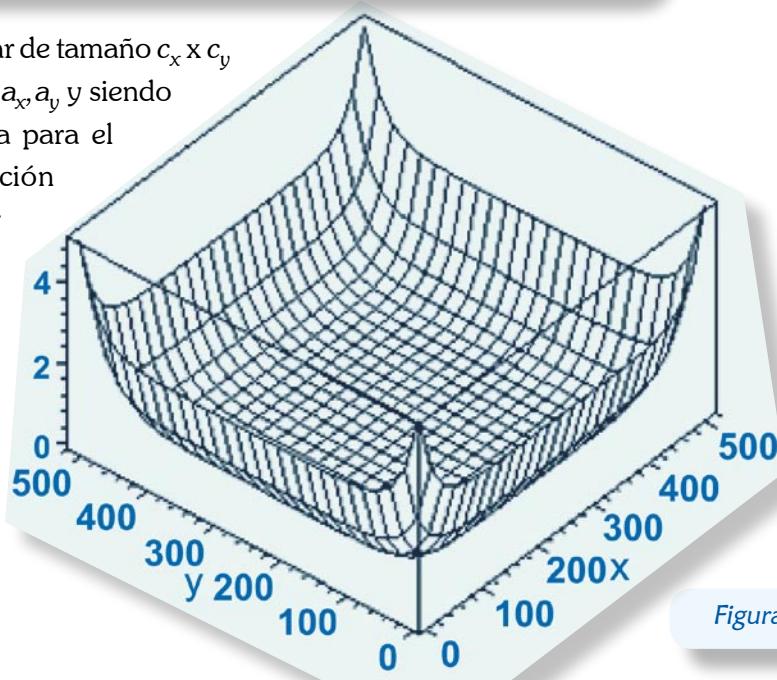


DETERMINACIÓN DEL PARÁMETRO

Una función que puede utilizarse para determinar γ es la siguiente:

$$\gamma(x, y) = (\gamma_1^{x/a_x} + \gamma_1^{-(x-c_x)/a_x} + \gamma_1^{y/a_y} + \gamma_1^{-(y-c_y)/a_y}) \gamma_0 \quad (27)$$

para una malla rectangular de tamaño $c_x \times c_y$
márgenes de atenuación a_x, a_y y siendo
 $2\gamma_0\gamma_1$ el valor de gamma para el
cual ya no hay atenuación
apreciable y $2\gamma_0$ el valor máximo de γ . Si usamos
 $c_x \times c_y = 512 \times 512$, $a_x = a_y = 100$, $\gamma_0 = 2.5$ y
 $\gamma_1 = 0.02$, la función se
muestra en la figura 3.

Figura 3.- $\gamma(x, y)$



Para estimar el valor de γ_0 observar que la ecuación 22 puede escribirse como:

$$\dot{u}_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} = \frac{\mathcal{Q}^-}{\mathcal{Q}^+} \dot{u}_{i,j}^{k-\frac{1}{2}} + \frac{1}{\mathcal{Q}^+} \{ \} \quad (28)$$

Si graficamos Q^-/Q^+ en función de $\gamma\Delta_t / 2$ (Fig. 4) se observa que para valores de $\gamma\Delta_t / 2 < 0.01$ puede considerarse que ya no hay atenuación y que para valores de $\gamma\Delta_t / 2 > 1$ la onda no sólo se atenúa, sino que empieza a regresarse, claramente es indeseable. Se puede concluir que el valor máximo de $\gamma_0 = 1/\Delta_t$.

La principal ventaja de esta función es que resulta muy simple controlar la variación de γ , ya que los parámetros incluyen directamente las dimensiones de la malla y los tamaños de las franjas de absorción.

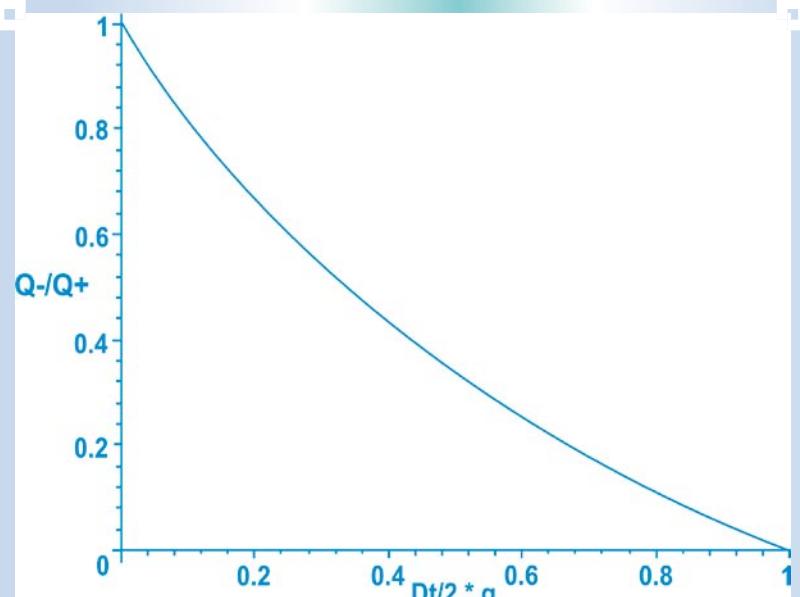


Figura 4.- Q^- / Q^+ vs $\gamma\Delta_t / 2$

En la figura 7 se muestra la propagación de ondas en la formación lenta, cuyos parámetros se indican más adelante. En ésta (Fig. 7) se observa que el esquema de frontera absorbente utilizado, así como la función de atenuación propuesta funcionan muy bien, ya que no se observan reflexiones y se percibe claramente una zona cerca de las fronteras donde las ondas sufren una importante atenuación.

EJEMPLOS



A continuación se presentan dos ejemplos en 2D. Se trata de la propagación de ondas sónicas monopulares en una formación lenta y otra rápida.

La formación lenta tiene los siguientes parámetros:



TABLA 1
PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN LENTA

FLUIDO	FORMACIÓN
$\alpha_f = 1.0$ $\beta_f = 0$ $\rho_f = 1.0$ $r = 1.0$ $\Delta_x = 0.15$ malla de 512 x 512, ancho de zonas de absorción 100 puntos $\Delta_t = 0.008333$	$\alpha = 1.5$ $\beta = 0.75 < \alpha_f$ $\rho = 2.5$

En la figura 5 se muestran las señales obtenidas en cada uno de los receptores de la herramienta y algunas de la figura 8.

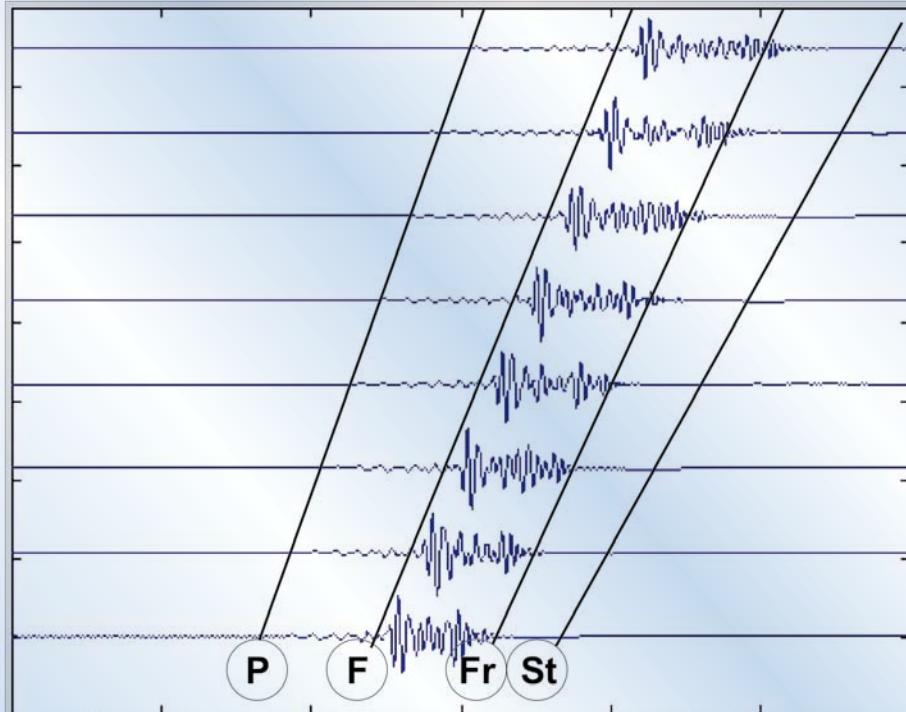


Figura 5.- Trazas de formación lenta, Onda P cabecera, (F) Modos de propagación en el fluido, (Fr) Ondas refractadas por las ondas S que no aparecen como cabeceras, debido a que la onda S, en la formación, es más lenta que la velocidad en el fluido, (St) Onda de Stoneley es casi imperceptible en las trazas, pero puede observarse claramente en la figura 8.



La formación rápida tiene los siguientes parámetros:

TABLA 2
PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN RÁPIDA

FLUIDO	FORMACIÓN
$\alpha_f = 1.0$ $\beta_f = 0$ $\rho_f = 1.0$ $r = 1.0$ $\Delta_x = 0.15$ malla de 512 x 512, ancho de zonas de absorción 100 puntos $\Delta_t = 0.01$	$\alpha = 3.0$ $\beta = 2.0 > \alpha_f$ $\rho = 2.5$

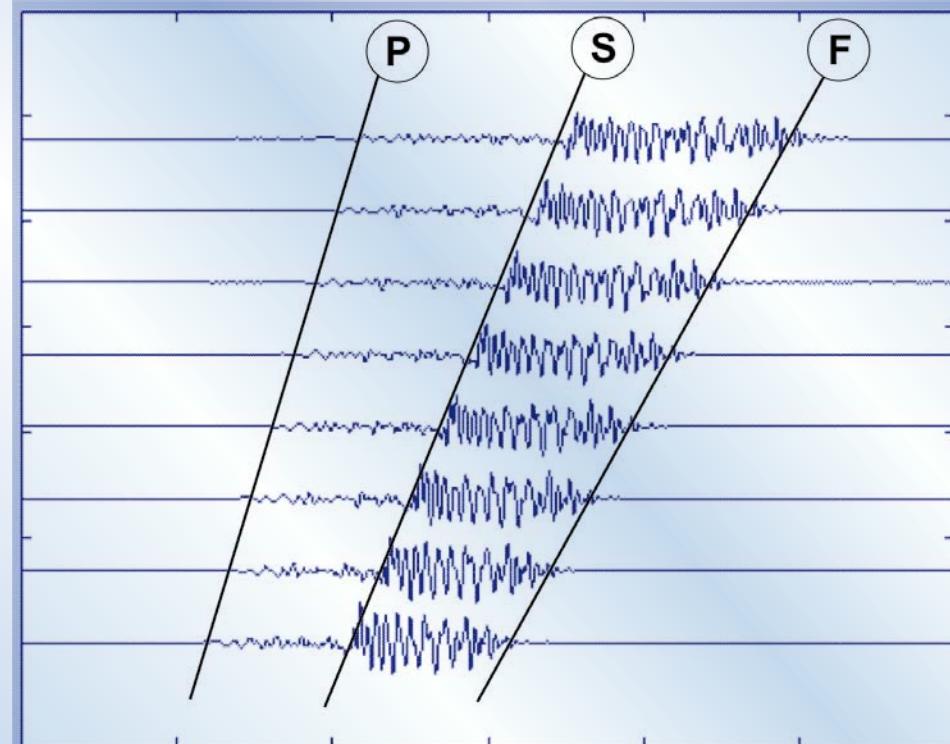


Figura 6.- Trazas de formación rápida, Ondas cabeceras P y S, las cabeceras S se pueden observar, ya que la velocidad de propagación en el fluido es más lenta que la velocidad de la onda S en la formación; (F) paquete de ondas atrapadas en el fluido.

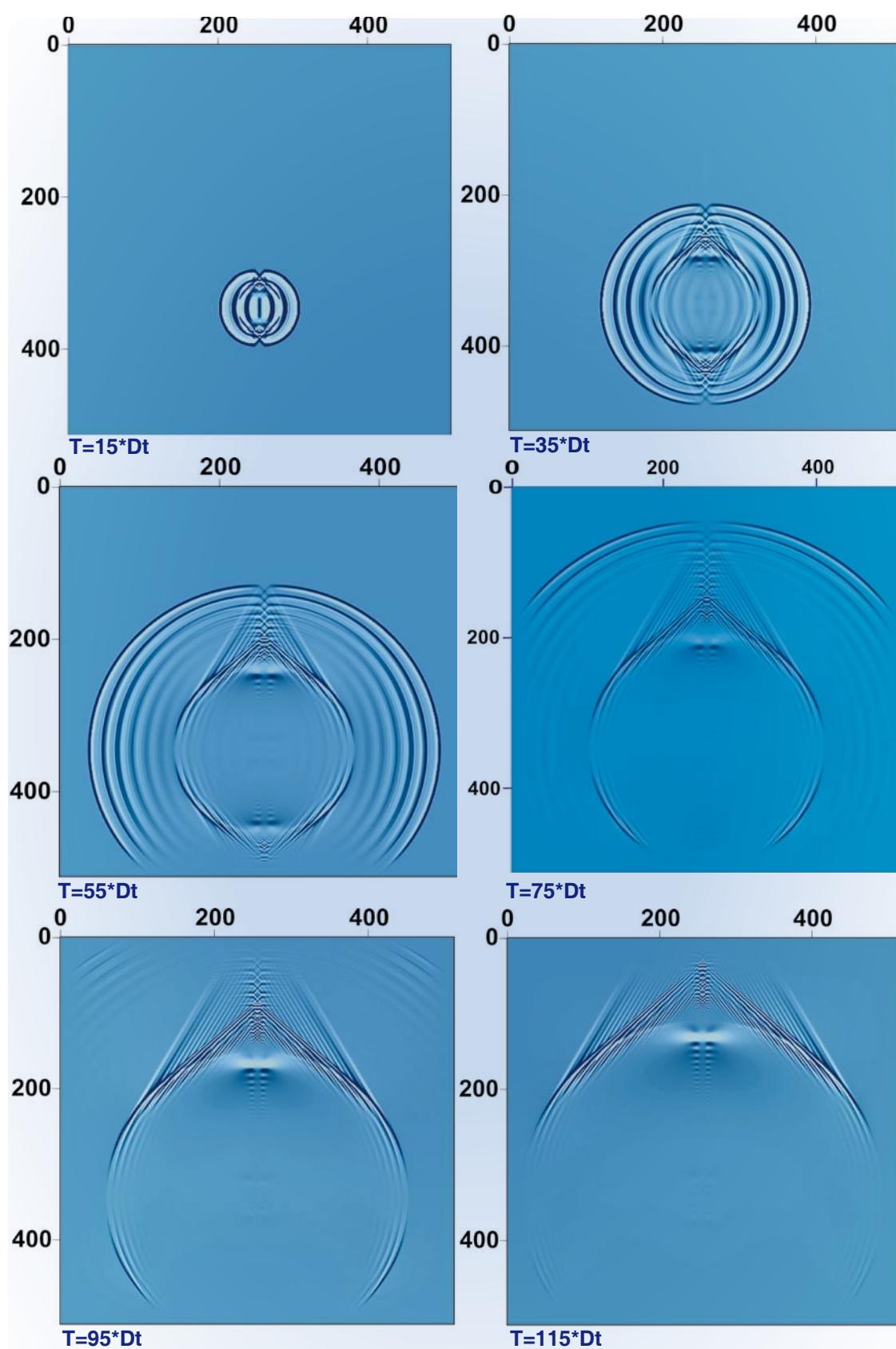


Figura 7.- Formación lenta, frontera absorbente

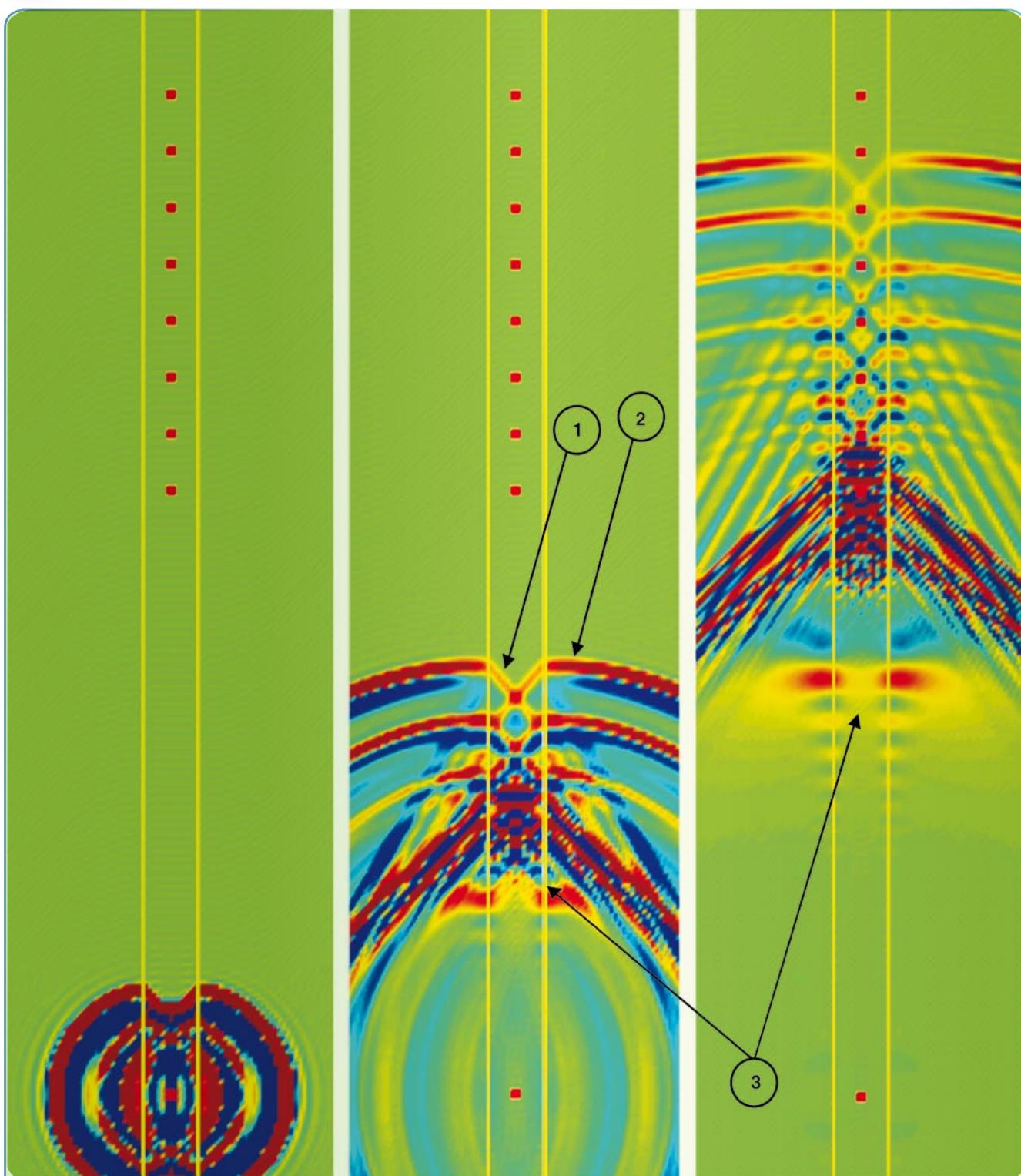


Figura 8.- Formación lenta: se indican el punto fuente y los receptores. 1: Onda cabecera P refractada en el fluido, 2: Onda P en la formación, 3: Onda de Stoneley (casi imperceptible en las trazas).

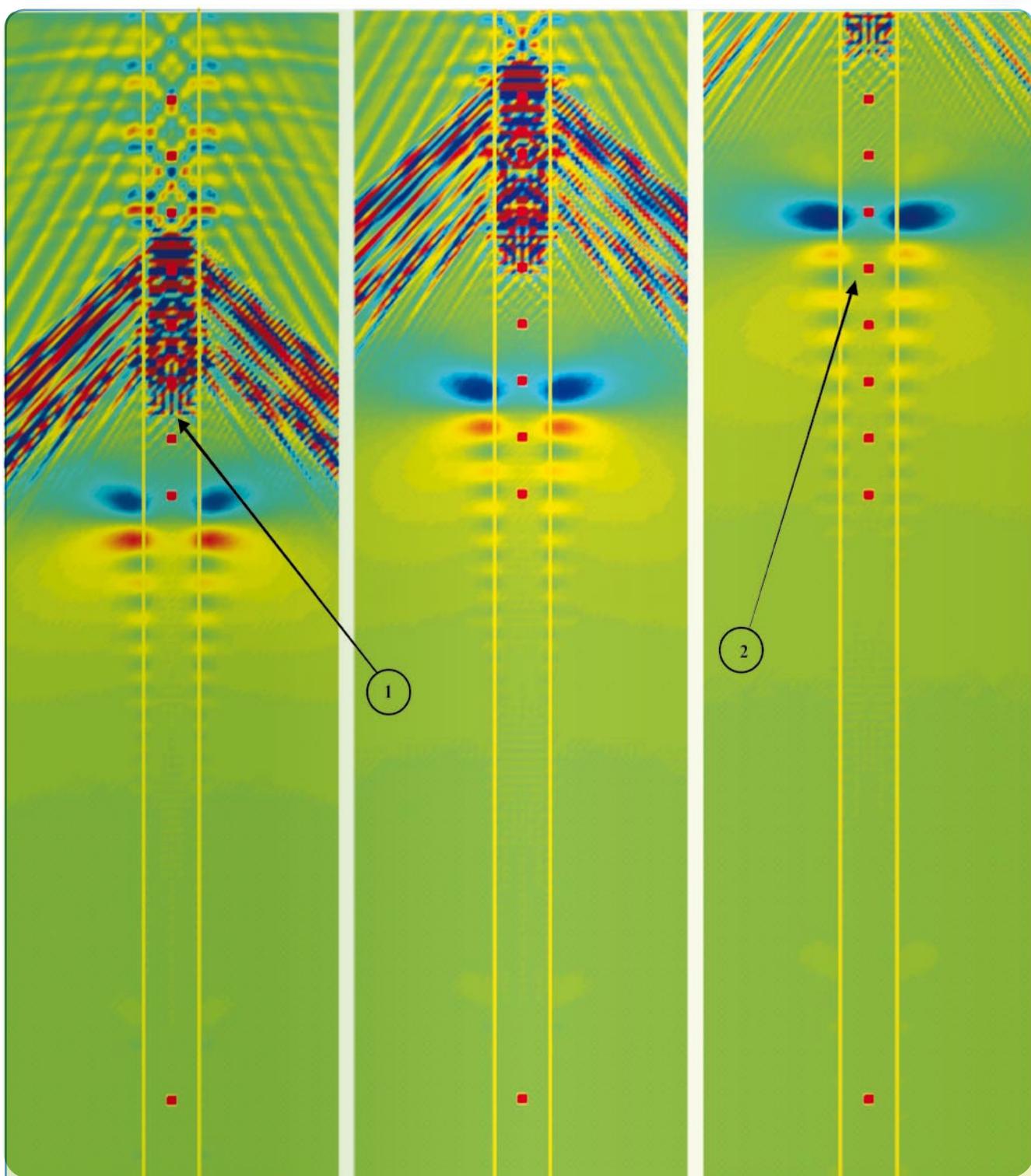


Figura 8.- (cont.) Formación lenta 1: Paquete de ondas atrapadas (modos del fluido) y 2: Ondas de Stoneley de baja energía.

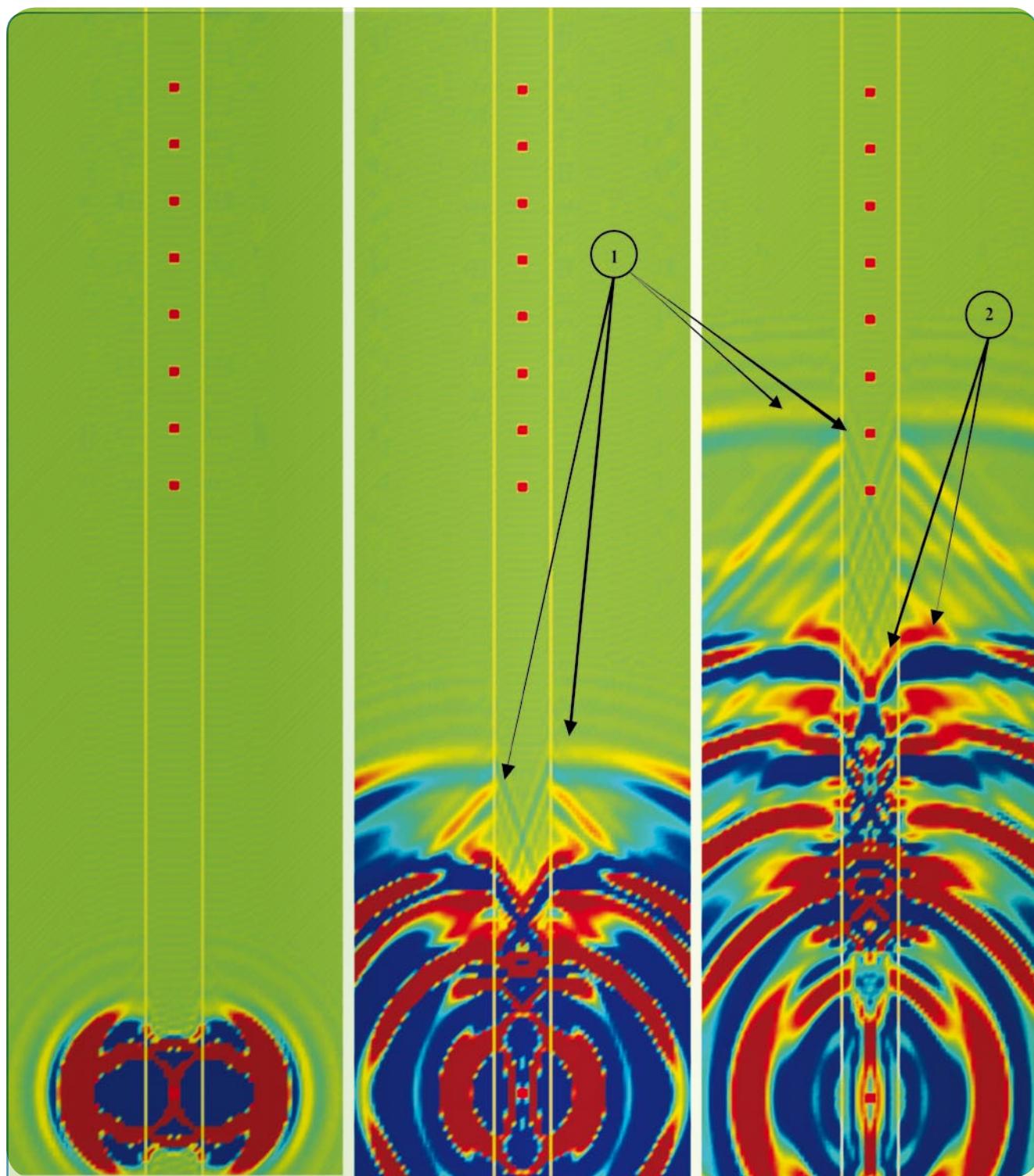


Figura 9.- Formación rápida 1: Ondas P en la formación y sus cabeceras en el fluido y 2: Onda S en la formación y su cabecera en el fluido.

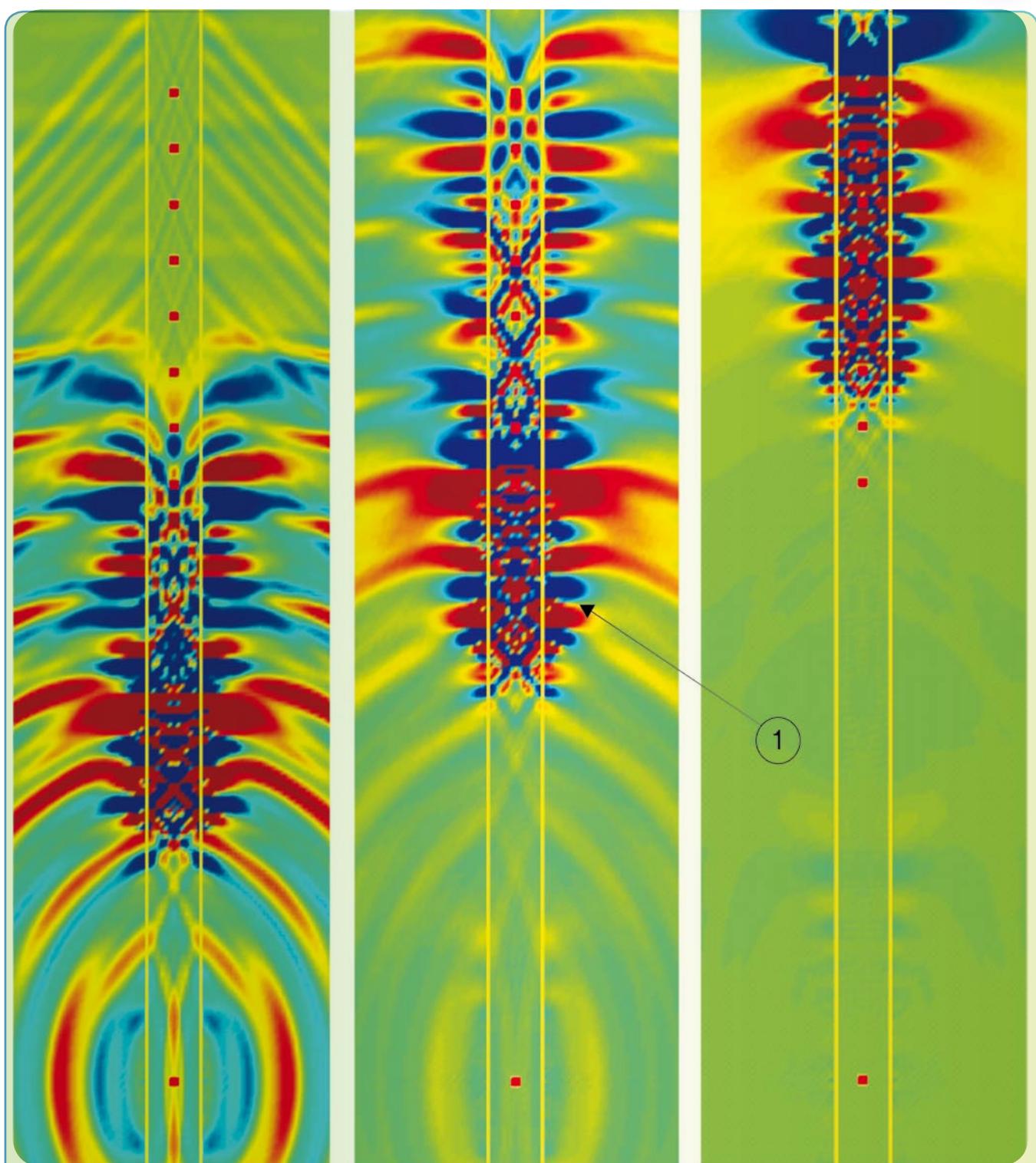


Figura 9.- (cont.) Formación rápida 1: Paquete de ondas atrapadas en el fluido



CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos con el modelo 2D de diferencias finitas pseudo-espectrales dan una clara imagen de la física del problema de propagación de ondas en la vecindad de pozos petroleros. La simplicidad del modelo permite simulaciones que tienen un costo computacional moderado y por lo mismo puede utilizarse para generar diversos escenarios de interés; por otro lado, la solución es muy estable aun para tiempos largos de simulación. Lo anterior se atribuye a la precisión que se logra con las derivadas espaciales utilizando el formalismo de la Transformada Rápida de Fourier y la malla alternada que permiten obtener las derivadas en forma óptima.

RECONOCIMIENTOS

Hn especial agradecimiento al Dr. Efraín Méndez Hernández por sus valiosos comentarios y sugerencias.

REFERENCIAS

Ávila-Carrera, R.; Sánchez-Sesma, F.J. y Madariaga, R., 1995. "Introducción al Método Pseudo-Espectral para la Simulación de la Propagación de Ondas Elásticas.", *Unión Geofísica Mexicana, Monography*, vol. 2, pp. 76-88.

Begnt, F., 1986. "The Pseudospectral Method: Comparisons with Infinite Differences for the Elastic Wave Propagation". *Geophysicist*, vol. 52, pp. 483-501.

Bouchon, M. and Aki, K., 1977. Discrete Wave Number Representation of Seismic Source Wave Fields. *Bull. Seismol. Soc. Am.*, vol. 67, pp. 259-277.

Tang, X.M. and Cheng, A., 2004. Quantitative Bore-hole Acoustic Methods, Elsevier, Seismic Exploration Series, vol. 24.

Koslöff, D. and Baysal, E., 1982. Forward Modelling by the Fourier Method. *Geophysical Research*, vol. 47, pp. 1402-1412.

USO Y ABUSO DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA

JOSÉ GERARDO BELTRÁN VÁZQUEZ⁽¹⁾ y HORACIO NAVA MEDINA⁽¹⁾

PREÁMBULO

Desde los inicios en los trabajos de Petróleos Mexicanos en Exploración y Producción, la cartografía impresa ha sido parte fundamental de: la cadena de valor, la ubicación de las líneas sísmicas, localizaciones, pozos, líneas de conducción e instalaciones, se han visto plasmadas en planos que se han generado alrededor de cada actividad, tanto para el análisis como para el desarrollo de nuevos y ambiciosos proyectos.



Figura 1.- Cadena de valor de Petróleos Mexicanos en Exploración y Producción

Durante todo el proceso exploratorio, la información en mapas es básica, tanto en la planeación de Estudios Sísmicos Bidimensionales y Tridimensionales (terrestres y marinos) como de la factibilidad de nuevas localizaciones exploratorias, estudios geofísicos y geotécnicos; la verificación de posicionamiento de plataformas marinas o de pozos profundos en tierra, el diseño de las líneas de conducción y el arribo a las diferentes instalaciones petroleras requieren de trabajos de ingeniería con la mayor precisión posible, con el propósito de reducir riesgos y costos de cada actividad, dándole una mayor probabilidad de éxito a los proyectos.



⁽¹⁾ Activo de Exploración Golfo de México Norte. Coordinación de Operaciones Exploratorias.



En años recientes, la manera en que se hacen los análisis geográficos han cambiado notablemente producto de los avances tecnológicos, actualmente la tecnología nos ha permitido automatizar los procesos matemáticos y nos ofrece herramientas impresionantes para alcanzar nuestros objetivos técnicos. La geodesia, topografía y cartografía son un ejemplo del uso de estos avances, la geodesia se ha visto beneficiada con el uso de la herramienta de GPS (Sistema de Posicionamiento Global). La topografía con el uso de estaciones totales robotizadas y los colectores de datos electrónicos nos permite reducir considerablemente los tiempos de ejecución de los trabajos de campo y por ende un ahorro en los costos de operación, y la cartografía a la informática creó los sistemas de dibujo asistido por computadoras, dando paso a los Sistemas de Información Geográfica (SIG).

Pero el uso indiscriminado de estos sistemas permite que cualquier persona pueda generar planos o mapas, técnicamente estos sistemas requieren de parámetros geodésicos desconocidos, generalmente por el usuario, muchos adoptan un SIG ignorando el origen y la calidad de los datos que se concentran y despliegan en un visualizador, y todavía esta información la adopta en sus proyectos con el riesgo inevitable de utilizar información no adecuada para desarrollar proyectos de ingeniería, adquiriendo riesgos en el manejo de los datos.

El uso de esta dudosa información se vuelve rutinario y muchas veces el manejo de información no confiable se convierte en información 100% confiable.

Con este trabajo pretendemos mostrar los grados de confiabilidad de los SIG, y su dependencia de la cartografía, geodesia y topografía para ser confiables. Cada usuario dependiendo de su especialidad y de acuerdo a sus necesidades podrá decidir qué opción utilizar para desarrollar ingeniería, en esta época digital habrá que hacer uso de esos adelantos y no depender de ellos.

INTRODUCCIÓN

La humanidad ha inventado 3 grandes formas de comunicación, el idioma, la música y los mapas, a través de éstos se ha escrito la historia, y particularmente desde los inicios en los trabajos de Exploración y Producción, la cartografía impresa ha sido parte fundamental en el desarrollo de grandes campos petroleros, la ubicación de las líneas sísmicas, localizaciones, pozos, líneas de conducción e instalaciones y la infraestructura necesaria para obtener el producto final, así se han visto plasmadas en “mapas” que se han generado alrededor de cada actividad, gran parte de la historia de los proyectos de Petróleos Mexicanos se encuentra en mapas.

Tal como lo describe la figura 1 el cambio evolutivo en la generación de estos documentos cartográficos ha cambiado, tanto en su forma como en su contexto^(*), esta evolución ha permitido que “profesionales” ajenos a esta disciplina intentan involucrarse generando una serie de conflictos al pretender manejar la información sin la mínima preparación académica que les permita conocer y diferenciar los diversos sistemas de coordenadas requeridos para el proyecto específico. Al personal del ramo esta situación debería representarle la oportunidad de aplicar sus conocimientos para poder tener los resultados exitosos que le permitan entre otras cosas:

(*) Tomado del Ing. Leoncio Olvera Escoria, Presidente XVI Consejo del Colegio de Ingenieros Topógrafos, A.C.
Legislación Topográfica.

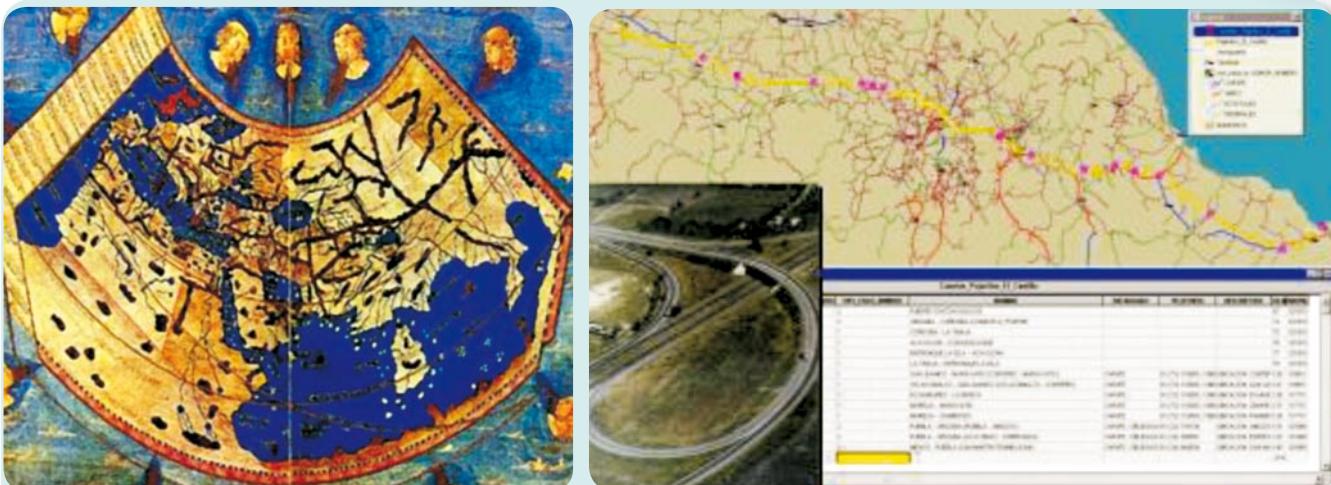


Figura 2.- ¿Qué es un mapa? es cualquier representación minimizada de un espacio geográfico(*), generalmente esta representación está realizada en un soporte bidimensional (tela o papel) y contiene una relación de escala.

(*) Al hablar de espacio geográfico nos referimos a extensiones de terreno mayores en longitud en cualquiera de sus lados a más de 20 km donde se aprecia el efecto de la curvatura terrestre.

1. Establecimiento de los marcos de referencia que permitan la homogeneidad de los sistemas de coordenadas.
2. Generar la información requerida para alimentar un sistema de información geográfico.
3. Generar y manipular la información necesaria para la elaboración de un proyecto de infraestructura.
4. Tratamiento adecuado de la información requerida para la delimitación de tierras.
5. Correlación de mediciones en campo realizadas con métodos convencionales y las realizadas con GPS.
6. Manejo y diferenciación de los sistemas de coordenadas y las proyecciones cartográficas.

Los gobiernos federales, estatales y municipales, la Secretaría de la Defensa, CFE, PEMEX y otras empresas de servicio público hacen frente al problema de generar planos, mapas y cualquier otro documento cartográfico que contenga la información geográfica actualizada de cualquier área en particular.

Las correcciones a este problema de levantamientos en áreas geográficas grandes han requerido años de un trabajo incómodo y costoso, la información geográfica constituye un recurso estratégico para el desenvolvimiento de las actividades que se lleven a cabo en el proceso de planeación, esta actividad geográfica y su forma clásica de expresión a través de productos cartográficos digitales o impresos requieren del conocimiento preciso de la forma y dimensión del espacio físico en que se ubica la información; independientemente del trabajo requerido es importante mantenerse actualizado, tanto en conocimientos como en la nueva tecnología usada para estos fines, ésta siempre nos marcará avances importantes en cualquier ámbito de nuestra vida cotidiana, algunos realmente sorprendentes, pero todo adelanto nos marca un retroceso y corresponde a cada uno de nosotros darle la verdadera dimensión a estos avances.

Los SIG nos permiten conocer muchos aspectos creando un entorno virtual globalizado y como tal tendremos que asimilarlo.



SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG)

El desarrollo de los SIG requiere de la aplicación de varias disciplinas como: cartografía, geodesia, topografía, matemáticas, geografía, administración, computación y sistemas, ahora esta actividad profesional y multidisciplinaria se le ha denominado “Geomática”, cuya definición práctica es la automatización mediante dispositivos electrónicos y programas sofisticados de los resultados de cada una de las disciplinas citadas anteriormente.

Apartir de 1998 empezaron a generarse sistemas de información geográfica, cuyo objetivo primordial fue el de realizar inventarios forestales en Estados Unidos y Canadá, respectivamente.

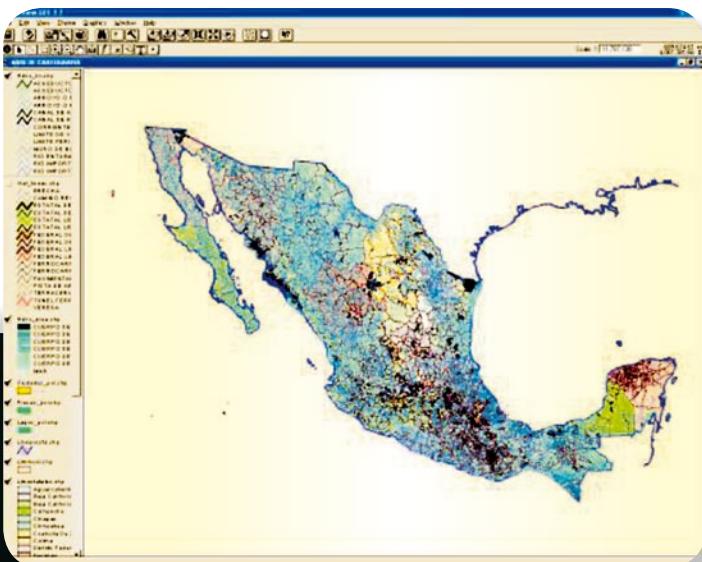


Figura 3.- ¿Cuál es el origen de los SIG?

Mediante la realización de un inventario detallado en campo con las características de cada especie, y de una posición geográfica generada a partir de posicionadores GPS portátiles de baja precisión (en ese tiempo) se logró asociar paquetes de información escrita con detalles sobre mapas, apareciendo así los SIG.

Pero cartografía no implica sólo generar un plano o mapa, sino el producto de realizar trabajos topográficos en campo y gabinete o mejor explicado, es el resultado de un proceso productivo aplicado a un conjunto de datos e informaciones, con el objeto de obtener una representación gráfica de la realidad representada a partir de asociación de símbolos y variables visuales que son características en el lenguaje cartográfico.

Las etapas para la generación de un producto cartográfico son:

Geodesia.- Es la ciencia que se encarga de determinar cualquier punto sobre la superficie de la Tierra considerando la curvatura terrestre, así como el campo gravitacional de ésta a través de mediciones globales utilizando métodos y tecnología de última generación para establecer marcos de referencia geográficos que sirvan para referenciar los trabajos de campo.



Topografía. - Se encarga de determinar un punto sobre la superficie sin considerar la curvatura terrestre y cualquier punto medido en esta porción será de carácter local a través de mediciones y recopilación de información en campo.

Cartografía. - Será la encargada de representar los hechos gráficamente mediante la aplicación de proyecciones cartográficas, sistemas de referencia y escalas.

Una etapa básica para la generación de la cartografía, son los trabajos de campo. A partir de 1977 se introducen equipos electrónicos y nuevos métodos de levantamiento.

Año de 1980 marca a la electrónica como un soporte fundamental en la mayor parte de las disciplinas; computadoras, programas, y graficadores; en campo-estaciones robotizadas marcan una diferencia importante entre los métodos tradicionales y las nuevas tecnologías.

La geodesia promueve la adopción del sistema de coordenadas UTM donde ya se contempla un entorno global (utilizando la herramienta GPS).

El Global Positioning System (GPS) o Sistema de Posicionamiento Global es un sistema de navegación por satélite que permite determinar en todo el mundo la posición con una precisión centimétrica, utilizando el método DGPS (Diferencial).

Este sistema fue desarrollado en sus inicios por el Departamento de la Defensa de los Estados Unidos con fines bélicos. El GPS funciona mediante una constelación de 27 satélites (24 operando y 3 de respaldo) en órbita sobre el globo a 20,200 km con trayectorias sincronizadas para cubrir toda la superficie de la Tierra.



Figura 4.- Sistema de coordenadas UTM

La topografía convencional con aparatos ópticos-mecánicos se ha transformado en ópticos-electrónicos, de la plancheta al tránsito o teodolito a las estaciones totales y las más sofisticadas estaciones robóticas permitiendo un avance substancial en calidad y tiempo en la ejecución de los trabajos de campo.

Año de 1990 es el desarrollo de nuevas aplicaciones; el dibujo asistido por computadora, ortofotos digitales en campo, y la aparición del Sistema Global de Posicionamiento por Satélite (GPS) nos permite obtener información de mayor precisión.

¿Qué es una representación cartográfica (mapas, planos, cartas)? son representaciones gráficas a menor tamaño que el real y en una superficie plana de la totalidad o una parte del globo terráqueo, pero esto implica 2 problemas:



El traslado de una superficie esférica a un plano.



La adaptación del tamaño real al del plano o mapa.

Para resolver el primer punto se establecen una serie de correspondencias entre puntos del elipsoide terrestre y la superficie plana, éstas constituyen los sistemas de proyección cartográfica, no es posible pasar de la esfera al plano sin que se produzcan distorsiones, hay deformaciones que afectan los ángulos, las distancias y las superficies. Así no existe el mapa perfecto siempre sufriremos deformaciones, por lo que el uso adecuado de éstas nos asegurarán que sean mínimas, otro factor importante en la generación de la cartografía es el uso y manejo de escalas, ésta es la relación existente entre las dimensiones plasmadas en el mapa y las reales en el terreno, estas escalas pueden ser gráficas o numéricas, hay que tener siempre en mente que entre mayor sea la escala menor será el dibujo.

La cartografía la podemos clasificar en 2 aspectos: básica y temática.

1.- Básica: contiene información topográfica precisa para que un fenómeno o hecho especial guarde relación en cuanto a ubicación, orientación y posición geográfica.

Naturales: ríos, vegetación, orografía, etc.

Relacionados con la actividad humana: carreteras, polos de desarrollo, etc.

Indicativos: curvas de nivel, límites administrativos, etc.

2.- Temática: es aquélla que muestra un fenómeno en un área sistemáticamente representado mediante símbolos, complementado con los datos básicos que contribuyen a localizar la distribución del fenómeno, éstos pueden ser varios, por ejemplo: usos del suelo, meteorológicos, criminología, comerciales, etc.

Pero es importante realizar una correcta interpretación de los productos cartográficos, siempre debemos tener claramente el uso de estos productos y el impacto que tendrán en nuestros proyectos.

El Siglo XXI nos muestra una tecnología más robusta en todos los aspectos, se estabilizan los sistemas y se logra una visión global de nuestro entorno, así aparecen los SIG que nos ofrecen una visión virtual globalizada.

Todo empieza a girar en relación al aspecto visual, los mapas cobran vida e importancia en el 90% de las actividades humanas, pero la diferencia estriba en conocer cuáles son nuestras necesidades (Fig. 5).

Cada uno requiere de un tratamiento distinto y lógico de diferentes técnicas para su realización, las necesidades de cada usuario resultan diferentes desde obtener una visión global dejando abierta la puerta para restarle importancia a las precisiones y al entorno, o sea, de una forma ilustrativa hasta la planeación de proyectos de ingeniería en los que van implícitos los costos de operación, riesgos ambientales, sociales y materiales en donde se requiere lograr precisiones numéricas del orden de centímetros.

Esto resulta relevante en las diferentes etapas de los trabajos de exploración y producción, la planeación sísmica 2D y 3D, factibilidad de nuevas localizaciones exploratorias, verificación de posicionamiento de plataformas marinas o de pozos profundos en tierra, líneas de conducción e instalaciones requieren de trabajos de precisión que podrían marcar el éxito o el fracaso, lógicamente con el ahorro o incremento de costos.

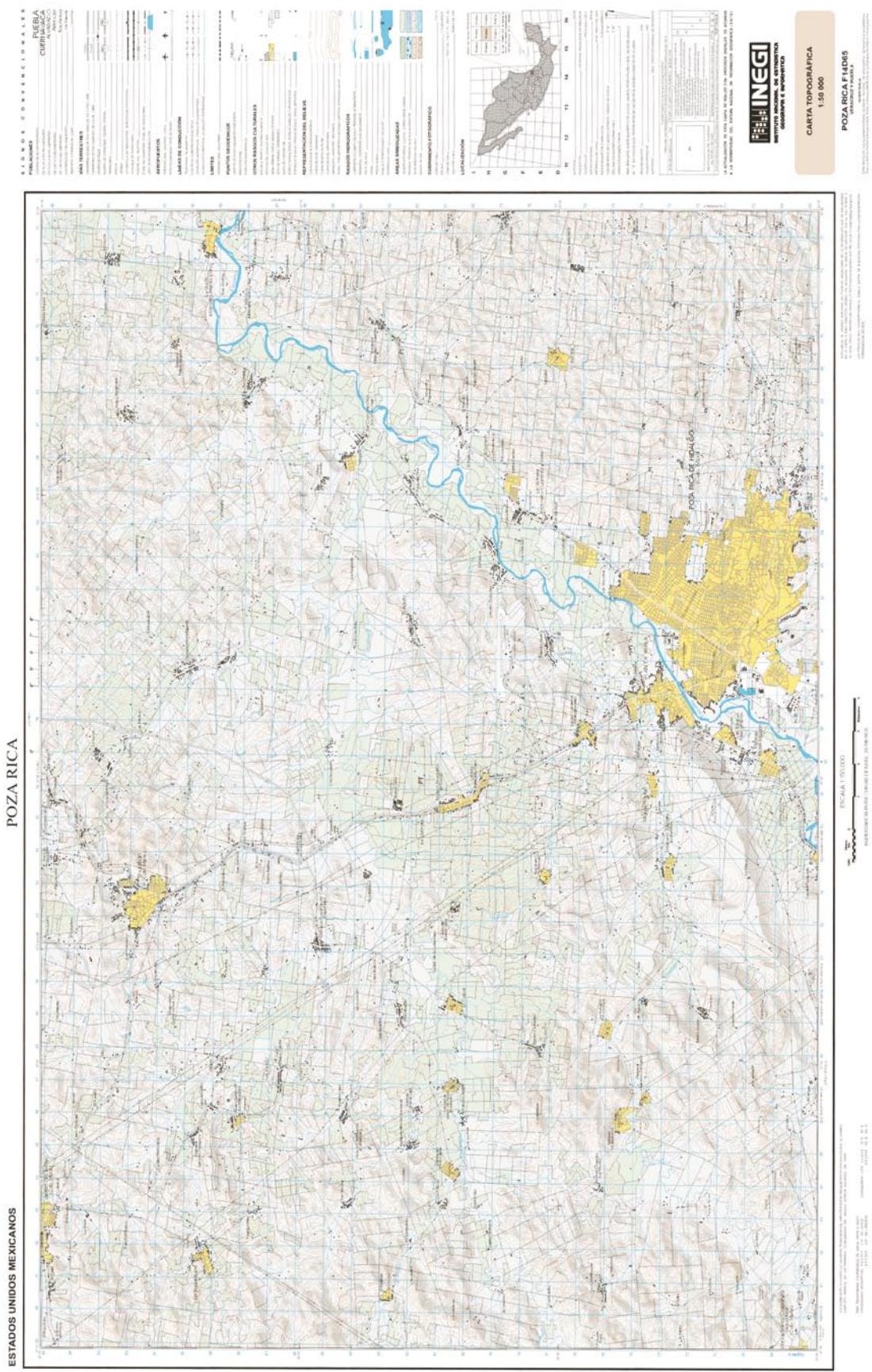


Figura 5.- Ejemplo de carta topográfica del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática; en proyección Universal Transversa de Mercator.

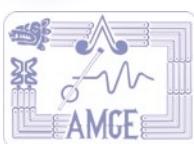
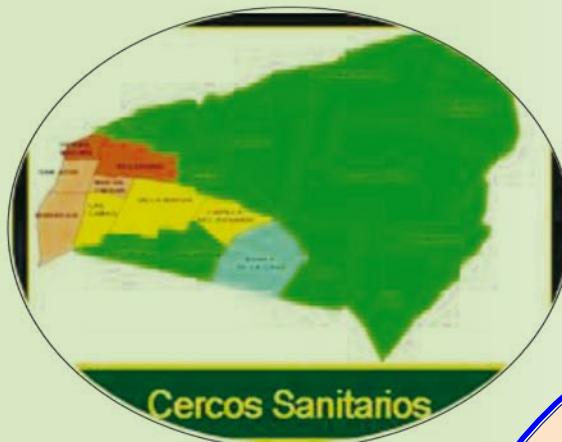


FIGURA 6.- DIFERENTES TIPOS DE MAPAS

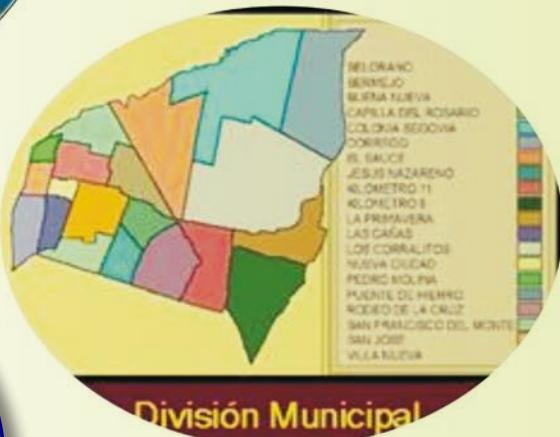


Resumiendo, los SIG son una fusión entre la **Tecnología**, o sea, entre la **Computación** y la **Geografía**, que ha tomado esta fusión como una **revolución**.

Actualmente, los mapas tienen una importancia, todo lo que se refiere a la **Geografía** (coordenadas) se puede manejar.

Sí ha surgido o resurgido la necesidad de manejar una gran cantidad de información, la cual va cambiando diariamente y es en donde se aplica la generación de "Mapas Temáticos".





el amalgamiento de la Ciencia y la cartografía y la informática ahora se ha ciencia llamada “Geomática”.

Los temáticos han cobrado una gran importancia que podamos asociar a una posición geográfica y podrá plasmar en un mapa.

Con todo el uso de los mapas, la modalidad de presentación de la información disponible, la tecnología ha dado un giro a la cartografía para crear “Mapas Dinámicos”.



Los riesgos ambientales representan un problema latente de los trabajos que Pemex desarrolla y repercuten enormemente en la sociedad, amén de los gastos que esto provocaría.

Ejemplos claros en la industria petrolera se manifiestan diariamente en exploración:

- ✓ **Adquisición sismica** requiere de conocer exactamente la posición de casas, presas de almacenamiento de agua, ductos, carreteras, jagüeyes, etc. para planear la ubicación de los puntos donde se sitúa la fuente de energía.
- ✓ **Localizaciones** de pozos exploratorios terrestres es por demás importante conocer la posición de éstos y su relación con el entorno. Pozos exploratorios marinos, los riesgos geológicos y de operación en ambiente marino resultan muy altos.

En Producción:

- ✓ **Líneas de Conducción** requieren de una planeación compleja en función de los polos de desarrollo, los obstáculos culturales, la obtención de los permisos, el pago de afectaciones, etc.
- ✓ **Instalaciones** requieren de un tratamiento especial, conocer la ubicación exacta de éstas desde su planeación hasta su operación, los riesgos ambientales, sociales y operativos son muy importantes.

Actualmente se maneja información geográfica, la cual proviene de diferentes fuentes de información, la mayor parte omiten anotar la calidad y confiabilidad de las mismas porque no les parece importante, y si lo es, ya que estaremos manejando riesgos no conocidos en nuestros proyectos.

Mucho de esto es resultado del gran avance de la electrónica y de la computación, lo cual no deja de ser sorprendente, pero al final es una herramienta más, recordemos que grandes científicos resolvieron e inventaron con sólo imaginarlo.

Durante mucho tiempo la elaboración de un mapa representaba muchos meses, días y horas de trabajo en campo, recolectando información y en gabinete representándola mediante el dibujo, prácticamente era un trabajo artesanal. Han quedado atrás los tiempos que al elaborar un mapa representaba semanas, días y horas de arduo trabajo en campo, recolectando información y en gabinete plasmando los detalles encontrados, el uso de la tinta china, el papel albanene, el leroy, la regla T, los compases de precisión, el restirador y hasta la mesa de luz han quedado tristemente en el olvido y en muchas bodegas de dependencias gubernamentales.

Petróleos Mexicanos hace frente al problema de generar planos, mapas y cualquier otro documento cartográfico que contenga la información geográfica actualizada de cualquier área en particular, cuando los predios, linderos y tuberías se mueven para hacer campo a los nuevos caminos, nuevas construcciones, etc.

Los SIG son sistemas automatizados para el almacenaje, la extracción, la manipulación, el análisis, y la visualización de datos referidos geográficamente, ya que pueden incluir información física, biológica, cultural, demográfica o económica, son herramientas en las ciencias naturales, sociales, médicas, así como en los negocios, en la planeación y en la toma de decisiones.

Los SIG se han convertido en el sustento diario para muchos; a partir de 1998 empezaron a generarse sistemas de información geográfica, cuyo objetivo primordial fue el de realizar inventarios forestales en Estados Unidos y Canadá, respectivamente. Mediante



la realización de un inventario detallado en campo con las características de cada especie, y de una posición geográfica (Fig. 8) generada a partir de posicionadores GPS portátiles de baja precisión (en ese tiempo), se logró asociar paquetes de información escrita con detalles sobre mapas, apareciendo así los SIG.



Figura 7.- Ejemplo de espacio geográfico a partir de un SIG raster, donde la posición espacial no es muy requerida.

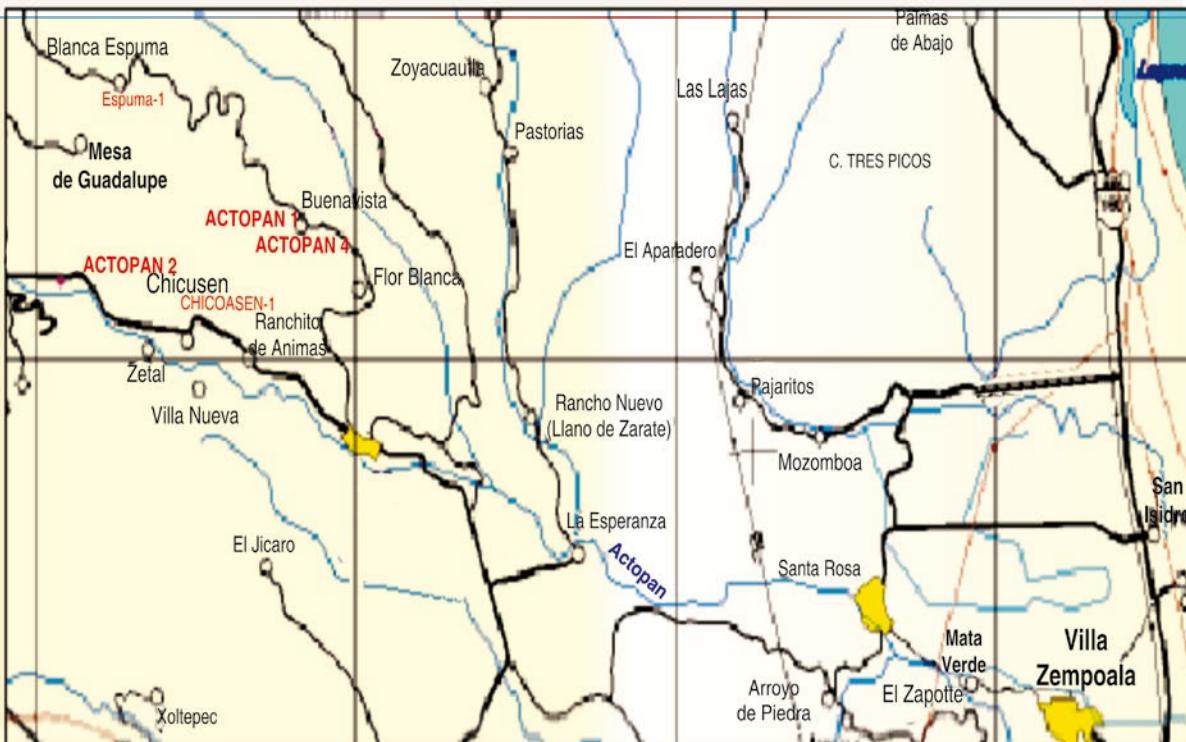


Figura 8.- Ejemplo de espacio geográfico a partir de un SIG vectorial. Se observa una mayor precisión en la localización de los elementos sobre el espacio.



El cambio cualitativo y cuantitativo en las necesidades de información que los ejecutivos demandan y la relativa lentitud de los procesos tradicionales para responder con eficiencia, crearon la necesidad de buscar alternativas para agilizar de manera sustancial el proceso de generación de información geográfica. Los avances científicos y técnicos, los recursos empleados en la confección de mapas, son objeto de interés para la cartografía; desde el conocimiento astronómico y matemático hasta el uso o las aplicaciones cromáticas de la impresión y los programas informáticos utilizados para el tratamiento espacial.

Estos sistemas fueron diseñados con el propósito de ofrecer una visión del entorno para la toma de decisiones. Hoy en día los avances tecnológicos en informática nos permiten generar mapas en un instante, basta un sólo clic para obtenerlos, eso dicen las personas que sólo son usuarios o vendedores.

¿QUÉ HAY DETRÁS DE UN SIG?



Los software SIG pueden ser *raster* o vectorial. El modelo de SIG *raster* (ver Fig. 7) se centra en las propiedades del espacio más que en la precisión de la localización. Compartimenta el espacio en celdas regulares donde cada una de ellas representa un sólo valor, cuanto mayor sean las dimensiones de las celdas (resolución) menor es la precisión o detalle en la representación del espacio geográfico.

Los SIG *raster* son utilizados en estudios medio-ambientales donde la precisión espacial no es muy requerida (contaminación atmosférica, distribución de temperaturas, localización de especies pesqueras, análisis geológicos, etc.).

En el caso del modelo de SIG vectorial, el interés de las representaciones se centra en la precisión de localización de los elementos sobre el espacio. Para modelar digitalmente las entidades del mundo real se utilizan 3 objetos espaciales: el punto, la línea y el polígono.

Los SIG vectoriales son más populares en el mercado.

- ✓ **Sistemas:** formas de realizar continuamente una actividad aplicando un método definido.
- ✓ **Información:** conjunto de datos numéricos y gráficos.
- ✓ **Geográficos:** todo lo que pueda ser ubicado (posicionado) mediante una proyección cartográfica.

Enseguida, se muestra en la figura 9, como ejemplo, la diferencia entre los datos que se pueden obtener en algunos sitios (izquierda) y la que se genera a base de datos numéricos derivada de mediciones directas en campo.

El uso indiscriminado de estos sistemas permite que cualquier persona pueda generar planos o mapas, requieren de parámetros geodésicos desconocidos por el usuario. Muchos adoptan un SIG ignorando el origen y la calidad de los datos que se concentran y despliegan en un visualizador llevando sus proyectos a estas plataformas con el riesgo inevitable en la pérdida de la información, así el grado de confiabilidad disminuye mientras las pérdidas económicas crecen.

La problemática de los SIG es que sólo utilizan la información y como ya mencionamos, el origen y la calidad son desconocidos, sin embargo, los mapas o planos que son generados por los especialistas son productores de información y proporcionan la confianza de saber: quiénes realizan los levantamientos son los que generan los mapas,



Batimetría

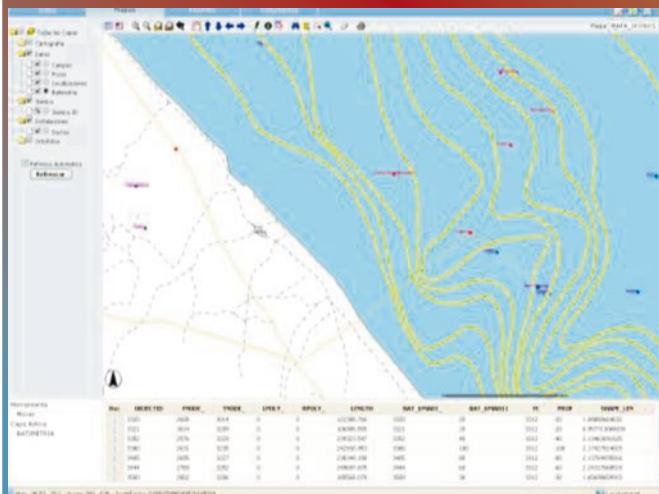


Imagen de un SIG

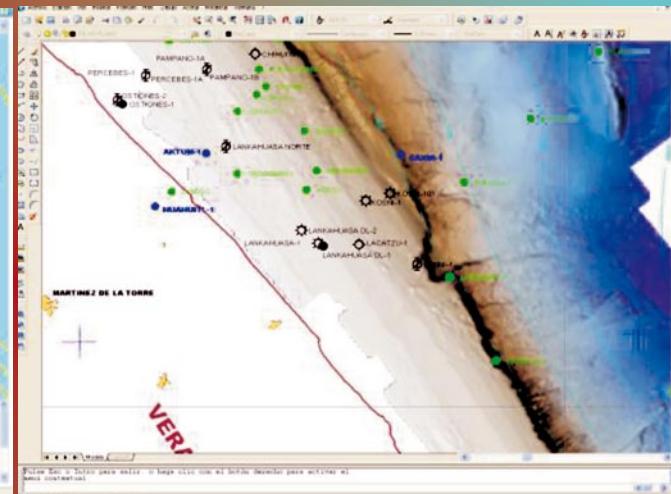


Imagen vectorial

Figura 9.- En la comparación de la imagen de un SIG con respecto a la imagen vectorial, se puede observar el desplazamiento de la línea de costa, además de los pozos y localizaciones con respecto a la misma, y por último, la batimetría es totalmente incompatible.

de ahí la importancia de consultar con los especialistas en el caso de los SIG en un 95%, quién maneja los sistemas es gente de sistemas computacionales y desconocen básicamente la especialidad.



PRECISIÓN EN UN SIG

Escala del mapa

- 1:1 000 000
- 1:500 000
- 1:50 000
- 1:10 000
- 1:500

Errores de 1 mm sobre el mapa

- Tendremos errores estimados alrededor de +1,000 m
- Tendremos errores estimados alrededor de +- 500 m
- Tendremos errores estimados alrededor de +- 50 m
- Tendremos errores estimados alrededor de +-10 m
- Tendremos errores estimados alrededor de +-0.50 m

Así se ha decidido clasificar la cartografía dentro de los siguientes parámetros:

Clase "A"	Variaciones de 1 a 3 mm
Clase "B"	Variaciones de 4 a 5 mm
Clase "C"	Variaciones de 5 mm en adelante



Bajo estas condiciones las diferencias esperadas en metros dependerán de la escala del mapa.

1: 50 000		
Clase "A"	Variaciones de 1 a 4 mm	50 a 200 m
Clase "B"	Variaciones de 5 a 8 mm	250 a 400 m
Clase "C"	Variaciones de 9 mm en adelante	450 m o más

En la figura 10 se muestra como ejemplo la diferencia entre los datos que se pueden obtener en algunos sitios (izquierda), imágenes de satélite y una obtenida por medio de ortofotos digitales derivada de ejecutar el proceso de vuelo bajo, control terrestre aero-triangulación y restitución fotogramétrica.

El trabajo de topografía, geodesia y cartografía es esencial en los proyectos de Pemex Exploración y Producción, por lo que la exploración es la única que cuenta con la tecnología GPS y el manejo de ortofotos digitales para incorporar datos confiables a estas plataformas.

Gran cantidad de gente reúne información, tales como: planos antiguos digitalizados, imágenes de planos escaneadas, imágenes sin ninguna relación de escala y la hace parte de sus proyectos, en primera instancia y en forma visual pudiera parecer aceptable, y hasta correcto si lo vemos de forma ilustrativa, pero los resultados serán muy diferentes en forma numérica.

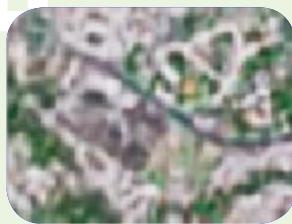
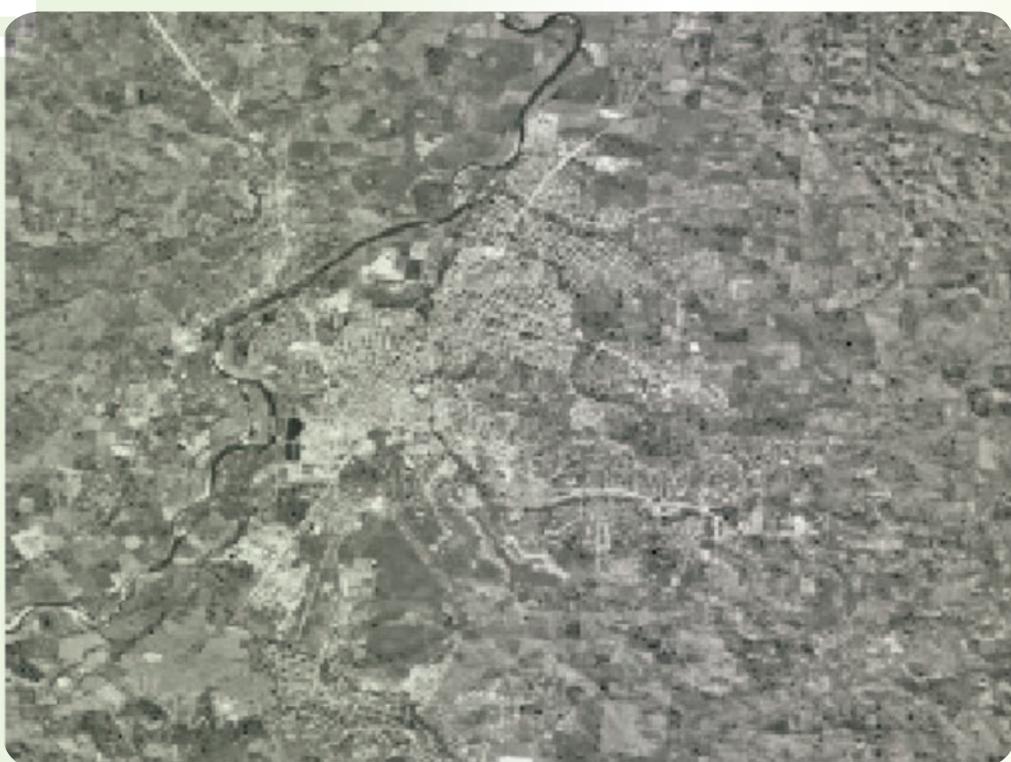


Imagen de un SIG



Ortofoto Digital

Figura 10.- En la comparación de la imagen de un SIG con respecto a la ortofoto es notoria la incompatibilidad a nivel de resolución, en específico se trabaja con píxeles y entre mayor pixelaje mayor resolución y mayor precisión. La ortofoto lleva un proceso en campo y gabinete además de estar referida geográficamente y bajo un sistema de proyección.

¿QUIÉNES SOMOS?

Somos parte integral de PEMEX, somos el área especializada que brinda un sinnúmero de servicios relacionados con la geodesia, topografía y cartografía. Nuestra especialidad es una de las más antiguas y también una de las que utilizan la tecnología de punta en la actualidad, ahora los sistemas computacionales, base de datos, hardware y software son los equipos topográficos que nos brindan versatilidad, rapidez y mejor precisión en nuestra labor.

La Unidad de Control y Validación Geodésica, Topográfica y Cartográfica será de gran apoyo para los que así lo requieran, garantizando incorporar a sus proyectos datos producto de un análisis minucioso, otorgándoles una etiqueta de calidad y las fuentes que la generó.

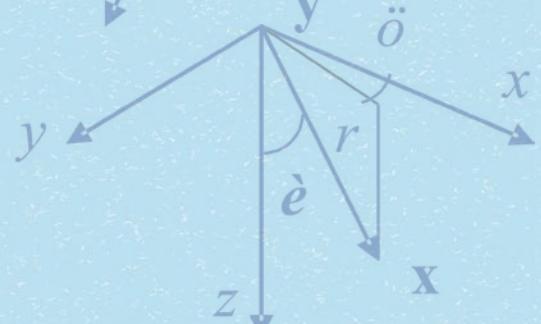


CONCLUSIONES

- ✓ Un SIG puede ubicar geográficamente las instalaciones de la industria petrolera y su entorno, es una herramienta de apoyo eficaz en la toma de decisiones operativas, pero no de un entorno técnico.
- ✓ Todos estos análisis nos muestran que el éxito de un estudio a nivel de ingeniería dependerá de la información base y el origen de los datos.
- ✓ Las digitalizaciones realizadas en mapas impresos que sufrieron deformaciones por las temperaturas, su construcción y las escalas utilizadas, el desconocimiento del personal que realizó o realiza esta actividad del origen y metodología de la obtención de estos datos, deben descartarse como información de calidad, sólo servirán como históricos o ilustrativos. Siempre será preferible utilizar datos numéricos que nos permitan establecer líneas, puntos y polígonos.
- ✓ Así pues los mapas impresos deberán utilizarse con las reservas del caso y anotando claramente una etiqueta con la calidad de los datos para que el usuario sea el que decida su uso.
- ✓ Cualquier sistema de información geográfica deberá incorporarse personal especializado en geodesia, topografía y cartografía para asegurar el manejo de la información de posicionamiento
- ✓ Cada usuario de los SIG deberá valorar la importancia de su estudio y el nivel que deseé alcanzar en la utilización de estas plataformas
- ✓ Toda empresa generadora de los SIG utiliza la cartografía en diferentes escalas y tipos de resolución, también capacita, administra y controla el software teniendo un control total de mis datos al grado de hacerlos de su propiedad, por lo que tendríamos que pensar tener otras alternativas que nos permitan no llegar a ser esclavos de nuestras necesidades.
- ✓ Los SIG nos permiten conocer muchos aspectos creando un entorno virtual globalizado y como tal, tendremos que asimilarlo. En esta época digital habrá que hacer uso de esos adelantos y no depender de ellos.

RECUPERACIÓN DE LA FUNCIÓN DE GREEN ELASTODINÁMICA A PARTIR DE CORRELACIONES DE RUIDO

F.J. SÁNCHEZ-SESMA⁽¹⁾, A. RODRÍGUEZ-CASTELLANOS⁽²⁾,
M. SUÁREZ⁽¹⁾ y J.J. PÉREZ-GAVILÁN⁽¹⁾



RESUMEN

Las correlaciones de la coda de eventos sísmicos y del ruido sísmico están siendo nuevamente de interés, debido a que es posible la Recuperación de la Función de Green mediante el promedio de la correlación cruzada de registros de movimiento. En este artículo se presentan resultados para el ejemplo canónico en un espacio elástico. Se demuestra que bajo una excitación equiparticionada, el promedio de las correlaciones cruzadas de movimiento es proporcional a la parte imaginaria de la Función de Green.



INTRODUCCIÓN

El promedio azimutal de la correlación del movimiento en 2 puntos, sujetos a un campo difuso de ondas elásticas, permite la Recuperación de la Función de Green. Un campo difuso puede entenderse como aquél originado por difracciones múltiples debidas, tanto a la heterogeneidad del medio y/o por un conjunto de fuentes no relacionadas entre sí. En un campo difuso el flujo neto de energía es nulo y en condiciones ideales la proporción en la que se reparte la energía entre las

⁽¹⁾ Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

⁽²⁾ Instituto Mexicano del Petróleo.



ondas P y S se equilibra de una manera universal *independiente de los detalles específicos* de la difracción de las ondas.

Se ha demostrado que la isotropía y la equipartición en la irradiación de las ondas elásticas son condiciones necesarias para la Recuperación de la Función de Green exacta. Estas condiciones pueden alcanzarse en una gran variedad de circunstancias; en este texto se desarrollan expresiones que indican la relación existente entre la correlación del movimiento en 2 puntos y la Función de Green.

ANTECEDENTES

Con el propósito de generar descripciones de estructura de la Tierra útiles para estudios de exploración y riesgo sísmico, los geofísicos han estudiado el ruido sísmico y la coda de ondas generadas después del paso de los arribos directos, además llamadas ondas balísticas.

En los estudios pioneros de Aki, éste señaló que el ruido sísmico y la coda pueden contener información valiosa acerca del medio donde se propagan las ondas (Aki, 1957). Aki desarrolló diversas ideas para describir tales fenómenos, desde difracción simple y múltiple hasta transferencia radiactiva (ver p. ej. Sato y Fehler, 1998).

La Función de Green elastodinámica ha sido recuperada de manera experimental mediante el promedio de la correlación cruzada de un campo elástico difuso e isótropo, ya sea por medio de difracción múltiple o por un gran número de fuentes, tales como microsismos (Campillo y Paul, 2003; Shapiro y Campillo, 2004 y 2005). Equipartición significa que en el espacio-fase la energía disponible es igualmente distribuida, con cantidades promedio fijas, entre todos los posibles estados llamados como ondas P y S . En tales regímenes difusivos la relación de energía P a S se equilibra en un camino universal *independiente de los detalles específicos* de la difracción de las ondas elásticas. Después de grandes períodos de tiempo, la relación de energía tiende a estabilizarse en un valor constante, independientemente de los detalles de la difracción (ver Ryzhik *et al.*, 1996). Weaver (1982) obtuvo la relación de las energías S y P en un régimen equiparticionado para el espacio completo en 2D y 3D.

En el caso de un campo difuso en sistemas heterogéneos abiertos, Wapenaar (2004) y Weaver and Lobkis (2004) establecieron de manera independiente identidades entre la Función de Green y correlaciones en un campo difuso. La Función de Green que emerge de las correlaciones es la Función de Green completa del medio, simétrica en tiempo, con todas las reflexiones, la difracción y todos los modos de propagación. Estas derivaciones implican gran generalidad, a pesar de esto los autores dieron interpretaciones muy distintas, mientras que Weaver and Lobkis (2004) consideran una iluminación de campo difuso de ondas, Wapenaar (2004) considera fuentes múltiples no correlacionadas entre sí. Estas



interpretaciones pueden ser reconciliadas. Los resultados y desarrollos teóricos hechos por van Manen *et al.* (2006) son muy útiles para ese fin, éstos consideran el modelado con diferencias finitas e inversión de propagación de ondas en medios no homogéneos y usan un teorema de representación del tipo de correlación para expresar la Función de Green entre puntos internos en términos de funciones de Green para desplazamientos y tracciones en una frontera.

En este trabajo se aborda el problema canónico de una distribución aleatoria de ondas planas en un medio elástico y homogéneo. Mostramos que la Transformada de Fourier del promedio de la correlación cruzada del movimiento entre 2 puntos es proporcional a la parte imaginaria del tensor de Green entre esos puntos, dada la relación de energía $E_S/E_P = \alpha^2/\beta^2$ y $E_S/E_P = 2\alpha^3/\beta^3$ en 2D y 3D, respectivamente.



CASO ESCALAR EN 2D

Considérese el caso escalar en 2D. Supondremos la propagación de ondas *SH* (ondas de cortante con polarización horizontal, éstas son enteramente análogas a las ondas acústicas en las que el tratamiento es semejante) en un medio elástico y homogéneo. La propagación toma lugar en el plano x_1-x_3 , por lo tanto, para desplazamientos altiplanos (fuera del plano) se satisface la ecuación de onda:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial x_3^2} = \frac{1}{\beta^2} \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \quad (1)$$

donde: β = velocidad de ondas de corte y t = tiempo.

Una onda plana homogénea y armónica, solución de la ecuación 1 puede escribirse como:

$$v(\mathbf{x}, \omega, t) = F(\omega, \psi) \exp(-i \frac{\omega}{\beta} x_j n_j) \exp(i \omega t) \quad (2)$$

donde: $F(\omega, \psi)$ = frente de onda complejo, ω = frecuencia circular, $\mathbf{x}^T = (x_1, x_3)$ = coordenadas cartesianas (tal que $x_1 = r \cos \theta = r \gamma_1$, $x_3 = r \sin \theta = r \gamma_3$, con r, θ = coordenadas polares) y n_j = cosenos directores ($n_1 = \cos \psi$, $n_3 = \sin \psi$) que definen la propagación de la onda.

Considerando la auto-correlación del movimiento descrito en la ecuación 2, evaluado en las posiciones \mathbf{x} y \mathbf{y} , respectivamente. Por simplicidad supondremos que \mathbf{y} está en el origen. En este sentido el producto escalar $n_j x_j = r n_j \gamma_j = r \cos [\psi - \theta]$. Entonces, si $k = \omega/\beta$ podemos escribir:

$$v(\mathbf{y}, \omega) v^*(\mathbf{x}, \omega) = F(\omega, \psi) F^*(\omega, \psi) \exp(i k r \cos[\psi - \theta]) \quad (3)$$



A partir de este punto omitiremos el factor $\exp(i\omega t)$, ya que se sobreentenderá que está presente en todo el tratamiento. Si asumimos un campo isotrópico en la cual las ondas se propagan en direcciones dadas por ψ y tales que la densidad espectral promedio $F(\omega, \psi) F^*(\omega, \psi) \approx |F(\omega)|^2$ es prácticamente independiente de ψ , entonces el promedio azimutal sobre ψ conduce a:

$$\langle v(\mathbf{y}, \omega) v^*(\mathbf{x}, \omega) \rangle = |F(\omega)|^2 \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \exp(ikr \cos[\psi - \theta]) d\psi = |F(\omega)|^2 J_0(kr), \quad (4)$$

donde: $J_0(kr)$ = Función de Bessel de primera especie y orden cero, con argumento kr . Este resultado surge naturalmente de la expansión de Newmann del exponencial complejo.

$$\exp(ikr \cos[\psi - \theta]) = \sum_{n=0}^{\infty} \varepsilon_n i^n J_0(kr) \cos n[\psi - \theta] \quad (5)$$

donde: ε_n = Factor de Newmann ($=1$ si $n=0$, $=2$ para $n>0$). Es claro que la única contribución a la integral está dada por $n=0$.

Por otro lado, la Función de Green en el dominio de la frecuencia es:

$$G_{22}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \omega) = 1/4i\mu [J_0(kr) - iY_0(kr)] \quad (6)$$

donde: $Y_0(kr)$ = Función de Newmann de orden cero (esta función se conoce también como de Bessel de segunda especie) y μ = módulo de cortante.

De las ecuaciones 4 y 6 es claro que $J_0(kr)$ es proporcional a la parte imaginaria de la Función de Green. De hecho, si definimos $1/2 \rho \omega^2 |F(\omega)|^2 = E_{SH}$ = densidad de energía para ondas SH podemos escribir:

$$\frac{1}{2} \rho \omega^2 \langle v(\mathbf{y}, \omega) v^*(\mathbf{x}, \omega) \rangle = E_{SH} J_0(kr) = -4\mu E_{SH} \operatorname{Im}[G_{22}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \omega)] \quad (7)$$

Es conveniente establecer que $J_0(kr)$ contiene toda la información respecto a la Función de Green. Su parte real es precisamente la Transformada de Hilbert de la parte imaginaria [$J_0(kr)$ y $Y_0(kr)$] forman un par de Hilbert). Entonces, la transformada de $-iJ_0(kr)$ da una señal que es proporcional a la Función de Green causal y que tiene incluso, contribución en tiempos negativos.

Y precisamente tomando la Transformada Inversa de Fourier de la ecuación 6, tenemos:

$$G_{22}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} G_{22}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \omega) \exp(i\omega t) d\omega = \frac{1}{2\pi\mu} \frac{H(t - r/\beta)}{\sqrt{t^2 - r^2/\beta^2}} \quad (8)$$



donde: H = Función de Heaviside. Debemos notar que esta es una Función de Green causal porque la parte imaginaria y real contribuye igualmente en tiempos positivos y se cancela exactamente en tiempos negativos.



CASO VECTORIAL EN 2D

Ahora consideraremos la propagación de ondas P y SV en un medio homogéneo, isotrópico y elástico. La propagación toma lugar en el plano x_1 - x_3 , por lo tanto, los desplazamientos $u_i(\mathbf{x}, t)$, donde $i=1, 3$ satisfacen la ecuación de Navier:

$$\beta^2 \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j \partial x_j} + (\alpha^2 - \beta^2) \frac{\partial^2 u_j}{\partial x_i \partial x_j} = \frac{\partial^2 u_i}{\partial t^2} \quad (9)$$

donde: α = velocidad de ondas de compresión y t = tiempo. En la ecuación 9 se emplea la convención de suma de Einstein. Considérese la propagación de ondas P y SV y que el campo está compuesto de ondas planas homogéneas y armónicas mediante:

$$u_i(\mathbf{x}, \omega, t) = P(\omega, \phi) n_i \exp(-i \frac{\omega}{\alpha} x_j n_j) + S(\omega, \psi) m_i \exp(-i \frac{\omega}{\beta} x_j m_j) \quad (10)$$

donde: P y S = formas de onda compleja y m_i , n_i = cosenos directores ($m_1 = \cos \psi$, $m_3 = \sin \psi$, $n_1 = \cos \phi$, $n_3 = \sin \phi$). Nótese que la polarización de la parte P es dada por n_1 mientras que para S tenemos $m_1 = -m_3$ y $m_3 = m_1$ y esto garantiza la adecuada polarización para las ondas de corte (Fig. 1).

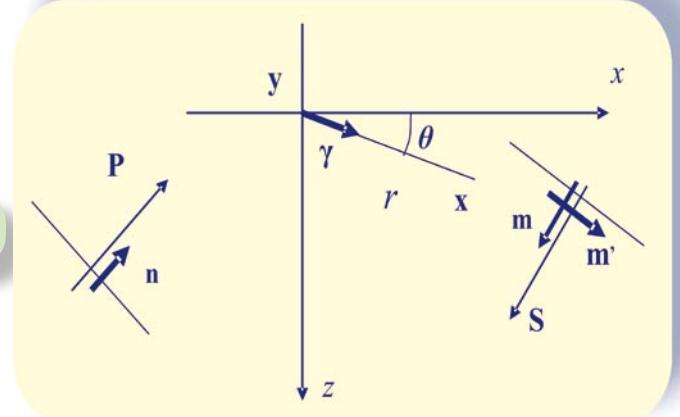


Figura 1.- Propagación de ondas planas P y SV en 2D.

Considerando la auto-correlación y evaluando en \mathbf{x} y \mathbf{y} , respectivamente. Por simplicidad consideramos a \mathbf{y} en el origen. Entonces, si $k = \omega/\beta$ y $q = \omega/\alpha$ podemos escribir:

$$u_i(\mathbf{y}) u_s^*(\mathbf{x}) = (P^2 n_i n_s + S P^* m_i m_s) \exp(i k r \cos[\phi - \theta]) + (S^2 m_i m_s^* + P S^* n_i n_s^*) \exp(i k r \cos[\psi - \theta]) \quad (11)$$



Asumiendo un campo isótropo 2D en el cual se propagan ondas P y SV en las direcciones dadas por ϕ y ψ . Las densidades espectrales promedio P^2 y S^2 son independientes de los ángulos de propagación, pero dado que $P^2\alpha^2 = S^2\beta^2$, lo cual expresa que para un campo elástico 2D, en promedio, la relación de energía de ondas S a P es dada por $E_S / E_P = \alpha^2 / \beta^2$. Entonces el promedio azimutal sobre ϕ y ψ , considerando la ecuación 5, conduce a:

$$\langle u_i(\mathbf{y})u_j^*(\mathbf{x}) \rangle = \frac{S^2\beta^2}{2} \{A\delta_{ij} - B(2\gamma_i\gamma_j - \delta_{ij})\} \quad (12)$$

donde:

$$A = \frac{J_0(qr)}{\alpha^2} + \frac{J_0(kr)}{\beta^2} \quad y \quad B = \frac{J_2(qr)}{\alpha^2} - \frac{J_2(kr)}{\beta^2} \quad (13)$$

con $J_n(kr) =$ Función de Bessel de primera clase y orden n con argumento kr . Este resultado es precisamente la extensión del caso escalar SH . Se puede demostrar que los términos cruzados se cancelan en el promedio, además la relación de energía puede ser interpretada como una expresión en 2D de la equipartición para los 2 estados de propagación, es decir, ondas P y S . Este resultado se presenta con detalle en Sánchez-Sesma y Campillo (2006).

La expresión entre llaves de la ecuación 12 es precisamente $-8\rho \operatorname{Im}[G_{ij}(\mathbf{x}, \mathbf{y})]$ con $\rho =$ densidad de masas. Considerando que $\mu = \rho\beta^2$ podemos escribir:

$$\frac{1}{2}\rho\omega^2 \langle u_i(\mathbf{y}, \omega)u_j^*(\mathbf{x}, \omega) \rangle = -4\mu E_S \operatorname{Im}[G_{ij}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \omega)] \quad (14)$$

esta ecuación generaliza el resultado escalar de la ecuación 7 para el problema vectorial.

Las ecuaciones 7 y 14 son notables. Se puede demostrar que \mathbf{x} y \mathbf{y} y/o i y j son intercambiables. Estas propiedades son consecuencia de la reciprocidad.



De manera análoga, considerando la propagación de ondas P , SH y SV en un espacio completo como se ilustra en la figura 2 se puede describir el movimiento y calcular las correlaciones correspondientes.

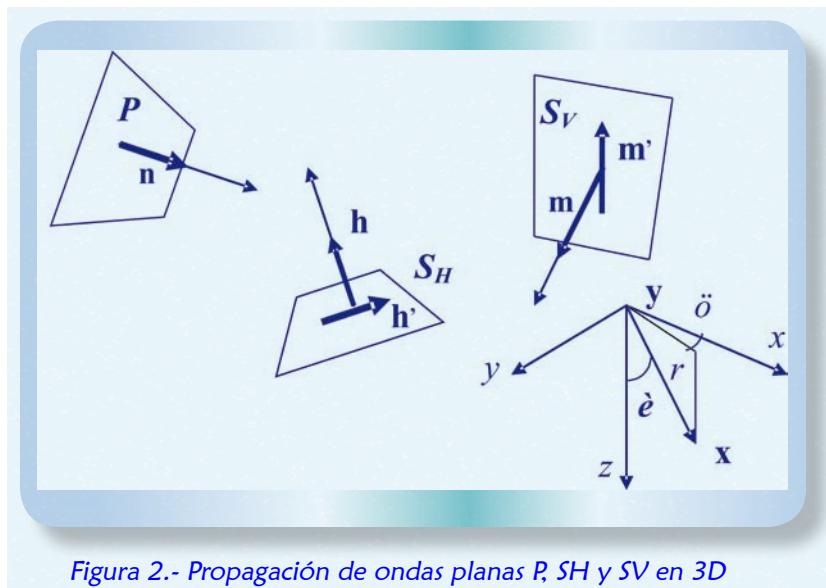


Figura 2.- Propagación de ondas planas P, SH y SV en 3D

Haciendo uso de resultados clásicos de la elasticidad dinámica tridimensional y las funciones especiales, para el caso elástico 3D se obtiene que:

$$\frac{1}{2} \rho \omega^2 \langle u_i(\mathbf{y}, \omega) u_j^*(\mathbf{x}, \omega) \rangle = -2\pi \mu k^{-1} E_s \operatorname{Im}(G_{ij}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \omega)) \quad (15)$$

Para detalles acerca de la obtención de la ecuación 15, referimos al lector a Sánchez-Sesma y Campillo (2006). Esta ecuación es la extensión a 3D de la ecuación 14. En este caso la relación de energía de ondas S (incluyendo los modos SH y SV) a P está dada por $E_S / E_P = 2\alpha^3 / \beta^3$. La relación de energía es una expresión del Principio de Equipartición de energía en los 3 estados de propagación, es decir, ondas P, SV y SH.



En esta sección hemos seleccionado el caso vectorial 2D para mostrar la Recuperación de la Función de Green a partir de correlaciones. Se han considerado las estaciones P ($x=-5m, z=5m$) y Q ($x=5m, z=-5m$) para realizar el análisis. Hemos elegido los valores de $\alpha = 3 \text{ m/seg}$ y $\beta = 1 \text{ m/seg}$ para las velocidades de propagación de ondas de compresión y de cortante, respectivamente. Las fuentes, con dirección y magnitud aleatorias, se aplicaron a una distancia radial de $r=200 \text{ m}$ (Fig. 3). Para mostrar la Recuperación de la Función de Green en el dominio del tiempo para diferentes cantidades de fuentes (100, 1000 y 2000) se aplicó la Transformada Discreta de Fourier donde se empleó un pulso Ricker con un periodo característico $t_p = 3 \text{ seg}$.

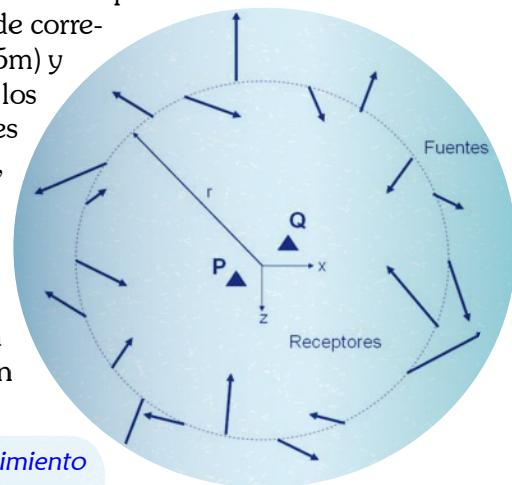


Figura 3.- Estaciones P y Q que registran el movimiento debido a fuentes aleatorias.



En la figura 4a se grafica la Función de Green *exacta* para los receptores P y Q . En las figuras 4b, 4c y 4d se grafican las funciones de Green recuperadas para las 3 cantidades de fuentes (100, 1,000 y 2,000) empleadas en los análisis. A medida que se incrementa la cantidad de fuentes (p. ej. 2,000 fuentes) la Función de Green Recuperada tiende a la Función de Green *exacta* entre los receptores P y Q . La Función de Green Recuperada muestra ondas causales y anticausales. En el caso de 100 fuentes, la parte compresional no es clara debido a la cantidad de fuentes empleadas, mientras que la distorsional aparece con mayor claridad, sin embargo, para el caso de 2,000 fuentes se observa que existe una buena definición de ambas ondas, tanto en los tiempos de arriba como en sus amplitudes.

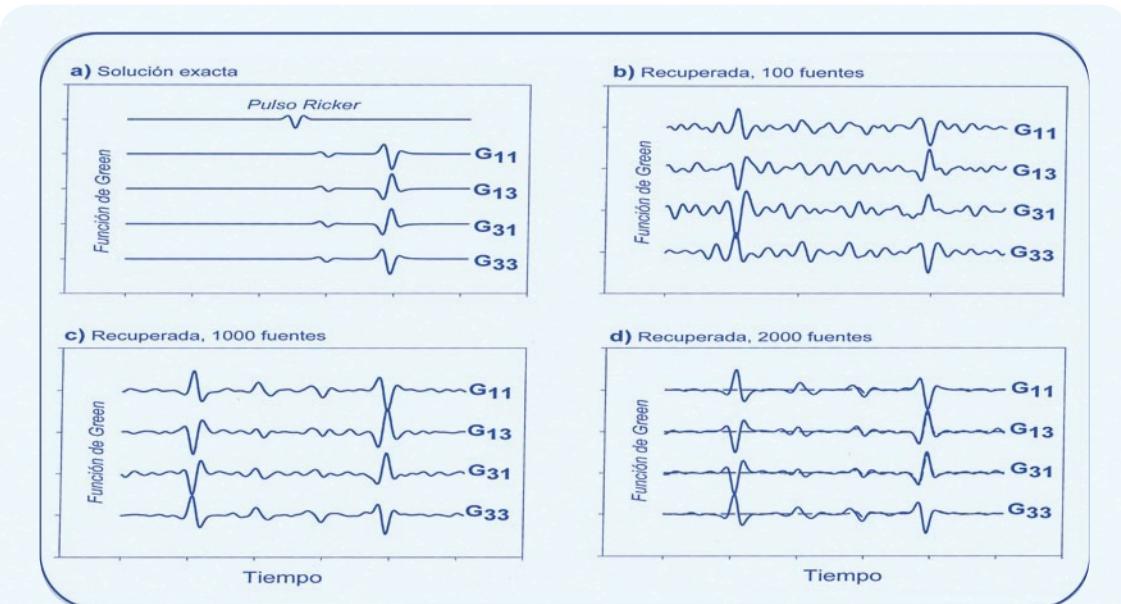


Figura 4.- Recuperación de la Función de Green. a) solución exacta; b) Función de Green Recuperada empleando 100 fuentes; c) Función de Green Recuperada empleando 1,000 fuentes y d) Función de Green Recuperada empleando 2,000 fuentes. En d) la Función de Green Recuperada se grafica con línea continua, mientras que la solución exacta se sobrepone con línea punteada.

CONCLUSIONES

En este trabajo hemos presentado la relación existente entre la correlación del movimiento en 2 puntos, sujetos a un campo difuso de ondas elásticas, y la Función de Green. Además de la isotropía de la radiación, la otra condición necesaria para la Recuperación de la Función de Green *exacta* es que exista equipartición de la energía. La equipartición de la energía en un campo difuso en 2D conduce a la relación $E_S/E_P = \alpha^2/\beta^2$, mientras que para el caso 3D dicha relación es $E_S/E_P = 2\alpha^3/\beta^3$, donde E_S y E_P son las densidades de energía asociadas a las ondas S y P , respectivamente. Sin equipartición no es posible recuperar la Función de Green *exacta* a partir de correlaciones, sin embargo,



aun para este caso, las correlaciones pueden proporcionar resultados valiosos acerca de los modos que se propagan y son registrados en 2 puntos del medio. Estos resultados son de enorme generalidad. Recientemente, hemos demostrado que las ecuaciones 7, 14 y 15 son aplicables para medios heterogéneos. Del ejemplo de aplicación podemos concluir que una distribución relativamente sencilla de fuentes aleatorias permite simular adecuadamente un campo difuso pues la Recuperación de la Función de Green a partir de las correlaciones, así lo sugiere.



Nuestra enorme gratitud por los comentarios y sugerencias del Dr. Efraín Méndez Hernández. Agradecemos a Guillermina Sánchez N. y a su equipo de la Unidad de Servicios de Información (USI) del Instituto de Ingeniería, UNAM por su ayuda para localizar referencias. Se ha contado con apoyos parciales de DGAPA-UNAM, Proyecto IN114706, México, y del Instituto Mexicano del Petróleo.



- Aki, K., 1957. Space and Time Spectra of Stationary Stochastic Waves with Special Reference to Microtremors. *Bull. Earthq. Res. Inst.*, vol. 35, pp. 415-456.
- Aki, K. and Chouet, B., 1975. Origin of Coda Waves: Source, Attenuation and Scattering Effects. *J. Geophys. Res.*, vol. 80, pp. 3322-3342.
- Campillo, M., 2006. Phase and Correlation in Random Seismic Fields and the Reconstruction of the Green Function. *Pure and Applied Geophysics*, vol. 163, pp. 475-502.
- Sánchez-Sesma, F.J. y Campillo, M., 2006. Retrieval of the Green Function from Cross-Correlation: The Canonical Elastic Problem. *Bull. Seism. Soc. Am.* vol. 96, pp. 1182-1191.
- Sánchez-Sesma, F.J.; Pérez-Ruiz, J.A.; Luzón, F.; Campillo, M. y Rodríguez-Castellanos, A., 2008. Diffuse Fields in Dynamic Elasticity. *Wave Motion*, doi:10.1016/j.wavemoti.2007.07.005.
- Sánchez-Sesma, F.J.; Pérez-Ruiz, J.A.; Campillo, M. y Luzón, F., 2006. The Elastodynamic 2D Green Function Retrieval from Cross-Correlation: The Canonical Inclusion Problem. *Geophys. Res. Lett.*, vol. 33, L13305, doi:10.1029/2006GL026454.
- Sato, H. and Fehler, M., 1998. *Wave Propagation and Scattering in the Heterogeneous Earth*, Springer-Verlag, New York.
- Snieder, R.; Wapenaar, K. and Slob, E., 2006. Unified Green's Function Retrieval by Cross-Correlation. *Physical Review Letters*, vol. 97, pp. 234-301(4).
- Wapenaar, K.; Slob, E. and Snieder, R., 2007. Unified Green's Function Retrieval by Cross-Correlation; Connection with Energy Principles. *Physical Review E*, vol. 75, pp. 036-103(14).
- Weaver, R.L., 1982. On Diffuse Waves in Solid Media. *J. Acoust. Soc. Am.*, vol. 71, pp. 1608-1609.
- Weaver, R.L. and Lobkis, O.I., 2004. Diffuse Fields in Open Systems and the Emergence of the Green's Function. *J. Acoust. Soc. Am.*, vol. 116, pp. 2731-2734.
- Van Manen, D.J.; Curtis, A. and Robertsson, J.O.A., 2006. Interferometric Modelling of Wave Propagation in Homogeneous Elastic Media Using Time-Reversal and Reciprocity. *Geophysics*, vol. 71, S147-S160, doi 10.1190/1.2213218.
- Wapenaar, K., 2004. Retrieving the Elastodynamic Green's Function of an Arbitrary in Homogeneous Medium by Cross-Correlation. *Phys. Rev. Lett.*, vol. 93, pp. 254-301-1-4.